

СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ



oilmsuresearch.ru



geol.msu.ru



msu.ru



oilmsu.ru



Н**ОВЫЕ ИДЕИ**
В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА
Новая реальность
oilgasideas.ru

25-26 мая 2023

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ М.В. ЛОМОНОСОВА
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ
ИНСТИТУТ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ И ГАЗА МГУ

Н  **ОВЫЕ ИДЕИ**
В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

oilgasideas.ru

25-26 мая 2023

Сборник научных трудов

(по материалам Международной научно-практической конференции)

25-26 мая 2023 г.

Москва 2023

УДК 553.98(075.8)

ББК 26.343я73

Н76 НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА - 2023:

сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции)/отв. ред.

А.В. Ступакова; МГУ имени М.В. Ломоносова геологический факультет кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых – Москва: Издательство "Перо" 2023. – 391 с.: ил.

[Электронное издание]

ISBN 978-5-00218-506-1

Материалы Международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа - 2023» состоявшейся 25-26 мая 2023 года в Москве "Президент-Отеле".

Издание адресовано геологам-нефтяникам, геохимикам, геофизикам, геологам широко профиля и специалистам в области цифровизации нефтегазовой индустрии.

УДК 553.98(075.8)

ББК 26.343я73

Печатается по решению учёного совета геологического факультета

Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова

Редколлегия: А.В. Ступакова – отв. редактор, академик Д.Ю. Пушаровский,

академик А.Э. Конторович, А.А. Сулова, А.В. Соколов,

М.Ю. Карпушин, М.А. Большакова, Р.С. Сауткин

ISBN 978-5-00218-506-1



© Московский государственный университет, 2023

Издательство «Перо»

109052, Москва, Нижегородская ул., д. 29-33, стр. 27, ком. 105.

Подписано к использованию 27.07.2023. Объем 30,4 Мбайт.

Электрон. текстовые данные. Заказ 669.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ФОРМИРОВАНИЕ СИНТЕТИЧЕСКИХ СЕЙСМОГРАММ НА ОСНОВЕ ЦИФРОВОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА СПЕКТРАЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ И ТЕХНОЛОГИИ CUDA

Ампилов Ю.П. (МГУ имени М.В. Ломоносова), Вершинин А.В. (ИФЗ РАН имени О. Ю. Шмидта, МГУ имени М.В. Ломоносова), Левин В.А. (МГУ имени М.В. Ломоносова), Петровский К.А. (ООО «Фидесис»), Приезжев И.И. (РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина), Штейн Я.И. (ООО «Арктический научный центр»)*

Введение

В работе рассмотрена постановка трехмерных динамических задач теории упругости применительно к полномасштабному моделированию сейсморазведки в геологических средах. Излагаются детали алгоритма на основе метода спектральных элементов (МСЭ) для численного решения поставленных задач в неоднородных трехмерных средах с резко изменяющимися свойствами материала. Представлены основные преимущества и особенности МСЭ (высокий порядок дискретизации по пространству, явная схема интегрирования по времени) в сравнении с классическим подходом, основанном на методе конечных элементов (МКЭ) [1, 2, 3]. Рассматриваются технические особенности массивно-параллельной реализации данного алгоритма на графических процессорах с использованием технологии CUDA. Анализируется эффективность распараллеливания на гибридных системах при различных порядках МСЭ и параметрах численной схемы интегрирования по времени.

Приведены результаты решения трехмерной задачи моделирования распространения сейсмических волн в неоднородной геологической среде с разломами и резко изменяющимися свойствами пропластков. Проводится анализ полученных сейсмограмм и волновых полей. Обсуждаются вопросы проверки численной сходимости метода для диспергирующих волн рэлеевского типа. Отдельно рассмотрен вопрос о постановке неотражающих граничных условий на внешней границе области.

Исследования для данной работы были проведены в Институте Физики Земли РАН имени О.Ю. Шмидта за счет средств гранта Российского научного фонда (проект № 19-77-10062) в части разработки математической модели и проведения численного моделирования и в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова» при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (Соглашение о предоставлении грантов №075-15-2022-1106) в части разработки методов численной дискретизации и распараллеливания на гибридных высокопроизводительных вычислительных системах на основе технологии CUDA.

Основной текст

В данной работе рассматривается задача о распространении трехмерных сейсмических волн в неоднородной геологической модели. Для расчетов волнового поля использовалась геологическая модель, построенная на основе данных по реальному участку недр Российской Арктики, достаточно хорошо изученному 3D сейсморазведкой и глубоким бурением. По вертикали модель (Рис. 1) охватывает разрез осадочного чехла от поверхности рельефа до кровли складчатого основания платформы. В нижнем интервале присутствуют разрывные нарушения с изменяющимися по латерали и вертикали смещениями, ориентация структурной сетки выбрана в соответствии с простиранием тектонических швов. Размеры моделируемой области в плане выбраны таким образом, чтобы получить на выходе пригодный для полноценной обработки объем сейсмических данных 3D (16×12 км по латерали и от 0 до -4100 м по вертикали).

Пространственная сетка и модель свойств построена в специализированном программном комплексе геологического моделирования с выполнением вертикального ремасштабирования на заключительном этапе. Зоны и подзоны модели разделены на слои ячеек в соответствии с принятой региональной концепцией осадконакопления. Итоговая расчлененность разреза позволяет отразить все наиболее значимые детали строения разреза и сохранить баланс между детальностью, скоростью и самой возможностью выполнения дальнейших расчетов. 3D grid построенной модели содержит 144 слоя по 39 961 значимых ячеек в каждом слое (среднее разрешение сетки по латерали 70×70 м).

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Среднее вертикальное разрешение сетки составляет от 13-15 м в УВ продуктивной зоне разреза до 25-60 метров в остальных частях. Всего сетка содержит 5 754 384 значимые ячейки.

Смоделированный разрез включает в себя несколько нефтегазоносных комплексов с доказанной продуктивностью и региональных экранов. Участок моделирования выбран таким образом, чтобы включать в себя как части открытых залежей УВС, так и водоносные области. Моделирование литологии разреза основано на результатах глубокого бурения – материалах интерпретации ГИС и лабораторных исследованиях кернового материала. В верхней части смоделирована зона распространения многолетнемерзлых горных пород с изменяющейся мощностью. Итоговая модель содержит данные о продольных и поперечных скоростях упругих волн, плотности пород, модуле Юнга и коэффициенте Пуассона, а также декременте поглощения среды.

Построения выполнены с соблюдением всех основных отраслевых требований, предъявляемых к геологическим моделям, используемым для подсчета запасов УВС и проектирования разработки. Контроль качества выполненных геологических построений осуществлен с использованием сравнительного анализа ранее полученных карт изохрон по основным ОГ и карт, рассчитанных на построенной модели.

Математическая постановка задачи состоит из уравнений линейной динамической теории упругости в перемещениях [4, 5], записанных в трехмерной декартовой системе координат [10], граничных условий (приближенные неотражающие условия на внешней границе области и свободной поверхности с заданным массовым источником, зависящим от времени, на ней) и нулевых начальных условий. Пусть $\mathbf{u}(\mathbf{x},t)$ - вектор смещения точки \mathbf{x} в момент времени t , ρ - плотность, $\boldsymbol{\sigma}$ - тензор напряжений, $\mathbf{S}=\mathbf{S}(\mathbf{x},t)$ - функция источника. Выпишем систему дифференциальных уравнений, описывающих распространение упругих волн [4, 5]:

$$\rho \frac{\partial^2 \mathbf{u}}{\partial t^2} = \nabla \cdot \hat{\boldsymbol{\sigma}} + \mathbf{S} \quad (1)$$

Рассмотрим упругие материалы, подчиняющиеся закону Гука:

$$\hat{\boldsymbol{\sigma}} = \hat{\mathbf{c}} : \hat{\boldsymbol{\varepsilon}} \quad (2)$$

где $\hat{\boldsymbol{\varepsilon}} = \frac{\nabla \mathbf{u} + \mathbf{u} \nabla}{2}$ - тензор деформации, $\hat{\mathbf{c}}$ - тензор Гука 4-го ранга.

Ввиду симметрии тензора Гука, его можно представить в виде матрицы, используя замену индексов [4, 5] (нотация Фойгта): (1, 1) → 1, (2, 3) → 4, (2, 2) → 2, (1, 3) → 5, (3, 3) → 3, (1, 2) → 6. Тогда закон Гука примет вид:

$$\begin{pmatrix} \sigma_{11} \\ \sigma_{22} \\ \sigma_{33} \\ \sigma_{23} \\ \sigma_{13} \\ \sigma_{12} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & C_{14} & C_{15} & C_{16} \\ C_{21} & C_{22} & C_{23} & C_{24} & C_{25} & C_{26} \\ C_{31} & C_{32} & C_{33} & C_{34} & C_{35} & C_{36} \\ C_{41} & C_{42} & C_{43} & C_{44} & C_{45} & C_{46} \\ C_{51} & C_{52} & C_{53} & C_{54} & C_{55} & C_{56} \\ C_{61} & C_{62} & C_{63} & C_{64} & C_{65} & C_{66} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varepsilon_{11} \\ \varepsilon_{22} \\ \varepsilon_{33} \\ 2\varepsilon_{23} \\ 2\varepsilon_{13} \\ 2\varepsilon_{12} \end{pmatrix} \quad (3)$$

В случае изотропной среды компоненты тензора Гука зависят лишь от 2х величин, являющихся коэффициентами (параметрами) Ламе λ , μ :

$$C_{ij} = \begin{pmatrix} \lambda + 2\mu & \lambda & \lambda & 0 & 0 & 0 \\ \lambda & \lambda + 2\mu & \lambda & 0 & 0 & 0 \\ \lambda & \lambda & \lambda + 2\mu & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \mu & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \mu & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mu \end{pmatrix} \quad (4)$$

В этом случае закон Гука принимает вид:

$$\sigma_{ij} = \lambda \varepsilon_{kk} \delta_{ij} + 2\mu \varepsilon_{ij} \quad (5)$$

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Для численного решения приведенных уравнений в неоднородной трехмерной среде использовался метод спектральных элементов (МСЭ) [6, 7, 11], обладающий высоким (спектральным) порядком аппроксимации решения по пространству и полностью явной схемой интегрирования по времени ввиду диагональной матрицы масс. Для случая рассмотренной в данной работе геологической модели (Рис. 1) решение искалось на гексаэдральной сетке, состоящей из 5634343 спектральных элементов 5-го порядка с общим числом интерполяционных спектральноэлементных узлов порядка 1.2 млрд. Важной особенностью является адаптация сетки под слоистую геометрию задачи, позволяющей точно моделировать разрывы в параметрах материала при переходе волны из слоя в слой. В качестве приближенных неотражающих граничных условий на внешней границе области в данном случае использовалась комбинация локальных характеристических условий [7] и поглощающего слоя с нарастающей степенью поглощения при приближении к границам области [9].

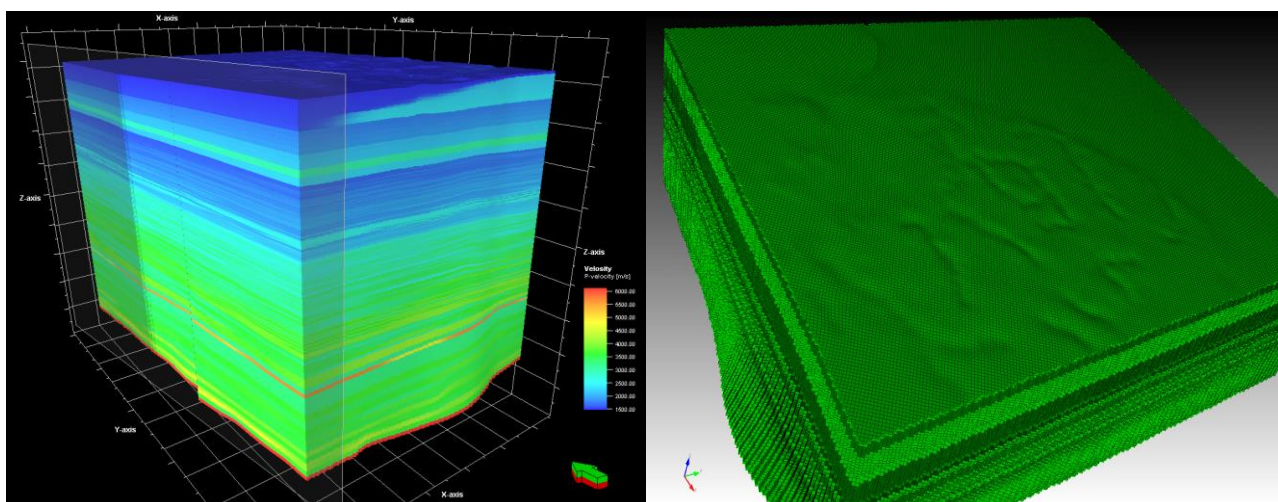
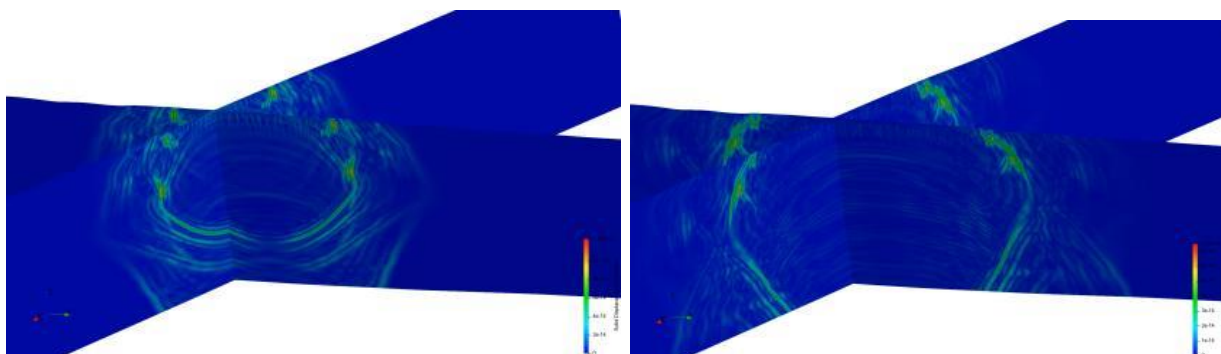


Рисунок. 1. Геологическая модель (слева) и гексаэдральная сетка (справа) для дискретизации по пространству.

Использование спектральных элементов высокого порядка и явной схемы интегрирования по времени позволило, с одной стороны, сократить общее число степеней свободы в дискретной модели (в сравнении с классическим методом конечных элементов [2, 3], достаточно 1-2х спектральных элементов на минимальную длину волны), а с другой – повысить шаг интегрирования по времени (определяемый из условия Куранта [1, 9, 13]) за счет использования более крупных элементов (по сути, размер элементов по глубине определялся толщиной пропластков).

Для проведения численных расчетов волновых полей (Рис. 2) использовались расчетные ядра в составе пакета CAE Fidesys [15] на базе технологии CUDA [8], позволяющей задействовать вычислительные возможности массивно- параллельных вычислительных устройств – для проведения расчетов использовалась рабочая станция HPE Mercury на базе 4х графических ускорителей NVIDIA Tesla A100, установленная на кафедре вычислительной механики механико-математического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова.



В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

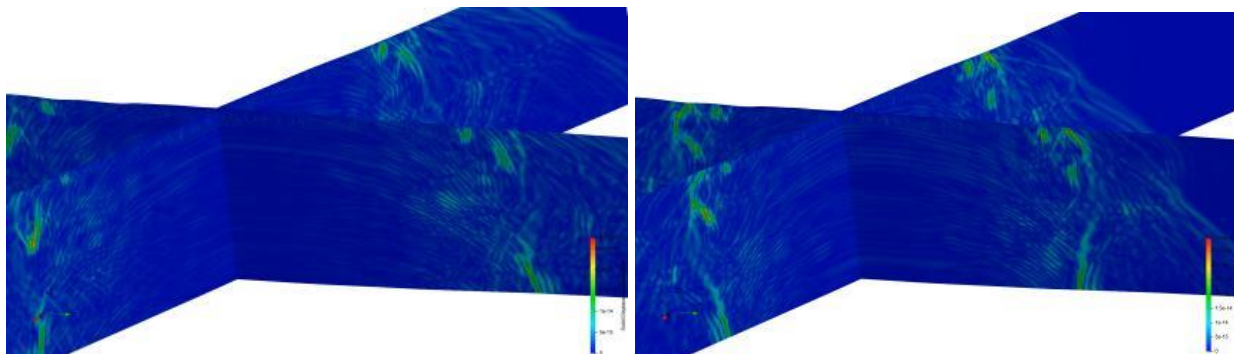


Рисунок. 2. Волновые поля в различные моменты времени (слева направо, сверху вниз).

Относительная независимость системы уравнений Галеркина для каждого спектрального элемента (интегрирование по каждому элементу проводится независимо) позволила эффективно реализовать безматричный алгоритм [14] интегрирования по пространству (ассемблирование вектора внутренних и внешних усилий [2, 12, 13]) с явной схемой интегрирования по времени на многоуровневой архитектуре графического процессора. В рамках данной реализации спектральноэлементная сетка естественным образом отображается на сетку (grid) из мультипроцессоров графической карты, а соответственно каждый спектральный элемент отображается на потоковый блок (block), в рамках которого отдельные узлы внутри элемента обрабатываются соответствующими им потоками внутри блока. Данный подход позволяет эффективно задействовать возможности разделяемой (shared) памяти для кэширования данных внутри спектрального элемента при формировании вектора внутренних усилий на нем (например, при вычислении производных неизвестных функций), что значительно увеличивает пропускную способность параллельной версии алгоритма, производительность которой ограничена именно скоростью доступа к глобальной графической памяти (memory bounded), а не вычислительной скоростью ядер графического процессора (compute bounded). Кроме того, использование графов (CUDA graphs) позволило объединить последовательные выполнения операций ассемблирования и интегрирования по времени (шаг схемы Ньюмарка [2, 9]) в единый граф операций на CUDA, осуществляющий несколько шагов интегрирования по времени за один вызов. За счет применения данных подходов получен итоговый прирост производительности порядка 100 раз в сравнении с реализацией МСЭ с помощью OpenMP на центральном процессоре Intel Xeon. Полученные результаты свидетельствуют об эффективности применения технологии CUDA к поставленной задаче. Обсуждаются особенности реализации и зависимость производительности от выбранного порядка спектральных элементов и параметров численной схемы Ньюмарка интегрирования по времени.

Заключение

До настоящего времени основные виды прикладного моделирования в сейсмике осуществляются упрощенным лучевым методом, причем, как правило, для монотипных волн. Волновое моделирование применяется крайне редко и, в основном, для упрощенных однороднослойных моделей сред с большими толщинами слоев [16,17]. Такие модели не могут адекватно отражать свойства реальной геологической среды.

В данной работе впервые осуществлено полноволновое моделирование методом спектральных элементов для детальной модели, содержащей более 5 миллионов ячеек и 1 миллиарда расчетных МСЭ-узлов. Причем рассчитаны как поверхностные волны Рэлея, так и полный набор объемных отраженных, преломленных и рефрагированных волн, продольных, поперечных и обменных. Учитываются всевозможные факты дифракции и многократных отражений – словом всё то, что происходит в реальной среде.

Такое полноценное волновое моделирование весьма важно для исследования возможностей современных методов обработки и интерпретации данных сейсморазведки, которые исходят из упрощенных предположений о строении среды. Мы предполагаем, что предстоит широкое внедрение данной технологии в повседневную практику сейсморазведочных работ.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Список литературы

1. Марчук Г.И., Агошков В.И. Введение в проекционно-сеточные методы. М. Наука 1981г. 416с.
2. Zienkiewicz O.C., Taylor R.L. - Vol. 1. The finite element method. The basis, 2000. 707p.
3. Zienkiewicz O.C., Taylor R.L. - Vol. 2. The finite element method. Solid mechanics, 2000. 479p.
4. Седов Л.И. Механика сплошной среды. Т. 2. М.: Наука, 1994. 560 с.
5. Ильюшин А.А., Победря Б.Е. Основы математической теории термовязкоупругости. М.: Наука. 1970. 280 с.
6. D. Komatitsch and Jeroen Tromp Introduction to the spectral element method for three-dimensional seismic wave propagation. Geophysics, 1999, 139, 806-822.
7. D. Komatitsch, C. Barnes, and J. Tromp. Wave propagation near a fluid-solid interface: A spectral-element approach. Geophysics, 65(2):623-631, 2000.
8. CUDA textbook by David Kirk from NVIDIA and Prof. Wen-mei Hwu from UIUC
9. Левин В. А., Вершинин А. В. Численные методы. Параллельные вычисления на ЭВМ Т.2 (Нелинейная вычислительная механика прочности. Цикл монографий в 5 томах под. ред. В.А. Левина). — ФИЗМАТЛИТ Москва, 2015. — 544 с.
10. Jose M. Carcione, Dan Kosloff, Alfred Behle, and Geza Serianis “A spectral scheme for wave propagation simulation in 3D elastic-anisotropic media” GEOPHYSICS, VOL. 57, NO. 12 (DECEMBER 1992); P. 1593- 1607
11. Konovalov D., Vershinin A., Zingerman K., Levin V. The implementation of spectral element method in a CAE system for the solution of elasticity problems on hybrid curvilinear meshes // Modelling and Simulation in Engineering. 2017. V. 2017. Article ID 1797561. P. 1–7.
12. Charara M, Vershinin A, Deger E, Sabitov D and Pekar G, 3D spectral element method simulation of sonic logging in anisotropic viscoelastic media SEG Expanded Abstracts 30 pp 432–437, 2011.
13. Charara M, Vershinin A, Sabitov D and Pekar G, SEM wave propagation in complex media with tetrahedral to hexahedral mesh 73rd European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition pp 41–45, 2011.
14. Г. В. Сабинин, А. К. Мокин, А. В. Вершинин, Т. И. Чичинина, Полноволновое моделирование в средах с мезоскопическими трещинами безматричным методом конечных элементов на графических процессорах / Физическая мезомеханика материалов. Физические принципы формирования многоуровневой структуры и механизмы нелинейного поведения: Тез. докл. Междунар. конф., 5-8 сентября 2022 г., Томск, Россия. — ИПЦ НГУ Новосибирск, 2022. — С. 359–360.
15. www.cae-fidesys.com
16. Ампилов Ю.П. Поглощение и рассеяние сейсмических волн в неоднородных средах/ М., «Недра», 1992 г., 160 с.
17. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа/ М., ООО «Центральное издательство геофизической литературы» - «Спектр», 2008, 384 с.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ОБЪЕМНАЯ ПЛОТНОСТНАЯ МОДЕЛЬ ЕХРП: ПОСТРОЕНИЕ С ОГРАНИЧЕНИЯМИ ПО КОМПЛЕКСУ НОВЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СЛЕДСТВИЯ

Андреев В.С. (ВНИГНИ), Большаков Е.М. (ВНИГНИ), Бисеркин И.В. (ВНИГНИ), Довыденко Г.М. (ВНИГНИ), Пиманова Н.Н. (ВНИГНИ), Соколова Е.Ю. (ВНИГНИ, ИФЗ РАН), Спиридонов В.А. (ВНИГНИ), Финкельштейн М.Я. (ВНИГНИ), Черемисина Е.Н. (ВНИГНИ)

Рациональный выбор направлений поисковых работ на территориях нефтегазоперспективных областей (НГО) осуществляется на основе научного геологического прогноза по результатам анализа региональных структурно-тектонических и эволюционных моделей. Их разработка существенным образом опирается на геофизические данные, без которых невозможно осветить внутреннюю архитектуру изучаемых территорий. При этом в силу неоднозначности интерпретации материалов отдельных методов необходим комплексный подход к анализу всей совокупности геофизической информации, который заключается в построении различных физико-геологических моделей (ФГМ) и их взаимной увязке на основе геологических сведений. Подобные построения дают возможность получить наиболее достоверные представления о глубинном строении области исследования и, следовательно, значительно снизить риски ошибочных решений на стадии поиска углеводородов (УВ) и заложения поисково-разведочных скважин.

Истолкование данных комплекса геофизических методов изучения крупных регионов можно эффективно произвести только с помощью современных компьютерных технологий, основанных на математических методах интерпретации геофизических полей, в сочетании с возможностями пространственного представления и сопоставления получаемых результатов в едином ГИС-проекте. Эффективным инструментом всестороннего анализа геофизических данных по перспективным НГО служит комплекс ГИС INTEGR0 [1], совмещающий в себе оба необходимых подхода.

Разработанные во ВНИГНИ методические и технологические приемы построения физико-геологических моделей НГО представляются на материалах изучения региона Енисей-Хатангского прогиба, где в последние два десятилетия идут масштабные геофизические исследования в целях выяснения УВ потенциала и поиска новых месторождений [2]. В фокусе исследования - построение объемной плотностной модели региона ЕХРП, которая интегрирует всю комплексную геолого-геофизическую информацию и предназначена служить главной опорой для разработки/корректировки структурно-тектонических и эволюционных моделей этой нефтегазоносной области в прогнозных целях.

Процесс построения объемной глубинной плотностной модели ЕХРП был достаточно жестко ограничен данными других геофизических методов, а также имеющимися сведениями о физических свойствах породных комплексов, геологической и скважинной информацией [3-5], что существенно повысило достоверность результата. В его основе лежал совместный анализ комплекса данных по сети региональных профилей МОГТ2D/МТЗ и пространственных распределений потенциальных полей. Поверхности основных границ раздела земной коры, составляющих структурный каркас модели, выстраивались с опорой на редкую сеть глубинных профилей ГСЗ и МОГТ, дополненную результатами решения трехмерной обратной гравиметрической задачи в терминах распределения избыточных плотностей при контроле МТ данными (рис.1).

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

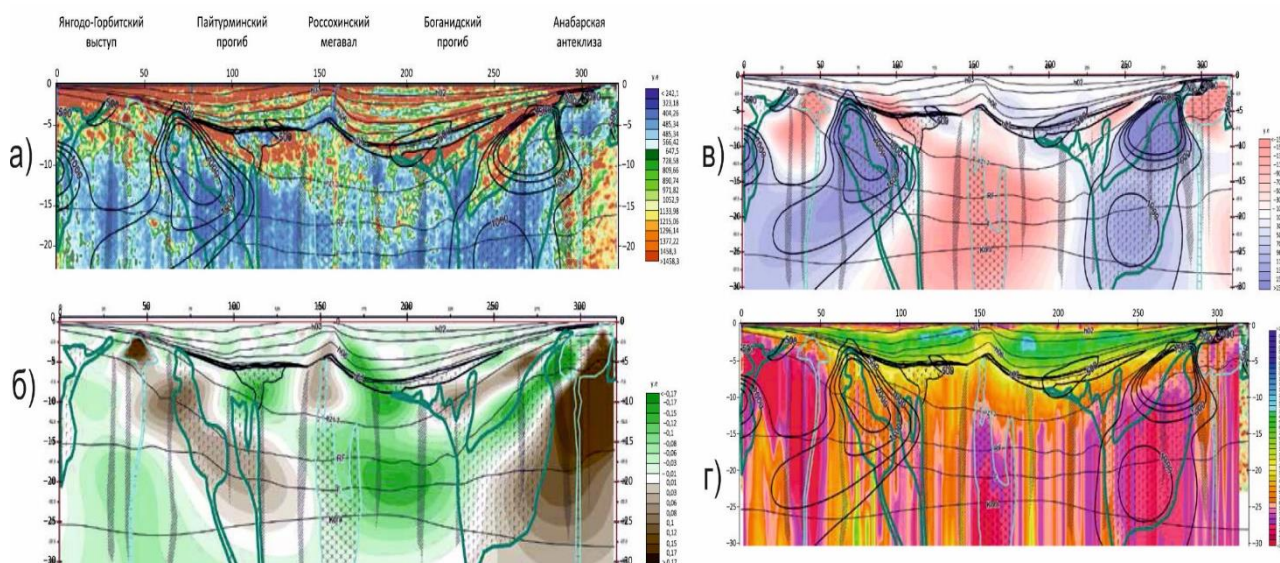


Рисунок 1а. Выделение образов крупных латеральных неоднородностей разреза по результатам качественной интерпретации комплекса профильных геофизических данных (профиль 624): а) — сейсмоэнергетический разрез (у.ед.), б) — разрез 3D модели избыточной плотности ($г/см^3$), в) — разрез 3D модели избыточной намагниченности (мА/м), г) — разрез УЭС (1D инверсия) (Ом \times м).

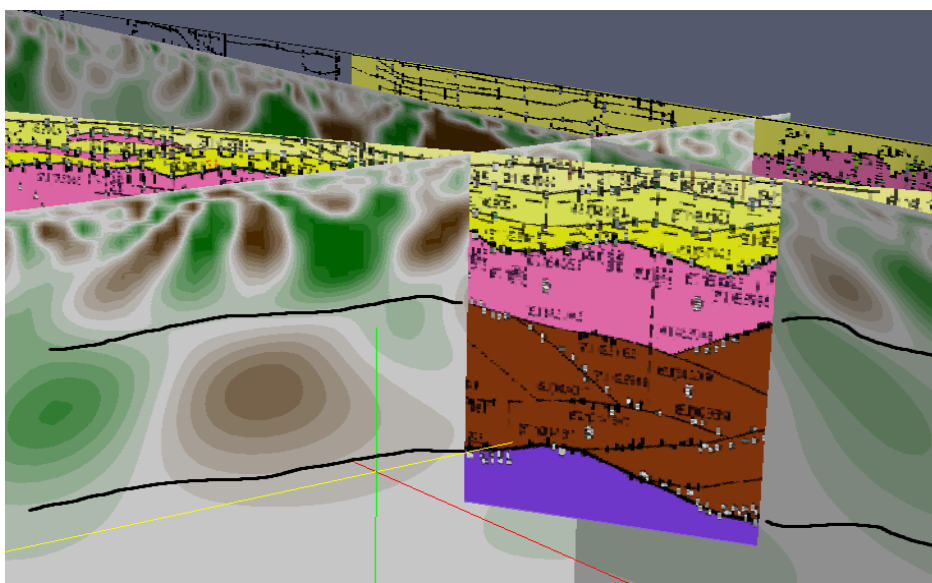


Рисунок 1б. Пример пространственного сопоставления разрезов 3D-модели избыточной плотности, полученной в результате инверсии поля силы тяжести, с разрезами ГСЗ

Полученный набор структурных карт определил конфигурацию базовой слоистой модели, в которой плотности скачкообразно изменялись на границах и градиентно - в пределах слоев (рис. 2а).

На следующем этапе с помощью аппарата трехмерного плотностного моделирования невязка наблюдаемого и расчетного (от градиентно-слоистой модели) гравитационных полей минимизировалась путем введения в модель латеральных неоднородностей в виде эллипсоидальных включений, в первом приближении описывающих интрузии или зоны разломов. Положение плотностных неоднородностей определялось по результатам анализа всего комплекса геолого-геофизических данных. Последующее приближение к наблюдаемому полю силы тяжести проходило в ходе редакции формы введенных локальных аномалообразующих тел, осуществляемой с помощью

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

реализованного в ГИС INTEGRО «монтажного метода» решения обратной гравиметрической задачи [6], рис. 2б.

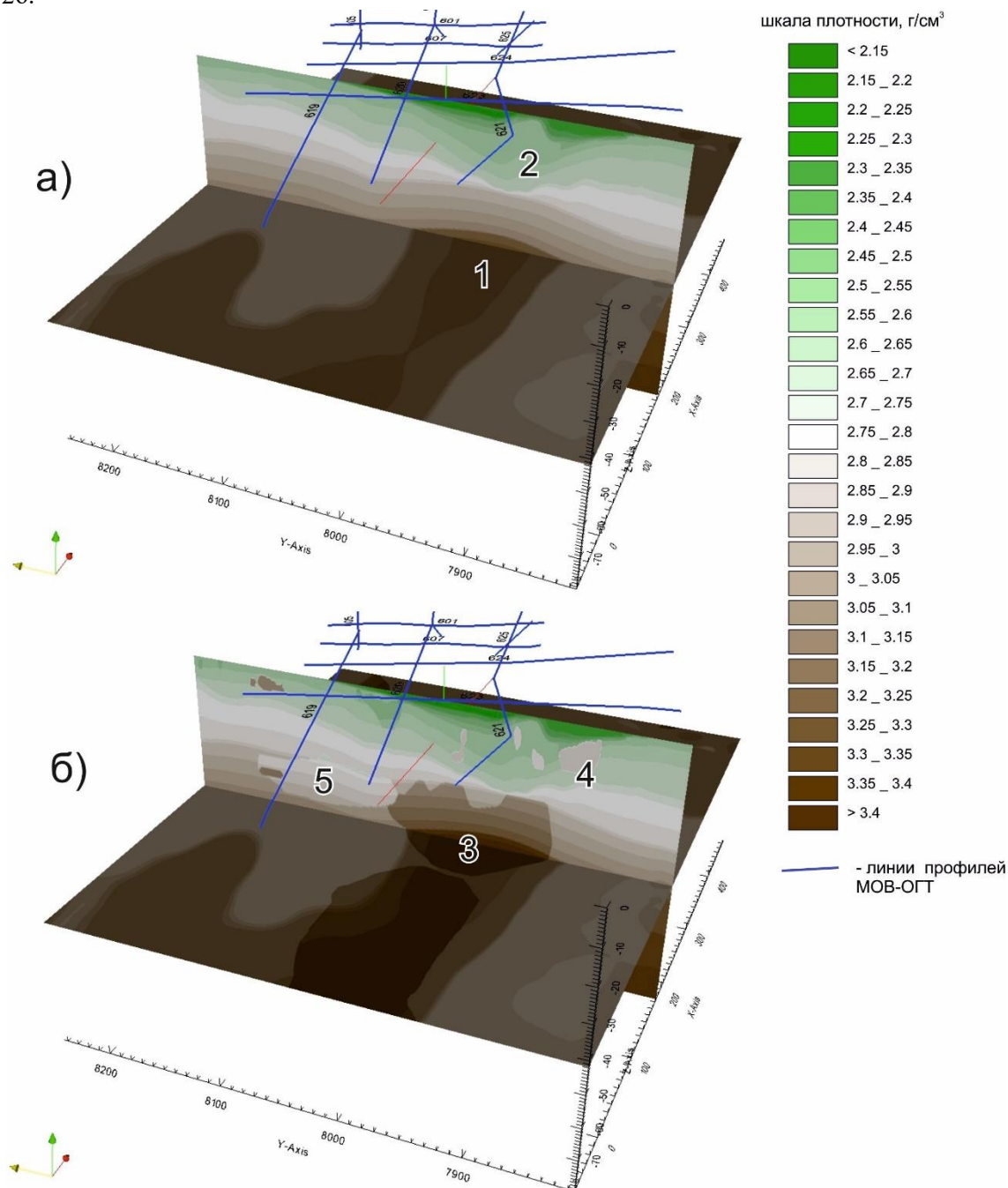


Рисунок 2. Глубинная (до 80 км) объемная плотностная модель центральной части ЕХРП: а – градиентно-слоистая модель; б – градиентно-слоистая с латеральными неоднородностями, подобранная монтажным методом. 1 – подъем Мохо в центральной части ЕХРП, 2 – Рассохинский вал, 3 – базификация в нижней коре и верхней мантии, 4 – бортовая интрузия, предположительно габброиды, 5 – разуплотнение в нижней коре под Янгодо-Горбитским выступом.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

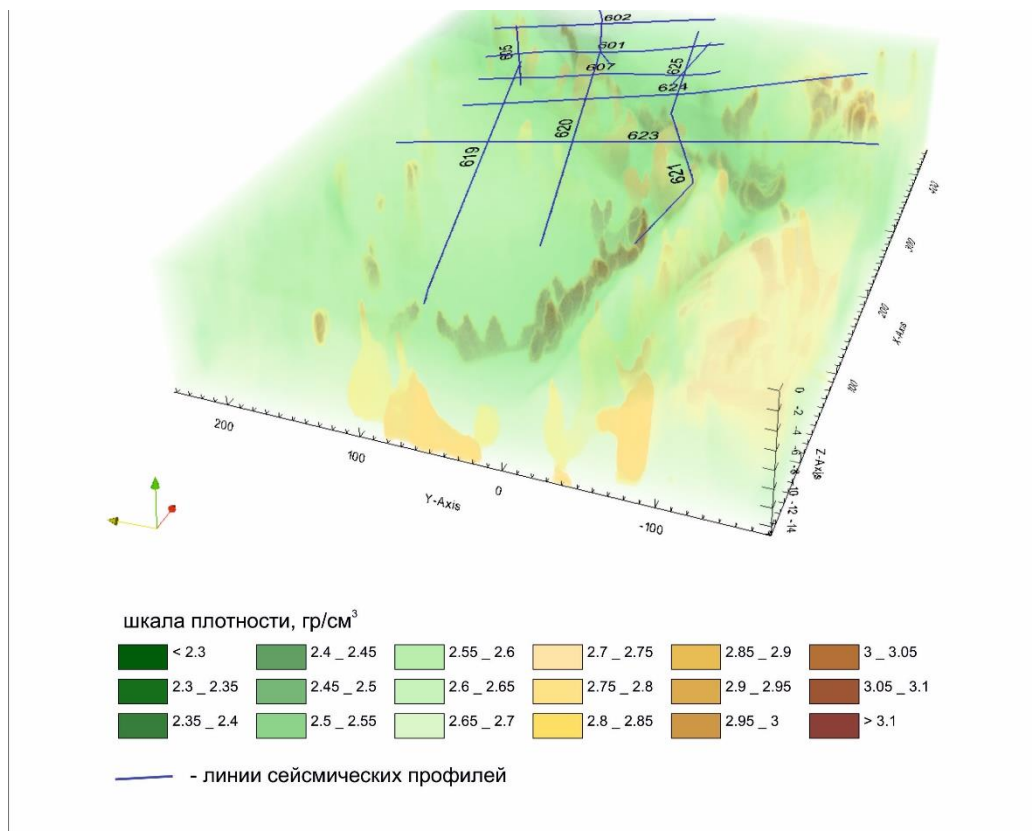


Рисунок 3. Итоговая детализированная плотностная модель верхних 15 км осадочного бассейна ЕХРП.

Далее по полю, редуцированному за счет нижней части разреза, проводилась детализация верхних слоев модели при уменьшении в них размера ячеек разбиения и добавлении структурных поверхностей мезозойских отражающих горизонтов. Детальная 3D плотностная модель осадочного бассейна ЕХРП (до глубины 15 км) была подобрана «монтажным методом» путем финальной минимизации невязки ее отклика и редуцированного поля силы тяжести (рис. 3) [5].

Благодаря последовательному выполнению всех этапов комплексного анализа, построенная объемная плотностная модель ЕХРП детально описывает наблюдаемое гравитационное поле и, в целом, отвечает аномальному магнитного полю, а также ансамблю данных ГСЗ, МОГТ-2D и МТЗ. При этом последний был значительно пополнен новыми данными по сравнению с ансамблем, служивший опорой аналогичных построений предшественников [7], что обеспечило возможность повысить разрешение, в первую очередь, осадочного чехла, а также ряда глубинных неоднородностей.

Процесс построения модели дал определенное понимание степени устойчивости ее отдельных частей. Ряд предположений, сделанных по результатам анализа пространственных и профильных геофизических данных - в частности о поясе бортовых интрузий - вполне уверенно подтвердились результатами объемного плотностного моделирования. Однако некоторые особенности полученного распределения плотности так и остались предположениями, все еще не четко подтвержденными и объясненными комплексными данными (например, разуплотнение в нижней коре Янгодо-Горбитского выступа и его генезис).

Разработка детальной плотностной модели верхних 15км разреза ЕХРП позволила обоснованно выделить неоднородности осадочного чехла, являющиеся важным материалом дальнейших межпрофильных уточнений морфологии сейсмических горизонтов, знание которой необходимо для решения структурных нефтегазопроисковых задач.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Новые сведения о глубинном строении Енисей-Хатангского прогиба, полученные в значительной мере благодаря применению совокупности эффективных технологических приемов комплексного анализа геофизической информации, представляются весьма полезными для актуализации его структурно-тектонических и геодинамических моделей – главных продуктов региональной стадии изучения НГО. Следует подчеркнуть важную роль, которую играли в разработке модели концептуальные ограничения согласно принятой рифтогенной гипотезе геологического развития ЕХРП [8, 9, 3], а также отметить появившиеся возможности ее существенного развития по результатам анализа полученного глубинного распределения плотностей.

Список литературы

1. Черемисина Е.Н., Финкельштейн М.Я., Деев К.В., Большаков Е.М. ГИС INTEGRO. Состояние и перспективы развития в условиях импортозамещения // Геология нефти и газа. -2021.- №3.-С.
2. Афанасенков А.П. и др. Методология комплексного геолого-геофизического изучения малоизученных нефтегазоперспективных территорий РФ на примере северного обрамления Сибирской платформы. ВНИГНИ – 65. Люди, результаты и перспективы / Варламов А.И., Петерсилье В.И. М.: ФГБУ “ВНИГНИ”.
3. Андреев В.С., Бисеркин И.А., Большаков Е.М., Довыденко Г.М., Пиманова Н.Н., Соколова Е.Ю., Спиридонов В.А., Шпектров А.Л. О морфоструктурных и вещественных характеристиках магматических образований Енисей-Хатангского прогиба // Геология нефти и газа. 2021. № 6. с. 83–104. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-6-83-105>.
4. Большаков Е.М., Бисеркин И.А., Куприянов И.С., Пиманова Н.Н., Соколова Е.Ю., Спиридонов В.А., Финкельштейн М.Я. Применение ГИС Integro при комплексном геофизическом изучении глубинного строения нефтегазоперспективных регионов. Часть 1. // 2022, Геоинформатика, №4. С. 63-74. <https://doi.org/10.47148/1609-364X-2022-4-63-74>
5. Большаков Е.М., Бисеркин И.А., Куприянов И.С., Пиманова Н.Н., Соколова Е.Ю., Спиридонов В.А., Финкельштейн М.Я. Применение ГИС Integro при комплексном геофизическом изучении глубинного строения нефтегазоперспективных регионов. Часть 2. // 2023, Геоинформатика, №1. С. 31-42. <https://doi.org/10.47148/1609-364X-2023-1-31-42>
6. Мицын С.В., Большаков Е.М. Монтажный метод в ГИС INTEGRO и его использование для решения обратной гравитационной задачи// Геоинформатика. —2021. — № 3-с36-46.
7. Афанасенков А.П., Лыгин И.В., Обухов А.Н., Соколова Т.Б., Кузнецов К.М. Объемная реконструкция тектонических элементов Енисей-Хатангской рифтовой системы по результатам комплексной геолого-геофизической интерпретации // Геофизика. – 2017.- 2.-С. 60-70.
8. Сурков В.С. Рифтогенез и нефтегазоносные бассейны Сибири // Геология нефти и газа.- 1998.- № 10.- С. 33–36.
9. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов (год 2000). М.: Научный мир, 2001.605 с

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

НОВЫЕ ОТКРЫТИЯ И ВОЗМОЖНОСТИ СОЗДАНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ГЕОТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

Астафьев Д.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

До настоящего времени не удавалось логично объяснить связи глубинных процессов с поверхностным ликом Земли, и даже с кинематикой и взаимодействием литосферных плит между собой. Решению этих проблем посвящены многочисленные работы выдающихся советских и российских геологов – академиков В.Е.Хаина, Ю.М.Пушаровского, Д.Ю.Пушаровского, Н.Л.Добрецова, М.И.Кузьмина, В.В.Ярмолюка, Л.И.Лобковского, члена кор. В.П.Трубицына и др. ученых. За рубежом опубликована монография «За пределами тектоники литосферных плит» (Авторы: L.F.Yuen, Sh. Maruyama, Sh-i. Karato, V.F. Windley. 2007 г. и др.), касающиеся поиска более убедительного обоснования глубинного строения и геодинамики Земли.

Но в последние годы на основе комплексного анализа и обобщения всей имеющейся геолого-геофизической информации, прежде всего материалов сейсморазведочных работ регионального этапа – ГСЗ, МОГТ, сейсмотомографии, глубокого и сверхглубокого бурения, GPS-ГЛОНАСС съёмок, накопленных знаний о строении осадочных и нефтегазоносных бассейнов (О и НГБ), земной коры, литосферы в целом и всей подлитосферной мантии, удалось уточнить концепцию тектоники литосферных плит (ТЛП), сохранив мобилистскую её основу – периодическое формирование суперконтинентов, их распад в результате формирования новых океанов при закрытии старых в процессе латеральных перемещений известных литосферных континентальных и океанических литосферных плит на тысячекилометровые расстояния при полном обновлении последних примерно за 150 млн лет [1, 2, 4, 5, 9]. В частности, основными принципиальными уточнениями являются следующие:

- по данным высококачественной сейсмотомографии на фоне оболочечного строения всей коромантийной оболочки, отчетливо прослеживаются структуры радиальной неоднородности (стобчатости) от поверхности до раздела ядро-мантия, особенно в тектонически активных поясах, областях и зонах, в т.ч. под современными внутри- и окраинно-континентальными рифтами, О и НГБ, зачастую до глубины почти 2900 км (рис.1), и они – эти радиальные структуры сохраняются, несмотря на сотни и тысячекилометровые латеральные перемещения [17];
- в таком случае, выделенные ранее литосферные плиты в действительности являются не литосферными, а коромантийными секторами (КМС), и движение их происходит не по астеносфере или в процессе конвекции в астеносфере, а по очень пластичному слою D” или даже по верхним слоям жидкого ядра;
- в комплексе с картами важнейших геофизических характеристик поверхности и тектоники, карт результатов GPS-ГЛОНАСС съёмок глобального и планетарного уровней генерализации информации, обоснована новая иерархия тектонической и геодинамической делимости не только литосферы, но и всей коромантийной оболочки Земли, в которой вместо отдельных литосферных плит выделены группировки (ансамбли) коромантийных плит или секторов (КМС), сформировавшихся в процессе распада Пангеи Вегенера: Африкано-Евразийско-Австрало-Западно-Тихоокеанская, Американско-Гренландская и обособленная Антарктическая, которые представляют собой реальные конвективные ячейки Бенара g-типа [1, 7];
- в границах выделенных группировок КМС геодинамические процессы осуществляются практически обособленно (автономно), включая формирование О и НГБ а между группировками действует планетарная геодинамика, приводящая к периодическому раскрытию новых океанов и закрытию старых (в настоящее время при мощнейшем апвеллинге-спрединге со скоростью 20 и более см. в год закрывается Тихий океан и раскрываются Атлантический, Индийский и Северный Ледовитые океаны [6];
- установлено также, что причиной рифто- и бассейногенеза в каждой из группировок является продолжающийся планетарный процесс формирования континентальных КМС на окраинах и внутри континентов за счет неоднократно проявляющихся последовательностей процессов рифтогенной деструкции, магматизма, формирования надрифтовых депрессий, аккреции, орогенеза и

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

пенепленизации. Так древние платформы при частичном разрушении краевых частей наращиваются обрамлениями более молодой литосферы вплоть до окраин альпийского возраста. Таким образом, концепция ТЛП с учетом выполненных обобщений, фактически преобразуется в концепцию геодинамики коромантийных секторов, а учитывая также

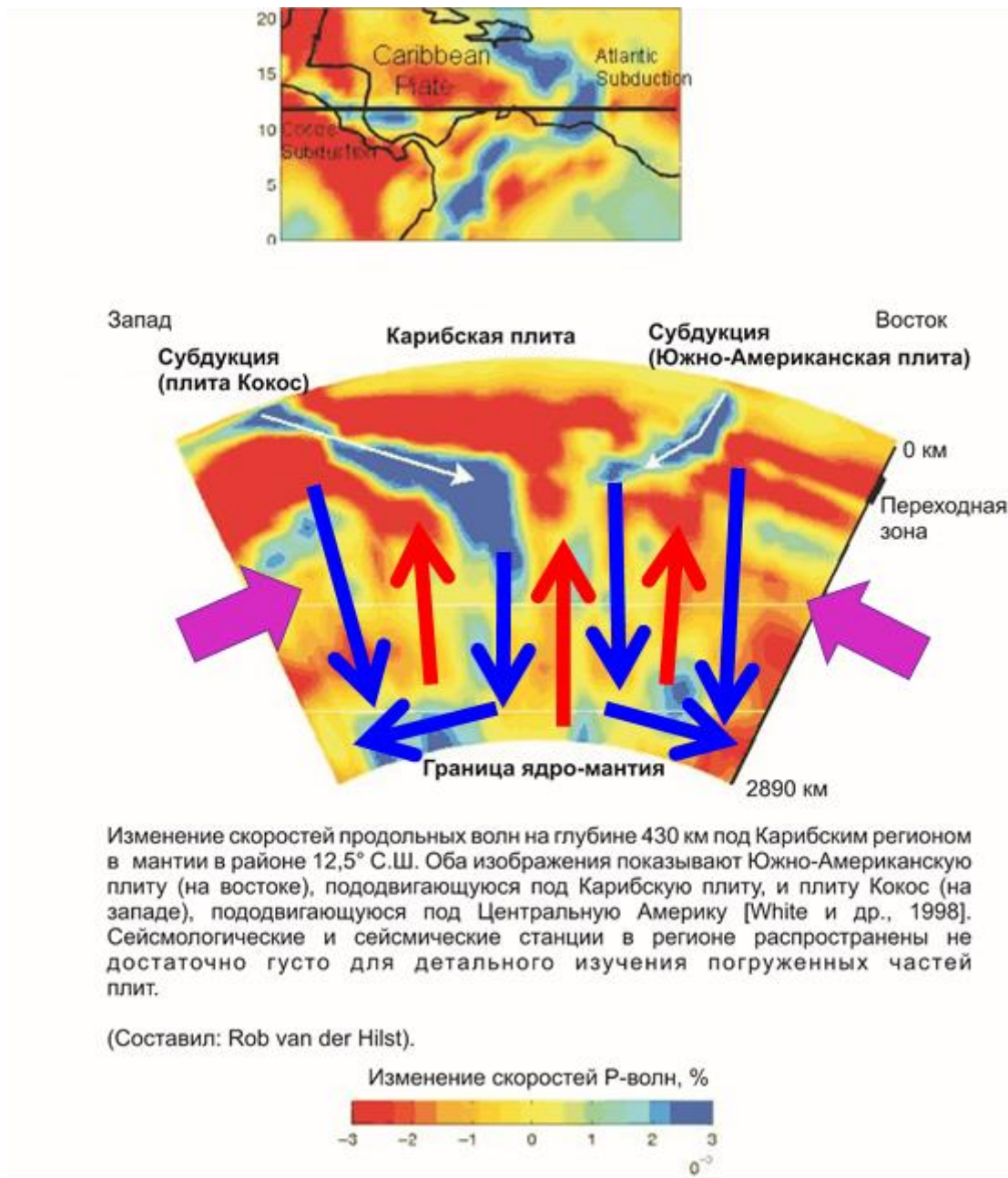


Рис. 1. Сейсмотомографический профиль через Карибский бассейн, отражающий столбчатую структуру коромантийной оболочки Земли и возврат в слое D'' или вблизи него остаточного вещества литосферных слэбов на постоянно действующую подпитку апвеллинга в СОХ. Красными и синими стрелками (добавлены Д.А Астафьевым) обозначены направления движения мантийного вещества, соответственно, восходящего мантийного магматизма и гравитационного погружения столбчатых тел коромантийной оболочки. Сиреневые стрелки показывают направления движения масс мантийного вещества в область деструкции коромантийной оболочки с пониженной плотностью.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

установленные активные процессы перемещения вещества в жидком и твердом ядре, представляется правильным рассматривать и считать концепцию геодинамики Земли как концепцию объёмной геодинамики.

Для нефтегазовой геологии, тем не менее, актуальными научными направлениями остаются уточнение глубинных причин образования НГБ и закономерностей размещения крупных зон нефтегазоаккумуляции с учетом взаимосвязи бассейно- и нефтидогенеза с глубинным строением и геодинамикой глубинных недр Земли. В этой связи очевидно, что основа разработки инновационных геотехнологий – это новые знания, новые открытия в науках о Земле.

В геологической науке, в т.ч. нефтегазовой геологии постоянно происходили и происходят новые открытия, появляются новые теории, концепции, парадигмы, но наиболее крупные и значимые из них появляются в процессе реализации комплексных целевых программ по изучению недр континентов и океанов.

В СССР прорывной эффект развития геологии в целом обеспечили известные комплексные программы опорного бурения, разработанные по инициативе академика И.М. Губкина в 30-х годах прошлого столетия. А в послевоенные годы метод опорного бурения как метод познания глубинной геологии для подготовки резервных запасов нефти и газа, стал частью государственного плана изучения геологического строения недр страны.

Применение палеомагнитных методов в комплексе с глубоководным бурением, сейсмическими съемками и визуальными наблюдениями с подводных аппаратов в 1960-1970-х гг. XX в., способствовали становлению идеи мобилизма и разработки концепции «Тектоники литосферных плит».

В 60-80-х годах выполнялась трехэтапная Комплексная программа глубинного изучения земных недр СССР [13]. Программными исследованиями занимались около 150 научных и производственных организаций Министерства геологии СССР, АН СССР и АН союзных республик. Исследования включали широкое использование глубокого и сверхглубокого бурения (Кольская, Саатлинская, Уренгойская и др. сверхглубокие скважины), комплексных геолого-геофизических и геохимических глубинных методов, в т.ч. геотраверсов ГСЗ. Реализация программы позволила получить принципиально новые данные для создания фактографически обоснованных глобальных моделей геотектоники, нефтегазоносности и металлогении.

В конце 80-х годов начата и частично была реализована Программа «Углеводороды литосферы – 2010» по обоснованию районов бурения глубоких и сверхглубоких скважин в комплексе с новыми глубинными геофизическими исследованиями в нефтегазоносных регионах СССР [12, 16], которая позволила с геодинамических позиций обобщить большой объем накопившихся геолого-геофизических данных по строению О и НГБ в объеме не только осадочного чехла, но и консолидированной коры, а также верхней мантии. В результате были построены первые варианты новых уточненных карт тектонического и нефтегазогеологического районирования и даны альтернативные оценки перспектив нефтегазоносности практически всех нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных регионов России, СССР, Кубы и частично других стран [Клещев К.А., Шеин В.С. 1977, 1978 и др.].

В настоящее время, в связи с высокой освоенностью запасов и ресурсов УВ, осуществляется постепенный переход от экстенсивной модели к интенсивной. Эта новая парадигма разведки и добычи углеводородного сырья в России в XXI столетии была обоснована академиком А.Э.Конторовичем [14]. Основными положениями интенсивной модели являются:

– продвижение в сравнительно удаленные нефтегазоносные провинции (такие, как Лено-Тунгусская), освоение новых геологических источников (баженовская свита), поиски и разведка мелких и мельчайших месторождений с привлечением малого бизнеса. Также будет продолжаться доразведка известных гигантских и крупных месторождений УВ, учитывая опыт доразведки Ромашкинского, Уренгойского, Астраханского, Юрубчено-Тохомского и др. месторождений.

Следует заметить, что с учетом текущего состояния поисково-разведочных работ на нефть и газ, новые открытия крупных месторождений УВ с высокой вероятностью планируются на шельфах Баренцева, Карского и Охотского морей, а также допускаются в пределах слабоизученных территорий Енисей-Хатангского прогиба и в акваториях Восточно-Арктических морей. Однако, судя по результатам

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

проведенных ГРР, перечисленные слабоизученные регионы характеризуются пока недостаточно достоверными перспективами в плане возможности подготовки крупных запасов газа и тем более нефти, особенно Восточно-Арктический. Аналогичные проблемы сохраняются для Северо-Карской, Анадырской, Хатырской и др. областей с относительно малоразмерными и не очень глубокими впадинами.

Для таких регионов и областей желательно было бы предусмотреть организацию НИР по анализу результатов и состояния ГРР с уточнением ресурсов УВ в прогнозируемых, но малоизученных возможных зонах и стратиграфических комплексах. При этом эффективен будет мониторинг результатов и состояния ГРР с постоянным обновлением электронных карт тектонического и нефтегазогеологического районирования и повышением их прогностических возможностей.

Объемы разведанных запасов нефти и газа, а также сложившиеся за последние годы тенденции по их приросту и качеству открываемых месторождений на территории РФ указывают, что основным резервом для существенного прироста запасов УВ остается континентальный шельф РФ [15]. Карское, Баренцево и Охотское моря.

По результатам анализа и обобщения материалов качественной сейсмотомографии сделан вывод, что шельф Карского моря, как и суша Надым-Пур-Тазовского региона – это огромная область неоднократной деструкции литосферы (учитывая существование домезозойских осадочных бассейнов на активных окраинах сближающихся Восточно-Европейского и Сибирского палеоконтинентов), сформировавшаяся в связи с воздействием восходящего мантийного магматизма, ассимиляцией вещества нижней части земной коры, фактически его возврата в мантию и неравномерного по площади гравитационного погружения смежных внутри-, меж-, и окраинно-рифтовых блоков пород фундамента и переходного комплекса (рис. 2) [3, 4].

Нет сомнений, что на шельфе Карского моря в перспективе до 2050 г. продолжатся открытия крупных и уникальных по запасам УВ новых месторождений. В научном и практическом отношении для глубинных исследований будет представлять интерес определение роли и значения геотермической аномалии под Южно-Карской НГО и связей её со структурой литосферы, тектоникой, геодинамикой и кинематикой блоков фундамента, осадочного чехла и распределением ресурсов УВ. Также представляет интерес глубинное сочленение Южно-Карской синеклизы с Новоземельским орогеном и Восточно-Баренцевской впадиной.

В Охотском море на шельфе о. Сахалин после завершения разведки крупного Киринского газоконденсатного (ГК) и уникального Южно-Киринского нефтегазоконденсатного (НГК) месторождений, а также открытия ГК Южно-Лунского, Мынгинского, нефтяных Нептун и Тритон месторождений продолжают нефтегазопоисковые работы на Центрально-Пограничном [8], Западно-Камчатском и др. ЛУ. Здесь не исключаются возможности открытия месторождений нефти и газа – аналогов Белого тигра в условиях единой активной окраины Евразии [11].

В этой связи, как одно из альтернативных актуальных направлений может являться картирование и изучение выступов пород переходных комплексов и пород фундамента.

В настоящее время предпринимаются попытки продлить поддержание рентабельных уровней добычи, особенно на гигантских месторождениях, таких как Ромашкинское, Самотлорское, Уренгойское, Ямбургское и многих других разрабатываемых месторождениях УВ за счет прироста новых запасов в нижних горизонтах осадочного чехла, а возможно и в породах промежуточного этажа (при его наличии), или даже фундамента, а также на прилегающих к таким месторождениям участках. Проявляется интерес и к учету возможной естественной восполняемости запасов УВ за счет предполагаемых процессов подтока предположительно фундаментной нефти и газа, или даже мантийных УВ, что не особенно вписывается в теорию осадочно-миграционного генезиса УВ.

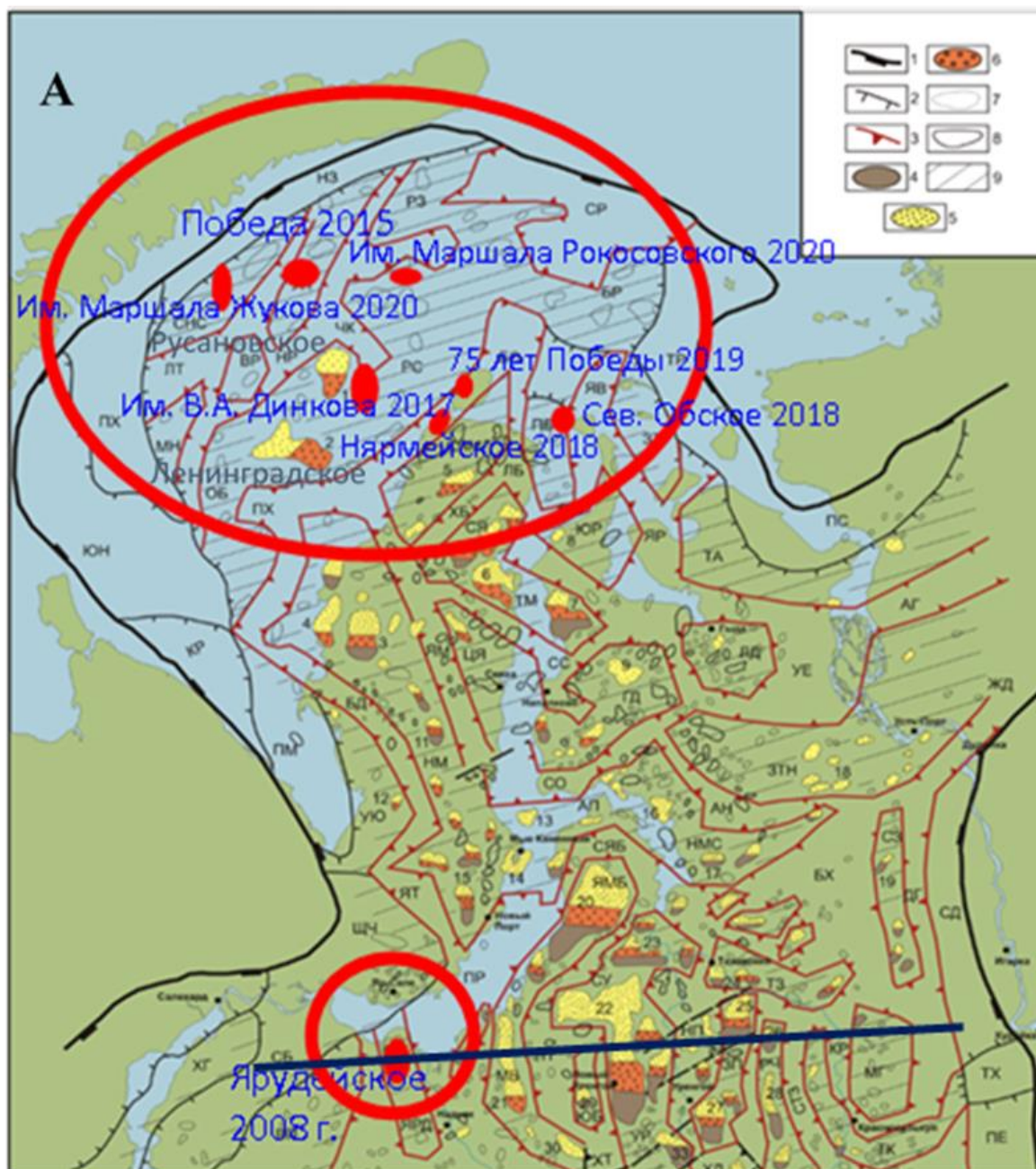
В этой связи для крупнейших НГБ, рифтовых систем и орогенов, континентальных окраин России и Арктического региона, с целью детализации структуры литосферы, мантии и даже внешней оболочки ядра Земли, рекомендуется продолжить выполнение Программы глубинного изучения территории и акваторий морей России – дополнительно к профилям ГСЗ выполнить высококачественную сейсмотомографию, GPS-ГЛОНАСС съёмки с бурением, где это будет целесообразно, параметрических скважин и скважин научного бурения [10, 11].

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Предлагаемая Программа позволит уточнить глубинную (коромантийную) структуру НГБ, понять на каких глубинных уровнях и в каких слоях (оболочках) или радиальных структурах возможна и происходит генерация дополнительных объемов УВ.

Отработка предлагаемой Программы может быть организована в режиме многолетнего мониторинга и разделена на два этапа.

На первом этапе с помощью сейсмотомографии необходимо детализировать латеральную и радиальную структуры нижней части земной коры и мантии территории и акватории России. Одновременно следует осуществить GPS-ГЛОНАСС съемку поверхности и уточнить тектоническое строение с учетом расположения активных разломов, размеров и конфигурации блоков земной коры.



В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

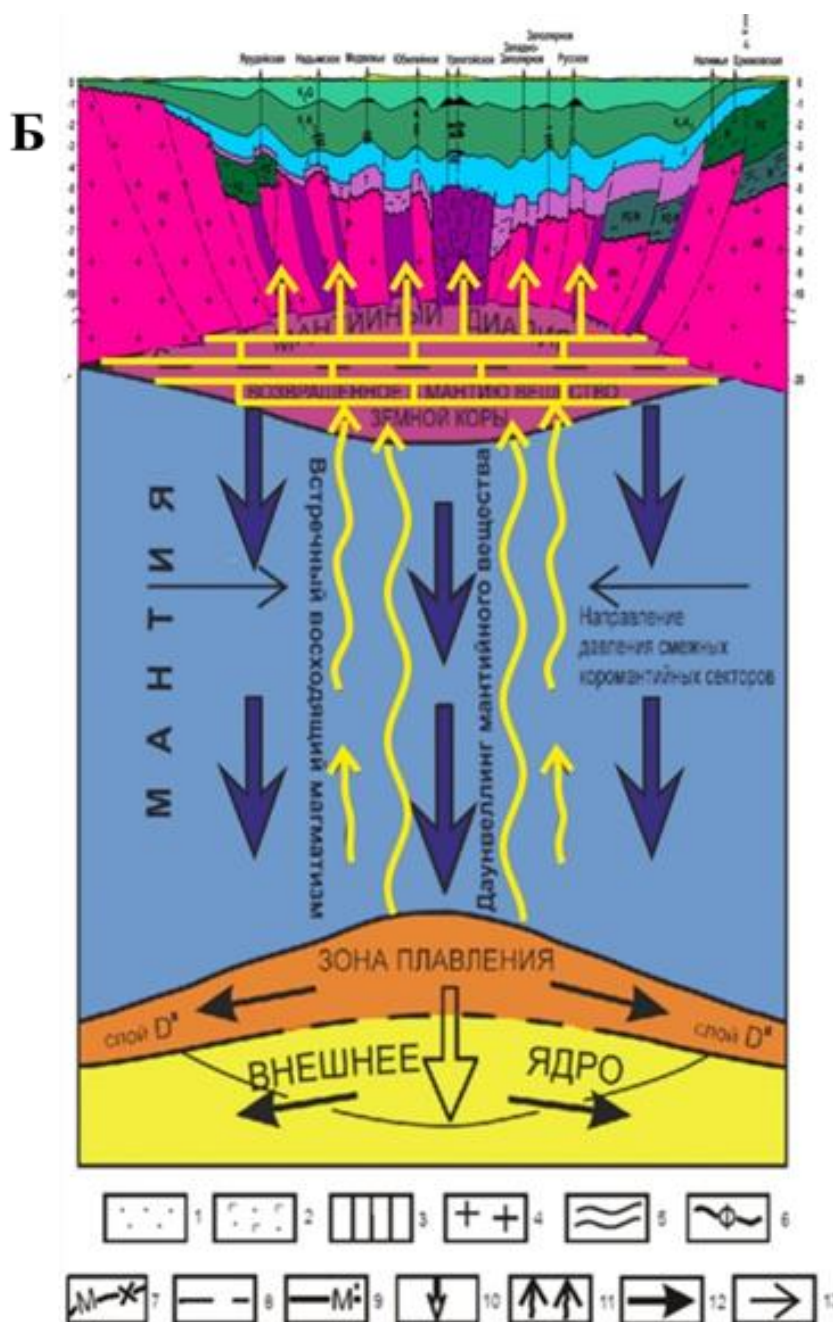


Рис. 2. Северные районы Западно-Сибирского НГБ.

А – карта-схема грабен-рифтовой системы в основании осадочного чехла и размещение месторождений УВ. Окружности с красной заливкой – это новые месторождения УВ, открытые в период с 2015 по 2019 г.г. ПАО «Газпром» и НК «Роснефть», Северо-Обское открыто ПАО «Новатэк». Все месторождения приурочены к ранее прогнозируемым зонам нефтегазонакопления, связанным с межрифтовыми гипсометрически приподнятыми блоками [Астафьев Д.А. 2001, 2008, 2010.].

1 - граница Западно-Сибирского НГБ; 2- граница подножья моноклиналей, краевых выступов и краевых прогибов; 3 - граница грабен-рифтовых прогибов, разделяющих меж- и внутририфтовые приподнятые блоки; 4-6 - месторождения углеводородов, содержащие: 4 - нефть, 5 - газ, 6 - газоконденсат; 7-8 - локальные нефтегазоперспективные структуры: 7 - выявленные, 8 - подготовленные к бурению; 9 - прогнозируемые зоны вероятного открытия новых месторождений углеводородов.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Б – профильный разрез Западно-Сибирского НГБ с учетом материалов по геотраверсу Берёзово – Усть-Мая и геодинамических процессов в коромантийной оболочке по аналогии с Карибской, Байкальской и другими областями деструкции на окраинах и внутри континентов. 1 – породы осадочного чехла; 2 – вулканогенно-осадочные породы синрифтового комплекса; 3 – дайковый комплекс; 4 – породы консолидированной земной коры; 5 – стратиграфические границы в осадочном чехле; 6 – граница фундамента; 7 – современная граница «М»; 8 – граница «М» перед началом рифтогенеза; 9 – условное положение границы «М» после формирования ОБ, если бы не действовали процессы деструкции и частичного возврата корового вещества в мантию; 10 – направление погружения коромантийных столбов под ОБ на зону плавления слоя D” и/или на внешние слои жидкого ядра; 11 – направления встречного восходящего магматизма в мантии в виде жил, даек и других форм; 12 – направления транзита захваченного конвекцией мантийного расплава на постоянно действующую подпитку апвеллинга в океанических поясах спрединга; 13 – направления давления смежных коромантийных секторов.

На втором этапе в пределах крупных зон нефтегазоаккумуляции и гигантских месторождений необходимо выполнить микросейсмографию, с целью детализации глубинной структуры земной коры и верхней мантии и детальную GPS-ГЛОНАСС съемку, что позволит получить детальные сейсмографические модели строения коромантийной оболочки НГБ и районов размещения гигантских месторождений УВ и уточнить совместно с глубинной структурой и геодинамикой наличие и расположение чувствительных к внешнему физическому воздействию участков и зон.

Первоочередными гигантскими месторождениями УВ для сейсмографического изучения с учетом ранее выполненных работ могут быть рекомендованы: Ромашкинское, Оренбургское – Волго-Уральский регион; Уренгойское, Ямбургское, Самотлорское и др. в Западной Сибири; Астраханское в Прикаспийской впадине; Ковыктинское, Юрубчено-Тохомское, Талаканское в Восточной Сибири; Русановское, Им. В.А. Динкова, Ленинградское, Штокмановское, Южно-Кириновское, Лунское, а за рубежом – Карачаганакское, Тенгизское, Кашаганское, Шах-Дениз, Белый Тигр и др. Сейсмографические модели образцовых гигантских месторождений УВ, разработанные в совокупности с детальными геолого-геофизическими данными сейсморазведки 3D, грави-, магнито-, электроразведки и бурения, используемые для моделирования залежей, подсчета запасов и проектирования разработки, будут являться типовыми примерами и поисковыми аналогами для оценки ресурсов и выбора поисковых участков в малоизученных регионах и стратиграфических комплексах НГБ России и др. стран.

Концепция геодинамики коромантийных секторов Земли, подтвержденная результатами работ по предлагаемой Программе, может являться теоретической и практической основой для дальнейшего развития наук о Земле. Другого эффективного направления прогресса в этой области нет, т.к. известные, но не полностью правильные концепции строения и эволюции Земли, будут тормозить прогресс познания в науках о Земле. А знания глубоких недр Земли все больше и больше будут востребованы в плане подготовки ресурсов полезных ископаемых, прогноза сильных землетрясений, вплоть до разработки геотехнологий управления напряженным состоянием недр, дегазацией пластовых вод, повышения дебитов скважин, коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата при разработке месторождений, контроля уровня воды в крупных внутренних морях и озерах, стабилизации климата, а может быть и создания условий искусственного формирования крупных месторождений УВ, в частности УВ газа. Все это возможно только при наличии точных данных о глубинной структуре, геодинамике и кинематике коромантийных секторов и литосферных блоков в районах размещения зон нефтегазоаккумуляции и внутри основных группировок, образующих в коромантийной оболочке Земли современные конвективные ячейки Бенара g-типа с автономной внутренней геодинамикой и кинематикой коромантийных секторов и блоков.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Список литературы

1. Астафьев Д.А. Группировки коромантийных плит в современной геодинамике Земли. /Фундаментальные проблемы геотектоники. Материалы XL Тектонического совещания Межведомственного тектонического комитета РАН. М.: ГЕОС, 2007. С.31-35.
2. Астафьев Д.А. Экстремальные состояния геодинамики Земли./ Фундаментальные проблемы геотектоники. Материалы XL Тектонического совещания Межведомственного тектонического комитета РАН. М.: ГЕОС, 2007. С.36-39.
3. Астафьев Д.А., Скоробогатов В.А., Радчикова А.М. Грабен-рифтовая система и размещение зон нефтегазоаккумуляции на севере Западной Сибири. – Геология нефти и газа, 2008. № 4, с. 2-9.
4. Астафьев Д.А., Шеин В.А. Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности северной части Западно-Сибирского тафрогена и его обрамления. Геология нефти и газа. 2010. №3-С.19-29.
5. Астафьев.Д.А. Современные тенденции в решении фундаментальных проблем бассейногенеза и нефтегазоносности. ROGTEC.
http://issuu.com/rogtecmagazine/docs/issue32_lowres. Март 2013. С.24-43.
6. Астафьев Д.А., Каплунов В.Г., Шеин В.А., Черников А.Г. Обоснование первоочередных для проведения поисково-разведочных работ зон нефтегазоаккумуляции на шельфе морей Восточной Арктики. Науч.-техн. сборник «Вести газовой науки». 2013 г., № 3. С. 70-78.
7. Астафьев Д.А. Уточнение основных положений концепции геодинамики Земли. Материалы XLVIII Тектонического совещания. Тектоника, геодинамика и рудогенез складчатых поясов и платформ. 2 февраля – 6 февраля 2016 г. Т. 1, М. ГЕОС, 2016. с. 30-34.
8. Астафьев Д.А., Толстикова А.В., Наумова Л.А., Игнатова В.А. Прогноз нефтегазоносности Западно-Сахалинского шельфа. Науч.-техн. сборник «Вести газовой науки». 2017, с. 117-132.
9. Астафьев Д. А. Иерархия тектонической делимости и масштабности геодинамических процессов в коромантийной оболочке Земли. Проблемы тектоники и геодинамики земной коры и мантии. Т.1. Материалы L Тектонического совещания. М.: ГЕОС, 2018. С. 23-27.
10. Астафьев Д.А., Толстикова А.В., Наумова Л.А., Кабалин М.Ю., Романько А.Е.. Перспективы глубинного изучения осадочных и нефтегазоносных бассейнов с целью поиска новых месторождений нефти и газа. 9-я Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность – 2021».. Москва, МГУ. 2021. С. 6-9.
11. Астафьев Д.А. Возможности совершенствования концепций бассейногенеза и геодинамики Земли. Материалы LIV (54-го) Тектонического совещания. Тектоника и геодинамика земной коры и мантии: фундаментальные проблемы – 2023». Т.1.Москва, ГЕОС. 2023. С. 15-29.
12. Клещев К.А., Шеин В.С., Астафьев Д.А., Соборнов К.О. и др. Геодинамика и основные направления регионального изучения нефтегазоносных бассейнов России. В кн.: Геология, геохимия, геофизика и разработка нефти и газа. – М.: ВНИГНИ, 1998 г. С.3-23.
13. Козловский Е.А. Комплексная программа глубинного изучения недр. / Советская геология.1984. № 9. С.3-12.
14. Конторович А.Э. Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России//Наука из первых рук. - №1. 2016г. - С. 6-17.
15. Толстикова А.В., Астафьев Д.А., Штейн Я.И., Кабалин М. Ю., Наумова Л.А. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI веке. Геология нефти и газа. Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. 2018. С. 75-87.
16. Шеин В.С., Певзнер Л.А., Горбачев В.И. Астафьев Д.А. Новый подход к изучению глубокопогруженных горизонтов нефтегазоносных бассейнов. В кн., «Геодинамика и нефтегазоносность осадочных бассейнов, М., ВНИГНИ, 1991. С. 52-74.
17. David C. Rubie, Rob D. van der Hilst. Processes and consequences of deep subduction: introduction. Physics of the Earth and Planetary Interiors 127 (2001) 1–7.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МОДЕЛИ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Ахмедов Э.Г. (SOCAR)

Аннотация

Как и в других отраслях, для нефтяной промышленности характерен функциональный и технологический контроль. Большое значение имеет оптимизация и постоянное совершенствование существующих систем и процессов управления с участием предприятий. Бизнес-процессы производственного сектора в системе управления SOCAR также должны быть оптимизированы. Оптимизация процессов и подпроцессов подразумевает, что они становятся более управляемыми с точки зрения времени, объема, количества и качества. Одним из основных разделов производства является этап разработки, который также охватывает большую часть дела. Процесс составления и утверждения проекта разработки можно назвать одним из основных процессов этапа разработки. Основной целью стандартного документа процесс составления и утверждения проекта разработки является идентификация существующей схемы и оптимизация процесса и подпроцессов на данном этапе.

Ключевые слова: проект разработки, нефтегазовое месторождение, процесс, управление, оптимизация.

Основы исследования

На нынешнем этапе развития нефтегазовой отрасли Азербайджанской Республики SOCAR выполняет важную обязанность по поддержанию и увеличению добычи нефти и газа. Для успешного выполнения этого обязательства применяется современный подход к новым инвестициям и безрисковому управлению проектами. Для этого современными методами изучается привлечение разведываемых месторождений к эффективной разработке. Применяются современные подходы и методы исследований в направлении привлечения к разработке новых открытых нефтегазоконденсатных месторождений с целью выполнения нефтегазового плана нашей республики на ближайшие годы. Тем не менее, в результате создания более современных стандартов и оптимизации процессов в этих процессах можно добиться повышения эффективности, особенно в области поиска, открытия и разработки месторождений нефти и газа. Для повышения эффективности в области поиска, открытия и разработки месторождений нефти и газа в первую очередь необходимо выявить, оптимизировать и проверить пробелы в процессах. Должны быть определены основные критерии оптимизации процесса. После оценки влияния этих критериев на процессы формируются представления об их оптимизации.

Как уже упоминалось, процесс оценки углеводородных ресурсов месторождений и отбора проектов разработки уже ведется в SOCAR в соответствии с нормами международных стандартов. Первоначально углеводородные ресурсы месторождений оцениваются по международным стандартам. Подготавливаются и представляются в центральную комиссию проекты разработки нефтяных и газовых месторождений. После оценки рисков и экономической эффективности выбранных вариантов готовится окончательная концепция развития. После этого будет реализован полный план разработки месторождения [1, 2, 3]. На следующей схеме (рис. 1) представлена общая последовательность процессов, включающая разведку, разработку, добычу и ликвидацию.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА



Рис. 1. Схема процесса добычи нефти и газа

Обоснование и проектирование месторождений нефти и газа с геолого-технической и экономической точек зрения является основной функцией проекта разработки [3, 4, 5, 6]. В процессе разработки оборудование и технические устройства подбираются по проекту, операции выполняются последовательно, принимаются меры контроля и безопасности операций, в результате чего обеспечивается эффективная разработка месторождения. Правила безопасного проведения всех указанных операций должны быть реализованы в соответствии с проектом. Проект разработки составляется специальными исследовательскими группами или учреждениями, утверждается заказчиком или компанией-спонсором и закрепляется за оперативной группой. Состав проекта разработки состоит из нескольких основных разделов:

1. Геолого-геофизическое обоснование;
2. Техническая и технологическая часть;
3. Экономическая оценка;
4. Неопределенности и оценка рисков;
5. Меры контроля.

Каждый раздел в проекте должен быть подробно описан.

Основными проблемами текущего процесса и причинами для усовершенствования являются:

1. Сложность контроля процесса полного управления девелоперскими проектами со стороны инвестора;
2. Проблемы в процессе эффективного управления инвестиционными проектами;
3. Невозможность организации процесса оценки и управления по международным стандартам;
4. Неспособность полностью обеспечить видимость и мониторинг процесса разработки для конкретного проекта и управления уровнями;

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

5. Несоответствие существующих стандартов другим инвестиционным и финансовым стандартам.

Подход к совершенствованию стандартов:

1. Следует проанализировать соответствие стандартов законодательству Азербайджана;
2. Должен быть согласован с другими внутренними стандартами;
3. Он должен быть адаптирован к существующей технологии и техническим возможностям;
4. При совершенствовании процессов следует применять творческий подход.

Список литературы

1. Ахмедов Э.Г. Геолого-технологический, технико-экономический анализ и оценка рисков проектов разработки месторождений / XV Международная конференция «Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр», Хомс, 2016, с. 55-56
2. Варзунов А. В. и др. Анализ и управление бизнес-процессами // Учебное пособие. – СПб: Университет ИТМО, 2016, 112 с.
3. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Москва: Министерство Нефтяной Промышленности СССР, 1987, 67 с.
4. A Guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBOK). Pennsylvania, 2017, 756 p.
5. Jan vom Brocke, Michael Rosemann. Handbook on Business Process Management 1. London: Springer, 2015, 185 p.
6. Jan vom Brocke, Michael Rosemann. Handbook on Business Process Management 2. London: Springer, 2015, 186 p.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

О неисчерпаемости нефтегазового потенциала недр нашей планеты

*Баренбаум А.А. *, А.П.Шиловский (ИПНГ РАН, г.Москва)*

*«В конечном счете, место где находят нефть – это, прежде всего, умы людей»
Уоллес Е. Прайт, 1952*

Введение

Под нефтегазовым потенциалом недр будем понимать количественно охарактеризованную способность геологических сред, генерировать углеводороды, которые можно извлечь из недр современными технологиями.

Существующая практика определения ресурсного потенциала месторождений нефти и газа постулирует неизменность, во всяком случае, в масштабах геологического времени, количества имеющихся в залежах углеводородов. Это утверждение опирается на мнение приверженцев органической гипотезы происхождения нефти и газа, согласно которому ресурсный потенциал нефтегазовых месторождений конечен [1,2]. Вместе с тем за последние десятилетия российскими учеными установлены многочисленные факты пополнения нефтегазовых залежей как в процессе разработки месторождений, так и после завершения их эксплуатации [3–7].

Постановка задачи

В настоящее время все более становится очевидным, что нефть и газ являются неуничтожимыми полезными ископаемыми нашей планеты, пополняемыми в залежах эксплуатируемых месторождений. В основе этого принципиального вывода лежат работы отечественных ученых геологов и нефтяников [3–19 и др.], которые позволили принципиально решить проблему происхождения нефти и газа, поставленную в геологии более двух столетий назад. Данное решение явилось следствием трех фундаментальных научных открытий, сделанных российскими учеными на протяжении последних 40 лет.

Во-первых: это ранее неизвестный механохимический механизм образования углеводородов в земной коре под действием естественных сейсмостектонических процессов [9–15]. В 1982 г. это явление было официально зарегистрировано Комитетом СССР по изобретениям и открытиям как Научное открытие №326 [11]. Сегодня данный механизм образования нефти и газа по реакции $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ мы называем «геосинтезом» [16,17].

Полагают, что реакция $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ эндотермическая, в стандартных условиях ($P = 1$ атм и $T = 20^\circ\text{C}$) она термодинамически запрещена и может происходить лишь при высоких давлениях и температурах, присущих глубоким недрам Земли. В действительности это не так. Геосинтез углеводородов эффективно протекает на поверхности водонасыщенной минеральной матрицы пород осадочного чехла, механически активированных тектоно-сейсмическими процессами, а также приливным влиянием Луны и хозяйственной деятельностью людей. При геосинтезе донором водорода в углеводородах служит H_2O , а донором углерода – органическое вещество, водорастворенный CO_2 , карбонаты и вообще легкорастворимые соединения углерода [13].

Другое следствие открытия заключается в том, что геосинтез сопровождается колоссальным разложением подземных вод с образованием H_2 и O_2 . Оценено [18], что в верхних горизонтах земной коры (до глубины 5 км) при круговороте через поверхность Земли ежегодно распадается $\sim 2 \times 10^{10}$ т/год воды. На $\sim 10\%$ она представлена морскими водами глубокого залегания, а $\sim 90\%$ ее составляют метеогенные воды, участвующие на континентах в климатическом цикле круговорота воды [18]. Характерное время циркуляции метеогенных вод ~ 40 лет. При этом они ежегодно переносят из атмосферы под земную поверхность $\sim 10^{10}$ т углерода в виде водорастворенного CO_2 , который также участвует в геосинтезе нефти и газа.

В соответствии с этим открытием образование углеводородов в недрах и дегазация нашей планеты являются единым природным процессом. Главную роль в нем играет циркуляция углерода и воды через земную поверхность с участием метеогенных вод. Эта циркуляция сопровождается реакцией геосинтеза углеводородов из H_2O , водорастворенного CO_2 , карбонатов и других водорастворимых соединений углерода [15], происходящая на поверхности механически активированной

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

минеральной матрицы пород. В результате, синтез углеводородов по реакции $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$, термодинамически запрещенный в стандартных условиях, в водонасыщенных породах земной коры происходит при температурах менее 100°C .

Во-вторых, установление самого явления пополнения промышленных залежей углеводородов в ходе их эксплуатации [3]. В начале 1990-х годов, после распада СССР, ряд месторождений в России, Украине, Азербайджане и Чечне не разрабатывались. Спустя 2–3 года, когда вернулись к их разработке, оказалось, что восстановились давления во многих старых обводнившихся месторождениях, и они снова начали давать промышленные притоки нефти. Правильное истолкование новому явлению предложили в 1993 г. сотрудники МГУ Б.А. Соколов и А.Н. Гусева [3]: «нефть и газ являются возобновляемыми природными ископаемыми, освоение которых должно строиться, исходя из баланса объемов генерации углеводородов и возможностей их отбора в процессе эксплуатации месторождений».

И, в-третьих, создания биосферной концепции нефтегазообразования [18,19], которая выявила ведущую роль в процессах нефтегазообразования биосферного цикла круговорота углерода через земную поверхность с участием метеогенных вод. Этот цикл круговорота ранее не принимали во внимание ни геологи, ни климатологи.

На основании открытий российских ученых биосферная концепция обобщила известные органическую и минеральную гипотезу происхождения нефти и газа, что впервые позволило обеспечить баланс круговоротов углерода, воды и кислорода в биосфере с учетом процессов нефтегазообразования в недрах и современной хозяйственной деятельности людей. Биосферная концепция теоретически объяснила явление пополнения нефти и газа в эксплуатируемых месторождениях и установила характерное время этого процесса в 30–40 лет. Поэтому за время освоения месторождений нефти и газа, занимающего несколько десятков лет, углеводородный потенциал залежей в той или иной мере восстанавливается.

Из вышесказанного следует, что существующая практика подсчета начальных, оперативных и остаточных запасов углеводородов в залежах, которая лежит в основе всей системы разработки месторождений, оказывается неприемлемой. Поскольку не учитывает явление восполнения месторождений углеводородов в процессе разработки и потому не может отразить текущее ресурсное состояние нефтегазовых месторождений.

Фактические данные

Возобновление углеводородов в месторождениях значительно и происходит весьма быстро (рис. 1) [8]. На графике показано, что после 30–40 лет разработки, независимо от геологических условий, начальных запасов и технологий эксплуатации, добыча углеводородов выходит на асимптоту $\approx 20\%$ от периода разработки максимальной добычи. Данное явление распространяется как на крупные, так и на мелкие месторождения.

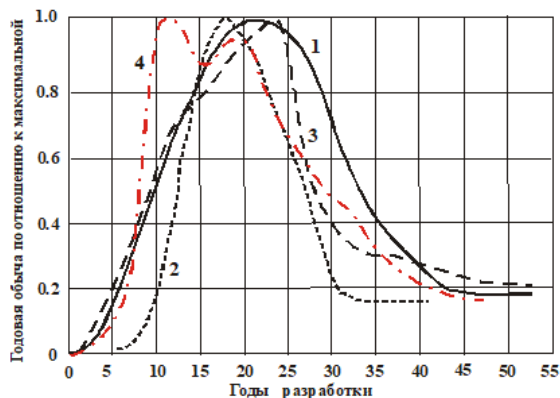


Рисунок 1. Графики разработки Ромашкинского (1), Самотлорского (2) и Туймазинского (3) нефтяных месторождений и Шебелинского (4) газоконденсатного месторождения.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

В начале 2000-х годов была предложена биосферная концепция [19], которая с учетом третьего открытия подвела под новую нефтегазовую парадигму Соколова-Гусевой [3] необходимое теоретическое основание. Биосферная концепция объяснила, почему выход на асимптоту добычи нефти и газа происходит после 30–40 лет эксплуатации их месторождений (рис. 1), а также обосновала вывод [3], что при научно обоснованных технологиях освоения месторождений нефти и газа уровень воспроизводства и накопления углеводородов в залежах можно искусственно поддерживать длительное время [16,17].

Было установлено, что образование углеводородов в недрах и дегазация Земли являются единым природным явлением [20]. Основную роль в этом явлении играет современная геохимическая циркуляция углерода и воды через поверхность Земли с участием метеогенных вод, которая сопровождается механохимическим синтезом углеводородов из H_2O , водорастворенного CO_2 и других соединений углерода [15]. В результате открытия явления геосинтеза [9–13] установлено, что механохимическая реакция геосинтеза CO_2+H_2O , очень интенсивно протекает на поверхности минеральной матрицы пород, механически активированной тектоно-сейсмическими процессами, приливным влиянием Луны, а также хозяйственной деятельностью людей.

Обсуждение

Образование углеводородов в промышленных масштабах в первую очередь имеет место в крупных водосборных нефтегазоносных осадочных бассейнах, которые дренируют огромные по площади территории.

В главной зоне нефтегазообразования этих бассейнов, непрореагировавший CO_2 , а также H_2 и большая часть метана дегазируют в атмосферу, а образующиеся углеводороды C_5+ остаются под поверхностью, заполняя в виде нефти и газа геологические ловушки [17–20].

Тем самым, биосферная концепция теоретически объяснила явление пополнения нефти и газа в эксплуатируемых месторождениях и установила характерное время этого процесса в ~40 лет. Поэтому за время освоения месторождений нефти и газа, занимающего несколько десятков лет, углеводородный потенциал залежей в той или иной мере восстанавливается [20].

Из вышесказанного следует, что существующая практика оценки начальных, оперативных и/или остаточных запасов углеводородов в залежах, которая сегодня лежит в основе эффективной системы разработки нефтегазовых месторождений, оказывается неприемлемой, поскольку не учитывает восполнение углеводородов в залежах в процессе эксплуатации месторождений.

Важным следствием биосферной концепции является заключение, что на нефтегазовых месторождениях можно реализовать режим разработки, при котором отбор углеводородов компенсируется их естественным восполнением в залежах [3]. В этом случае, на практике подтвердившемся [16,17], происходит постоянное восстановление углеводородного потенциала залежей нефти и газа, что позволяет превратить их месторождения в «неиссякаемые» источники углеводородного сырья.

Очевидно, что такая ресурсосберегающая система разработки месторождений нефти и газа требует мониторинга емкостных свойств коллекторов разрабатываемых залежей углеводородов с целью поддержания их эксплуатации в равновесном состоянии. Реализация равновесного режима отбора углеводородов не возможна без соответствующего научного обоснования, которое для каждой залежи носит свой индивидуальный характер. Поэтому перед разработчиками будет стоять задача максимально интенсифицировать восстановление углеводородного потенциала залежей нефти и газа, превратив их месторождений в «неиссякаемые» источники углеводородного сырья.

Заключение

Новые взгляды на нефть и газ, как «неуничтожимые» энергоносители, которые пополняются в месторождениях при рациональной научно обоснованной их разработке, очевидно, требуют серьезного анализа и пересмотра сложившейся в настоящее время мировой системы хозяйствования [23,24]. Уже сегодня понятно, что при эксплуатации месторождений нефти и газа должны обязательно соблюдаться определенные условия, а именно [22,25]:

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

- строгий контроль технологий разработки месторождений методами гидроразрыва пласта, с целью максимального сохранения естественных ловушек нефти и газа;
- извлечение углеводородов из недр в количестве, которое не превышает объемов их поступления в залежи;
- продуманная логистика, при которой углеводороды потребляются в пределах тех же гидрологических (нефтегазоносных) бассейнов, где добываются. Следует стремиться, чтобы производимый при этом объем CO₂ в максимально полном объеме возвращать в недра.

Практика транспортировки нефти и газа за тысячи километров от мест добычи уже сегодня привела к смещению основных скоплений углеводородов на шельф Мирового океана, где они отлагаются главным образом в виде аквамаринных газогидратов, порождая новые проблемы

Список литературы

1. Hubbert M.K. Survey of world energy resources // Can. Min. Metall. Bull., 1973, v. 66, № 735, p. 37—53.
2. Конторович А.Э. Оценка мировых ресурсов и прогноз уровней добычи нефти в мире в XXI веке // *Геология и геофизика*, 2009, Т.50, № 4, С. 322–329.
3. Соколов Б.А., Гусева А.Н. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа // *Вестник МГУ. Сер. геол.* 1993. №3. С.48-56.
4. Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Влияние флюидного режима кристаллического фундамента Татарского свода на регенерацию запасов Ромашкинского месторождения // *Новые идеи в науках о Земле. IV Межд. конф.* – М.: МГГА. 1999. Т.1. С. 264.
5. Аширов К.Б., Боргест Т.М., Карев А.Л. Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области // *Известия Самарского НЦ РАН*. 2000. Т.2. №1. С.166–173.
6. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М., Смирнова М.Н. Механизмы, масштабы и темпы восполнения нефтегазовых залежей в процессе их разработки // *Генезис нефти и газа*. М.: ГЕОС. 2003. С.106-109.
7. Муслимов Р.Х., Глумов Н.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургалиев Д.К. Нефтегазовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты // *Геология нефти и газа. Спец. выпуск*. 2004. С.43–49.
8. Баренбаум А.А. Новые представления о происхождении нефти и газа в связи с открытием явления пополнения запасов эксплуатируемых месторождений // *Георесурсы*, 2019. 21(3), С.34-39.
9. Молчанов В.И. Опыты по синтезу углеводородов при тонком измельчении минеральных веществ в воде // *Доклады АН*. 1967, Т.174, №5, С.1185–1187.
10. Молчанов В.И., Павлов А.Л., Гонцов А.А. Экспериментальные исследования образования углеводородов из твердого органического вещества // *Доклады АН*. 1969. Т.189. №2. С.397–399.
11. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И. Явление преобразования органического вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических процессов земной коры // *Диплом на открытие №326*. Приоритет 21.04.1982.
12. Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И., Кузнецов О.Л. Влияние тектоно-сейсмических процессов на образование и накопление углеводородов. – Новосибирск: Наука. 1985, 224 с.
13. Черский Н.В., Царев В.П. Механизмы синтеза углеводородов из неорганических соединений в верхних горизонтах земной коры // *Доклады АН*. 1984. Т.279. №3. С. 730–735.
14. Черский Н.В., Мельников В.П., Царев В.П. Явление генерации углеводородов из предельно окисленных соединений углерода и воды // *Доклады АН*. 1986. Т.288. №1. С.201–204.
15. Царев В.П. Особенности нефтегазообразования в зонах тектоно-сейсмической активации. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд., 1988, 186 с.
16. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А. и др. Природный геосинтез углеводородов и его следствия // *Тр. IV Межд. науч. симп.: «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов»*. – М: ВНИИнефть. 2013. Т.1. С.130–135.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

17. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А. и др. Геосинтез в проблеме происхождения нефти и газа. // Тр. VIII Международного технологического симпозиума: Передовые технологии разработки, повышения нефтеотдачи месторождений и исследования скважин (отечественный и мировой опыт). М.: Институт нефтегазового бизнеса. 2013. С.43-46.
18. Баренбаум А.А. Механизм формирования месторождений нефти и газа // Доклады АН. 2004. Т.399. №6. С.802-805.
19. Баренбаум А.А. Решение проблемы происхождения нефти и газа на основе биосферной концепции нефтегазообразования // Уральский геологический журнал. 2013. №2(92). С.3–27.
20. Баренбаум А.А. О связи процессов нефтегазообразования и дегазации с разложением подземных вод. Георесурсы, 2018. 20(4), Ч.1, С. 290-300.
21. Баренбаум А.А. О возрасте нефти в залежах // Георесурсы, 2017. 19(1). С.30-37.
22. Мартынов В., Кучеров В., Бессель В., Лопатин А. Неорганический синтез нефти как фактор устойчивого развития глобальной энергетики // Энергетическая политика. 2022 №1(167), С.20-29.
23. Сланцевая революция и глобальный энергетический переход / Под ред. Н.А. Иванова. – М.–СПб.: Нестор-История, 2019. 540 с.
24. Баренбаум А.А., Шиловский А.П., Шиловская Т.И. Современное нефтегазообразование // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ. Матер. Межд. науч. конф. – Казань: Изд-во Казанского ун-та. 2006. С.34–38.

СОПОСТАВЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ТРЕЩИННОЙ ПОРИСТОСТИ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЕСЧАНИКОВ ХОРОНОХСКОГО ГОРИЗОНТА И ДОЛОМИТОВ ЮРЯХСКОГО ГОРИЗОНТА ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Белкова Е.А. (МГУ им. М.В. Ломоносова, Физический факультет), Жуков В.С. (ИФЗ им. О.Ю. Шмидта РАН)

Введение. Исследование влияния трещинной пористости играет важную роль при поиске и разведке месторождений полезных ископаемых, имеет важный фундаментальный аспект. В процессе разработки месторождений нефти и газа при росте эффективного давления происходят изменения пористости и сжимаемости порового пространства, которые приводят к различным геодинамическим последствиям [1, 2]. Обнаружение систем трещин на ранних этапах их развития поможет избежать ряда катастрофических последствий [3, 4].

Методика и объект исследований. Для рассмотрения влияния трещинной компоненты пористости горных пород на их электрические свойства были использованы горные породы с различной степенью трещиноватости, изготовленные из керна скважин месторождения углеводородов в Восточной Сибири. Было исследовано 40 образцов доломита из юряхского продуктивного пласта с глубин 1657-1697 метров, и 42 образца песчаника из хоронохского продуктивного пласта с глубин 2507-2537 метров. Пластовые условия для доломитов составляют $P_{вс}=48,0$ МПа, $P_{пл}=18,0$ МПа, $P_{эф}=30,0$ МПа, $T=23^{\circ}\text{C}$; в случае песчаников – $P_{вс}=70,0$ МПа, $P_{пл}=26,0$ МПа, $P_{эф}=44,0$ МПа, $T=25^{\circ}\text{C}$. Методики определения петрофизических параметров, приведены в [5, 6]. Расчёт коэффициента трещинной пористости проводился по методике, описанной в [7, 8]. Кроме анализа изменений удельного электрического сопротивления (УЭС) и параметра пористости (P_n) был рассмотрен комплекс петрофизических характеристик горных пород: коэффициент пористости, объемная плотность, скорости упругих волн, сжимаемость порового пространства.

Зависимость параметра пористости от пористости определяется уравнением Арчи-Дахнова (1).

$$P_n = \frac{\rho_n}{\rho_v} = \frac{a}{K_p^m}, \quad (1)$$

где, ρ_n и ρ_v – УЭС водонасыщенной породы и УЭС воды в порах породы; a – структурный коэффициент, изменяющийся для разных пород и характеризующий извилистость поровых каналов, для породы с простейшей геометрией пор $a = 1$, с усложнением геометрии пор a растет; m – показатель цементации горной породы; K_p – коэффициент пористости породы. В уравнении Арчи-Дахнова [9, 10] m изменяется вблизи величины 2 (0,6-3,0), а в уравнении Агилера и Тиаба [11, 12] он равен 1 в случае взаимосвязанных и пронизываемых трещин. Влияние структурного коэффициента (a) на электропроводность является настолько существенным, что две породы одинакового минерального состава и пористости, но имеющие разное строение, могут иметь различное сопротивление. В результате уплотнения и закрытия части пор, то есть общего усложнения порового пространства, извилистость увеличивается. Значение геометрии порового пространства особенно сильно возрастает для неоднородных пород с увеличением степени цементации. Показатель цементации (m) показывает, насколько сеть пор влияет на удельное сопротивление, поскольку предполагается, что сама порода непроводящая. Наличие в породе большого числа взаимосвязанных между собой электропроводящих каналов обусловит снижение её УЭС и, соответственно, параметра пористости, а также значительный рост проницаемости. Это означает, что увеличение проницаемости вызовет и уменьшение показателя цементации.

Результаты экспериментальных исследований. По результатам исследования образцов доломита [13] и песчаника в атмосферных и пластовых условиях были построены графики зависимости петрофизических параметров от эффективного давления, наблюдения соответствуют физическим закономерностям изменения УЭС и P_n при рассмотрении образцов с разной трещинной пористостью в пластовых условиях в пределах каждой коллекции. В экспериментальном исследовании УЭС и P_n растут при увеличении эффективного давления из-за того, что уменьшается коэффициент пористости, как межзерновая, так и трещинная компоненты общей пористости; значительное влияние оказывает и извилистость токопроводящего пространства.

Влияние трещинной пористости на параметр пористости. На рисунке 1 показано, что в целом с ростом трещинной пористости как у доломитов (рис. 1а), так и у песчаников (рис. 1б) уменьшается наклон графика степенной зависимости параметра пористости от коэффициента пористости. В случае доломитов показатель извилистости токопроводящих каналов (a) для образцов с наименьшей трещинной пористостью ниже (0,4725), чем для образцов с наибольшей (0,8779), а показатель цементации (m), наоборот, выше (минус 2,471 и минус 1,963). Для песчаников показатель извилистости токопроводящих каналов (a) для образцов с наименьшей трещинной пористостью ниже (0,9636), чем для образцов с наибольшей (1,9333), а показатель цементации (m) выше (минус 1,783 и минус 1,354). Наклон прямых растёт с усложнением геометрии пор, т. е. с ростом m и/или a .

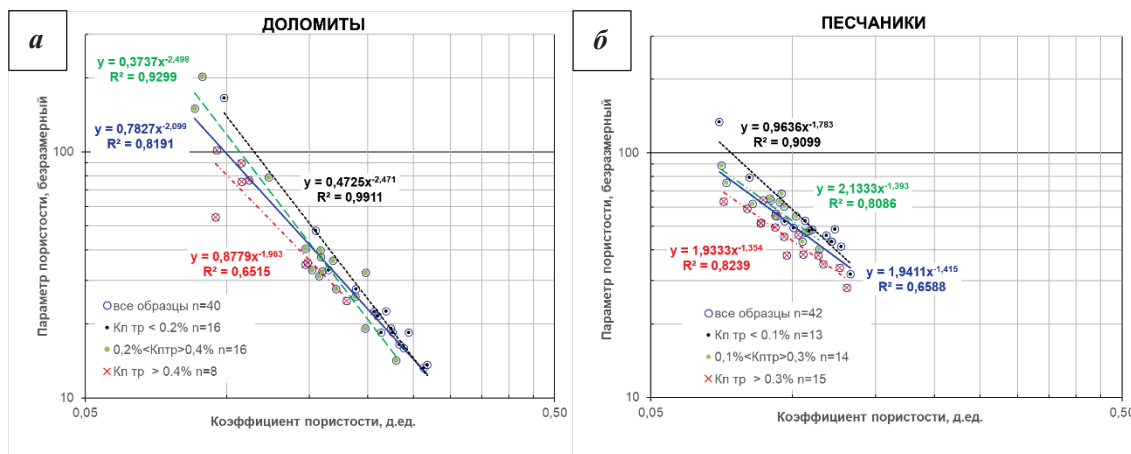


Рисунок 1. Зависимости параметра пористости, рассчитанного по уравнению Арчи-Дахнова, от коэффициента пористости для: а – доломитов; б – песчаников.

Влияние трещинной пористости на извилистость. Извилистость электропроводящих каналов рассчитана в соответствии с (2).

$$a = (K_{\Pi} P_n)^{0.5}. \quad (2)$$

На рисунке 2 в случае доломитов (рис. 2а) в общем наблюдается увеличение извилистости с ростом трещинной пористости, а у песчаников (рис. 2б) – уменьшение. Однако и у доломитов, и у песчаников для образцов с минимальной величиной трещинной пористости извилистость растёт с увеличением трещинной пористости, но для образцов с трещинной пористостью от 0,2% и от 0,1% для доломитов и песчаников соответственно извилистость уже снижается с увеличением коэффициента трещинной пористости. Следует отметить достоверность зависимостей извилистости от величины трещинной пористости ($R^2 < 0,2-0,3$).

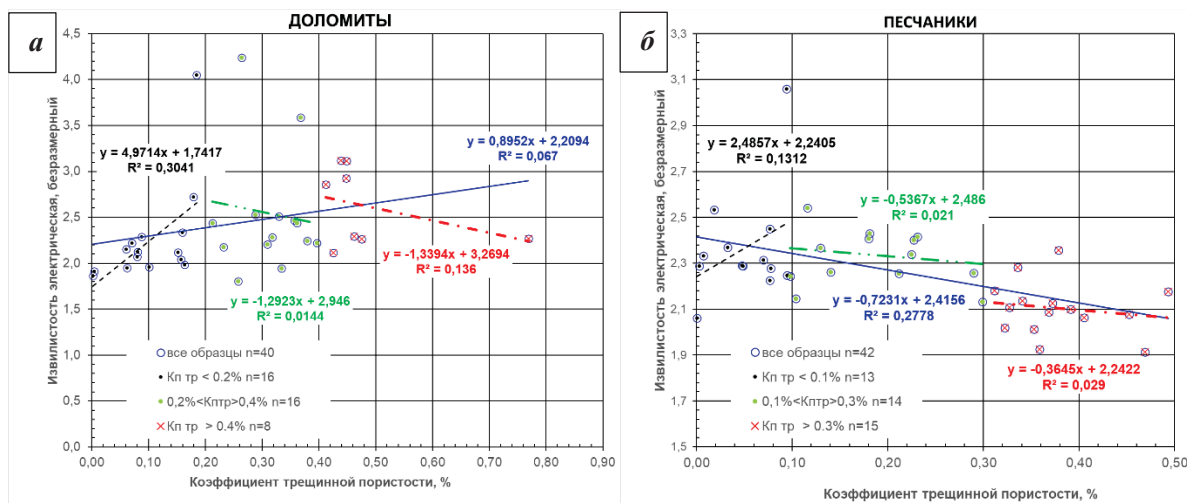


Рисунок 2. Зависимости извилистости электропроводящих каналов от трещинной пористости для: а – доломитов; б – песчаников.

Влияние трещинной пористости на показатель цементации. Коэффициент цементации определяется выражением (3).

$$m = \lg P_n / \lg K_n. \quad (3)$$

Значение показателя цементации с ростом трещинной пористости в целом снижается как для доломитов, так и для песчаников (рис. 3). Показатель цементации доломитов при минимальной трещинной пористости (<0,2%) локально возрастает, дальше с ростом трещин уменьшается. Для песчаника наблюдается более явное уменьшение показателя цементации: у образцов с минимальной трещинной пористостью величина $m \sim 1,8$ (рис. 3б), что характерно для хорошо сцементированных пород с, в основном, межзерновой пористостью; при максимальной трещинной пористости (>0,3%) песчаников m снижается до $\sim 1,5$, что более характерно для слабоцементированных песчаников. Но надо отметить и низкую достоверность зависимостей показателя цементации от величины трещинной пористости ($R^2 < 0,2$).

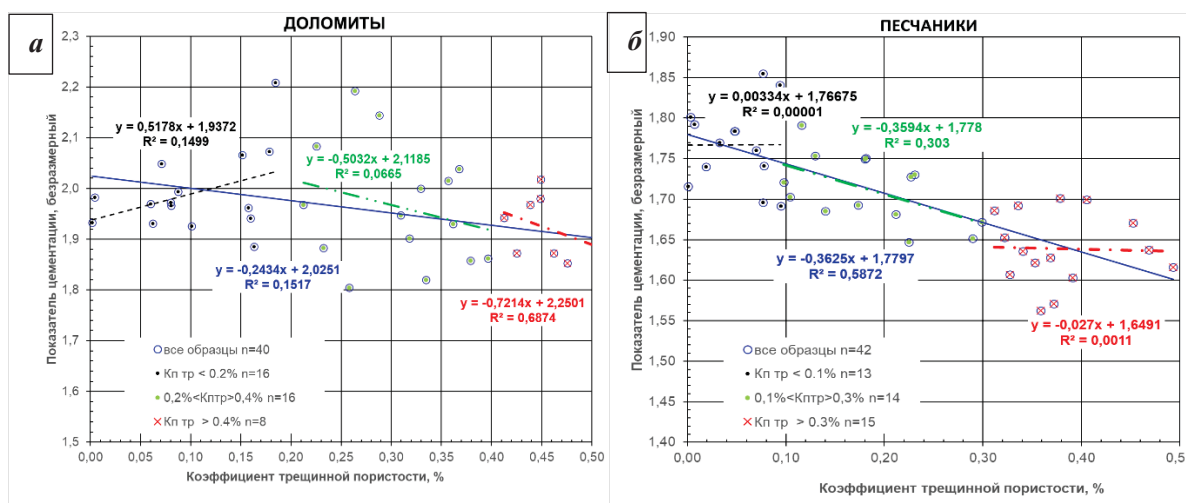


Рисунок 3. Зависимости показателя цементации от трещинной пористости для: а – доломитов; б – песчаников.

Влияние доли трещинной пористости на параметр пористости. На рисунке 4 показано, какой вклад в величину параметра пористости вносит трещинная пористость. В случае доломитов (рис. 4а) вклад трещиноватости в величину параметра пористости очень весом и имеет степенной вид. Доля трещинной пористости рассматриваемой коллекции песчаников практически не оказывает влияние на значение P_n , на графике зависимость никак не проявляет себя (рис. 4б).

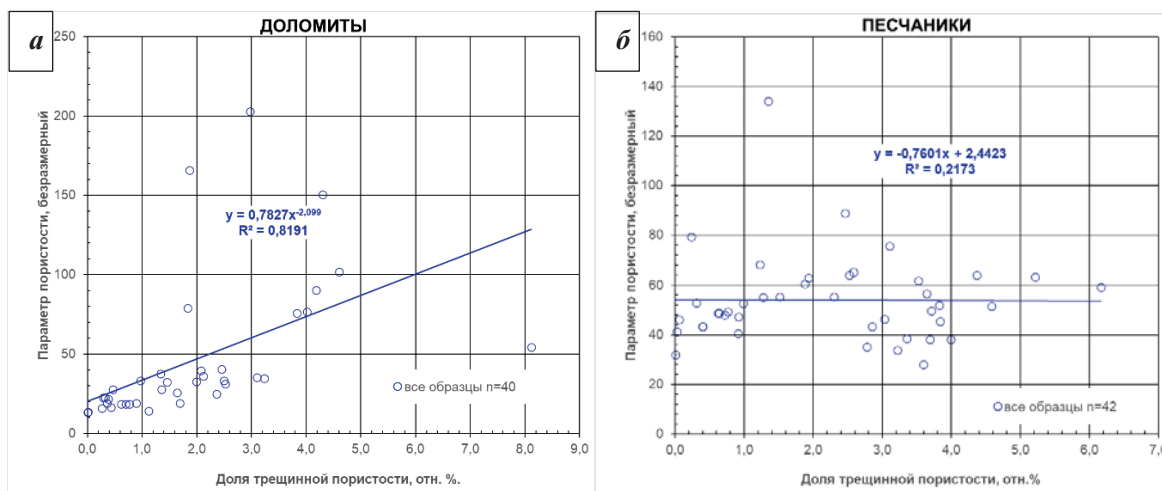


Рисунок 4. Влияние доли трещинной пористости на величину параметра пористости для: а – доломитов; б – песчаников.

Заключение. Результаты экспериментальных исследований показали, что трещинная пористость оказывает существенное влияние на электрические характеристики горных пород. Для образцов песчаников и доломитов с минимальной трещинной пористостью (менее 0,1%) зависимость близка к уравнению Арчи-Дахнова, предложенному для межзерновых коллекторов. Для образцов с трещинной пористостью более 0,3%-0,4% эта зависимость ближе к зависимости Тиба и Агилера.

Для образцов доломитов и песчаников с минимальной трещинной пористостью извилистость растет с увеличением трещинной пористости. Но для доломитов наблюдается, в целом, увеличение извилистости с ростом трещинной пористости, возможно обусловленное слабой связанностью трещин между собой. А для песчаников извилистость уменьшается с ростом трещинной пористости, которая увеличивает связи между межзерновыми порами и трещинами. Следует отметить низкую достоверность зависимостей извилистости от величины трещинной пористости ($R^2 < 0,2-0,3$).

С ростом трещинной пористости показатель цементации образцов доломитов и песчаников снижается, что позволяет сделать вывод о том, что рост трещинной пористости может обусловить снижение их прочности и увеличение проницаемости. В случае доломитов влияние доли трещин на величину параметра пористости значительно и может быть описано степенной зависимостью с высокой достоверностью ($R^2 \geq 0,8$). Доля трещинной пористости для изученных образцов песчаника практически не оказывает влияние на значение параметра пористости. Показано, что наличие трещинной пористости существенно влияет на комплекс электрических параметров исследованных образцов коллекторов, а выявленные зависимости могут быть полезны при разработке месторождения.

Список литературы

1. Арутюнов А.Е., Жуков В.С., Кузьмин Ю.О., Никонов А.И. Производственный мониторинг подземных хранилищ газа с целью обеспечения их геодинамической безопасности // Геодинамика в решении экологических проблем развития нефтегазового комплекса: Материалы IV Международного совещания. 2003г. С.-Пб.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – С. 54-63.
2. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа // Записки Горного института. 2021. Т. 251. - С. 658-666. – DOI 10.31897/PMI.2021.5.5.
3. Смирнов В.Б., Пономарев В.Б. Физика переходных режимов сейсмичности. М.: РАН. 2020. - 412с.
4. Жуков В.С., Мострюков А.О. Возможности метода срединных градиентов для выявления изменений кажущегося электросопротивления при подготовке землетрясений // Геофизические процессы и биосфера. 2022. Т. 21. № 2. – С. 132-142. – DOI 10.21455/GPB2022.2-7.
5. Жуков В.С., Люгай Д.В. Определение фильтрационно-емкостных и упругих свойств и электрических параметров образцов горных пород при моделировании пластовых условий: М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РГУ Н и Г имени И.М. Губкина. 2016. 56с.
6. Иванов М.К., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Корост Д.В., Хамидуллин Р.А. Петрофизические методы исследования кернового материала. Учебное пособие в 2-х книгах. Кн. 2: Лабораторные методы петрофизических исследований кернового материала. - М.: Изд-во МГУ, 2008. - 113 с.
7. Жуков В.С. Оценка трещиноватости коллекторов по скорости распространения упругих волн // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2012. № 1(9). - С. 148-152.
8. Жуков В.С. Кузьмин Ю.О. Экспериментальные исследования влияния трещиноватости горных пород и модельных материалов на скорость распространения продольной волны // Физика Земли. 2020. № 4. – С. 39-50. – DOI 10.31857/S0002333720040109
9. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – 2-е издание, переработанное и дополненное - М.: Недра. 1985. - 310с.
10. Archie G.E. The Electrical resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics // Transactions of the AIME. 1942. Vol. 146. - P. 54 - 62.
11. Aguilera R. Analysis of Naturally Fractured Reservoirs from Conventional Well Log // Journal of Petroleum Technology, 1976, - pp. 764-772.
12. Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, 2nd ed., Oxford: Gulf, 2004. - 866 p.
13. Белкова Е.А., Жуков В.С. Оценка влияния трещинной пористости на физические свойства доломитов юрхского горизонта Восточной Сибири // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 4(36). – С. 6-17. – DOI 10.55557/2412-6497-2022-4-6-17.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕКТОНО-СЕДИМЕНТАЦИОННОГО ПОДХОДА ДЛЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ В ПАННОНСКОМ БАССЕЙНЕ

Бембель Р.М., Бембель С.Р. (Тюменский индустриальный университет), Милей Е.С. (ООО «НТЦ НИС а.д. Нови Сад», Республика Сербия)*

С потребностью государств в увеличении ресурсной базы остро стоит вопрос открытия новых залежей и месторождений нефти и газа, и, следовательно, применяемых подходов к их поискам и разведке, повышению эффективности используемых методов. Основным инструментом геолога за последние десятилетия стали программные комплексы по геологическому моделированию, в различных компаниях предпринимаются попытки внедрения искусственного интеллекта в процесс прогноза нефтегазоносности. Опыт анализа геологического строения залежей на территории Сербской части Паннонского бассейна показал [1], что воспроизведение механизмов формирования малоразмерных сложнопостроенных залежей является ключевым этапом в принятии решения по выбору стратегии разведки и разработки месторождений. Использование естественного интеллектакратно повышает шансы на успех по сравнению с затратами ресурсов на обучение искусственного интеллекта.

Предлагаемый авторами подход является комплексированием традиционных методик с опорой на современные научные теории и парадигмы и особенности геологического строения региона. В первую очередь, используется геодинамический и флюидодинамический подход к обоснованию генезиса образования месторождений нефти и газа, концепции дегазации Земли, идеи которой можно найти в работах Д.И. Менделеева, В.И. Вернарского, геосолитонной концепции образования углеводородов [2].

При рассмотрении особенностей исходных данных Паннонского бассейна, как и в других случаях, оказалось, что при выборе упрощенной геологической модели, составленной на основании результатов редкой сети сейсмических работ 2D и небольшим количеством поисково-разведочных скважин, большинство месторождений нефти и газа Республики Сербии были введены в разработку недостаточно изученными и фактически недоразведанными. В результате на сегодняшний день имеются недоизученные площади, покрытые 3D сейсморазведкой, но не вскрытые бурением по причине недоверия к оценке запасов УВ. Для подобных областей хорошо показал себя тектоно-седиментационный итерационный подход [1], который уже был опробован на ряде малоразмерных месторождений территории Северный Банат. Согласно авторскому подходу, после детального изучения kernового материала и формулировке ряда гипотез образования отложений требуется проверить соответствие особенностей геологического строения изучаемой территории пространственным характеристикам прилегающих площадей и районов. Расширение седиментологического анализа элементами тектоно-структурного подхода продиктовано тем, что на объектах, исследуемых на территории Сербской части Паннонского бассейна, на формирование, трансформацию и разрушение залежей УВ установлено влияние тектонических процессов [1, 3].

Геолого-тектонические процессы, сопровождающие и зависящие от параметров и свойств геосолитонных ударных вихрей [2], выполняют следующие функции:

- антиклинальное структурообразование, рождение каверн и трещин, дилатансионное разуплотнение в локальных очагах горных пород;
- мгновенную ползучесть горных пород по системам трещин;
- диапиризм и вспучивание в каналах геосолитонной дегазации;
- активизация движений образующихся подвижных флюидов снизу-вверх по трещинам в каналах геосолитонной дегазации;
- перекачка снизу-вверх локальных залежей в вертикальной гирлянде очага скопления газовых фракций воды и УВ [2].

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Предметом исследования является участок одной из площадей Сербской части Паннонского бассейна, на котором в 2016 году открыта залежь нефти в базальном интервале, на контакте с породами фундамента. Терригенные отложения целевого пласта «Баден» отнесены к среднему миоцену. Изучаемая территория относится к Паннонской (среднедунайской) низменности, а с точки зрения геотектоники площадь является частью альпийского орогена южной Европы [3].

Под влиянием активных геодинамических процессов на породы фундамента на протяжении долгого периода времени сформировано сложное блоковое строение территории. Разломы глубокого заложения периодически активизируются и усложняют структуры вышележащих пород от базального слоя до пород мезозойской эпохи.

Реализация тектоно-седиментационного подхода к анализу геологического строения малоразмерных залежей на рассматриваемой площади привела к открытию сложнопостроенных залежей, представленных и приуроченных к отдельным локальным участкам-блокам. Доразведка блоков проводилась в западном направлении от основной залежи нефти, на которой пробурено около 30 эксплуатационных скважин. Результаты детальной интерпретации 3D сейсморазведки выявили наличие множества разрывных нарушений в фундаменте, ограничивающих в плане серию малоразмерных участков-блоков с мозаичной продуктивностью.

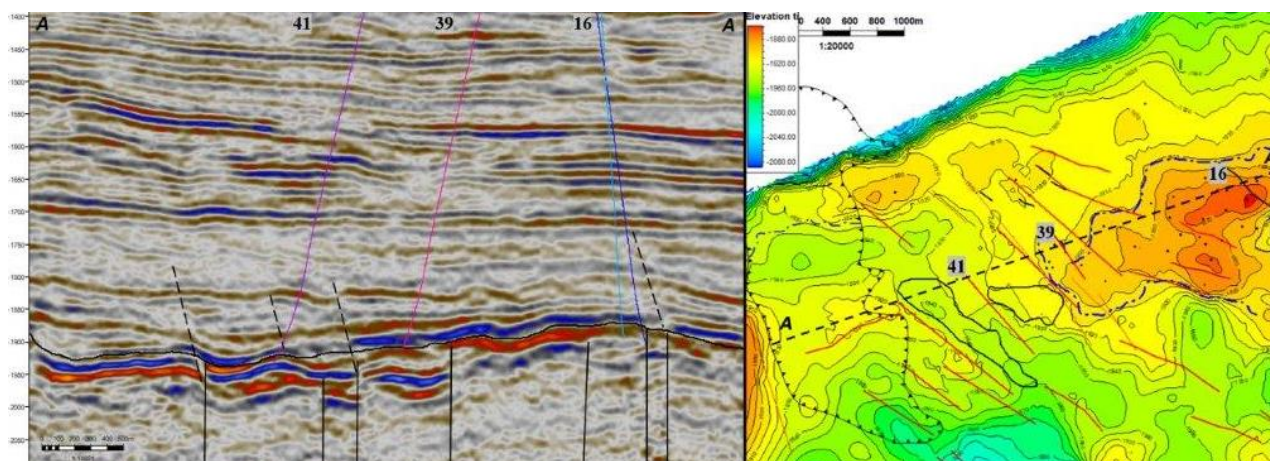


Рисунок 1. Временной разрез с авторской интерпретацией кровли ОГ по целевому пласту и разломов – слева, карта изохрон (красные полигоны – разломы по фундаменту) – справа.

Азимутальное положение тектонических нарушений, показанных на рисунке 1, соответствует наличию локальных блоков фундамента, вскрытых бурением глубоких скважин. Так, результаты опробования скважины №39 показали наличие безводной нефти в целевом горизонте на 20 метров ниже абсолютных отметок ВНК, вскрытого скважинами Основной залежи. Кроме того, интерпретация конфигурации тектонических нарушений в интервале пород фундамента позволила определить основное северо-западное азимутальное направление, соответствующее направлению региональных разломов, имеет тенденцию структурного разворота против часовой стрелки в западной части рассматриваемой территории. Согласно сдвигово-ротационной концепции структурной эволюции Земли А.И. Полетаева [4], базовый фактор тектонического вращения отдельных блоков влияет на развитие разномасштабных сдвигово-ротационных и ротационно-сдвиговых структур.

Общее северо-западное направление линеаментов, обусловленное режимом сжатия, осложнено сдвиговыми деформациями ближайших сдвиговых зон. Западные блоки были более подвержены влиянию горизонтального сдвига субширотного направления, ввиду чего малоразмерная структура

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

первого блока, не вскрытого глубоким бурением, имеет субширотную азимутальную ориентацию, как и северный блок.

Для детального изучения границы между терригенными отложениями и фундаментом был рассчитан 3D атрибут среднеквадратичных амплитуд (рис. 2).

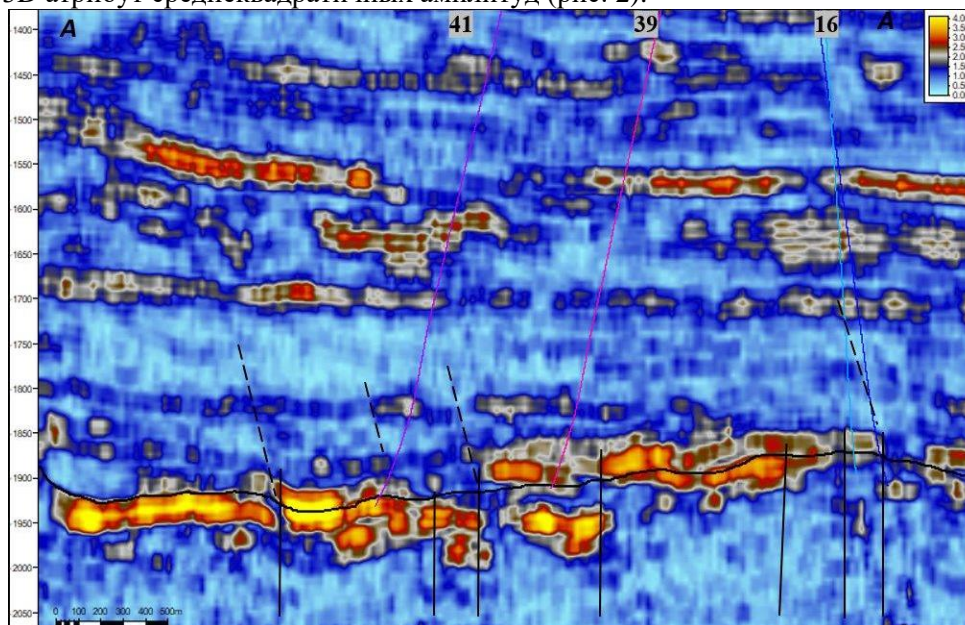


Рисунок 2. Временной разрез по кубу RMS амплитуд

Примечательно, что усиление среднеквадратичных амплитуд в разрезе проявляется на выступах фундамента, где происходит интерференция между толщиной пород-покрышек и измененных пород фундамента, а в локальных депрессиях появляются дополнительные отражения, связанные с переотложенными породами (конгломератами и конгло-брекчиями), подобные тем, которые вскрыты скважиной №39. Данное наблюдение было использовано для дальнейшей оценки перспектив нефтегазонасыщенного потенциала рассматриваемой площади в качестве поискового признака.

На основе выполненного анализа геологического строения после оценки возможных ресурсов УВ, залегающих в данных отложениях, планируется пошаговая доразведка и итерационное изучение по спиральному подходу [5] западных блоков на площади.

Таким образом, геологические модели базальных отложений региона Северный Банат, построенные с учетом принятых механизмов формирования, позволили выявить зоны флюидодинамической активности, перспективные с точки зрения нефтегазонакопления. На локальных выступах фундамента сформированы зоны дезинтеграции горных пород, которые под действием тектонических движений перенесены в гипсометрически пониженные зоны, заполнив склоны выступов продуктами переотложения.

Список литературы

1. Милей Е.С. Тектоно-седиментационный подход как основа для изучения тонкослоистых коллекторов сложного геологического строения / Е.С. Милей, С.Р. Бембель // Известия вузов. Нефть и газ, 2020. – № 4. – С. 21-35.
2. Бембель Р.М. Геологические модели и основы разведки и разработки месторождений нефти и газа Западной Сибири / Р. М. Бембель, С. Р. Бембель. – Тюмень: ТИУ, 2022. – 209 с.
3. Ciric В.М Geologija Srbije, gradnja i razvoj Zemljine kore. – Beograd: Zavod za kartografiju Geokarta, 1996. 273p.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

4. Полетаев А.И. Ротация – ключ к пониманию структурного преобразования Земли // Актуальные проблемы региональной геологии и геодинамики: XII Горшковские чтения. Материалы конференции, посвященной 101-й годовщине со дня рождения Г.П. Горшкова (1909-1984), МГУ, 26 апреля 2010 г. / Под редакцией Н.В. Короновского. – М.: МГУ, 2010. – С. 16-18.

5. M. Pilipenko, E. Milei and M. Kuznetsov. Spiral Model of Asset Development on the Example of Green Field Idjosh, Pannonian Basin, Serbia, Conference Proceedings, Progress'19, Nov 2019, Volume 2019, pp. 1-5, European Association of Geoscientists & Engineers. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201953049>.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ОПТИМИЗАЦИЯ БОРЬБЫ С АСПО НА ХАСЫРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Близнюков В.А., профессор, д.т.н., РАЕН, Ладанов Д.А., студент ВГБОУ ВО «УГТУ»

По административному делению лицензионный участок расположен в юго-восточной части Ненецкого автономного округа и удален от окружного центра г. Нарьян-Мар в восточном направлении на 320 км. От ближайшей железнодорожной станции -Воркута, где базировалась Воркутинская НГРЭ ПГО «Ухтанефтегазгеология», проводившая геологоразведочные работы в пределах вала Гамбурцева, месторождения удалены в северо-западном направлении на 155 км

Геологический разрез Хасырского месторождения представлен терригенно-карбонатной толщей палеозой-мезозой-кайнозойского возраста, несогласно залегающей на метаморфизованных породах венд - кембрийского складчатого фундамента. Породы венд – кембрийский фундамента на исследуемой территории скважинами не вскрыты. На Нядейюской, Хасырской и Черпаюской площадях осадочный чехол вала Гамбурцева изучен глубоким бурением, вскрывшим разрез от четвертичных до нижнесилурийских отложений. Продуктивные горизонты приурочены к верхнесилурийским, нижнедевонским отложениям. Основным продуктивным объектом на Хасырском месторождении являются отложения овинпармского горизонта нижнего девона, представленные горизонтальным чередованием известняков, доломитов и аргиллитов. В тектоническом отношении рассматриваемая территория находится в Варандей-Адзвинской структурной зоне, расположенной на северо-востоке Печорской синеклизы [1].

В результате проведенных исследований в пределах палеозойских отложений Хасырского месторождения была выделена одна массивная нефтяная залежь, включающая карбонатные породы верхнесилурийского и нижнедевонского возраста. Стоит отметить, что выделяемая глинистая пачка общей толщиной порядка 30 м на границе силурийской и девонской систем, в силу сложного тектонического строения и как следствие повышенной трещиноватости пород не является флюидоупором. По данным замеров пластового давления в пласте D₁ и результатов опробований, в процессе эксплуатации, с помощью КИИ в S_{2gr} получено одинаковое снижение пластового давления, что также подтверждает гидродинамическую связь. В настоящее время разрабатываются только нижнедевонские отложения.

Продуктивные отложения представлены вторичными доломитами с различной структурой порового пространства, реже доломитизированными известняками. Покрышкой залежи являются плотные аргиллиты, мергели тиманского и саргаевского горизонта верхнего девона.

В составе продуктивных отложений D₁ выделяются три пачки (снизу вверх): доломитовая в овинпармском горизонте, глинисто-доломитовая, ангидрито-доломитовая в сотчемкыртинском горизонте. В доломитовой пачке (D_{1dol}) выделено 12 зональных интервалов, характеризующихся различными литолого-петрофизическими свойствами. Следует отметить, что вертикальное зонирование характеризует только морфологию пород-коллекторов, в то время как вторичные процессы (трещиноватость, кавернозность) позволяют не только объединить коллекторы овинпармского горизонта, но и присоединить к объекту разработки силурийские отложения исходя из гидродинамической связанности. Наиболее продуктивными являются циклы 3 и 6. Это связано с условиями осадконакопления и протекания вторичных процессов. Отложения 3 цикла приурочены к отложениям литорали с активной гидродинамикой и карбонатным осадконакоплением. Они отличаются пониженным содержанием глинистого материала. Пористость – преимущественно межзерновая [2].

Геолого-физическая характеристика Хасырского месторождения представлена в таблице 1.

Таблица 1.2 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты разработки	
	D ₁	S _{2gr}

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	-2404	-2591
Тип залежи	Нефтяная массивная тектонически экранированная	
Тип коллектора	карбонатный, трещиновато-кавернозно-поровый	
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	55731	25389
Средняя общая толщина, м	392,8	95,6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	37,9	11,9
Коэффициент пористости, д. ед.	0,07	0,08
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д. ед.	0,79	0,84
Проницаемость по керну*, 10 ⁻³ мкм ²	8,9	18,6
Проницаемость по ГДИС**, 10 ⁻³ мкм ²	819	
Коэффициент песчаности, д. ед.	0,12	0,11
Расчлененность	40,7	5,5
Начальная пластовая температура, °С	42	
Начальное пластовое давление, МПа	25	
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,34	
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,775	
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,869	
Абсолютная отметка ВНК, м	-2433	
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,243	
Содержание серы в нефти, %	0,8	
Содержание парафина в нефти, %	8,8	
Давление насыщения нефти газом, МПа	20,1	
Газовый фактор, м ³ /т	117	
Содержание сероводорода, %	Отсутствует	
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,97	
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,121	
нефти	12,7	12,7
воды	2,9	2,9
породы	3,0	3,0
* характеризует ФЕС матрицы		
** характеризует ФЕС трещин		

Как видно из представленной таблицы, существенной проблемой при добыче нефти, влияющей на проницаемость призабойной зоны пласта и работу глубинно-насосного оборудования, является наличие парафинов в продукции.

Известно [3], что хорошие результаты на восстановление проницаемости призабойной зоны пласта оказывают масштабные соляно-кислотные обработки в сочетании со спиртами. Однако анализируя данные исследования приходим к выводу, что авторы, несмотря на оригинальную методику выполнения эксперимента, не исследовали влияние на процессы кольтматации ПЗП включение в состав неионогенных ПАВ в сочетании с многоатомными спиртами.

Хотя взаимоулучшающее взаимодействие спиртов и ПАВ ведет к улучшению условий вытеснения нефтей, в том числе высокопарафинистых.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Неионогенные ПАВ имеют следующие преимущества по сравнению с другими типами ПАВ:

- биоразлагаемость;
- высокую моющую способность;
- химическая стойкость к жесткой воде.

Многоатомные спирты или полиолы способствуют более плотной упаковке молекул ПАВ, увеличивают концентрацию последних на границе раздела фазы, что можно наглядно проиллюстрировать на рисунке 1.

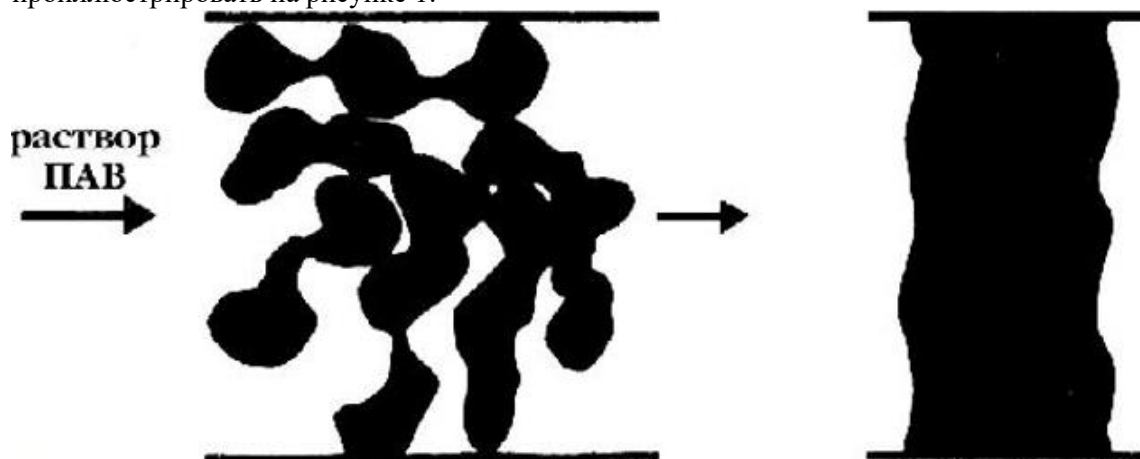


Рисунок 1 – Образование непрерывной зоны вытеснения посредством коалесценции ганглий нефти

Измененный состав, усиленный добавками неионогенного ПАВ и полиола может быть также исследован по схеме:

1. Производится контрольное взвешивание образца, изготовленного на компакторе, на электронных весах с градуировкой 0,0001 г.
2. Взвешенный образец помещается в приготовленный раствор (соляная кислота 4-18 % + 0-20 % полиол+0-1 % НПАВ) объемом 25 мл на 1 час.
3. Засекается время активной фазы реакции (выделение углекислого газа);
4. Далее раствор, вместе с продуктами реакции и осадком, пропускается через бумажный фильтр. Лист фильтровальной бумаги заранее взвешен, на электронных весах с градуировкой 0,0001 г.
5. После окончания фильтрации, лист фильтровальной бумаги помещается в сушильный шкаф при температуре 101 °С.
6. Далее происходит периодическое взвешивание листа. Первое взвешивание происходит через 2 часа. Каждое последующее через 1 час.

Образец считается высушенным, когда в течении трех взвешиваний, разница по массе составляет не более 0,001 г. Экспериментально установлено, что оптимальное время обезвоживания образца при температуре 101 °С составляет 6-8 часов. После обезвоживания, лист фильтровальной бумаги повторно взвешивается на весах. Из полученной массы, вычитается масса листа фильтровальной бумаги. Конечный результат, сравнивается с исходной массой.

Пилотные исследования показали достаточно обнадеживающие результаты по воздействию на карбонаты, однако для уточнения взаимодействия с парафиновыми отложениями требуются дополнительные исследования с применением промышленной нефти и образцов карбонатных отложений непосредственно с месторождения.

Список литературы

1. Дополнение к технологической схеме разработки Хасырского месторождения. Том 2 - Усинск: ООО "СНРН", 2012 г., 467 с.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

2. Ехлаков Ю.А., Горбачев В.И., Карасева Т.В., Богацкий В.И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность глубокозалегающих отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (по результатам исследования Тимано-Печорской глубокой опорной и Колвинской параметрической скважин). - Пермь: КамНИИКИГС, 2000. - 330 с.
3. Дуркин В.В., Саврей Д.Ю., Ткаченко П.Е. Некоторые вопросы повышения проницаемости призабойной зоны пласта в низкопроницаемых карбонатных коллекторах, осложненных АСПО // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 3(351). – С. 49–55. – DOI: 10.33285/0130-3872-2022-3(351)-49-55.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

НОВЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ СВИДЕТЕЛЬСТВА О ГЛУБИННЫХ КОРНЯХ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО ПРОГИБА: К ВОПРОСУ О ЕГО РИФТОГЕННОЙ ПРИРОДЕ

Большаков Е. М. (ВНИГНИ), Соколова Е.Ю. (ВНИГНИ, ИФЗ РАН), Филиппова А.И (ИЗМИРАН), Филиппов С.В. (ИЗМИРАН)

Для изучения углеводородного потенциала Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) широко используется современный комплекс геофизических методов, данные которого обеспечивают важные сведения об объектах первостепенного внимания нефтяников в мезозойском осадочном чехле, а также и о структурно-вещественных характеристиках более глубоких горизонтов [1, 2]. Последние позволяют оценивать перспективы доюрских отложений ложа прогиба и палеозойских комплексов его бортов, а кроме того - проливают свет на глубинную архитектуру, генезис и историю образования ЕХРП, без знания которых невозможны выяснение закономерностей формирования нефтегазовых месторождений и, следовательно, - обеспечение качественного УВ прогноза [2-4].

В рамках доклада актуальные материалы объемного гравитационного моделирования ЕХРП [5, 6] рассматриваются вместе с новыми результатами анализа магнитного поля, проведенного для всего Таймырского региона [7]. Высвечиваются специфические особенности строения области глубинных корней прогиба (нижней коры и верхней мантии его осевой, наиболее погруженной зоны), дающие дополнительные обоснования представлениям о рифтогенной природе ЕХРП [8-10, 4]. Ранее, существенной поддержкой этой гипотезы и связанных с ней геодинамических концепций стало выделение, главным образом по материалам гравитационного поля, обширной области базификации нижней коры в центральной части ЕХРП [11, 12, 4]. Новые результаты анализа аномального магнитного поля на территории прогиба, характеризующие магнитные свойства на верхнемантийных-нижнекоровых глубинах, хорошо отвечают гравитационным свидетельствам. В связи с проблемой рифтогенеза ЕХРП совместное рассмотрение глубинных аномалий, выявленных по данным этих двух независимых методов, проводится впервые.

Анализируемые геофизические материалы

1. Модель магнитоактивного слоя Таймырского региона

Представления о морфологии магнитоактивного слоя литосферы (МАС) необходимы как для фундаментальных, так и прикладных исследований, так как определяют ее важные структурные, геотермические, петрофизические характеристики: верхняя кромка (Z_t), как правило, ассоциируется с положением кристаллического фундамента в осадочных бассейнах, а нижняя (Z_b) - с положением эффективной поверхности Кюри для породных ансамблей в разрезе исследуемой области. Для определения пространственных вариаций морфологии МАС в Таймырском регионе в работе [7] аномальное магнитное поле анализировалось с помощью так называемого метода центроида, ставшего популярным благодаря простоте использования и хорошо зарекомендовавшего себя во многих исследованиях российских и зарубежных магнитологов [13, 14]. Метод основан на спектральном анализе геомагнитного поля в предположении случайного распределения намагниченности в магнитоактивном слое - т.е. не требует опоры на какие-либо априорные представления о геологическом строении среды. В ряде арктических регионов России с его помощью уже получены важные для определения характеристик литосферы оценки параметров МАС, согласующиеся с другими геофизическими данными [15, 16].

При анализе магнитных аномалий Таймырского региона расчеты азимутально-усредненных Фурье-спектров мощности магнитных аномалий, необходимые для вычисления глубин залегания литосферных магнитных источников, велись по актуальной глобальной модели геомагнитного поля EMAG2v3 [17], имеющей горизонтальное разрешение 2 угловые минуты (рис. 1).

Проведенные расчеты показали, что минимальные значения глубины верхней границы литосферных магнитных источников ($Z_t < 2.5$ км) характерны для всего Таймырского складчатого пояса и рассматриваемой части Восточно-Сибирской платформы, максимальные ($Z_t > 6$ км) – для Северо-Карского и Енисей-Хатангского бассейнов. Для последнего, намеченное по используемым региональным полям генерализованное положение верхней границы МАС оказалось выше

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

подошвы осадочного чехла (рис. 2а), что вполне объяснимо в связи с распространением погребенных покровов траппо-базальтов [2, 4]. Минимальные значения глубины нижней границы литосферных магнитных источников ($Z_b < 36$ км) приурочены к Евразийскому бассейну и соседними с ним территориям шельфа моря Лаптевых и островов архипелага Северная Земля, что свидетельствует о наибольшем в пределах рассматриваемого региона прогреве литосферы под ними (малой глубине поверхности Кюри) (рис. 1б). Максимальных значений (> 48 км) Z_b достигает под Енисей-Хатангским, Северо-Карским бассейнами и Сибирской платформой, что может свидетельствовать о существовании в этих регионах мощной, относительно холодной литосферы.

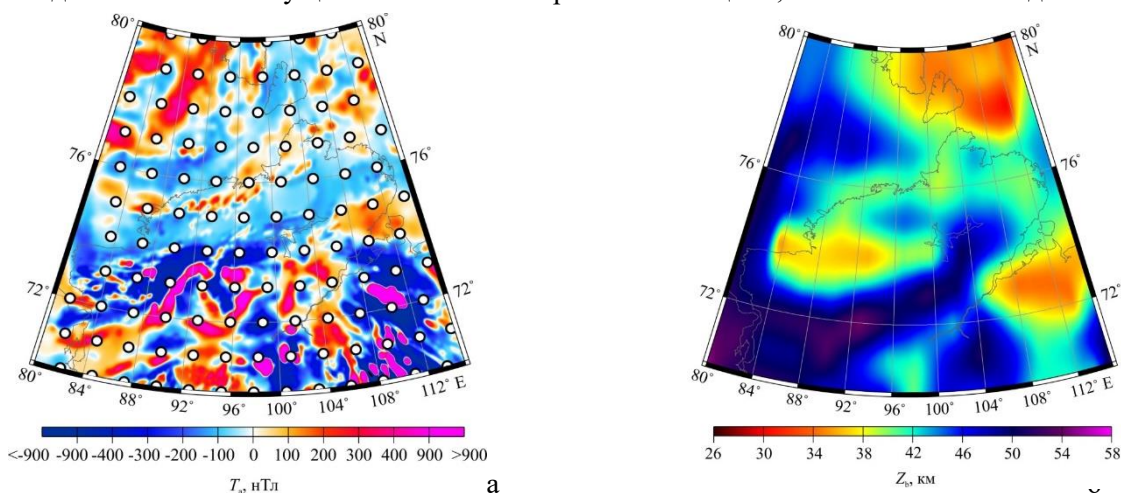


Рисунок 1. Определение границ магнитоактивного слоя литосферы Таймырского региона [7]: (а) - геомагнитное поле на высоте 4 км согласно модели EMAG2v3 [17]; кружками обозначены центральные точки блоков 200 x 200 км, в пределах которых выполнялся спектральный анализ; (б) - построенная карта глубин нижней границы слоя литосферных магнитных источников Z_b , ассоциируемая с поверхностью Кюри литосферного слоя.

2. Глубинная объемная плотностная модель ЕХРП.

Принципы построения модели базировались на использовании достаточно жестких ограничений на подбираемое по наблюдаемому гравитационному полю распределение плотности. Ограничения определялись данными других геофизических методов, сведениями о физических свойствах породных комплексов, геологической и скважинной информацией. Реализация этого подхода существенно повысила достоверность итоговой модели: полученное 3D распределение плотности отвечает не только наблюдениям поля силы тяжести, но, в целом, и ансамблю данных ГСЗ, МОГТ-2D и МГЗ поисковой стадии изучения Енисей-Хатангской и прилегающих Гыданской и Анабаро-Хатангской НГО, не противореча региональному распределению аномального магнитного поля. Этапы разработки модели и ее основные характеристики описаны в [5] и представляются на конференции отдельным докладом [6]. Наиболее важной для настоящего исследования структурной особенностью этой модели является область значительного уплотнения нижней коры и верхней мантии, необходимо присутствующая в разрезе как «компенсатор» интенсивной отрицательной гравитационной аномалии, обусловленной мощным осадочным чехлом прогиба. Конфигурация этой области, характеризующейся плотностями 3.1-3.2 г/см³ и протягивающейся на глубинах 30-45 км вдоль осевой части ЕХРП (рис. 2, 4), была восстановлена с учетом вышележащих коровых неоднородностей, намеченных по данным геофизического комплекса.

Обсуждение и результаты анализа

Как правило, положение глубины распространения МАС соотносят с изотермой 580° С, отвечающей температуре Кюри магнетита (как наиболее распространенного магнитного минерала) и в стабильных геодинамических областях расположенной в окрестности поверхности Мохо. Полученная в [10] морфология Z_b (рис. 1) демонстрировала существенное погружение (>50 км) под ЕХРП и, следовательно, должна была бы соответствовать более холодной литосфере. Известный

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

из материалов сейсмических зондирований подъем поверхности М в области депозцентра ЕХРП [2, 3, 5] и геотермические представления, основанные на скважинных данных о тепловом потоке [18, 19], в определенной мере противоречили этому выводу. В работе [19] было проведено моделирование 3D распределения температур континентальной литосферы, основанное на материалах тщательной глобальной компиляции геотермических измерений, и показаны карты-срезы модели для серии глубинных горизонтов. На рис. 3 для нашего региона вынесены изолинии этих температурных оценок на глубине 50 км. Значения температур в пределах ЕХРП превышают соответствующие для современной континентальной изотермы [20] и характеризуют область прогиба как промежуточную между «холодным» Анабаром и «горячим» Таймыром, при тяготении к последнему. Даже принимая во внимание значительную скудность и неравномерность экспериментальных данных по тепловому потоку региона, сопоставление изолиний температуры с картой глубины нижней поверхности МАС заставляет искать иные, не связанные напрямую с геотермией, объяснения аномальным глубинам Zb под прогибом.

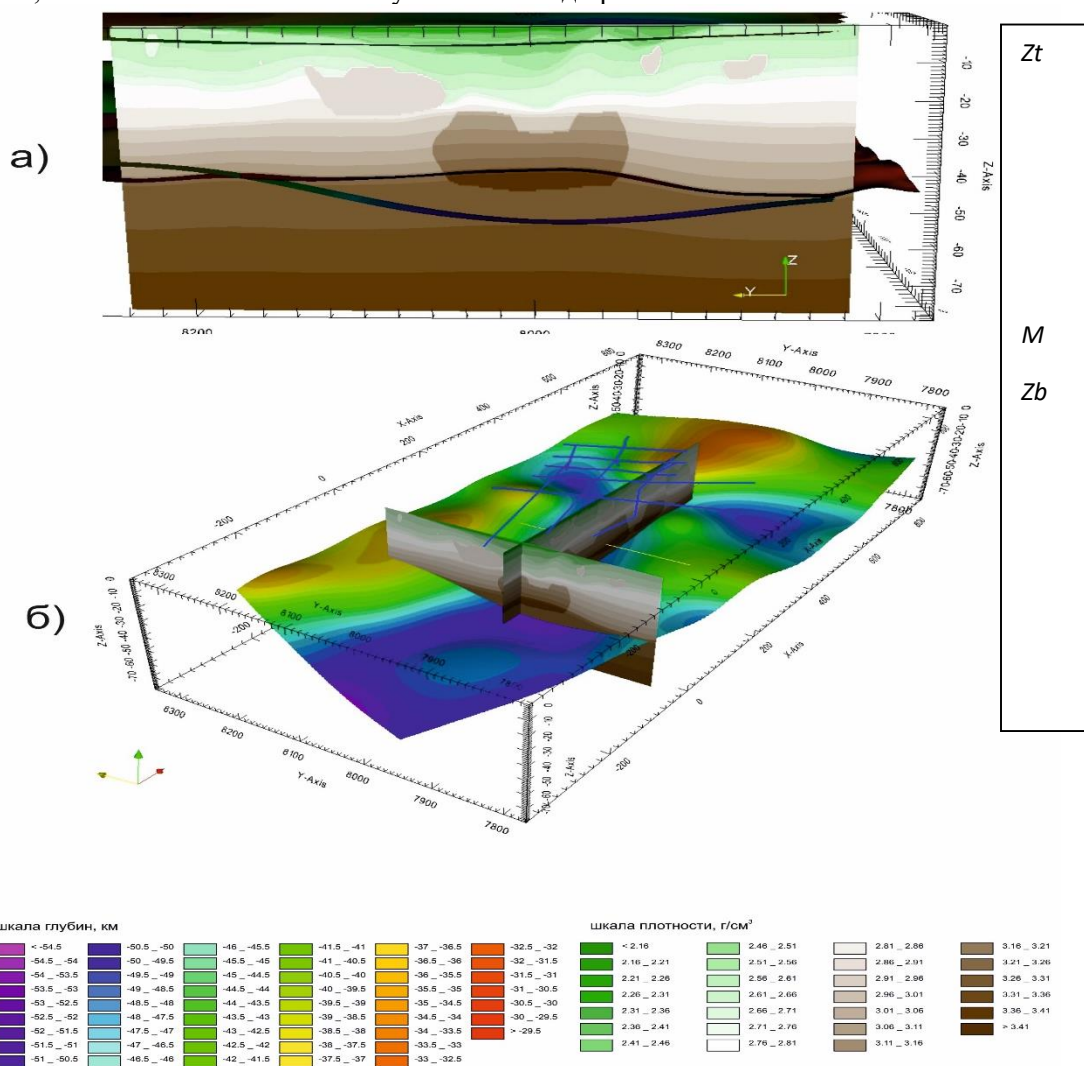


Рисунок 2. Пространственные монтажи элементов глубинных плотностной [5] (распределение плотности в разрезах, г/см³) и магнитной [7] (поверхность нижней кромки МАС, глубина Zb в км) моделей региона ЕХРП. На плотностной разрез панели (а) дополнительно вынесено сечение верхней кромки МАС, Zt, и поверхности М. Оси X (желтая), Y (красная), -Z (зеленая) направлены на север, восток и в глубину, соответственно (значения в км). На уровне земной поверхности на панели (б) для привязки показаны профили МОГТ-2D/МТЗ Центрально-Таймырской площади ГРП на территории ЕХРП.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Направление поиска определяет совместное рассмотрение особенностей поверхности Z_b и распределения аномальной плотности в нижней коре-верхней мантии под осью прогиба, которое было получено при 3D гравитационном моделировании глубинного строения региона в [5] (рис. 2, 4). Явная пространственная корреляция аномальных областей в распределениях двух независимых физических параметров позволяет проинтерпретировать факт верхнемантийного погружения Z_b в терминах вещественного состава соответствующих породных комплексов.

Параметры глубинного аномалообразующего объекта в осевой части плотностной модели ЕХРП, а также сейсмические характеристики сопряженной с ним области, занятой коромантийной смесью (подъем границы М), свойственны продуктам ультрабазит-базитового магматизма [9, 10]. Согласно представлениям о пермотриасовом рифтогенезе в области ЕХРП, в процессе апвеллинга мантийного вещества на ранних этапах рифтогенеза гипербазиты интродировались в кору и кристаллизовались, а затем претерпевали частичное обратное погружение в силу термо-упругих и изостатических процессов. Сопутствующие окислительно-восстановительные преобразования этих магматических продуктов и, в первую очередь, серпентинизация и десерпентинизация в последовательности геотермических переходов и флюидо-динамических импульсов изменяли первичный состав внедрений и формировали уникальную магнитную минералогию базифицированных корней ЕХРП. По-видимому, последняя в большей степени, нежели актуальный температурный режим, определяет поведение «эффективной» поверхности Кюри, отраженной в глубинных магнитных аномалиях.

Стефан Хэггерти и другие авторы [21, 22] исследовали вариации температуры Кюри в зависимости от минерального состава и степени гидротермальной переработки породных комплексов. Для истолкования глубинных магнитных аномалий относительно «горячих» областей было предложено следующее объяснение: в глубинных аномалообразующих объектах, наряду с магнетитом (обеспечивающим решающий вклад в магнитные свойства при $T < 580^\circ\text{C}$), могут присутствовать в значительных количествах сплавы Fe-Ni-Co-Cu, также как и магнетит выделяющиеся при серпентинизации базит-ультрабазитовых пород. Эти минералы имеют температуру Кюри в диапазоне $620-1100^\circ\text{C}$ и в отличие от магнетита сохраняют стабильность и высокие магнитные свойства при температурах, давлениях и летучести кислорода, которые присутствуют в нижней коре и верхней мантии, куда вследствие этого и может смещаться «эффективная» нижняя кромка МАС.

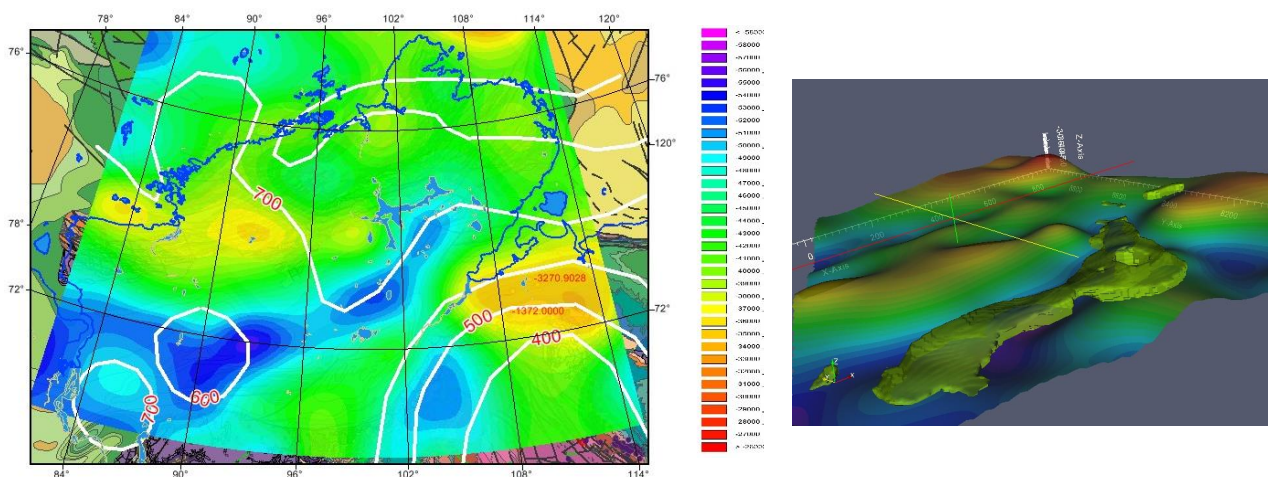


Рисунок 3 (слева). Изолинии температурных оценок (в градусах С) для литосферного горизонта $Z = -50$ км в Таймырском регионе (по [19]) на карте глубин нижней кромки магнитоактивного слоя Z_b (м) (по [7]) (подложка - геологическая карта).

Рисунок 4 (справа). Пространственный монтаж поверхности нижней кромки магнитоактивного слоя Z_b (м) [7] и области аномального уплотнения низов коры центральной части ЕХРП [5, 61] (показанное светло-зеленое тело выделяет часть области, ограниченную изоповерхностью $\sigma = 3.1 \text{ г/см}^3$). Оси X (желтая), Y (красная), -Z (зеленая) направлены на север, восток и в глубину.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Проведенное исследование, позволяет добавить еще один важный аргумент в поддержку гипотезы о рифтогенном происхождении ЕХРП – независимое, впервые выведенное из анализа магнитного поля, свидетельство существования обширной области базификации нижней коры-верхней мантии в основании прогиба, полоса которой прослеживается вдоль всего его протяжения. Наличие этой области и частичная серпентинизация, слагающих ее породных комплексов, по-видимому, являются единственными объяснениями углубления здесь нижней кромки магнитоактивного слоя до 40-50 км. Таким образом, набор геофизических аномалий, выделяющих область базификации (в сейсмическом поле отраженных и преломленных волн, в поле силы тяжести) дополнен еще и глубинным магнитным маркером.

Список литературы

1. Афанасенков А.П. и др. Методология комплексного геолого-геофизического изучения малоизученных нефтегазоперспективных территорий РФ на примере северного обрамления Сибирской платформы. ВНИГНИ – 65. Люди, результаты и перспективы / Варламов А.И., Петерилье В.И. (ред.) М.: ФГБУ “ВНИГНИ”. 2018. С. 150–209..
2. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковишина Е.В. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. - 2016.- №2.- С. 1-20.
3. Кушнир Д.Г. Геодинамика полуострова Таймыр по геофизическим данным // Геодинамика и тектонофизика.- 2018.- Т.9. -№ 1. -С. 81-92.
4. Андреев В.С., Бисеркин И.А., Большаков Е.М., Довыденко Г.М., Пиманова Н.Н., Соколова Е.Ю., Спиридонов В.А., Шпектров А.Л. О морфоструктурных и вещественных характеристиках магматических образований Енисей-Хатангского прогиба // Геология нефти и газа. 2021. № 6. с. 83–104. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-6-83-105>.
5. Большаков Е.М., Бисеркин И.А., Куприянов И.С., Пиманова Н.Н., Соколова Е.Ю., Спиридонов В.А., Финкельштейн М.Я. Применение ГИС Integro при комплексном геофизическом изучении глубинного строения нефтегазоперспективных регионов. Часть 2. // 2023, Геоинформатика, №1. С. 31-42. <https://doi.org/10.47148/1609-364X-2023-1-31-42>
6. Андреев В.С., Большаков Е.М., Бисеркин И.В., Довыденко Г.М., Пиманова Н.Н., Соколова Е.Ю., Спиридонов В.А., Финкельштейн М.Я., Черемисина Е.Н. Объемная плотностная модель ЕХРП: построение с ограничениями по комплексу новых геофизических данных и геологические следствия. Материалы конференции «Новые Идеи в Геологии Нефти и Газы-2023. Новая реальность». 2023.
7. Филиппова А. И., С.В. Филиппов. Тепловой режим литосферы под полуостровом Таймыр по геомагнитным данным. Геомагнетизм и аэрономия. 2023. Т.63. № 3. doi:10.31857/S0016794022600600
8. Сурков В.С. Рифтогенез и нефтегазоносные бассейны Сибири // Геология нефти и газа.- 1998.- № 10.- С. 33–36.
9. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов (год 2000). М.: Научный мир, 2001.605 с.
10. Nikishin, A.M., Ziegler, P.A., Abbott, D., et al., Permian-Triassic Intraplate Magmatism and Rifting in Eurasia: Implications for Mantle Plumes and Mantle Dynamics, Tectonoph., 2002, vol. 351, pp. 3–39.
11. Афанасенков А.П., Лыгин И.В., Обухов А.Н., Соколова Т.Б., Кузнецов К.М. Объемная реконструкция тектонических элементов Енисей-Хатангской рифтовой системы по результатам комплексной геолого-геофизической интерпретации // Геофизика. – 2017.- 2.- С. 60-70.
12. Кушнир Д.Г. Гипербазиты как фактор геодинамики по результатам исследований на Таймырском геофизическом полигоне // Актуальные проблемы нефти и газа. Вып. 2(29) 2020. С. 3-27.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

13. Tanaka A., Okubo Y., Matsubayashi O. Curie point depth based on spectrum analysis of the magnetic anomaly data in East and Southeast Asia // *Tectonophysics*. V. 306. P. 461–470. 1999.
14. Núñez Demarco P., Prezzi C., Sánchez Bettucci L. Review of Curie point depth determination through different spectral methods applied to magnetic data // *Geophys. J. Int.* V. 224. No 1. P. 17–39. <https://doi.org/10.1093/gji/ggaa361>. 2021.
15. Середкина А.И., Филиппов С.В. Глубины залегания магнитных источников в Арктике и их связь с параметрами литосферы // *Геология и геофизика*. Т. 62. № 7. С. 902–916. <https://doi.org/10.15372/GiG2020162>. 2021.
16. Filippova A.I., Golubev V.A., Filippov S.V. Curie point depth and thermal state of the lithosphere beneath the northeastern flank of the Baikal rift zone and adjacent areas // *Surv. Geophys.* V. 42. No 5. P. 1143–1170. <https://doi.org/10.1007/s10712-021-09651-7>. 2021.
17. Meyer B., Chulliat A., Saltus R. Derivation and error analysis of the earth magnetic anomaly grid at 2 arc min resolution version 3 (EMAG2v3) // *Geochem. Geophys. Geosyst.* V. 18. P. 4522–4537. <https://doi.org/10.1002/2017GC007280>. 2017.
18. Дучков А.Д., Соколова Л.С. Геотермический атлас Сибири // *Закономерности строения и эволюции геосфер: Матер. Междунар. междисциплин. науч. симпоз. (Хабаровск, 23–26 сент. 2003 г.)*. Хабаровск, 2004. С. 45–56.
19. Artemieva I.M., W.D. Mooney. Thermal thickness and evolution of Precambrian lithosphere: A global study // *JGR*, V. 106, NO. B8, P. 16,387–16,414. 2001
20. Sorokhtin, N. et al. Late Mesozoic and Cenozoic Geodynamics of the Arctic Region: Implications for Abiogenic Generation of Hydrocarbons. *Geosciences* 2023, 13, 68. <https://doi.org/10.3390/geosciences13030068>
21. Haggerty S. E. Mineralogical constraints on Curie isotherms in deep crustal magnetic anomalies // *Geophys. Res. Lett.* V. 5. P. 105–108. 1978.
22. Liu, Z., et al., 2023, Mantle serpentinization and associated hydrogen flux at North Atlantic magma-poor rifted margins: *Geology*, v. XX, p. XXX–XXX, <https://doi.org/10.1130/G50722.1>

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕНАСЫЩЕНИЯ КЕМБРИЙСКИХ И ВЕНДСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)

Булатов Т.Д. (Сколковский институт науки и технологий (Сколтех)), Козлова Е.В.,
Леушина Е.А., Гончарова А.В., Бажанова А.Е., Торшина Л.С., Спасенных М.Ю. (Сколтех)*

Непско-Ботуобинская антеклиз (НБА) Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна относится к районам, с которыми связываются наибольшие перспективы расширения сырьевой базы нефтегазоносной промышленности России [1]. Залежи углеводородов (УВ) здесь находятся в древнейших рифей-венд-кембрийских отложениях осадочного чехла, когда преобладающим типом исходной органики являлись альго-бактериальные сообщества. Начиная с терригенного материала, вверх по разрезу породы становятся карбонатизированными и карбонатными, и перекрываются мощными соляными толщами, играющими роль хорошей крыши для УВ. Древность пород, перерывы в осадконакоплении, неоднородные по строению сильно литифицированные карбонатные толщи и соленосность разреза обусловили очень пеструю геологическую картину распределения исходного органического материала и продуктов его термической преобразованности, подчеркнутую многопластовостью и разрозненностью залежей УВ в венд-нижнекембрийском карбонатном комплексе.

Целью настоящих исследований было определение источников генерации УВ и характера их миграции на примере одной из площадей Мирнинского выступа НБА, а также детальная характеристика УВ флюидов, насыщающих венд-нижнекембрийский разрез, по комплексу современных изотопных и геохимических исследований органического вещества (ОВ). Для решения поставленной задачи, по коллекции образцов пород из нефтенасыщенных интервалов 5 скважин одного из месторождений Мирнинского выступа НБА были проведены исследования органического вещества пород и экстрактов широким комплексом современных аналитических методов.

Пиролитический анализ предварительно измельченных образцов выполняли с помощью пиролизатора HAWK RW (Wildcat Technologies) по классической и резервуарной методикам, как для исходных пород, так и экстрагированных хлороформом в аппарате Сокслета. Непосредственно сбор экстрактов осуществляли в аппарате ускоренной экстракции Dionex ASE350 (Thermo Fisher Scientific) с последующим разделением их по групповому составу (насыщенные и ароматические УВ, смолы и асфальтены). Индивидуальный состав УВ и биомаркеров полученных экстрактов определяли методом ГХ×ГХ-МС на приборе Pegasus 4D (LECO). Измерения изотопного состава углерода, азота и серы экстракта и его фракций выполняли на масс-спектрометре DELTA V Advantage (Thermo Scientific).

По данным пиролиза для образцов пород из залежей в пределах кудалахской, юряхской, билирской, толбачанской и олекминской свит (глубины от 930 до 1900 м), разделенных более чем 100-метровыми толщами карбонатных пород с низким содержанием ОВ, фиксируется повышенное количество органического углерода (ТОС) до 3 вес. %. Преобладающее содержание «свободных» углеводородов (S0+S1) обусловило применение резервуарной методики пиролиза для всей изучаемой коллекции образцов.

Согласно резервуарным пиролитическим исследованиям, содержание легких УВ (S0+S1r) сильно варьирует для исследованных толщ, в среднем составляя 1 мг УВ/г породы, и достигая 6,25 мг УВ/г породы (в нижнетолбачанской свите). Концентрация «тяжелой нефти», соответствующая пику S2a, достигает 13÷16 мг УВ/г породы также в нижнетолбачанской свите, минимальные значения 0,3 мг УВ/г породы соответствуют вендской части разреза (кудулахская свита). Содержание УВ пика S2b достигает 7,30 мг УВ/г породы. Принадлежность S2b не к продуктам крекинга керогена, а к

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

асфальтеновой части битумоида определена с помощью экстракции, после которой значение S_{2b} уменьшилось до десятых долей единицы (на 70–90 % от исходной величины). Значения индексов PIr ($S_0+S_{1r}+S_{2a}/S_0+S_{1r}+S_{2a}+S_{2b}$) и $OSIr$ ($S_0+S_{1r}+S_{2a}/TOC \times 100$) достигают 0,7 и 670 мг УВ/г ТОС, соответственно, также подчеркивая миграционный состав ОВ. Согласно резервуарным пиролитическим данным, наиболее нефтенасыщенные породы соответствуют залежам в нижнетолбачанской свите нижнего кембрия. На графике зависимости параметров PI от T_{max} большая часть изученных образцов пород попадают в поле миграционных УВ (рис. 1).

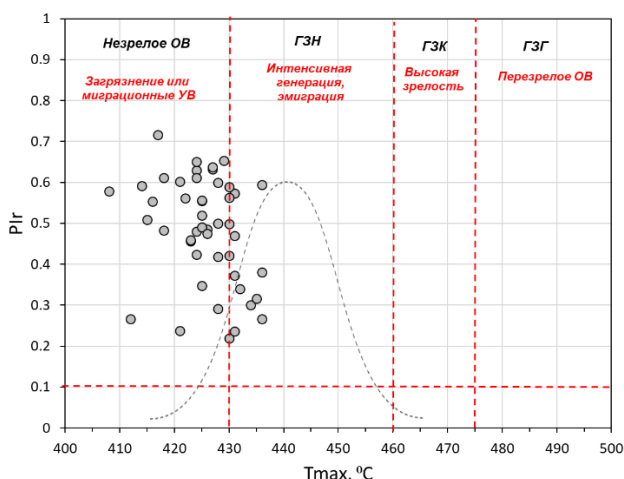


Рисунок 1. Зависимость пиролитических параметров PIr и T_{max} для изученных венд-нижнекембрийских образцов месторождения Мирнинского выступа НБА

В групповом составе экстрактов пород преимущественно преобладают ароматические УВ. Содержание насыщенных УВ изменяется от 2,0 до 32,6 % (в среднем 21,2 %), ароматических УВ — от 18,7 до 62,9 % (в среднем 42 %) и доля смол и асфальтенов варьирует от 30,9 до 62,1 % (в среднем 35,6 %).

Состав изученных экстрактов пород из каждой из представленных залежей характеризуется схожим составом и распределением молекулярных параметров. Распределение n -алканов начинается с n - C_{14} , максимум, как правило, приходится на n - C_{17} . В ряду n -алканов от n - C_{19} до n - C_{35} наблюдается плавное падение содержания гомологов от 10 до 2 % от суммы n -алканов. Отмечено наличие характерного гомологического ряда 12-, 13-метил-алканов [2], концентрации которых равны или превышают концентрации соответствующих линейных алканов (рис. 2). В распределении стеранов преобладает этилхолестан C_{29} (рис. 3). Соотношение регулярных стеранов $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ абсолютно одинаковое и составляет 25:27:48. Диастераны практически отсутствуют. Отличительными особенностями являются преобладание стеранов с $\alpha\beta$ над $\alpha\alpha$ конфигурацией, что отражает высокую степень термической зрелости флюидов. Отношение стеранов $C_{28}/C_{29} \sim 0,55$ является характерным для древних палеозойских нефтей [3].

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

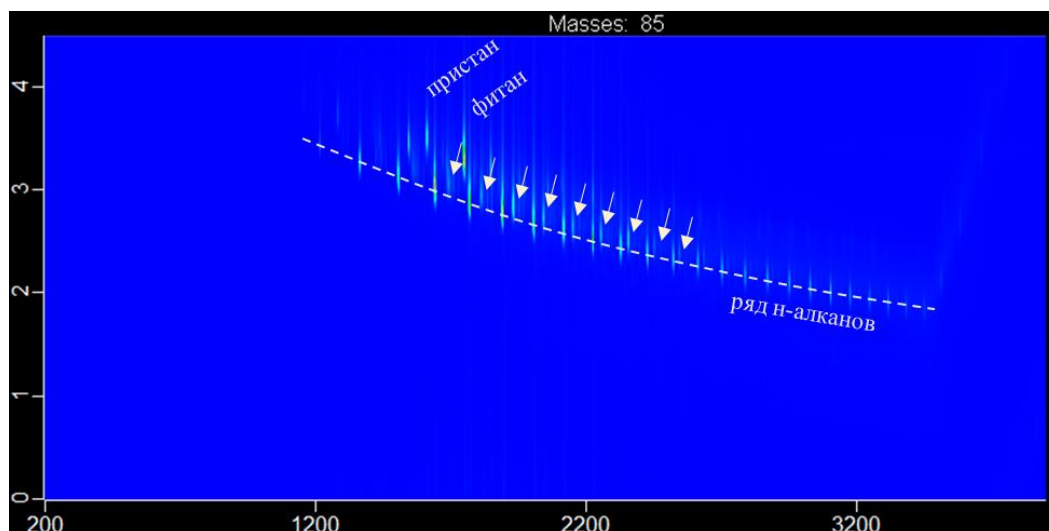


Рисунок 2. Двумерное представление данных хроматомасс-спектрометрических исследований. Масс-фрагментограмма по характеристическим ионам m/z 85, отражающая распределение n -алканов, ациклических изопреноидов и метил-алканов (показаны стрелками)

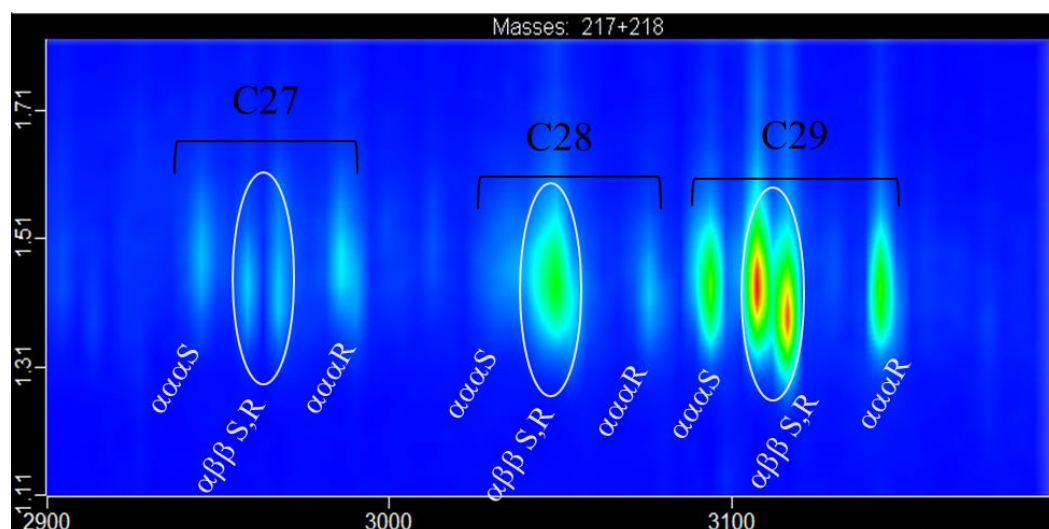


Рисунок 3. Двумерное представление данных хроматомасс-спектрометрических исследований. Масс-фрагментограмма по характеристическим ионам m/z 217+218, отражающая распределение регулярных стеранов

Биомаркеры представлены также интенсивными три- и тетрациклическими терпанами, гопанами и гомогопанами. Во всех образцах отмечается преобладание T_m над T_s . Отношение гопанов C_{29}/C_{30} составляет $0,7 \pm 0,8$. В распределении гомогопанов отмечена высокая сохранность C_{35} , что вместе с низким отношением Pr/Ph ($0,5 \pm 0,7$) отражает резко восстановительные условия осадконакопления исходного ОВ.

Среди ароматических компонентов преобладают алкил-бензолы с длиной боковой цепи не менее C_6 , ди- и три-ароматические компоненты, включая серосодержащие бензо- и дибензотиофены. Идентифицированы моно- и ди-ароматические стероиды, $MAS \sim 0,20$, $TAS \sim 0,20$, соотношение $TAS/(TAS+MAS)$ порядка $0,75$.

Отмечен облегченный изотопный состав углерода, что характерно для ОВ древних отложений Сибирской платформы [4, 5]. Значения $\delta^{13}C$ изменяются от $-31,6$ до $-35,9$ ‰ VPDB для экстрактов и

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

их фракций. Такие значительные вариации связаны, преимущественно, со зрелостью флюидов и фракционированием в процессе миграции. Отмечен наиболее тяжелый изотопный состав углерода для фракции асфальтенов, как правило, с тенденцией к облегчению по ряду асфальтены-смолы-ароматические УВ-насыщенные УВ. Изотопно-фракционные кривые для изученных образцов имеют различную форму, подчеркнутую сильными вариациями изотопного состава углерода для смолистой фракции. Изотопный состав азота варьирует от 2 до 8 ‰ AIR, серы — с 5 до 14 ‰ CDT. Для этих элементов также построены изотопно-фракционные кривые по новоразработанной методике характеристики ОВ [6].

Таким образом, в представленной работе рассмотрены изотопные, молекулярные и геохимические характеристики ОВ в нефтенасыщенных интервалах венд-нижнекембрийского разреза месторождения Мирнинского выступа НБА. Показана миграционная природа насыщающего флюида, представлены различия пиролитических и фракционных характеристик разных залежей в пределах кудалахской, юряхской, билирской, толбачанской и олекминской свит. Источником этих УВ является морское ОВ, формировавшееся в восстановительных условиях, с преимущественно карбонатным осадконакоплением. Изотопно-фракционные кривые по углероду, азоту и сере в комплексе с групповым составом помогают определить характерные особенности различных нефтенасыщенных пластов в разрезе.

По совокупности характеристик флюидов, насыщающих многозалежные карбонатные толщи подсолевого венд-нижнекембрийского разреза, показана возможность разделения пластов, мониторинга разработки залежей и уточнения исходных характеристик ОВ для бассейнового моделирования.

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

Список литературы

1. Фролов С.В., Бакай Е.А., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Козлова Е.В., Ахманов Г.Г. Нефтегазоносные комплексы севера Лено-Тунгусского бассейна // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 63–75.
2. Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003. – 160 с.
3. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan, J.M. The biomarker guide. 2nd ed. – New York: Cambridge University Press, 2005. – 1155 p.
4. Фадеева Н.П., Морозов Н.В., Бакай Е.А., Фролов С.В. Геохимические предпосылки нефтегазоносности Березовской впадины (Восточная Сибирь) // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 2. – С. 44–45.
5. Бодунов Е.И., Изосимова А.Н., Зуева И.Н., Чалая О.Н., Уткина Н.А., Трущелева Г.С., Телье А.В., Лебедев В.С., Лебедев Вал.С., Бакин В.Е., Токин В.В., Томская Е.С. Геохимическая характеристика газов и нефтей Ботуобинского района Якутии // Геология нефти и газа. – 1981. – № 8. – С. 20–29.
6. Бажанова А.Е., Козлова Е.В., Ермаков Я.Ю., Мальцева А.Ю., Торшина Л.С., Булатов Т.Д., Леушина Е.А., Гутман И.С., Кривушина А.В., Кочикьянц В.И., Малаев З.Х., Спасенных М.Ю. Особенности изотопно-молекулярного состава нефтегенерирующих и аккумулирующих интервалов керогеносыщенных палеогеновых отложений Предкавказья // Наука о сланцах'23. Новый опыт. – Москва, 2023.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ПРОДУКТЫ ОКИСЛЕНИЯ КЕРОГЕНА ДОМАНИКОВОГО СЛАНЦА И КУКЕРСИТА, ПОЛУЧЕННЫЕ ПРИ ИХ ОБРАБОТКЕ ПЕРМАНГАНАТОМ КАЛИЯ В ЩЕЛОЧНОЙ СРЕДЕ

Н.С. Бурдельная (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Я.Д. Сенникова (СГУ им. Питирима Сорокина), Д.А. Бушнев (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН)

Химическая деструкция керогена – нерастворимого в органических растворителях геополимера, является одним из важных способов получения данных о его структурных фрагментах [1]. Данный процесс является более информативным в случае использования селективного реагента, например, при щелочном гидролизе керогена [2], позволяющем исследовать состав жирных кислот посредством разрушения сложноэфирных связей, или при использовании бориды никеля, никеля-Ренея или лития в этиламинe ($Li/EtNH_2$), способствующих разрушению сульфидных связей, что приводит к высвобождению углеводородов, сохраняющих структурный углеродный скелет исходных биопредшественников и т.д. [3–6]. Зачастую изучение природы связей, определяющих соединение различных фрагментов в керогене, осуществляется при воздействии окислительных реагентов на его структуру. Так, например, довольно мягкий окислитель тетраоксид рутения способен селективно окислять ароматический углерод до углекислого газа, при этом оставляя алкильные звенья не затронутыми [7–9], что приводит к более глубокому анализу строения алкильных звеньев, присоединенных к ароматическим фрагментам и точному представлению химической структуры керогена.

Для окисления могут быть использованы различные типы окислительных агентов – перекись водорода, озон, азотная кислота, хромовая кислота, перманганат калия и многие другие, что в существенной степени предопределяет механизм деградации, тип превращений и как следствие состав продуктов окисления [10]. Основные критерии применения того или иного окислителя будут определяться определённым типом химических превращений, например, окислением алканов в спирты и карбоновые кислоты, а также аналитическими возможностями выделения и идентификации продуктов окисления [1].

Одним из наиболее широко используемых в изучении структуры органического вещества (ОВ) окислителей является перманганат калия ($KMnO_4$). Изначально он массово использовался для окисления лигнина и органической массы углей для изучения их структуры. Также известно, что окисление органической массы незрелых углей способствует более эффективному извлечению гуминовых веществ. При исчерпывающем разрушении структуры ОВ появляется возможность анализа углеродного баланса продуктов окисления, состоящих из углекислого газа, щавелевой кислоты, летучих и нелетучих карбоновых кислот, а также остаточного углерода. Позже перманганат калия стал активно применяться в окислении керогена при изучении его структурных фрагментов [11–15].

Нами было проведено окисление керогена 4% раствором перманганата калия в щелочной среде (1% раствор КОН) при температуре 80 °С. Для сравнения состава продуктов окисления в качестве исходных образцов нами были использованы керогены, выделенные из кукерсита и доманикового сланца. Эстонский горючий сланец – кукерсит, был отобран из отложений разреза Кохтла (Kohla) кукрузерского горизонта среднего ордовика северо-восточной части Эстонии. Содержание органического углерода в породе составило 32.2 %. Доманиковый образец представляет собой тонкоплитчатый горючий сланец из обнажения по р. Чуть (Ухтинский район, Республика Коми). Сланец кремнистый, характеризуется высокой битуминозностью. Содержание $C_{орг}$ в породе составило 19.5 %.

Кероген был получен последовательной обработкой соляной и плавиковой кислотами, затем исчерпывающе проэкстрагирован хлороформом. Навеску керогена (1 г) смешивали с готовым водным раствором перманганата калия. Температуру в колбе поддерживали с помощью нагревателя магнитной мешалки, контролировали посредством ртутного термометра. Реакцию осуществляли в течение часа до полного исчезновения малиновой окраски раствора. Затем раствор охлаждали до комнатной температуры и фильтровали. Полученный фильтрат подкисляли соляной кислотой (осч),

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

при этом выпадал осадок карбоновых кислот, которые затем отделяли центрифугированием (3000 об./мин., 10 минут). Полученный осадок промывали дистиллированной водой и переносили в предварительно взвешенную ёмкость. Аликвоту осадка (порядка 5 мг) обрабатывали BSTFA в присутствии пиридина при 80 °С (1 час) для получения триметилсилильных производных карбоновых кислот. Анализ полученной фракции выполнялся методом хромато-масс-спектрометрии.

Как правило, химические реагенты воздействуют на атом углерода, связанный с функциональной группой. Перманганат калия способен активно окислять участки неразветвлённой углеродной структуры с ОН-группами у соседних атомов, карбонильные и ненасыщенные связи. В ароматических структурах в большей степени подвергаются окислению только боковые цепи – метильные, этильные и т.д. группы превращаются в карбоксильную, а изолированное бензольное кольцо при этом не затрагивается. При наличии полиароматических ядер образование продуктов окисления определяется условиями протекания реакций (время, температура) – возможно окисление одного ароматического ядра в случае с нафталином и внутреннего ядра фенантрена или антрацена. Для проведения химических реакций перманганат калия используется в большом избытке (более чем 100%) $KMnO_4$, что объясняется тем, что в обычных условиях он частично разлагается на диоксид марганца с выделением кислорода [16]. Основными продуктами окисления (ПО) являются карбоновые кислоты линейного и циклического строения.

Нами был изучен качественный состав продуктов окисления. Поскольку образующиеся карбоновые кислоты (КК) обладают низкой летучестью, полученные нами фракции были обработаны BSTFA, и таким образом проводился анализ уже непосредственно триметилсилильных производных. Схема образования производных дана на рисунке 1.

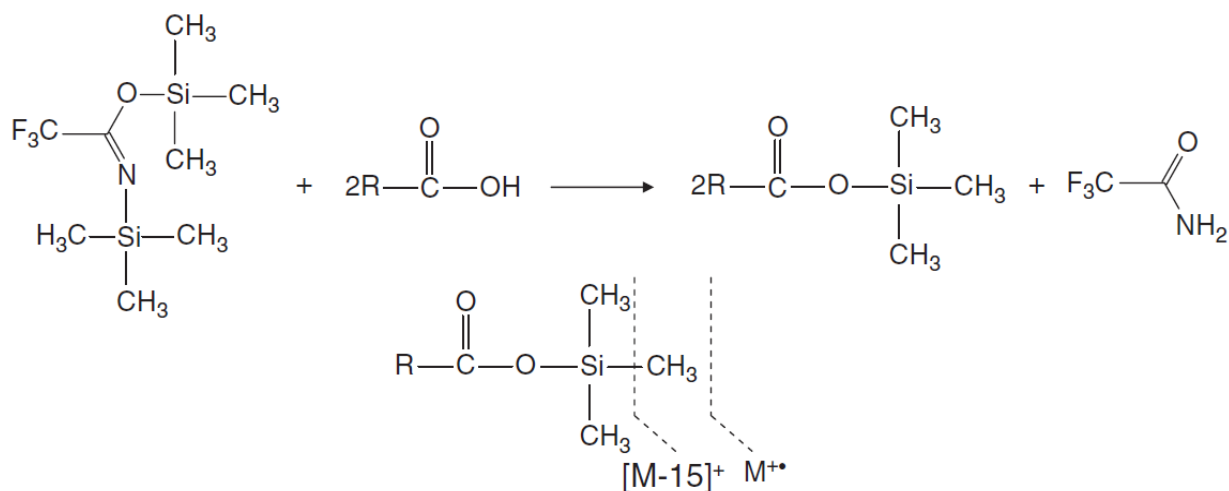


Рисунок 1. Образование триметилсилильных производных монокарбоновых кислот

Молекулярно-массовое распределение КК, образующихся при окислении исследуемых керогенов, характеризуется набором двух производных – монокарбоновых кислот состава C_8-C_{18} и α, ω -дикарбоновых кислот состава D_9-D_{17} для кукурсита и $D_{10}-D_{20}$ для доманикового сланца. Масс-хроматограммы, построенные по общему ионному току представлены на рисунке 2. Основной ион, образующийся при распаде КК, и в случае монокарбоновых и дикарбоновых кислот, соответствует $m/z = 73$, что даёт основание провести полуколичественный анализ полученных продуктов (рис. 3). Для ПО керогена кукурсита характерно преобладание дикарбоновых кислот, для ПО керогена доманикового сланца выше содержание монокарбоновых кислот. Анализ продуктов ступенчатой (33-х этапной) перманганатно-щелочной деструкции керогена эстонского кукурсита, проведенный ранее в работе [13], показал образование α, ω -алкилдикарбоновых (C_4-C_{15}), α -метилдикарбоновых (C_7-C_{12} , C_{14} , C_{15}), разветвленных дикарбоновых (C_5-C_{10}) и n-алкилмонокарбоновых ($C_{14}-C_{18}$, C_{22}) кислот, которые рассмотрены как возможные производные сохранившихся биоструктур

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

микрофоссилии *G. prisca*. В нашем случае, как и в ходе многоэтапного окисления керогена кукерсита [13], отличительной особенностью является наличие КК с более короткими углеродными цепями, при этом максимум для дикарбоновых кислот смещён в сторону меньшего числа атомов углерода. Наличие таких фрагментов согласуется с предполагаемой особенностью алифатических компонентов устойчивого биополимера, входящего в состав клеточных стенок *G. Prisca* [13].

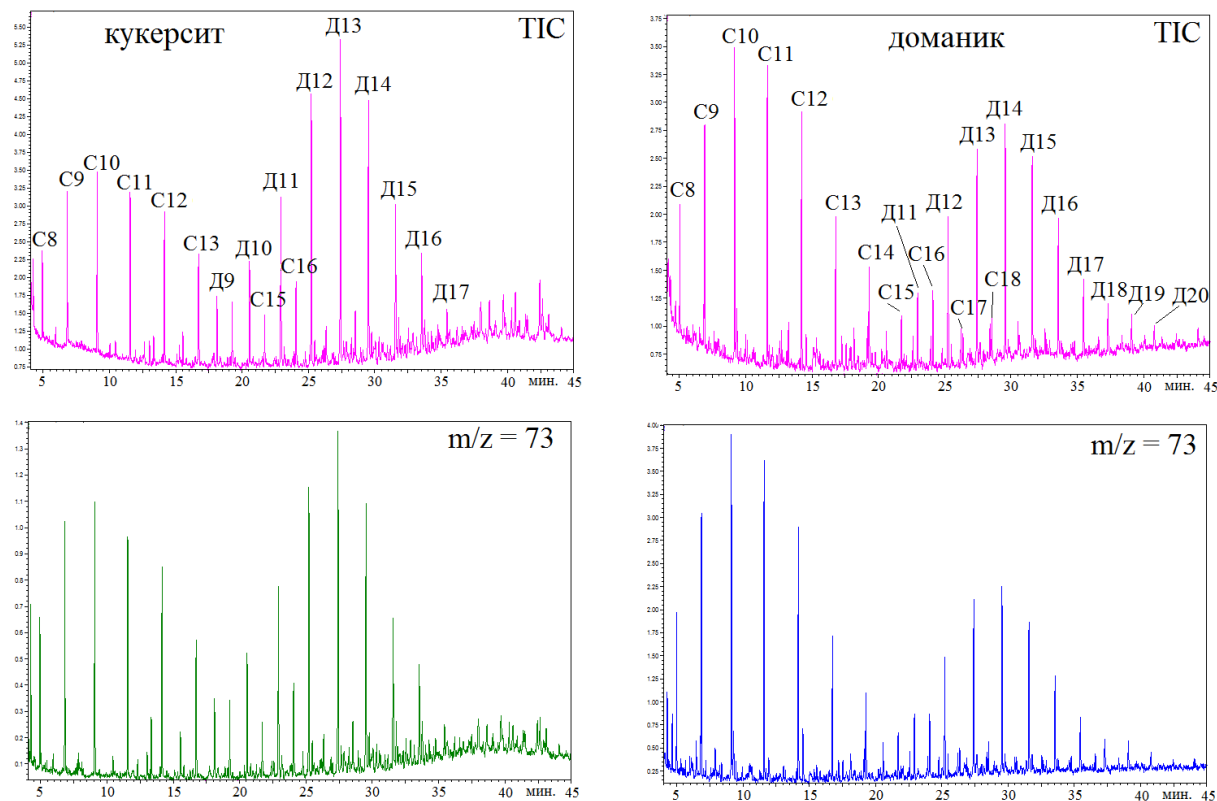
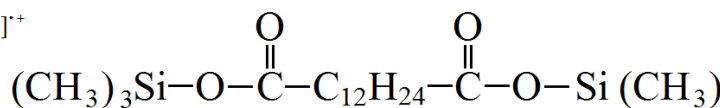
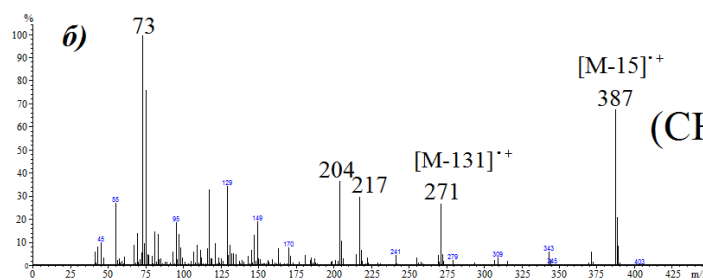
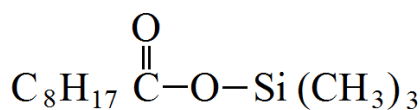
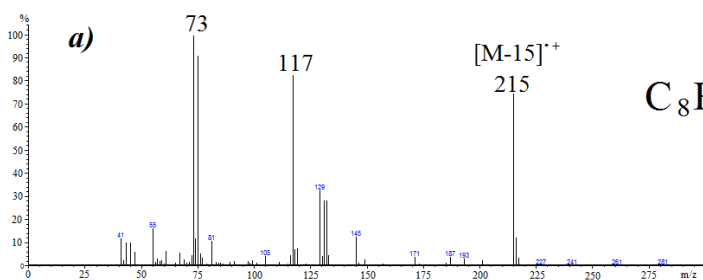


Рисунок 2. Масс-хроматограммы продуктов окисления керогена, выделенного из кукерсита и доманикового сланца, построенные по общему ионному току (верхние хроматограммы) и по основному иону с $m/z = 73$ (нижние хроматограммы): С – монокарбоновые кислоты, Д – дикарбоновые кислоты, N – число атомов углерода в молекуле.



В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Рисунок 3. Масс-спектры триметилсилильных производных монокарбоновых (а) и дикарбоновых кислот (б).

В целом, первый этап окисления перманганатом калия показал предварительные результаты, свидетельствующие о преобладании периферийных в керогене доманикового сланца *n*-алкильных заместителей, связанных с матрицей керогена, тогда как в структуре керогена кукуерсита *n*-алкильные структуры являются в основном связующими звеньями более крупных его фрагментов.

Список литературы:

1. Vitorovic D. Structure elucidation of kerogen by chemical methods. In Kerogen. Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks (Edited by Durand B.), 1980. Pp. 301–338. Editions Technip, Paris.
2. Бурдельная, Н.С., Бушнев Д.А. Жирные кислоты в керогене осадочных отложений J_3V_2 и D_3dm // Материалы Всероссийской научной конференции “Успехи в органической геохимии”. Новосибирск, 2010. С. 70 – 72.
3. Sinninghe Damsté J.S., Rijpstra W.I.C., Kock-van Dalen A.C., de Leeuw J.W., Schenk P.A. Quenching of labile functionalised lipids by inorganic sulphur species: Evidence for the formation of sedimentary organic sulphur compounds at the early stage of diagenesis // *Geochim. Cosmochim. Acta*. 1989. V. 58. P. 1343–1355.
4. Schouten S., Pavlovic D., Sinninghe Damsté J.S., de Leeuw J.W. Nickel boride: an improved desulphurizing agent for sulphur-rich geomacromolecules in polar and asphaltene fractions // *Org. Geochem.* 1993. №20. P. 901–909.
5. Hold I.M., Brussee N.J., Schouten S. and Sinninghe Damsté J.S. Changes in the molecular structure of a Type II-S kerogen (Monterey Formation, U.S.A.) during sequential chemical degradation // *Org. Geochem.* 1998. V. 29. №5–7. P. 1403–1417.
6. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С. Сероорганические соединения верхнеюрской сланценовой толщи Сысольского района // *Нефтехимия*. 2003. Т. 43. №4. С. 256–265.
7. Boucher R.J., Standen G., Eglinton G. Molecular characterization of kerogens by mild selective chemical degradation — ruthenium tetroxide oxidation // *Fuel*, 1991. V. 70 (6). Pp. 695–702.
8. Yoshioka H., Ishiwatari R. An improved ruthenium tetroxide oxidation of marine and lacustrine kerogens: possible origin of low molecular weight acids and benzenecarboxylic acids // *Organic Geochemistry*, 2005. V. 36 (1). Pp. 83–94.
9. Barakat A.O., Scholz-Böttcher B.M., Rullkötter J. Ruthenium tetroxide oxidation of immature sulfur-rich kerogens from the Nördlinger Ries (southern Germany) // *Fuel* 2012. V. 96. P. 176–184.
10. Хейнс А. Методы окисления органических соединений: Алканы, алкены, алкины и арены: Пер. с англ. –М.: Мир, 1988.– 400 с.
11. Ishiwatari R., Morinaga S., Simoneit B.R.T. Alkaline permanganate oxidation of kerogens from Cretaceous black shales thermally altered by diabase intrusions and laboratory simulations // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 1985. V. 49. P. 1825–1835.
12. Vitorovic D., Ambies A., Bajct S., Cvetkovic O. Characterization of kerogen from Messel shale based on multistage alkaline permanganate degradation // *Fuel*. 1988. V. 67. P. 983–993.
13. Bajc S., Amble` A., Largeau C., Derenne S., Vitorovic`D. Precursor biostructures in kerogen matrix revealed by oxidative degradation: oxidation of kerogen from Estonian kukersite // *Organic Geochemistry*. 2001. V. 32. P. 773–784.
14. Khaddor M., Ziyad M., Amble` A. Structural characterization of the kerogen from Youssoufia phosphate formation using mild potassium permanganate oxidation // *Organic Geochemistry*. 2008. V. 39. P. 730–740.
15. Budinova T., Razvigorova M, Tsyntsarski B., Petrova B., Ekinici E., Yardim M.F. Characterization of Bulgarian oil shale kerogen revealed by oxidative degradation // *Chemie der Erde*. 2009. V. 69. P. 235–245.
16. Овсянин В.А., Климочкин Ю.Н. Окисление: Практикум // Самар. гос. техн. Ун-т. Самара, 2006. 90 с.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ГАЗЫ СУХОГО ПИРОЛИЗА КЕРОГЕНА ДОМАНИКА ПОСЛЕ ГИДРОТЕРМАЛЬНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

*Д.А. Бушнев** (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), *С.Н. Шанина* (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), *Н.С. Бурдельная* (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), *А.А. Ильченко* (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), *Я.Д. Сенникова* (СГУ им. Питирима Сорокина)

Использование методов моделирования условий геологической среды для имитации природных процессов в лабораторных условиях в целом ограничено. Одним из возможных способов имитации природного катагенеза, приводящего к генерации нефти и углеводородных газов, является водный пиролиз в автоклаве или гидротермальный эксперимент [1, 2]. Обычно применяются температуры ниже критической для воды. Особую важность результатов экспериментов по водному пиролизу и соответствующих работ по изучению пород и продуктов, образующихся после гидротермального воздействия, состоит в том, что эти данные можно учитывать в «калибровке» параметров бассейнового моделирования [3].

Впервые проведено исследование углеводородных газов, образующихся при сухом пиролизе керогена доманикового сланца. Был изучен кероген, выделенный из сланца отобранного из обнажения по реке Чуть (Ухтинский район, Республика Коми). Исследование выполнено для керогена необработанной породы и образцов после гидротермального воздействия при температурах 250 °С, 275 °С, 300 °С, 325 °С и 350 °С [4, 5].

Особенностью выполненных исследований является то, что сухой пиролиз проводился ступенчато при температурах 300 °С, 400 °С, 500 °С, 600 °С, 700 °С и 800 °С. То есть навеска керогена (2-5 мг) нагревалась до 100 °С 1 час для освобождения от сорбированных газов. Затем выполнялся пиролиз при 300 °С (3 минуты), состав газовых продуктов разложения анализировался. Процесс далее с этой же пробой повторялся при 400 °С, 500 °С, 600 °С, 700 °С и 800 °С. Для разделения газовых компонентов применялась капиллярная колонка HP PLOT-Q, а их детектирование осуществлялось с использованием ПИД.

Углеводородные газы, образующиеся при термическом разложении керогена, представлены метаном, этаном, этиленом, пропаном, пропиленом, изобутаном, бутеном-1, *n*-бутаном. Для этих газов были измерены выходы при различных температурах ступенчатого пиролиза.

Проанализируем зависимость выхода суммы углеводородных газов при всех температурах пиролиза от температуры предварительной гидротермальной обработки породы в автоклаве, из которой был выделен кероген. Данные по метану представлены на рис. 1. Наблюдается некоторая тенденция к росту суммарного выхода метана в исследованном интервале температур автоклавирования.

Данные по сумме газов C₂-C₄ представлены на рис. 2. Для сумм этана и этилена, пропана и пропилена, суммы идентифицированных газов состава C₄ фиксируется относительное постоянство выхода при сухом пиролизе при небольшом снижении, которое наблюдается для керогена после гидротермальной обработки породы при 350 °С.

Данные по сумме газов C₂-C₄ представлены на рис. 2. Для сумм этана и этилена, пропана и пропилена, суммы идентифицированных газов состава C₄ фиксируется относительное постоянство выхода при сухом пиролизе при небольшом снижении, которое наблюдается для керогена после гидротермальной обработки породы при 350 °С.

Представление данных по выходу метана и по выходу газов в виде отношения метан/C₂-C₄ газы (рис. 3) даёт возможность оценить изменение качественного состава продуктов сухого пиролиза в зависимости от температуры гидротермального воздействия на доманиковый сланец. Очевидно, что отношение выхода при сухом пиролизе метана по отношению к сумме гомологов растёт с увеличением температуры водного пиролиза горючего сланца в автоклаве. Наиболее резкое изменение качественного состава газов с увеличением доли метана наблюдается для образцов керогена, выделенного из пород после обработки в автоклаве при 325 и 350 °С.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

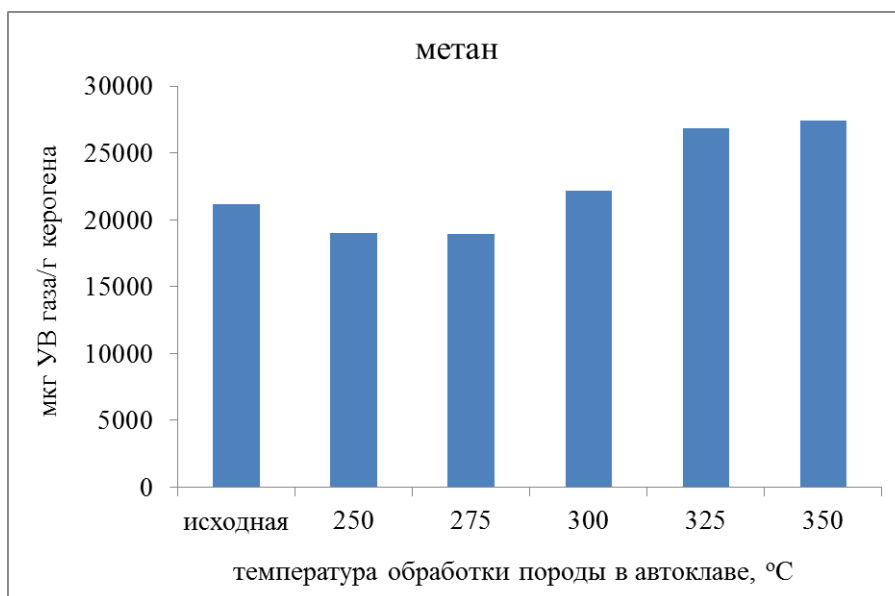


Рисунок 1. Суммарный выход метана при сухом пиролизе керогена доманикового сланца после гидротермальной обработки породы при различных температурах.

Образование метана при пиролизе керогена выделенного из породы, подвергшейся до этого гидротермальному воздействию изменяется при повышении температуры сухого пиролиза от 300 до 800 °С. Например, для температуры 500 °С сухого пиролиза характерно, что наибольшие концентрации метана образуются из керогена пород обработанных в автоклаве при относительно умеренных температурах – 250, 275, 300 °С. Дальнейшее повышение температуры разложения органического вещества приводит к образованию метана преимущественно из керогена пород, обработанных в автоклаве при 300, 325 и 350 °С.

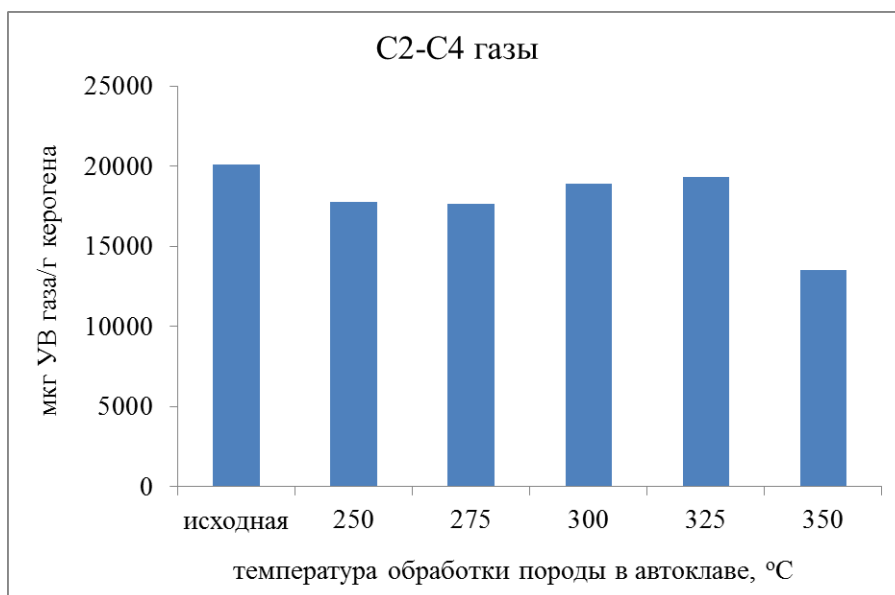


Рисунок 2. Суммарный выход углеводородов состава C2-C4 при сухом пиролизе керогена доманикового сланца после гидротермальной обработки породы при различных температурах.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

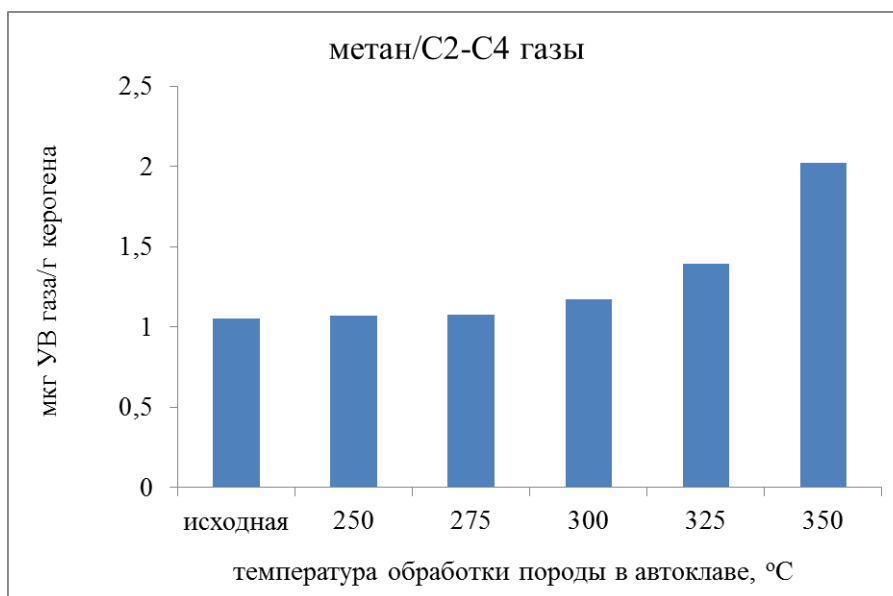


Рисунок 3. Отношение выхода метана и суммарного выхода C2-C4 газов при сухом пиролизе керогена доманикового сланца после гидротермальной обработки породы при различных температурах.

Таким образом, получены зависимости выхода при пиролизе углеводородных газов из остаточного керогена после гидротермального воздействия в автоклаве при температурах автоклавирования 250, 275, 300, 325, 350 °C и температурах сухого пиролиза 300, 400, 500, 600, 700, 800 °C. Установлено, что изменение температуры гидротермального эксперимента изменяет качественный состав углеводородных газов продуктов сухого пиролиза. Для керогена из пород автоклавированных при максимальных температурах характерно образование при сухом пиролизе больших количеств метана по сравнению с гомологами, что отражает созревание керогена при гидротермальном воздействии и «уход» *n*-алкильных фрагментов из структуры нерастворимого органического вещества.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ 23-27-00139 «Изучение образования газообразных углеводородов керогеном доманика при моделировании его термического преобразования в гидротермальном эксперименте и сухом пиролизе».

Список литературы

1. Lewan M.D. Experiments on the role of water in petroleum formation // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 1997. V. 61. № 17. P. 3691–3723.
2. Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Marquis F., Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. 1997. V. 26. № 5/6. P. 321–339.
3. Санникова И.А., Большаков М.А., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Козлова Е.В. Моделирование масштабов генерации углеводородных флюидов доманиковой нефтематеринской толщей Тимано-Печорского бассейна с использованием различных кинетических спектров деструкции органического вещества // *Георесурсы*. 2017. Ч. 1. С. 65–79.
4. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С. Моделирование процесса нефтеобразования углеродистым сланцем доманика // *Нефтехимия*, 2013. Т. 53, № 3, с. 163–170.
5. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С. Нефти и органическое вещество позднедевонских отложений Тимано-Печорского бассейна, сопоставление по молекулярным и изотопным данным // *Нефтехимия*, 2015. Т.55. № 5. С. 375–382.

ДИФфуЗИОННО-ДИССОЦИАЦИОННАЯ ГИПОТЕЗА ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Васильев С.В. (ПАО "Газпром нефть")

Предложенный механизм генезиса углеводородов имеет целью нивелировать ряд противоречий в осадочно-миграционной гипотезе образования нефти и увязать "органическую" гипотезу с "неорганической", а именно, разрешить кажущийся парадокс наличия углеводородов на других космических телах, метеоритах (найлены даже изопреноиды [4]), срединно-океанических хребтах, в вулканических постройках, метаморфических породах докембрия и т.д.

Кратко концепцию можно сформулировать в 7 пунктах:

1. Метан и водород образуют равновесную систему (Таблица 1). Чем выше температура среды, тем больше метана разлагается. Реакция становится необратимой в случае выпадения в осадок углеродной сажи как наиболее инертного соединения. Второй, гипотетический, путь – своевременное изъятие водорода из системы для стабилизации промежуточных продуктов реакции – высокомолекулярных углеводородов.

Таблица 1

Равновесные составы метана и водорода в интервалах температур от 300 до 850 °С (по Майеру и Альтмайеру) [2]

Температура, °С	об. %	
	CH ₄	H ₂
300	96,90	3,10
350	93,12	6,88
400	86,16	13,84
450	76,80	23,20
500	62,53	37,47
550	46,69	53,31
600	31,68	68,32
650	19,03	80,97
700	11,07	88,93
750	6,08	93,92
800	4,41	95,59
850	1,59	98,41

2. В верхней части земной коры при миграции флюидов возможно проявление мембранного эффекта (Рисунок 1), влияние которого предполагал еще Ал. А. Петров [6]. Эффект заключается в различной скорости миграции флюидов сквозь пористые среды. Самым "быстрым" флюидом является водород, который способен быстро проходить сквозь самые малые поры и даже кристаллические решетки. Тем самым происходит естественное разделение продуктов реакции термического разложения углеводородов. Образованный в результате термического разложения водород быстро теряется в окружающем пространстве, создается дефицит водорода, что способствует полимеризации оставшихся углеводородных радикалов.

Скорость проникновения газов через вещество мембраны

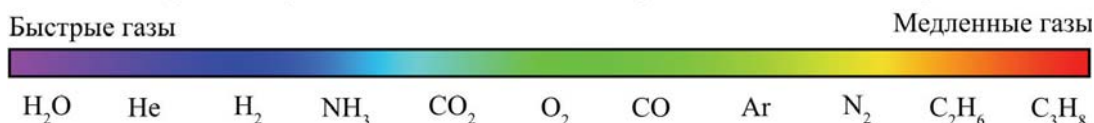
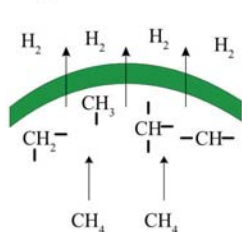
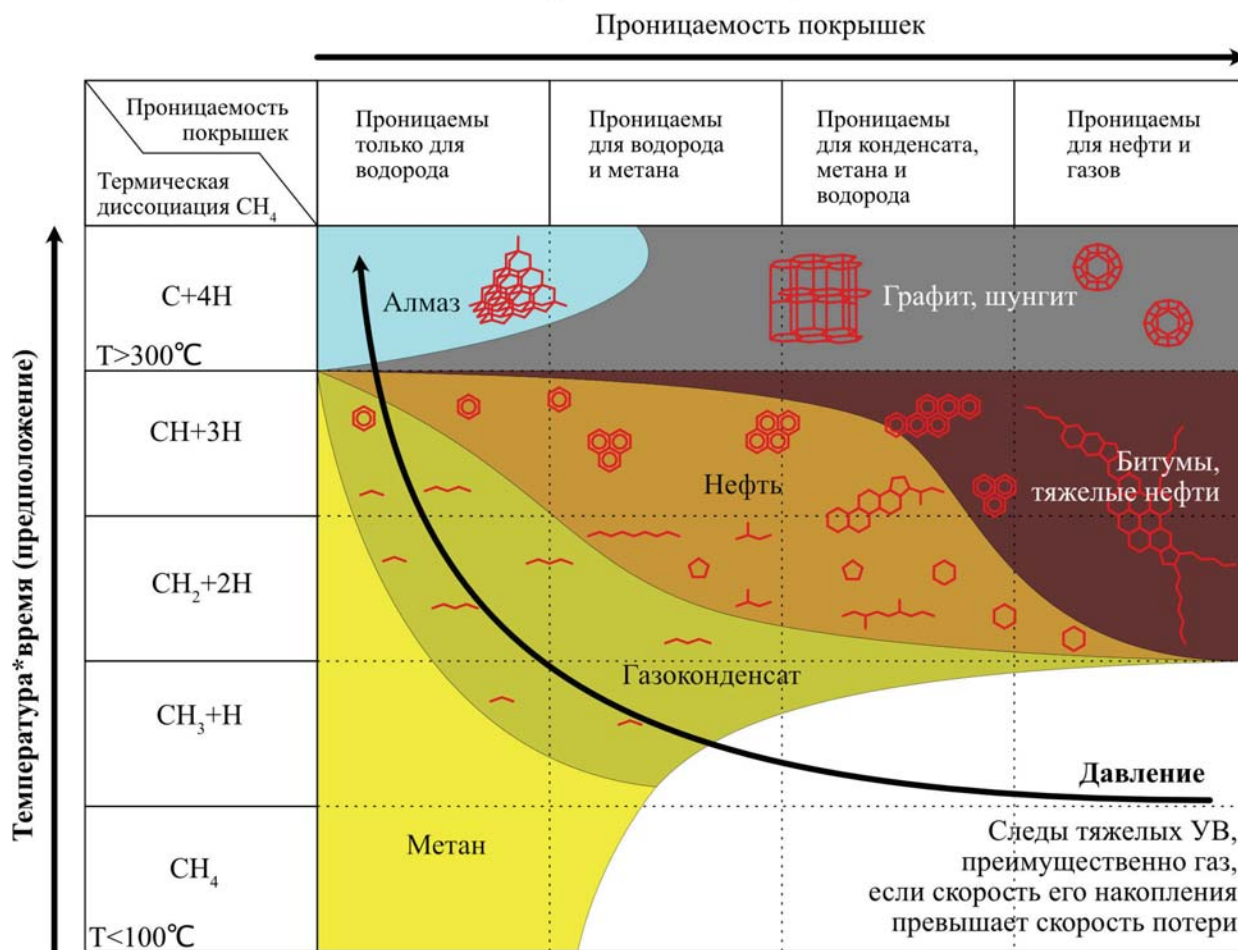


Рисунок 1. Скорость газов в мембранной установке [7]

3. Образование различных углеводородов путем полимеризации может происходить в самом резервуаре или на путях миграции, состав углеводородов зависит от проницаемости покрышек и путей миграции, а также времени и температуры (Рисунок 2). Тем самым допускается изначальная глубинная миграция исходного для образования нефти вещества в газовой фазе, что, в свою очередь, решает проблему миграции углеводородов. Молодые ловушки или ловушки с хорошими флюидоупорами могут быть преимущественно газовыми, а старые долгоживущие, либо ловушки с плохими флюидоупорами – нефтяными и газонефтяными. Континентальные отложения имеют более низкий водородный индекс, так как водород в них концентрируется в составе метана и не задерживается в РОВ, а покрышки пропускают не только водород, но и метан.

Гипотеза образования нефти из метана



Процесс образования нефти из метана можно объяснить потерей водорода в залежах и на путях миграции. Метан, сложные углеводороды и водород в закрытой системе находятся в равновесии, однако в пористой среде земной коры обладают разными скоростями миграции, благодаря чему процесс полимеризации углеводородов является закономерным. При высоких давлениях отделение водорода затруднено, поэтому нефть не образуется. При низких давлениях углеводороды расслаиваются на метан и битум. При доступе кислорода (серы), недостаточном для полного окисления УВ до CO_2 и H_2O , полимеризация УВ ускоряется реакцией неполного окисления, когда водород расходуется на образование воды (сероводорода), а УВ-радикалы, отдавая водород, „склеиваются” между собой. Не исключается процесс гидрирования углистой органики и керогена метановодородным потоком с образованием жидких УВ.

Рисунок 2. Гипотетическая схема диффузионно-диссоциационной конверсии метана и влияния параметров резервуара на состав конечных продуктов

4. Эволюция нефтей идет главным образом по пути потери водорода, метана и полимеризации. Поэтому сами понятия "зрелые" и "молодые" нефти не имеют особого смысла. Все нефти зрелые. Так называемые "молодые" нефти – это нефти, накопившиеся в молодых малоглубинных коллекторах со слабоизмененным составом захороненной органики, включая биомолекулы, и покрышками плохого качества. Благодаря этому такие нефти бедны на водород и парафины. Это отражается на типах нефтей (Рисунок 3). Одновременно с процессами потери наиболее подвижных фракций, при подтоке более глубинных метана и водорода, нефти, в зависимости от термобарических условий, могут испытывать деструктивную гидрогенизацию с разрывом крупных молекул или гидрирование с присоединением к непредельным связям водорода.

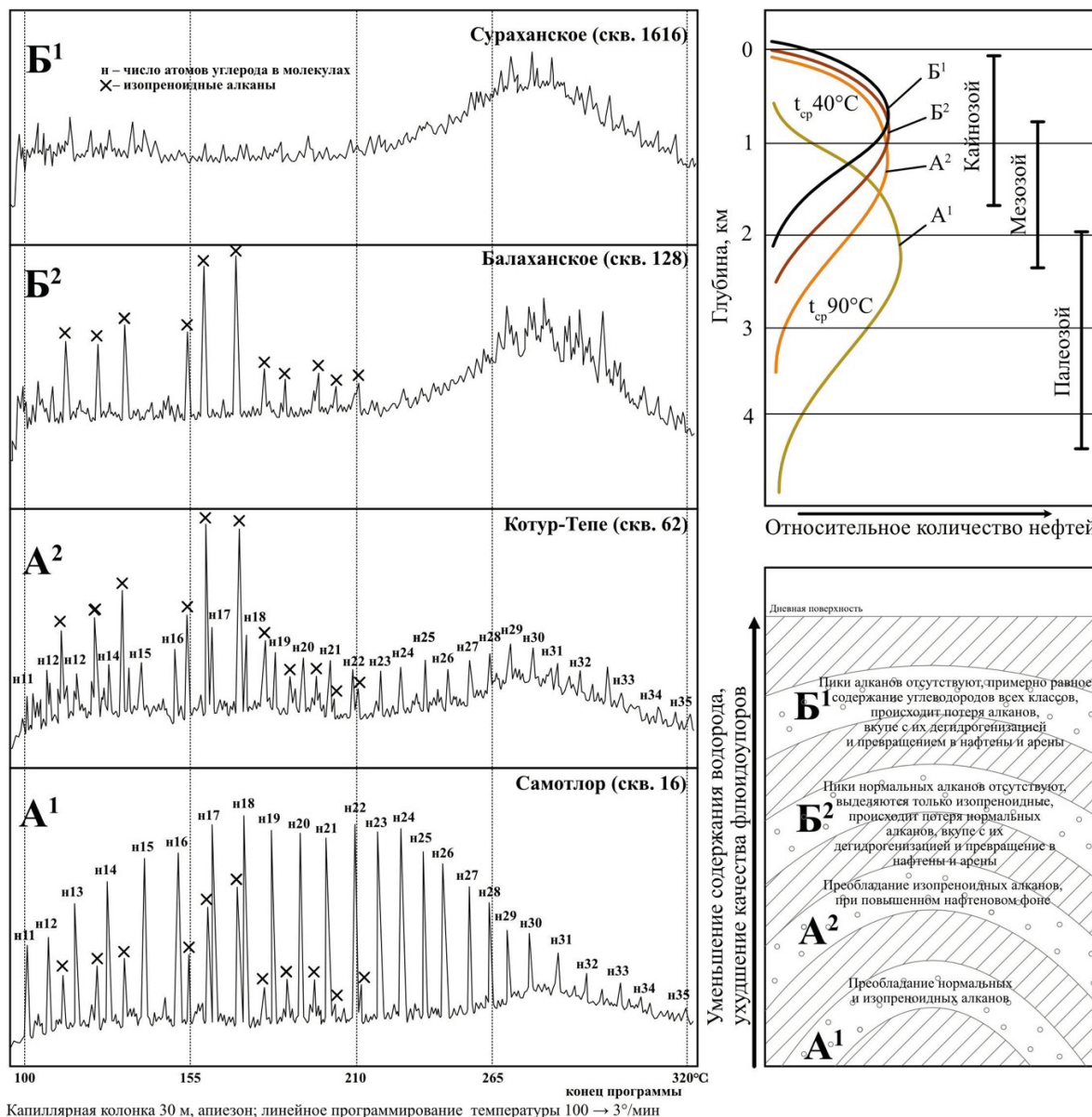


Рисунок 3. Глубинная зональность типов нефтей [6, с дополнениями]

5. Факт обогащенности нефтей легким изотопом углерода с учетом вышеперечисленного следует истолковывать с позиций кинетического фракционирования: углерод в газовой фазе всегда легче углерода в жидкостях и твердых телах. Соответственно, если то или иное вещество образуется из газовой фазы (алмазы, нефть, углерод растительных остатков), оно будет насыщено легким изотопом углерода. Тяжелые нефти и битумы содержат меньше легкого изотопа, так как он мигрирует вверх сквозь плохие покрышки вместе с метаном или переходит в газовую шапку.

6. Захороненная органика продуцирует преимущественно метан, который превращается в нефть благодаря мембранному эффекту, неполному термическому разложению и полимеризации.

7. Эмпирический закон Успенского-Вассоевича (Рисунок 4) можно трактовать следующим образом: битумоид и нерастворимый органический остаток являются взаимоисключающими веществами. Вещество, которое способно легко мигрировать, оставляет меньше всего нерастворимого остатка.

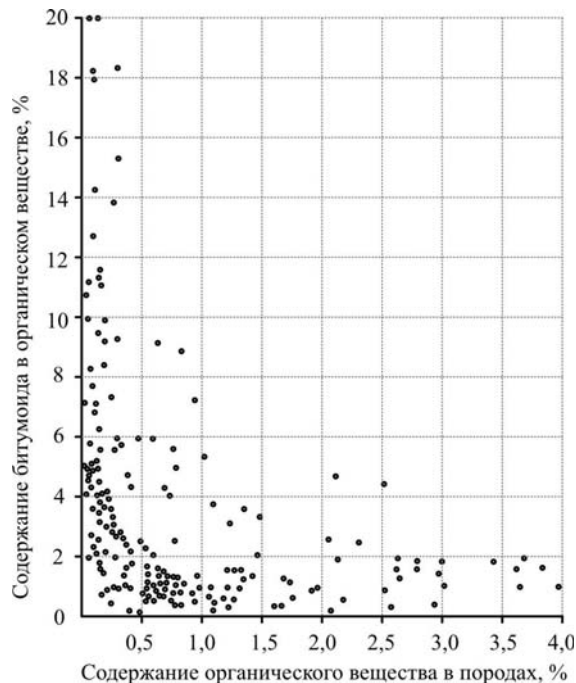


Рисунок 4. Эмпирический закон Успенского-Вассоевича [6]

Энергия диссоциации молекулы водорода составляет 432 кДж/моль, усредненная энергия диссоциации С-Н в метане составляет 415 кДж/моль $(435/4+464/4+422/4+339/4)$ [5]. То есть обмен атомами между метаном и водородом происходит примерно в одинаковых термобарических условиях. Между тем химическая связь С-С обладает энергией диссоциации всего 368 кДж/моль, поэтому для стабильного протекания процессов полимеризации требуется изъятие водорода из системы.

Существенным препятствием для объединения атомарного водорода в молекулу является малый вес в сочетании с высокой кинетической энергией атомов водорода, благодаря чему атомы водорода друг от друга отскакивают, не образуя общий заполненный s-подуровень. Для образования молекулы водорода атомам нужно отдать лишнюю кинетическую энергию [2]. В газовой фазе это сделать трудно из-за разреженности среды, но пористая кристаллическая среда земной коры может служить акцептором лишней энергии. В работах [1, 2, 3] приведены примеры конверсии метана с получением различных продуктов, в том числе жидких углеводородов. Для поглощения лишнего водорода и полимеризации углеводородов в ряде опытов использовался углекислый газ. Выход жидких углеводородов был низким, что связано с высокой герметичностью реакционных камер, даже для водорода, из-за необходимости поддерживать высокое давление и/или высокую температуру.

Данная гипотеза не запрещает существование установки для конверсии углеводородных газов (Рисунок 5). Так как для недопущения образования сажи требуются более мягкие термические условия. КПД установки может быть довольно низким, а получение какого-либо существенного количества углеводородов процессом многоитерационным и накопительным (получившиеся тяжелые гомологи метана вновь закачиваются в реакционную камеру).

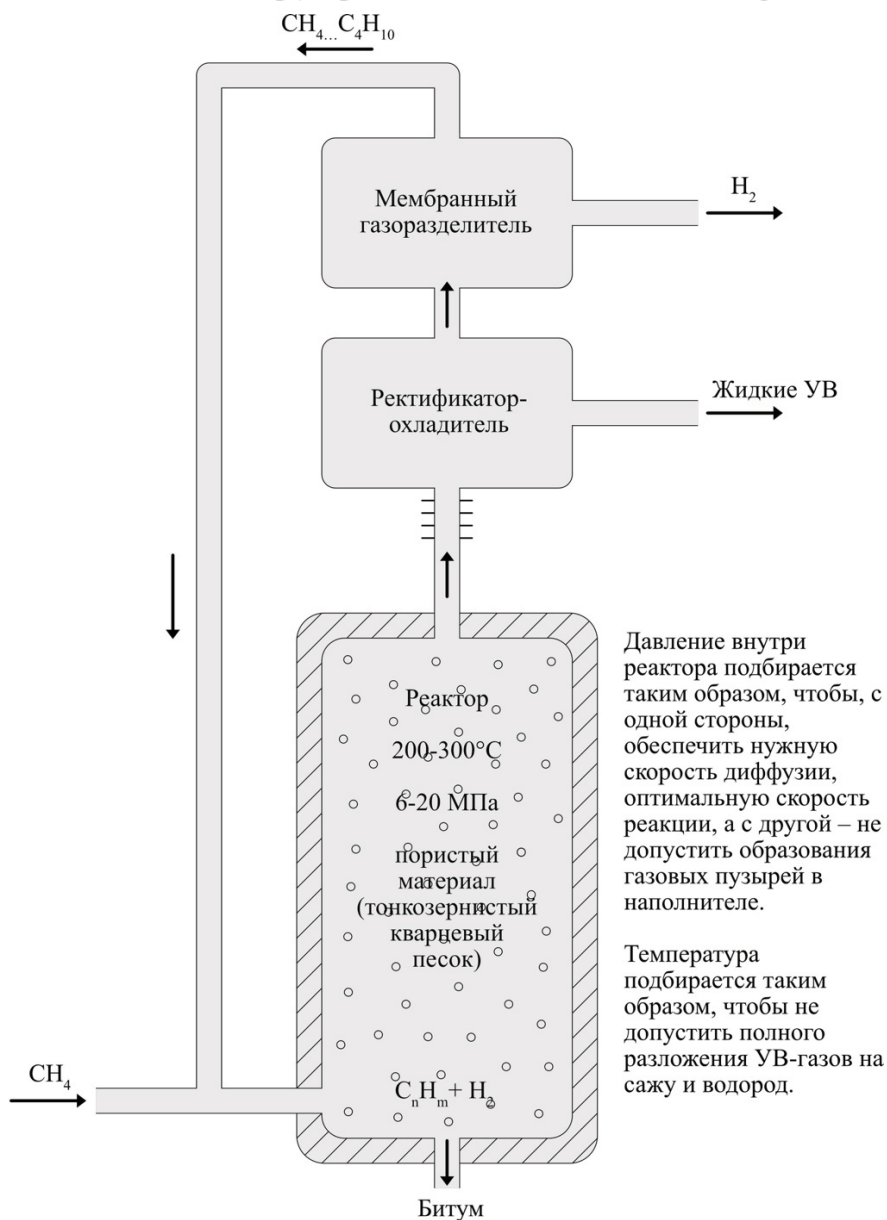


Рисунок 5. Гипотетическая схема установки для конверсии углеводородных газов

Список литературы

1. Дигонский С.В., Тен В.В. Неизвестный водород. – СПб.: Наука, 2006. – 240 с.
2. Иоффе В.Б. Основы производства водорода. – Л.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1960. – 443 с.
3. Кучеров В.Г. Генезис углеводородов и образование залежей нефти и природного газа. – Вести газовой науки, 2013, № 1. – с. 86-91.
4. Метеорит Оргей (атлас микрофоссилий). А.Ю. Розанов, РБ. Хувер, Е.А. Красавин, О.С. Самылина, А.К. Рюмин, М.И. Капралов, Е.А. Сапрыкин, А.Н. Афанасьева. Отв. ред. А.Ю. Розанов - М.: ОИЯИ, 2020. – 130 с.
5. Наумов В.И., Паничева Г.А., Четырбок Л.Н., Мацулевич Ж.В. Строение атома и химическая связь: учеб. пособие / В.И. Наумов [и др.]; Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева. – 2-е изд., испр. – Нижний Новгород, 2012. – 198 с.
6. Петров Ал. А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
7. <https://cryoimport.ru/gazorazdelenie/>

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

БИОМОРФНЫЕ КАРБОНАТЫ В ШЛИФАХ ИЗ КЕРНА СКВАЖИНЫ ИРКУТСКАЯ 1 КАК ВОЗМОЖНЫЙ КЛЮЧ К МОДЕЛИ ЛОВУШКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Вахромеев А.Г., зав. лаб. геологии нефти и газа «ИЗК СО РАН», д.г.-м.н., доцент; Корнилова Т.Н., вед. инженер лаб. геологии нефти и газа «ИЗК СО РАН»; Мисюркева Н.В., вед. инженер лаб. геологии нефти и газа «ИЗК СО РАН», к.г.-м.н.; Станевич А.М., г.н.с. лаб. геологии нефти и газа «ИЗК СО РАН», д.г.-м.н., Пуляевский М.С., аспирант «ИрНИТУ»; Мамаков Д.О., аспирант «ИГУ»; В.Ю. Близнюков., РАЕН, д.т.н., профессор

Одним из знаковых событий в изучении геологического строения Иркутского амфитеатра был фонтанный приток газоконденсатной смеси (ГКС) в первой же поисковой скважине Иркутской площади (1976 г), которую бурили в городской черте. В процессе бурения скважины получен аварийный фонтанный приток газоконденсатной смеси (ГКС) дебитом около 180 тыс м³/сут. Вместе с газом на поверхность поступала пластовая вода, дебитом 240 м³/сутки, с примесью нефти. По словам бывшего главного геолога ВСНГ Б.Л. Рыбьякова нефть лёгкая, жёлто-коричневого цвета. В газе содержался конденсат плотностью 0,739 кг/л, состоящий, в основном, из бензиновых фракций. Фонтан стал полной неожиданностью, скважину удалось заглушить, зону притока изолировать, и бурение продолжили. После чего ни в этой скважине, ни в пробуренных недалеко по схеме «конверта», притока углеводородов не получили. То есть классический подход к поиску УВ-месторождения, пластовой залежи успехом не увенчался. Геологическая модель газоконденсатной залежи, а возможно и месторождения, осталась не расшифрованной.

Сопоставляя характер газопроявления в этой скважине, и в очень похожих по геопромысловым данным 145 Даниловской, 1 Марковской, 279 Чайкинской, сразу отметим, что все они забоем вскрыли органогенный карбонатный коллектор, который 50 лет назад крайне сложно было прогнозировать. Подчеркнем, что органогенные коллекторы нефти и газа СП давно привлекают внимание геологов (Зоны, 1993; Древние, 2000; Калинкина, Шутов, 1987; Мышевский, 1999; Багринцева, 2003; Лучинина, 1975, 2004, 2011 и др.). Именно в последнее десятилетие получены значительные успехи в прогнозе и ГРП на эти крайне сложные объекты неантиклинального типа (Гайдук, Альмендингер, 2013; Гайдук, 2016 и др.). Поставлены на государственный баланс месторождения УВ в органогенных постройках и в шлейфах терригенного карбонатного состава области разрушения этих построек, такие как Большетирское, Верхнетирское, Северо-Даниловское, Чайкинское. Часть месторождений и залежей оказалась непромышленными (Христофоровское, Бильчирское, Южно-Радуйское, др).

В геологической модели поисков, как правило, в основании чехла фигурируют положительные структурны, имевшие место к моменту начала формирования органогенных построек – выступы кристаллического фундамента, или локальные складчатые структуры, а так же активный гидродинамический режим мелкого моря (Кузнецов, 1978; Лучинина, 1975, 2004, 2011; Постникова, 1984; Сухов, 2018; Кембрий, 2016 и др). Действительно, крупная положительная структура – Иркутский погребенный выступ фундамента, как северо-восточное продолжение Шарыжалгайского выступа, более 50 лет назад активно обсуждалось в опубликованных работах геологов (Золотов, 1971, др). Объект исследования находится в зоне краевых структур осадочного чехла платформы в зоне сочленения, точнее на стыке Присаянского и Предбайкальского краевых прогибов и эпикратонного Шарыжалгайского выступа (супертеррейна) Присаянского краевого поднятия (Эволюция, 2006). Скважиной вскрыт осадочный разрез до фундамента, представленного выветрелыми биотитовыми гнейсо-гранитами шарыжалгайской серии архея (Пермяков, 1984). С кровли хужирской свиты – тирский и даниловский горизонты венда представлены карбонатными породами с микропроблематикой. На основании детального изучения микрофитоцитов геологами ВСНИИГГиМС (В.С. Воробьев, А.С. Ильин, Т.А. Дольник, Н.К. Коробейников и др., 2000) выполнено обоснование «Проекта региональной стратиграфической схемы верхнепротерозойских отложений». Вопросам стратиграфической корреляции позднедокембрийских отложений этого района посвящено значительное количество работ (Золотов, 1971; Зоны, 1993; Стратиграфия, 2016; Мельников, 2018; Шенфиль, 1984; Пермяков, 1984; Станевич, 2015, 2018 и мн. др), и бурение

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

скважины 1 Иркутской действительно было важнейшим этапом в обосновании границ стратиграфических подразделений, взаимоувязанной модели формирования осадочного чехла, природных резервуаров нефти и газа. Однако прикладную задачу – тип коллектора, тип ловушки УВ, закономерности распространения улучшенного коллектора в плане и разрезе, решить в те годы не удалось.

На основе сопоставления газопроявляющего объекта (усть-кутский горизонт тетерской свиты венд-кембрия) с детально изученными аналогами, авторы пришли к заключению, что как и на ряде объектов Непского свода, здесь могло иметь место унаследованное формирование органогенных построек – начиная с венда (улунтуйская, олхинская свиты – Шенфиль, 1984; Станевич, 2015, 2018; космическая свита – Мельников, 2018); преображенский горизонт катангской свиты) к венд кембрию, собинской и тетерской свитам (усть-кутский горизонт) и кембрию (осинский горизонт) усольской свиты. Именно по разрезу Иркутской скв. 1, представленному от катангской до тетерской свит венда карбонатными породами сформирован стратотипический разрез даниловского горизонта, (Мельников, 2010, 2018). Целенаправленное изучение коллекторских органогенных построек осинского, преображенского, усть-кутского горизонтов НБА (Калинкина, 1987; Шашин, 1990) позже легло в основу формирования модели объекта поисково-разведочного бурения (Воробьев, 2013; Гайдук, 2016; Максимова, Чертина, 2019, др).

Авторы предположили: если приток ГКС в скважине 1 Иркутской получен из сложных карбонатных коллекторов органогенного типа, это можно подтвердить изучением шлифов керна. Действительно, в шлифах из коллекции керна, отобранного в этой скважине в интервале даниловского горизонта венда, наблюдаются комковато-сгустковые биоморфные карбонаты – доломиты. На основе исследований шлифов керна (рис. 1), взятого из карбонатных пород керна даниловского горизонта венда скважины Иркутская 1, сделан вывод о первично органогенном происхождении этих пород. На фотографиях шлифов № 626, (гл. 2002,8 м) и № 1303, (гл. 2003,4 м), в проходящем свете, при параллельных и скрещенных николях соответственно с увеличением 4-х уверенно диагностируются комковато-сгустковые микропроблематические органические остатки, с инкрустацией пространства между ними разнокристаллическим, крупнокристаллическим доломитом.

Ранее (Шашин, 1990) установлено, что хорошими коллекторскими свойствами обладают органогенные доломиты с поровым и крустификационным типом цементации, у которых сохраняется первичная межформенная пористость. Структура пустотного пространства у этих доломитов представляет собой совокупность трещин – межформенных и межзерновых пор, соединенных каналами выщелачивания, межзерновыми пространствами. Органогенные доломиты, подвергшиеся перекристаллизации, меняют структуру своего порового пространства (Шашин, 1990; Багринцева, 2003; Чернова, 2013). Рассматриваемые органогенные доломиты из скв. 1 Иркутской подобны реликтово-органогенным доломитам венд-кембрия Даниловской площади, НБА. Сходство литофациального и биологического состава микропроблематики этих пород позволяет нам предположить, что вероятно, скважиной Иркутская 1 вскрыты изолированные участки обособленной биогермной зоны, аналогичные рифогенным структурам Непско-Пеледуйско-Чайкинского свода, Непско-Ботуобинская антеклиз.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

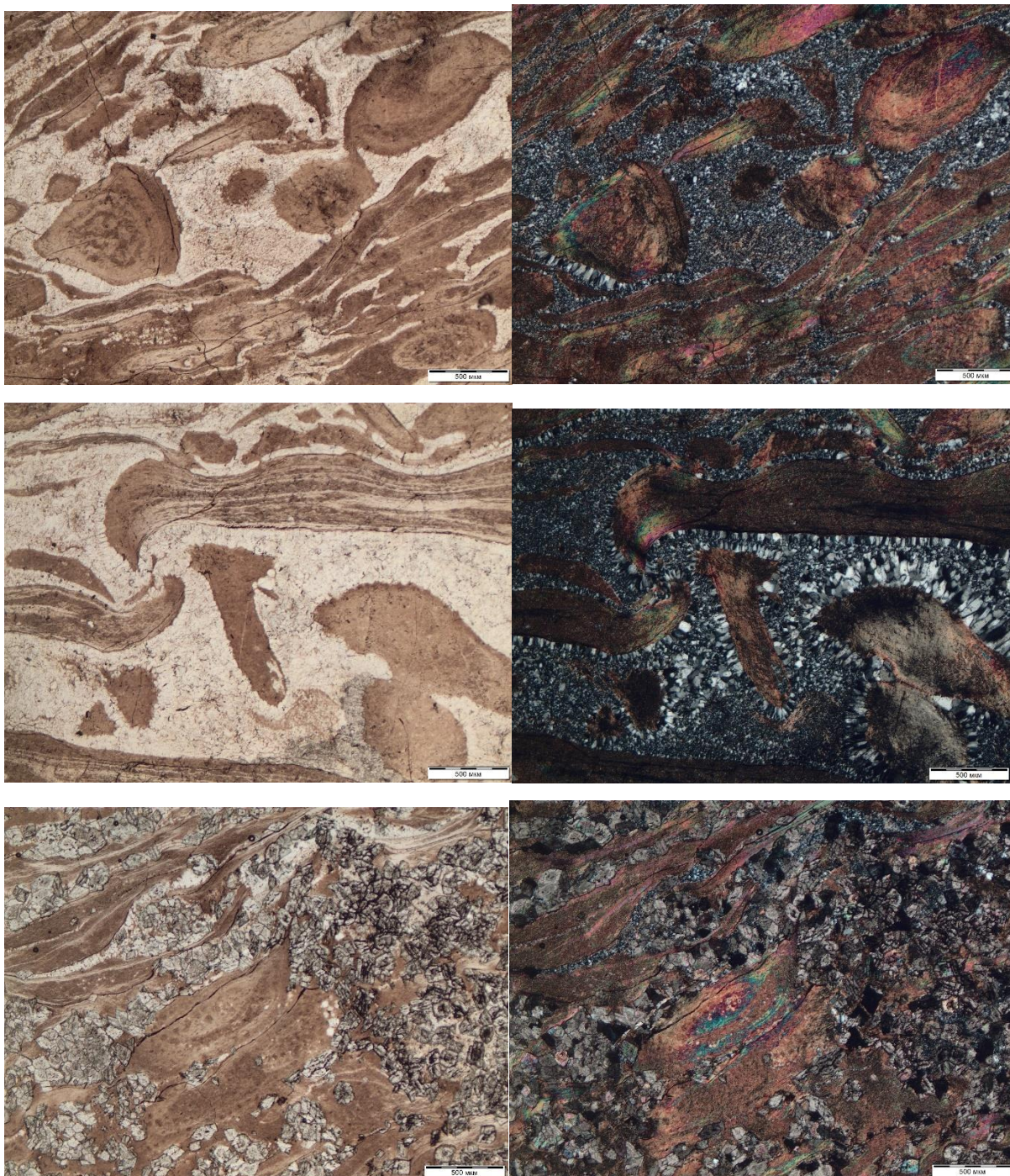


Рис. 1. Общее строение биоморфных карбонатных пород – известковых доломитов, доломитов. Фотографии шлифов № 626, гл. 2002,8 м и № 1303, гл. 2003,4 м, в проходящем свете, при || параллельных и × скрещенных николях соответственно. Увеличение 4-х; уверенно диагностируются комковато-сгустковые микропроблематические органические остатки, с инкрустацией пространства между ними разнокристаллическим, крупнокристаллическим доломитом; скв. 1 Иркутская. Подготовлено Т.А. Корниловой.

Именно сложный тип природного резервуара, коллектора, состоящего из карбонатных пород с микрофитолитами, и их обломков мог быть причиной отрицательного результата поисков промышленной залежи на Иркутской площади. Поиски вертикальным бурением вели «вслепую», ведь широкое применение объемной (3Д) сейсморазведки началось много позже, в последнее

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

десятилетие. Вероятно, на склоне Иркутского погребенного выступа фундамента, начиная с венда, с улунтуйского времени и далее в венд-кембрии сформировалась органогенная постройка, риф или гряда, группа построек, поскольку бурением в разрезе подтверждены микрофитолитовые, биоморфные карбонатные отложения в улунтуйской свите (Шенфиль, 1984; Пермяков, 1984) венда (Станевич, 2015, 2018), и область увеличенных мощностей осинского горизонта в скважине 130 Ангарской (Зоны, 1993). Северо-восточнее этого погребенного выступа формировался замкнутый бассейн, в котором циклически шло отложение карбонатов и солей.

Выводы.

Авторы уверены, что по совокупности архивных геологических данных необходимо продолжить поисково-разведочные работы на Иркутском объекте. Привлечение новых геофизических технологий 3D МОГТ позволит уточнить структурно-тектоническое строение природных резервуаров осадочного чехла на Иркутском погребенном выступе, получить новые представления о модели строения ловушки УВ и залежи. На основе комплекса новых геолого-геофизических данных будет обоснованно спроектировано и бурение глубоких скважин.

Реликтово-органогенные доломиты даниловского горизонта в шлифах – убедительный геологический аргумент в дополнение к факту промышленного притока (180 тыс. м³/сут ГКС – газоконденсатной смеси из усть-кутского горизонта тетерской свиты, или верхов даниловского горизонта по региональной стратиграфической шкале (Мельников, 2018) в скважине 1 Иркутской. Метановый состав природного газа (81,67 % метана, 13,44 % гомологов метана), наличие в притоке газового конденсата и легкой нефти, а также гелия 0,14 % (Исаев, 2018) – это основание для возврата к крупному Иркутскому погребенному выступу как объекту ГРП на углеводородное сырье на основе современных модельных представлений (Конторович, 2021; Стратиграфия, 2016; Сухов, 2018, и др.), концепций поисков структур неантиклинального типа именно сегодня на новом, современном уровне технологий геологической разведки карбонатных резервуаров с улучшенными коллекторскими свойствами. Важнейшее значение имеет богатый опыт разведки таких объектов в регионе, на Непско-Ботуобинской антеклизе (Мышевский, 1999; Гайдук, Альмендингер, 2013; Воробьев, 2013; Гайдук, 2016; Максимова, Чертина, 2019, др.).

Библиографический список:

1. Багринцева К.И. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ // под. ред. К.И. Багринцевой. М., 264 с.
2. Воробьев В.С., Вилесов А.П., Боброва О.В., Макаров И.Е. Строение и условия образования осинского горизонта в пределах Верхнечонского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2013. № 12. С. 4–13.
3. Гайдук А.В., Альмендингер О.А. Условия формирования и критерии прогноза зон улучшенных коллекторских свойств древних венд-кембрийских резервуаров (на примере Даниловского лицензионного участка, Восточная Сибирь) // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть» – 1-2013. Вып. 30. – С. 10–13.
4. Гайдук А.В., и др. Выявление перспективных и высокопродуктивных залежей УВ в древнем венд-раннекембрийском осадочном чехле Непско-Ботуобинской антеклизы на основании интерпретации современных геофизических данных. – ЕАГЕ-ГеоБайкал, 2016 – Иркутск, Россия, 2016.
5. Дольник Т.А., Файзулина З.Х. Ильин А.С. и др. Олхинская свита – ключ к увязке стратиграфических подразделений докембрия Саяно-Байкальской горной области и Сибирской платформы // Отечественная геология, № 1, 2005, с. 46-55.
6. Золотов А.Н. Основные черты геологического развития южной части Сибирской платформы в позднем докембрии и нижнем кембрии // Тектоника Сибирской платформы и смежных площадей. Вып. 9., Восточно-Сибирское книжное изд-во, 1971 г. С. 38–52.
7. Зоны нефтегазонакопления в карбонатных отложениях Сибирской платформы // А.Н. Дмитриевский, Ю.В. Самсонов, Л.Н. Илюхин и др.- М. Недра, 1993.- 158 с
8. Исаев В.П. Горючий газ и нефть в городе Иркутске / Мат-лы третьей научно-практической конференции «Росгеология. В поисках новых открытий». ОП ИГП, Иркутск. 2018. – С. 48–51.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

9. Калинкина Л.И., Шутов Г.Я. Рифогенные отложения среднемоготской подсвиты Непского свода юга Сибирской платформы // Советская геология. – 1981. – № 1.
10. Кузнецов В.Г., Илюхин Л.Н., Дмитриевский С.А. и др. Древние карбонатные толщи Восточной Сибири и их нефтегазоносность. М.: Научный мир, 2000. – 104 с.
11. Кузнецов В.Г. Геология рифов и их нефтегазоносность / В.Г. Кузнецов. – М.: Недра, 1978. – 304 с.
12. Лучинина В.А., Терлеев А.А. Особенности состава дендролитов в нижнекембрийских органогенных постройках Сибирской платформы. Геология и геофизика, 2004. С. 43-57.
13. Максимова Е.Н., Чертина К.Н. Циклическое строение осинского горизонта на примере одного из месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей. Материалы IX Всероссийского литологического совещания (с международным участием). Казань, 2019. С. 271–272.
14. Мельников Н.В., Ситников В.С., Васильев В.И. и др. Органогенные постройки осинского горизонта нижнего кембрия в Талакан-Верхнечонской зоне нефтегазоаккумуляции (Сибирская платформа) // Геология и геофизика, 2005, № 8. – С. 856–864.
15. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. – 177 с.
16. Мышевский Н.В. Игнялинский барьерный риф – новый перспективный объект на Непском своде // Геология и геофизика, 1991, № 11, с. 99–107.
17. Пермяков С.А. Материалы и корреляция разрезов верхнедокембрийских отложений зоны сочленения Прибайкалья и Присаянья // Нижний докембрий и ранний палеозой Сибири. Проблемы расчленения и корреляции: сб. науч. тр. / АН СССР, Сиб. Отд-ние, ин-т геологии и геофизики-Новосибирск: Изд. ГГиГ, 1984. – 125 с. – С. 17–24.
18. Постникова О.В., Кузнецов В.Г. Баташева И.В. Специфика строения природного резервуара нижнекембрийских органогенных построек // Геология нефти и газа. -1984. - № 11.- С.44-49.
19. Станевич А.М., Немеров В.К., Чатта Е.Н. Микрофоссилии протерозоя Саяно-Байкальской складчатой области. Обстановки обитания, природа и классификация – Новосибирск: Академ. изд-во «Гео». – 2006. – 204 с.
20. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы: в 2 т. Т. 1: Стратиграфия / ред. Ю.Я. Шабанов. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. – 497 с.
21. Сухов С.С., Фомин А.М., Моисеев С.А. Палеогеография как инструмент реконструкции кембрийского рифообразования на востоке Северо-Тунгусской нефтегазоносной области: от истории исследований к перспективам // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 3. http://www.ngtp.ru/rub/4/28_2018.pdf
22. Тимофеев Б.В. Микрофитологическое исследование древних свит. М.: Наука, 1966. 147с.
23. Чернова Л.С. Этапы формирования структуры порового пространства в карбонатном комплексе венд-кембрия Сибирской платформы по литологическим и гидрогеологическим данным / Л.С. Чернова, О.В. Шиганова // Материалы VII Всероссийского литологического совещания. – Новосибирск, 2013. – Т. 3. – С. 258–260.
24. Шашин С.Г. и др. Методические рекомендации по комплексной оценке карбонатных коллекторов при подсчете запасов нефти и газа в залежах Восточной Сибири. Иркутск: ВСНИИГГиМС. 1990. 114 с.
25. Шенфильд В.Ю., Арутюнов С.Л., Дольник Т.А., Коробейников Н.К., Пермяков С.А., Пятилетов В.Г. Корреляция верхнедокембрийских отложений Прибайкалья и Иркутского Присаянья // Нижний докембрий и ранний палеозой Сибири. Проблемы расчленения и корреляции: сб. науч. тр. / АН СССР, Сиб. Отд-ние, ин-т геологии и геофизики-Новосибирск: Изд. ГГиГ, 1984. – 125 с. – С. 3–17.
26. Эволюция южной части Сибирского кратона в докембрии / Precambrian Evolution of Southern Part of the Siberian Craton / А.М. Мазукабзов, Д.П. Гладкочуб, Т.В. Донская, А.М. Станевич и др. / под ред.: Е.В. Склярова. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2006. Новосибирск: «Гео», 2006. – 364 с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ НА ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ МЕРЗЛЫХ ЗАТОРФОВАННЫХ ГЛИН

*Власенко Данила Владимирович** (МГУ им. М.В. Ломоносова, геологический факультет),
Мотенко Римма Григорьевна (МГУ им. М.В. Ломоносова, геологический факультет)

Введение. В последние десятилетия развитие нефтедобывающей и перерабатывающей промышленности нашей страны быстрым темпом переместилось в зону распространения многолетне- и сезонномёрзлых пород, с каждым годом захватывая всё большие территории и создавая в этой области геозкологическую проблему, заключающуюся в загрязнении природных и техногенных грунтов нефтью и нефтепродуктами.

По данным государственного доклада «О состоянии и об охране окружающей среды РФ в 2020 году», только из-за прорывов трубопроводов было потеряно 75,2 тыс. т. нефти. В это же время в грунтах и почвах городов Западной Сибири среднее содержание нефтепродуктов составило 374,6 мг/кг, а максимальное - 1448 мг/кг [5]. Кроме того, данная территория приурочена к области с широким распространением торфяных массивов, где сосредоточено более чем 80% всего торфяного фонда России [11]. Вследствие этого грунты на данной территории в процессе добычи, транспортировки и хранения нефти могут подвергаться углеводородному загрязнению, что может приводить к изменению свойств загрязнённых грунтов, в том числе теплофизических.

В настоящее время известны случаи по исследованию закономерностей изменения теплофизических характеристик дисперсных грунтов различного минерального и гранулометрического состава при изменении степени их заторфованности [5,6,8,10]. Так же изучено влияние нефтяного загрязнения на теплофизические свойства грунтов [1,2,5,7]. Однако данные, посвящённые совместному влиянию заторфованности и нефтяного загрязнения на свойства грунтов практически отсутствуют. Вследствие чего целью данной работы была оценка совместного влияния заторфованности и нефтяного загрязнения на теплофизические свойства глин.

Объект исследования. Исследования проводились на модельных грунтах, для приготовления которых были использованы грунты разного гранулометрического состава (каолиновая глина, песок), торф и нефть. Для воссоздания заторфованности использовался слаборазложившийся верховой торф, плотность частиц которого составляла 1,4 г/см³, удельная теплоёмкость - 1680 Дж/(кг·К). Для создания загрязнения нефтью в эксперименте была использована Западносибирская нефть. Плотность нефти - 0,869 г/см³, удельная теплоёмкость - 2000 Дж/(кг·К), содержание воды в ней - 0,18 мг/л, содержание алканов достигает 70,5%.

Были приготовлены более 50 образцов с различной заторфованностью, нефтяным загрязнением и влажностью. Значения заторфованности I_r составили 0; 10; 40%; нефтяного загрязнения Z_n - 0; 2,5; 10%; влажности W - 20 и 40%. Полученные грунтовые пасты укладывались и уплотнялись в пластиковые формы объёмом 200 см³, герметизировались плёнкой во избежание испарения влаги и нефти из образца. Для замораживания и последующих измерений в мёрзлом состоянии образцы помещались в холодильную камеру.

Методика исследования. Исследования осуществлялись зондовым методом с помощью прибора KD2 Pro и подключаемых к нему сенсоров KS-1 и SH-1. Параметры сенсора SH-1 с двумя щупами: размер - 1,3 мм диаметр × 30 мм длина; 6 мм пространство между щупами; диапазон - 0,02 - 2,00 Вт/(м²·К) (удельная теплопроводность); 50 - 5000 (К²·см)/Вт (удельное термическое сопротивление); 0,1 - 1 мм²/сек (термодиффузия); 0,5 - 4 МДж/м³·К (объёмная теплоёмкость). Точность (теплопроводность) - ± 10% при 0,2 - 2 Вт/(м²·К) [9]. Теоретическим обоснованием данного метода является решение задачи о распространении тепла от бесконечно тонкого и длинного источника постоянной мощности, внедрённого в однородную изотропную среду [3].

Установка сенсора в образец грунта происходила по двум схемам, выбираемым в зависимости от температуры образца. В талом состоянии производилось вдавливанием сенсора в геометрический центр образца, обращая внимание на полное погружение датчика на всю свою длину и обеспечение

запаса грунта в 1,5 см по всем направлениям от зонда. Для установки в мёрзлый грунт - прodelывались отверстия с помощью сверлильного станка PROXXON TBM 220 сверлом соответствующего диаметра. Для улучшения контакта между зондом и образцом использовалась термопаста. Затем образцы выдерживались для выравнивания в них температурного поля после чего производились измерения с использованием каждого зонда с двойной повторностью как на основных, так и на параллельных образцах.

По окончании замеров теплопроводности осуществлялось раскалывание образца для фиксации его макростроения и распределения составляющих компонентов в объёме грунта (рис. 1), затем отбирались навески из разных его частей (верхняя, средняя, нижняя) для фиксации влажности и её вертикального распределения в образце.

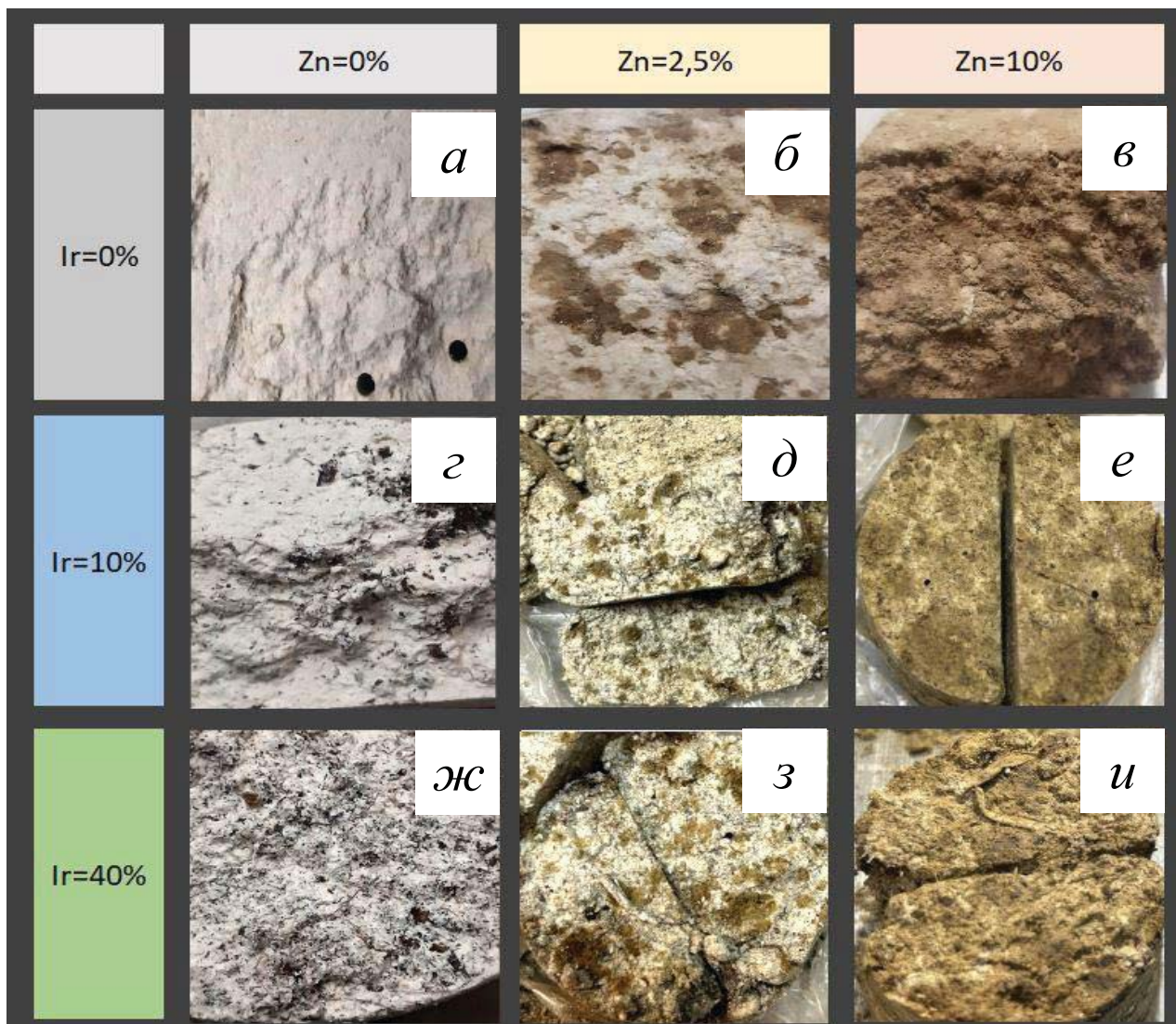


Рис. 1. Строение исследуемых образцов в мёрзлом состоянии на свежем сколе: а - Ir = 0% Zn = 0%; б - Ir = 0% Zn = 2,5%; в - Ir = 0% Zn = 10%; з - Ir = 10% Zn = 0%; д - Ir = 10% Zn = 2,5%; е - Ir = 10% Zn = 10%; ж - Ir = 40% Zn = 0%; з - Ir = 40% Zn = 2,5%; и - Ir = 40% Zn = 10%.

Результаты и их обсуждение. Для обсуждения предлагаются результаты экспериментов для образцов с влажностью $W=20\%$, полученные с помощью зонда SH-1. На графиках представлены зависимости изменения коэффициента теплопроводности от заторфованности (рис. 2а) и нефтяного загрязнения (рис. 2б).

Влияние торфа на теплопроводность образцов (рис. 2а) выражается в значительном снижении данной величины (на порядок) по мере увеличения содержания торфа в грунте. Это объясняется привнесением в грунт торфа, имеющего более низкую теплопроводность относительно других

компонентов. Кроме того, добавление торфа снижает плотность образца, тем самым увеличивая его пористость, а также влияет на фазовый состав влаги в мёрзлом образце, увеличивая количество незамёрзшей воды W_w с ростом заторфованности от 1,6 до 10,1%. В итоге, совокупность двух данных факторов приводит к снижению значений коэффициента теплопроводности грунта как в талом, так и в мёрзлом состояниях, а также приводит к постепенному сближению значений коэффициента теплопроводности в талом и мёрзлом состояниях по мере увеличения содержания торфа в грунте, достигая максимального при 40% заторфованности.

Также следует отметить, что содержание до 10% торфа в образце наиболее сильно влияет на изменение коэффициента теплопроводности, однако по мере дальнейшего роста содержания торфа, скорость изменения данного параметра уменьшается.

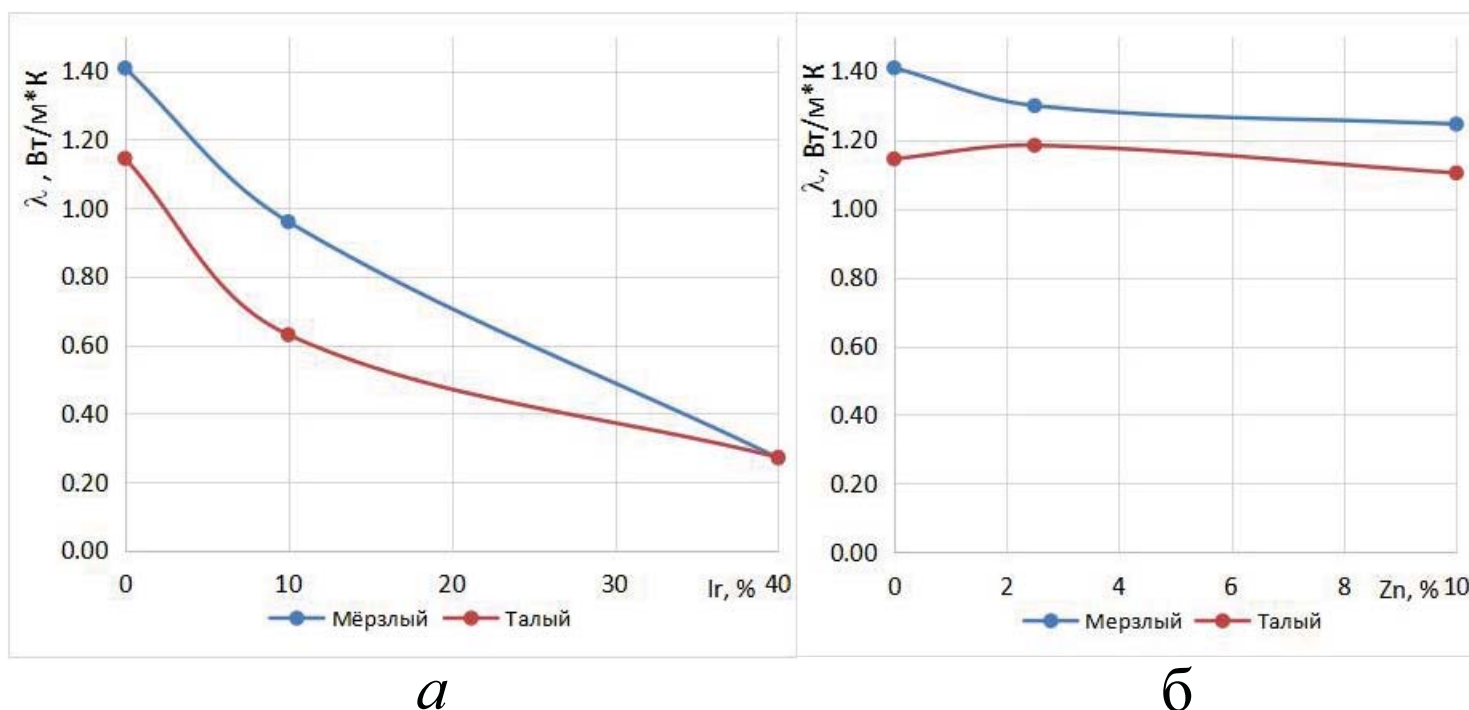


Рис. 2. Зависимость коэффициентов теплопроводности λ от (а) заторфованности I_r и (б) нефтяного загрязнения Z_n

Влияние же нефтяного загрязнения на теплопроводность грунта (рис. 2б) неодинаково для образцов в талом и мёрзлом состояниях. Так, при добавлении нефти в образец, находящийся в талом состоянии, значения коэффициента теплопроводности практически не изменяются, что, по-видимому, связано с физическими свойствами конкретных образцов, а именно, с их низкими значениями влажности W и степени заполнения пор S_r , а также высокой пористостью n .

Нефтяное загрязнение в мёрзлых грунтах может оказывать разнонаправленное действие. С одной стороны, возможно улучшение теплопроводности грунта за счёт замещения воздуха в порах более теплопроводной нефтью и агрегирования частиц грунта в более крупные единицы; с другой стороны, возможно ухудшение теплопроводности, связанное с привнесением в грунт низкотеплопроводной нефти и ростом термического сопротивления с увеличением площади контакта нефтяных включений с другими компонентами грунта из-за перераспределения нефти в порах при её промерзании. Однако при данных условиях проведения эксперимента наибольшее влияние оказывает, вероятно, появление низкотеплопроводной нефтяной плёнки вокруг минеральных частиц грунта, что приводит к тенденции общего снижения его теплопроводности. Это, в свою очередь, и подтверждается устойчивым снижением коэффициента теплопроводности мёрзлых образцов по мере увеличения в них содержания нефти (рис. 2б).

На рис. 3 представлены графики зависимостей коэффициента теплопроводности заторфованных грунтов от нефтяного загрязнения. Стоит отметить, что и слабозаторфованная, и сильнозаторфованная глина характеризуются минимальными разностями теплопроводностей в талом и в мёрзлом состояниях во всём диапазоне нефтяного загрязнения, что объясняется низкой влажностью образцов, а также увеличивающейся пористостью грунта и, для мёрзлого, изменением фазового состава влаги в грунте по мере увеличения его заторфованности.

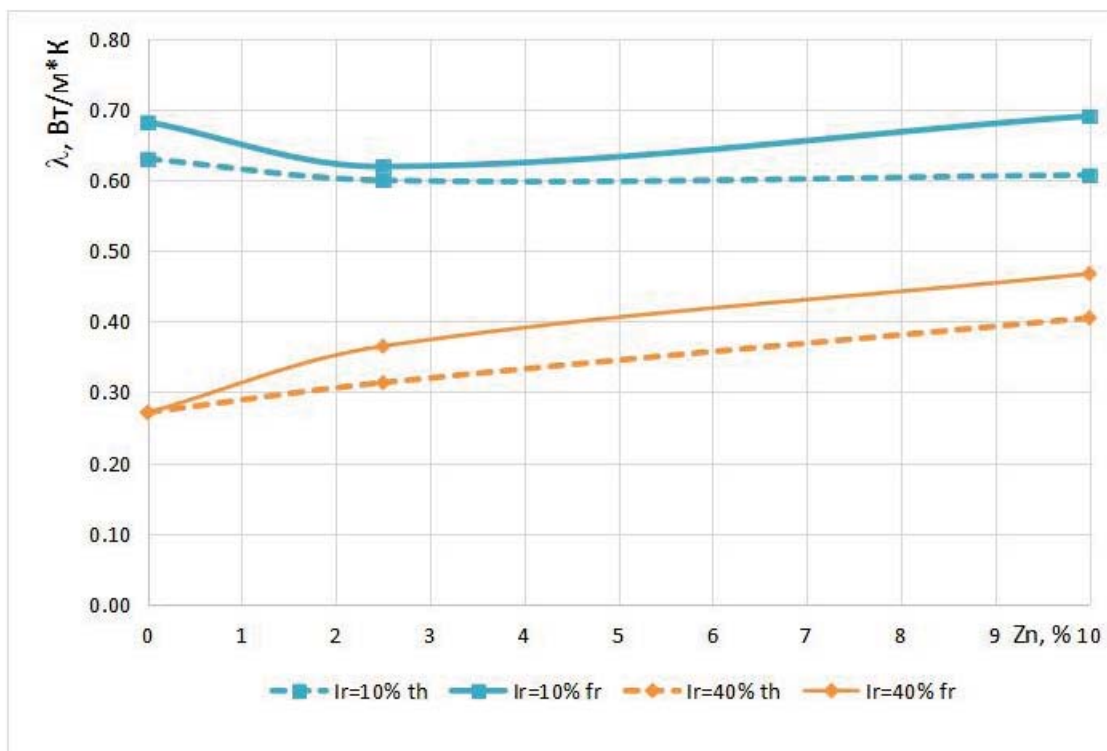


Рис. 3. Зависимость изменения коэффициента теплопроводности заторфованного грунта от нефтяного загрязнения

Сравнительный анализ графиков зависимости теплопроводности от заторфованности (рис. 2а) и нефтяного загрязнения (рис. 2б) позволяет предположить, что совместное нахождение в грунте торфа и нефти приведёт к снижению теплопроводности грунта, однако экспериментальными данными эта гипотеза не подтверждается - нефтяное загрязнение практически не оказывает, или оказывает незначительное влияние как на слабо-, так и на сильнозаторфованную глину. Объяснение этому аналогичное - при столь малых значениях степени заполнения пор не происходит существенного замещения порового воздуха более теплопроводной нефтью, как и не происходит существенного роста термического сопротивления за счёт увеличения площади контакта нефтяных включений с другими компонентами грунта.

Атипичное же повышение теплопроводности, наблюдаемое при 10% нефтяном загрязнении сильнозаторфованной глины связано с резким увеличением степени заполнения пор в образце при одной влажности.

Выводы. Оценка совместного влияния нефтяного загрязнения и заторфованности на теплопроводность грунтов в настоящее время остаётся слабоизученной темой, несмотря на свою высокую важность и перспективность в инженерно-хозяйственной деятельности человека.

Проведённые экспериментальные исследования теплопроводности загрязнённых нефтью заторфованных глин, в указанных ранее диапазонах заторфованности, влажности и нефтяного загрязнения, позволили оценить возможность применения используемой в данной работе методики проведения эксперимента, а также позволили установить следующие зависимости:

1. В заторфованных глинах, как и ранее в песках [4], выявлено снижение значений коэффициента теплопроводности с ростом заторфованности, что связано с низкой теплопроводностью торфа, изменением пористости грунта и фазового состава влаги мёрзлого грунта;
2. Нефтяное загрязнение понижает значения коэффициента теплопроводности что связано, преимущественно, с привнесением в грунт низкотеплопроводной нефти и, соответственно, ростом термического сопротивления;
3. Совместное влияние нефтяного загрязнения и заторфованности незначительно и практически не проявляется в исследуемых грунтах в виду их малой влажности и низкой степени заполнения пор.

Список литературы

1. Гречищева Э.С., Мотенко Р.Г. Исследование теплопроводности мерзлого засоленного нефтезагрязненного песка с помощью измерителя ИТС-. С-10 // Вестник МАХ. 2013. №2.
2. Журавлев И.И., Мотенко Р.Г., Ершов Э.Д. Формирование теплофизических свойств мерзлых дисперсных пород при их загрязнении нефтью и нефтепродуктами //Геозкология, №1, 2005 с. 50-61.
3. Методы геокриологических исследований: Учеб. Пособие / Под ред. Э.Д. Ершова. - М.: Изд-во МГУ, 2004. - 512 с.
4. Мотенко Р. Г., Власенко Д. В. Оценка влияния нефтяного загрязнения на теплофизические свойства заторфованных песков // Материалы четвёртой Общероссийской научно-практической конференции молодых специалистов Инженерные изыскания в строительстве. — ООО Геомаркетинг Москва, 2022. — С. 63–70.
5. О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2020 году. Государственный доклад. — М.: Минприроды России; МГУ имени М.В.Ломоносова, 2021г. 1000 с.
6. Основы геокриологии. Ч. 1: Физико-химические основы геокриологии. / Под ред. Э.Д. Ершова. - М.: Изд-во МГУ, 1995. - 368 с.
7. Основы геокриологии. Ч. 6. Геокриологический прогноз и экологические проблемы в криолитозоне. / Под редакцией Э.Д. Ершова. - М.: Изд-во МГУ, 2008 - 768с.
8. Роман Л. Т. Физико-механические свойства мерзлых торфяных грунтов / Отв. ред. А. Г. Дерюгин. - Новосибирск : Наука : Сиб. отд-ние, 1981. - 134 с.
9. Руководство по эксплуатации прибора KD2 Pro // Decagon Devices, Inc. 2008.
10. Теплофизические свойства горных пород. // Под. ред. Э.Д. Ершова -М..Изд-во МГУ, 1984г. 204 с.
11. Чураков А. А. Запасы торфа в России // Вестник МГУЛ – Лесной вестник. 2003. №3.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

МНОГОКОМПОНЕНТНЫЕ КИНЕТИЧЕСКИЕ СПЕКТРЫ РЕАКЦИЙ ТЕРМИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ КЕРОГЕНА МЕТОДОМ ПИРО-ГХ

Герасимов Р.С. (ФГБУ ВНИГНИ), Можжегова С.В. (ФГБУ ВНИГНИ), Пайзанская И.Л. (ФГБУ ВНИГНИ), Алферова А.А. (ФГБУ ВНИГНИ), Кравченко Е.М. (ФГБУ ВНИГНИ)*

Пиролиз органического вещества с последующим анализом углеводородного состава образующихся продуктов дает возможность получить 4-х компонентные (метан, газы $C_2 - C_5$, жидкие углеводороды $C_6 - C_{14}$ и C_{15+}) спектры распределения генерационного потенциала по энергиям активации реакций преобразования керогена в углеводороды. Конфигурация спектров зависит от структуры керогена и индивидуальна для каждого типа органического вещества.

Как показывает опыт предшествующих работ по кинетике керогена распределение энергий активации для каждой нефтематеринской толщи уникально. Другими словами кинетическая модель термического разложения керогена одного и того же типа, например II, может существенно различаться в разных осадочных бассейнах по причине многовариантного соотношения химических связей и их реакционного энергетического порога.

В общем виде химическая кинетика решает вопрос о том, с какой скоростью будет происходить превращение исходного вещества (керогена) в продукты пиролиза. В кинетических уравнениях химической реакции время является «главным действующим лицом» (Романовский, 2006) и в соответствии с кинетикой разложения керогена считается, что время и температура до некоторой степени взаимозаменяемы. Это позволяет экстраполировать характеристики преобразования органического вещества (ОВ), полученные в лабораторных условиях, на геологическое время (Тиссо, Вельте, 1981; Ungerer, 1990; Burnham, 2017).

Сущность метода заключается в нагревании навески образца породы в пиролитической ячейке с последующим хроматографическим разделением продуктов крекинга керогена на капиллярной колонке и регистрацией исследуемых компонентов с использованием пламенно-ионизационного детектора (ПИД).

Разработка новой методики осуществлялась на комплексе приборов, состоящих из пиролитической ячейки Frontier Lab EGA/PY-3030D, газового хроматографа Agilent 7890A и установки для улавливания продуктов пиролиза жидким азотом.

Одним из главных элементов данной технологической схемы является пиролитическая ячейка PY-3030D. Это многофункциональный инструмент, позволяющий проводить исследования образца в режиме как одноступенчатого, так и многоступенчатого пиролиза.

Для полного разделения газов и отделения их от жидких продуктов пиролиза, в термостате газового хроматографа установлена криогенная ловушка, в которую помещается начальный участок капиллярной колонки. Процесс криогенного фокусирования продуктов пиролиза полностью автоматический и контролируется компьютерной программой для управления пиролитической ячейкой. Продукты пиролиза, попадая в капиллярную колонку, концентрируются на начальном ее участке, а затем при размораживании в хроматографической колонке происходит полное разделение УВ $C_1 - C_5$ и остальных компонентов. Используя этот прием ввода продуктов пиролиза, достигается высокая эффективность разделения капиллярной колонки.

Параллельно образцы пород исследовались методом Optkin на анализаторе Rock-Eval для определения частотного фактора Аррениуса, характерного для реакций конкретного керогена. Исследование одного образца включает в себя набор из 6 анализов методом Bulk Rock с разными скоростями нагрева на стадии пиролиза – 1, 5, 10, 15, 20, 25 °C/мин. Обработка полученных кривых пиролиза, расчет кинетических характеристик и построение однокомпонентных гистограмм распределения энергий активации осуществляется в программе Optkin.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Решая уравнение Аррениуса для каждой ступени нагрева, мы получаем набор энергий активации, описывающий реакции термической деструкции керогена изучаемых образцов пород. Поэтапно полученные количества генерированных газообразных и жидких УВ приводятся к массе исходного ОВ конкретного образца.

Три образца пород, выбранные для кинетического моделирования, характеризуют разнотипные нефтегазоматеринские толщи Западной Сибири. Карбонатно-глинисто-кремнистые породы баженовской свиты (сапропелевый тип ОВ) взяты из зон разного катагенеза. По данным Rock-Eval 7 для образца из скв. Южно-Майская 413 T_{max} составляет $426^{\circ}C$, что указывает на уровень зрелости ОВ, соответствующий концу протокатагенеза (ПК₃/МК₁ по шкале Н.Б. Вассоевича (Неручев и др., 1976)). Генерационный потенциал керогена (НГ) этого образца равен 697 мг УВ/г ТОС.

Два других образца взяты из отложений прибрежных фаций, содержащих ОВ преимущественно гумусового типа с примесью сапропелевой составляющей. Аргиллит гольчихинской свиты из скв. Яковлевская 2 характеризуется НГ 397 мг УВ/г ТОС при уровне зрелости, соответствующему концу протокатагенеза (ПК₃/МК₁, T_{max} – $431^{\circ}C$). Уголь тюменской свиты из скв. Заозерная 1 по результатам петрографических исследований в основной массе содержит остатки растительной ткани с включениями липтинитовых компонентов – спор, смолы и др. Его генерационный потенциал НГ составляет 398 мг УВ/г ТОС. Уровень зрелости по T_{max} $437^{\circ}C$ соответствует началу мезокатагенеза (МК₁).

Анализ хроматограмм УВ, полученных при последовательном ступенчатом пиролизе, показал постепенное увеличение массы УВ в интервале температур нагрева от 325 до 450 – $475^{\circ}C$ для всех изученных образцов. В составе продуктов пиролиза доминируют жидкие углеводороды C_{6+} . Дальнейший нагрев породы показывает затухание процессов генерации УВ, в составе которых начинают преобладать метан и легкие УВ C_2 – C_5 (рис. 1).

Максимальная генерация УВ фиксируется при температуре пиролиза $450^{\circ}C$ (рис. 1а, 2). Общий выход всех генерируемых компонентов к концу этой стадии достигает 54% . Из них доля УВ C_6 – C_{14} составляет почти половину всех УВ, но также при этой температуре начинает увеличиваться доля генерируемых газов C_2 – C_5 . Содержание тяжелых компонентов C_{15+} практически не изменяется по сравнению с предыдущими ступенями нагрева.

При температурах пиролиза $475^{\circ}C$ и $500^{\circ}C$ возрастает генерация как газов C_2 – C_5 , так и метана. Достаточно высока концентрация легких жидких компонентов и снижается доля высококипящих УВ (рис. 1–2).

Температура пиролиза $525^{\circ}C$ фиксирует почти полное прекращение генерации УВ C_6 – C_{14} , а также высококипящих компонентов C_{15+} . Выход всех генерируемых УВ к этой стадии нагрева достигает 90 – 95% . Генерация метана и газов C_2 – C_5 продолжается, но объемы их относительно невелики. При дальнейшем нагреве до конечной температуры пиролиза $650^{\circ}C$ тенденция не меняется – на хроматограммах фиксируются лишь УВ C_1 – C_5 .

Пересчет лабораторных температур пиролиза в энергии активации требует значений частотного фактора (А) для решения уравнений Аррениуса. Величина константы А для каждого образца получена путем моделирования однокомпонентной кинетики методом Optkin на основе пириграмм шести скоростей нагрева.

Для незрелого керогена баженовской свиты (скв. Южно-Майская 413) максимум генерации фиксируется при E_a 55 – 57 ккал/моль (рис. 3).

Преимущественно гумусовое ОВ гольчихинской свиты (скв. Яковлевская 2) характеризуется кинетическим спектром с максимальным выходом генерации УВ при E_a больше 60 ккал/моль. В составе углеводородных продуктов генерации на долю газообразных C_1 – C_5 приходится около 50% .

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

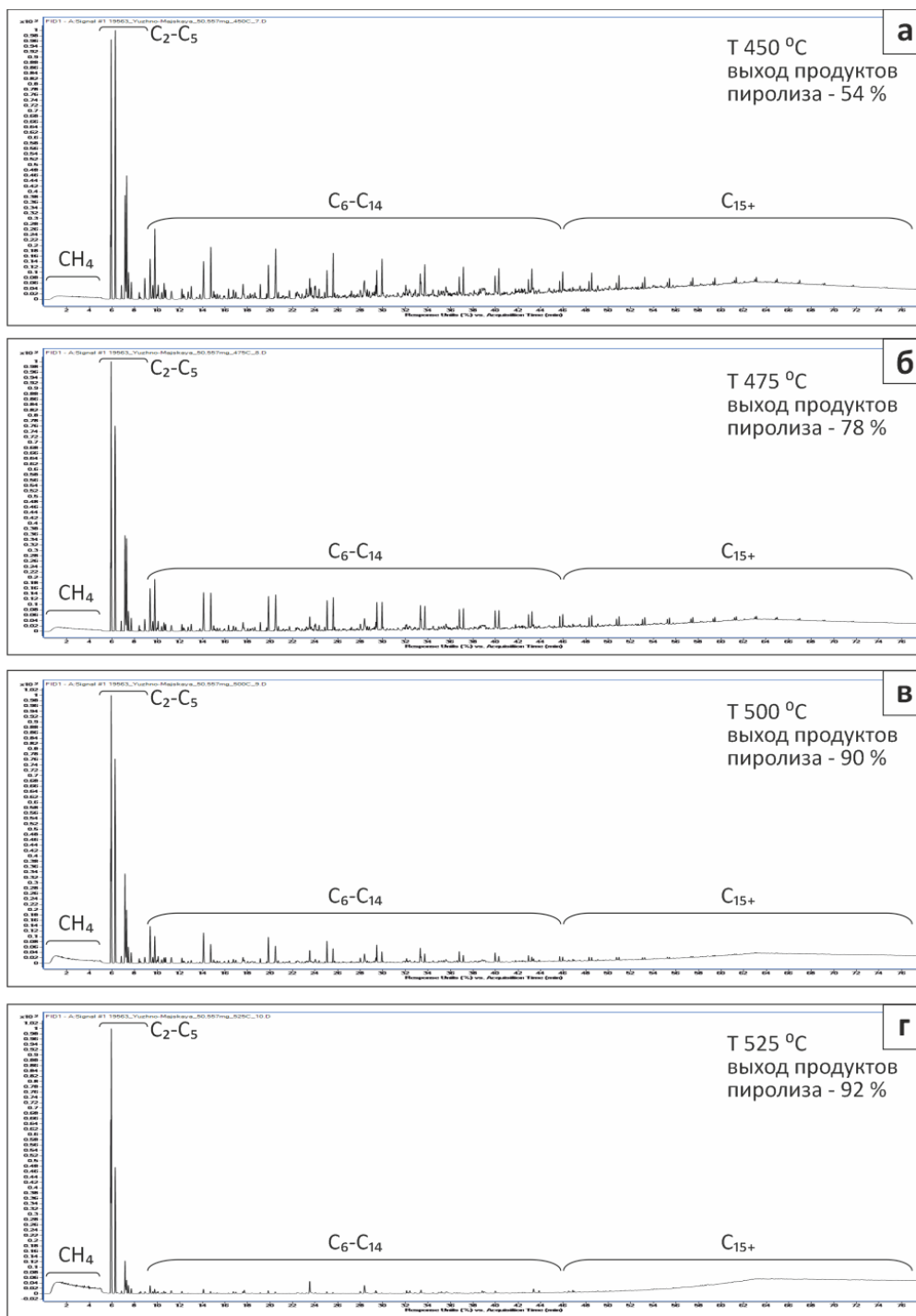


Рисунок 1. Хроматограммы углеводородных продуктов пиролиза, полученные методом Пиро-ГХ, на примере образца баженовской свиты (скв. Южно-Майская, 413)

Как видно для угля тюменской свиты (скв. Заозерная 1) максимум приходится на значения E_a 55–57 ккал/моль. Соотношение групп генерированных УВ существенно отличается от полученных соотношений для баженовской и гольчихинской свит повышенным содержанием метана и тяжелых УВ C_{15+} . Последние, образуясь преимущественно на ранних стадиях созревания,

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

сорбируются в породе и в дальнейшем подвергаются вторичному крекингу с образованием метана и легких газообразных УВ.

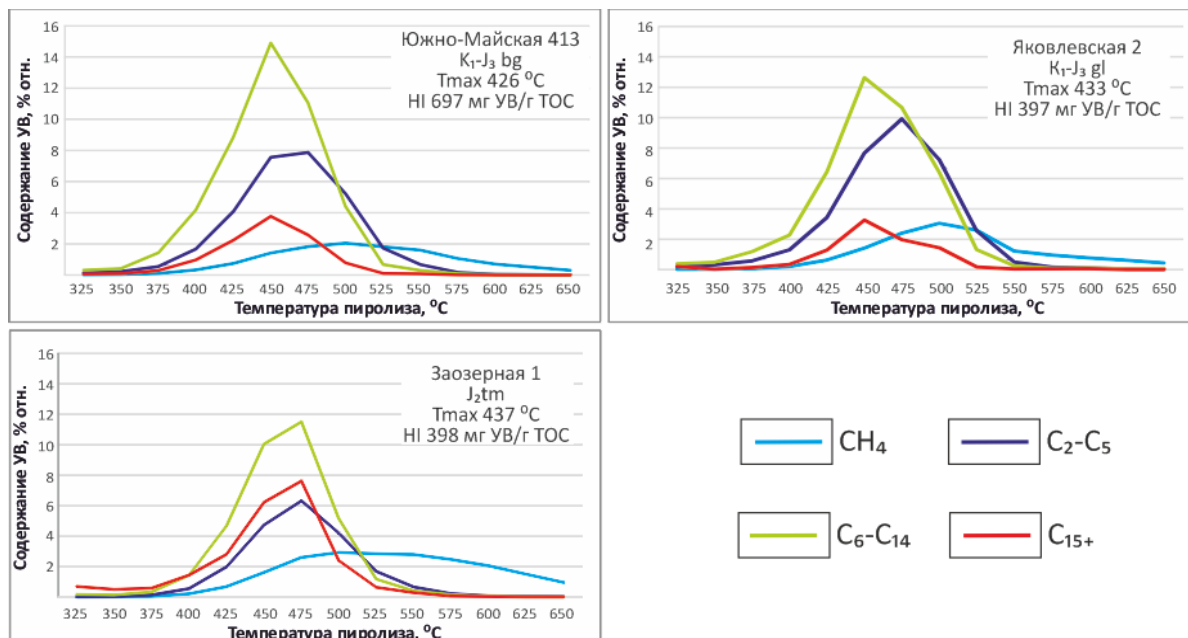


Рисунок 2. Динамика выхода разных групп УВ в зависимости от температуры пиролиза.

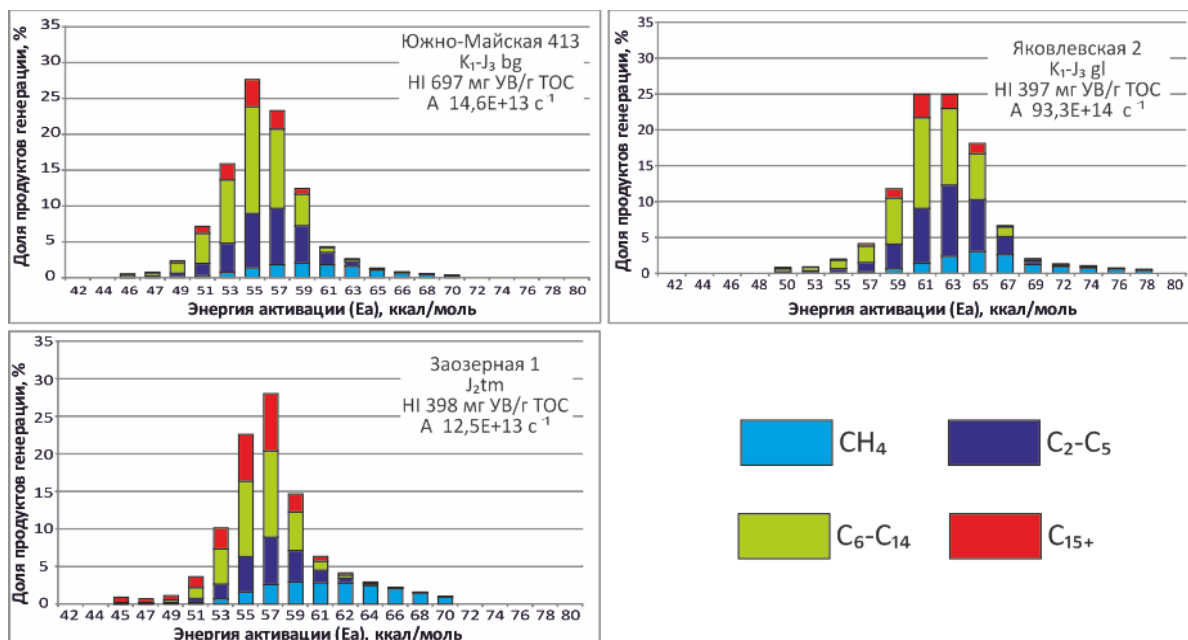


Рисунок 3. Четырехкомпонентные кинетические спектры распределения генерационного потенциала керогена в зависимости от энергии активации.

Разработанная методика расчета 4-х компонентных кинетических спектров на основе результатов пиролитической хроматографии позволяет получить один из важнейших компонентов моделирования истории нефтегазообразования геологических бассейнов. Кинетические параметры

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ОВ нефтегазоматеринских толщ влияют на время начала генерации и напрямую отражают различия в составе и структуре керогенов разных типов. Образцы материнских пород, содержащих кероген разного типа, результаты изучения которых приведены в настоящей работе, подтверждают такие различия. Сапропелевое ОВ баженовской свиты с увеличением температуры генерирует больше жидких нефтяных УВ и меньше газообразных по сравнению с гумусовым ОВ гольчихинской и тюменской свит.

Список литературы

1. Неручев С.Г. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием / С.Г. Неручев, Н.Б. Вассоевич, Н.В. Лопатин // Труды XV сессии Международного геологического конгресса. Доклады советских геологов. Горючие ископаемые. М.: Наука. – 1976. – С. 47-62.
2. Романовский Б.В. Основы химической кинетики. - Москва : Издательство "Экзамен", 2006. - 415 с..
3. Тиссо Б. Вельте Д. Образование и распространение нефти. - Москва : Мир, 1981.
4. Burnham A.K. Global Chemical Kinetics of Fossil Fuels. - Cham : Springer International Publishing, 2017.
5. Ungerer P. State of the art of research in kinetic modeling of oil formation and expulsion // Organic Geochemistry. – 1990. – V. 16. - № 1-3. – pp. 1-25.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ УГЛЕРОДА УГЛЕВОДОРОДОВ СЕВЕРНОГО САХАЛИНА, КАК ОТРАЖЕНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ ЕГО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

*И.В. Гончаров (АО «ТомскНИПИнефть»); НИ ТПУ), М.А. Веклич (АО «ТомскНИПИнефть»),
А.В. Жердева (АО «ТомскНИПИнефть»), К.В. Козырева (АО «ТомскНИПИнефть»), Н.В.
Обласов (АО «ТомскНИПИнефть»)*

На территории острова Сахалин и его акватории на глубине 600-3000 м в кайнозойских отложениях расположены десятки залежей углеводородов. Геологический разрез района представлен чередованием глин, аргиллитов, алевролитов и песчаников возрастом от мела до плейстоцена. Его отличительной особенностью является практически полное отсутствие карбонатов и преобладание кремнистых минералов. На территории Сахалина широко развиты различные по значению, типу и величине дизъюнктивы, которые в значительной мере определяют размещение и формирование нефтяных и газовых месторождений [Геология нефтяных и газовых месторождений..., 1974].

Нами был исследован молекулярный и изотопный состав газообразных углеводородов (растворенный нефтяной газ, газ газовой шапки, также газ дегазации бурового раствора) из скважин месторождений северо-восточного шельфа о. Сахалин. Кроме того, методами газовой хромато-масс-спектрометрии и изотопной масс-спектрометрии были изучены жидкие УВ (нефть, конденсат).

Анализ распределения углеводородов и биомаркерный анализ свидетельствуют о том, что формирование исследованных нефтей происходило при доминирующем вкладе в исходное ОВ морских биопродуцентов. Присутствие на масс-хроматограммах олеанана, характерного для молодых осадочных отложений, указывает на вклад в ОВ терригенного растительного материала (цветковые растения). Все это хорошо согласуется с результатами более ранних исследований [Попович Т.А., Кравченко Т.И., 1995].

$\delta^{13}\text{C}$ жидких углеводородов изменяется в достаточно узком диапазоне (-26,0 ÷ -24,4 ‰). Такая обогащенность изотопом ^{13}C типична для нефтей, связанных с морским ОВ, образование которого происходило при участии изотопно-тяжелых компонентов биомассы диатомовых водорослей [Гончаров И.В., 1987; Кодина Л.А., и др. 1989].

Изотопный состав углерода газовой составляющей варьируется в достаточно широком диапазоне. При этом в изученных разрезах выделяется несколько явных зон (рис. 1а). Самая нижняя часть разреза (зона 1) представлена в основном песчаниками с небольшой долей аргиллитов и алевролитов. Содержание Сорг. в них 0,2-0,5 %. По значению остаточного генерационного потенциала данные породы классифицируются как бедные и содержат кероген типа III-IV ($\text{HI} = 100-140 \text{ mg/g}$), с низкой термической зрелостью (R_o менее 0,5%). $\delta^{13}\text{C}$ метана в этой зоне преимущественно изменяется от -39,0 до -35,0 ‰. Именно такие значения $\delta^{13}\text{C}$ CH_4 наряду с высокой долей углеводородов C_{2+} ($\text{C}_1/\text{C}_2+\text{C}_3 < 100$) присущи большинству проб газа нефтяных и нефтегазовых месторождений о. Сахалин [Кудрявцева Е.И., Лобков В.А., 1984] (рис. 2а).

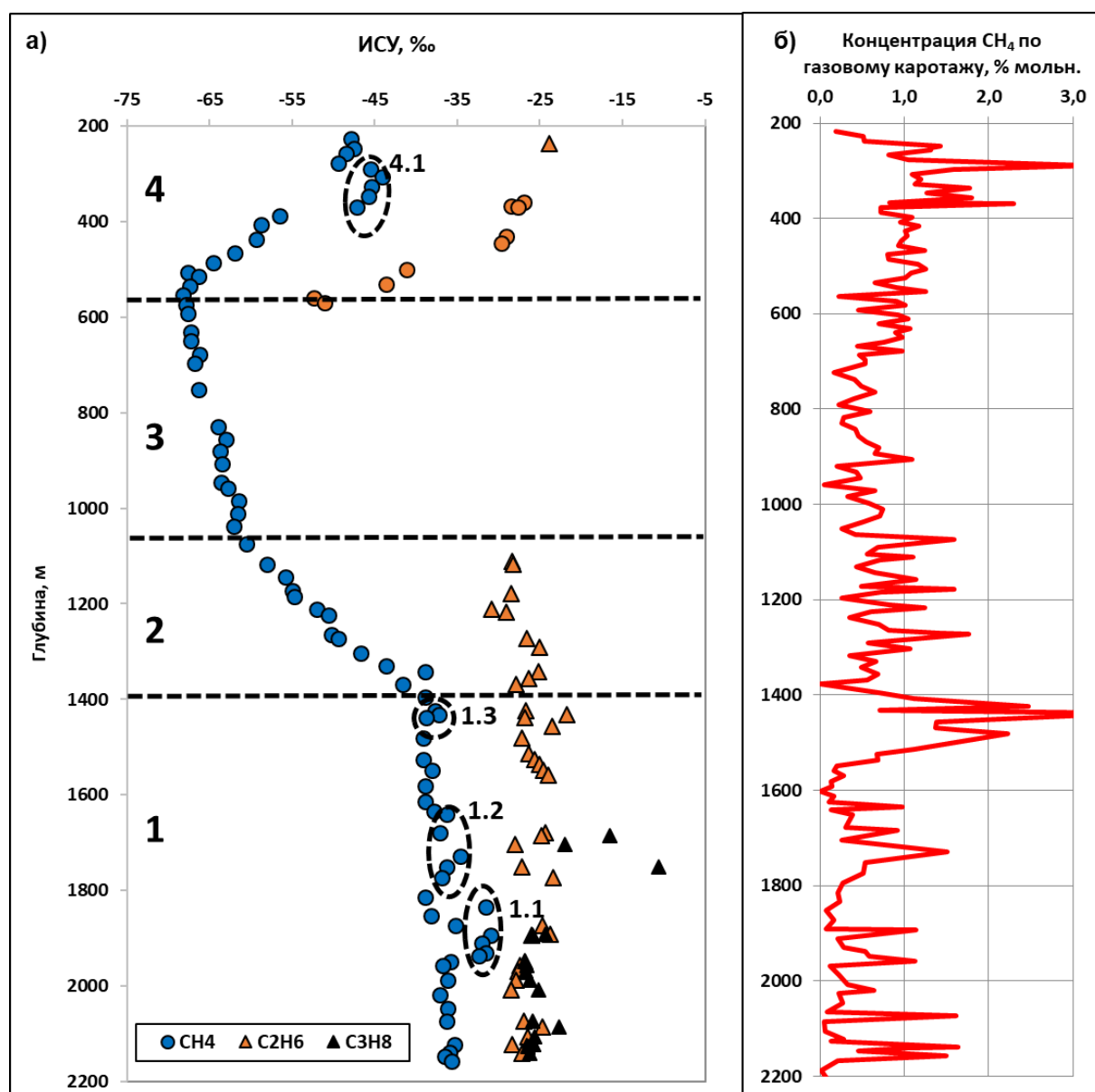
$\delta^{13}\text{C}$ C_2H_6 проб газа в зоне 1 составляет -28,0 ÷ -24,0 ‰ (рис. 1а), в то время как $\delta^{13}\text{C}$ C_3H_8 находится на уровне -26,0 ÷ -24,0 ‰ при пластовой температуре более 70 °С, а при более низкой температуре за счет биодегградации обогащается изотопом ^{13}C (до -17,0 ÷ -7,0 ‰). Поэтому на диаграмме Бернарда, модифицированной Милковым [Milkov, A. V., Etiore,

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

G., 2018], газы из зоны 1, попадают в зону перекрытия двух полей – термогенных газов, ассоциированных с нефтью, и вторичных микробиальных газов (рис. 2а).

Необходимо отметить, что метан аккумулированный в залежах, как правило обеднен изотопом ^{12}C по сравнению с газами дегазации бурового раствора (рис. 1а, зоны 1.1, 1.2, 1.3, 4.1).

В рамках работы [Кудрявцева Е.И., Лобков В.А., 1984] были исследованы пробы газа с глубин 2500-2800 м, которые по обогащенности изотопом ^{13}C проявляют максимальное сходство с газами из зоны 1.1 (глубина 1830-1950 м.). Ранее [Гончаров И.В. и др., 2011; Oblasov N.V. et al., 2011] при изучении кернового материала и нефтей с северо-восточного части о. Сахалин с целью проведения корреляции нефть-нефтематеринская порода, нами были сделаны выводы, что главная зона образования нефти находится на глубинах более 3,5 км. В совокупности, все это указывает на мощный подток термогенного метана из нижележащих отложений, который значительно больше, чем количество микробиального метана образующегося в результате биodeградации нефти.



В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Рисунок 1. Особенности изменения компонентного и изотопного состава газов по разрезу на примере одной из скважин северо-восточного шельфа о. Сахалин

В следующей зоне №2 преобладают в основном аргиллиты и алевролиты и практически отсутствуют коллектора. В эту зону затруднена миграция глубинного газа. За счет повышенного содержания ОВ (до 0,9 % мас.) в газе дегазации бурового раствора существенно возрастает доля изотопно-легкого микробиального метана ($\delta^{13}\text{C} = -61,6\text{‰}$), генерированного *in situ*. Примечательно, что здесь присутствует этан и практически отсутствует пропан.

В зоне 3 также отсутствуют условия для формирования залежей. Здесь самая низкая газонасыщенность (рис 1б). За счет меньшего содержания ОВ вклад генерированного *in situ* метана несколько ниже, чем в зоне 2. Тем не менее, в этой зоне самый легкий ИСУ метана (-68,2 ‰) газа дегазации бурового раствора. Концентрации этана и пропана крайне низкие, что делает невозможным определение для них $\delta^{13}\text{C}$.

Самая верхняя часть разреза (зона 4) представлена главным образом песчаниками. Здесь наблюдается резкое утяжеление ИСУ метана (почти до -45,0 ‰). Газ становится более жирным, в нем появляется этан и даже иногда пропан. Такие особенности изотопного и молекулярного состава указывают на существенное увеличение доли глубинного газа в этой части разреза.

Достаточно однородный $\delta^{13}\text{C}$ C₁-C₅ проанализированных нами газов сепарации глубинных проб нефти из разных, залежей, но преимущественно приуроченных к зоне 1, указывает на то, что все эти газы имеют единый источник происхождения. Выявленные отличия $\delta^{13}\text{C}$ пропана, н-бутана и н-пентана проявляются исключительно в результате микробиального воздействия. Близкий $\delta^{13}\text{C}$ нефтей и компонентов C₂-C₅ газов служит показателем их генетической взаимосвязи (рис. 2б).

В работе [Попович Т.А., Кравченко Т.И., 1995] было отмечено, что изотопный состав углерода этана в изученных залежах практически постоянен (средняя величина $\delta^{13}\text{C} = -26,3\text{‰}$). Полученные нами результаты в принципе это подтверждают (рис. 1а). При этом необходимо отметить, что при переходе от зоны 3 к зоне 4 было зафиксировано обогащение этана легким изотопом. Значение $\delta^{13}\text{C}$ соответствующее -50 ‰ характерны для этана микробиального происхождения [Oremland R.S. et al, 1988]. Как известно, образование следовых количеств этана (в качестве побочного продукта), может происходить в результате деятельности некоторых видов бактерий метаногенов [Oremland R.S. et al, 1981, 1988].

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

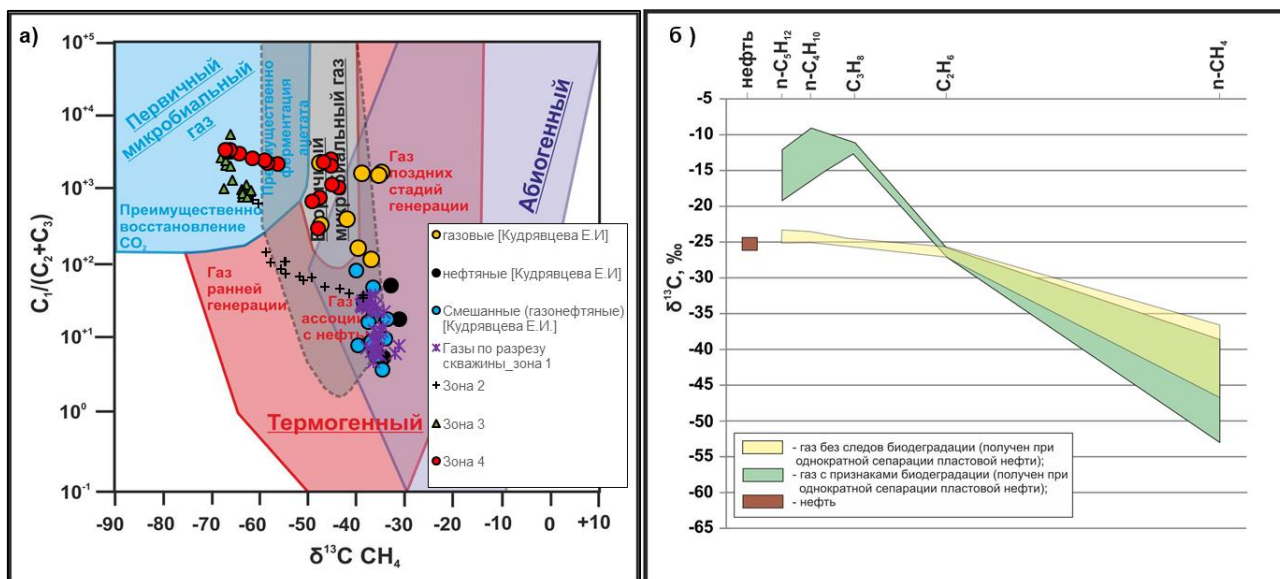


Рисунок 2. (а) Генетическая типизация газов согласно [Bernard et al., 1977] и [Milkov A.V., 2018]; (б) Изотопный состав углерода ($\delta^{13}C$) для нефти и компонентов C_1-C_5 сепарированных газов

Список литературы

1. Геология нефтяных и газовых месторождений Сахалина. – Л.: Недра, 1974. – 183 с
2. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 181 с.
3. Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В. Геохимические проблемы моделирования нефтеобразования на Сахалине // Материалы семинара «Углеводородный потенциал Дальнего Востока-2011». – Южно-Сахалинск, 2011. – Тезис – РИЗ.
4. Кодина Л.А., Власова Л.Н., Кузнецова Л.В., Базилевская О.Л., Галимов Э.М. Использование изотопно-фракционного метода для диагностики нефтематеринских пород и корреляции нефть-нефть на примере кремнистых пород восточного Сахалина // Геохимия. – 1989. – №6. – С. 807-815.
5. Кудрявцева Е.И., Лобков В.А. Изотопный состав углерода метана как критерий прогнозирования дифференцированных залежей углеводородов // Тихоокеанская геология. 1984. № 3. С. 117-120.
6. Попович Т.А., Кравченко Т.И. Генетические особенности углеводородного состава нефтей северо-сахалинского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа. – 1995. – №1.
7. Bernard, B., Brooks, J.M., Sackett, W.M., 1977. A geochemical model for characterization of hydrocarbon gas sources in marine sediments. In: 9th Annual OTC Conference, pp. 435–438.
8. Milkov, A. V. & Etiope, G., 2018. Revised genetic diagrams for natural gases based on a global dataset of >20,000 samples. Org. Geochem. 125, pp.109–120.
9. Oblassov N.V., Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Fadeeva S.V. Petroleum generation in siliceous deposits of Sakhalin Island (Russia) // Abstracts of the communications presented to the 25th International Meeting on Organic Geochemistry. – Interlaken, September 18–23, 2011. – Abstract No. P-298.
10. Oremland R.S. Microbial Formation of Ethane in Anoxic Estuarine Sediments// Applied and Environmental Microbiology. — 1981. – V.42. – pp. 122-129.
11. Oremland R.S, Whitticar M. J. et al Bacterial ethane formation from reduced, ethylated sulfur compounds in anoxic sediments //Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1988. – V. 52. – pp. 1895-1904

ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ И ДИАГЕНЕЗ ВЕРХНЕЮРСКО-НЕОКОМСКОЙ КОНДЕНСИРОВАННОЙ ТОЛЩИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Гришкевич В.Ф. (Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень)

Предлагается развернутая модель баженовского горизонта Западной Сибири как фондоформной части единого эпиконтинентального бассейна бокового осадконакопления. Освещаются процессы его седиментации и диагенеза.

Принципиальной особенностью предлагаемой модели является учет изостатического прогибания dna относительно мелководного Западно-Сибирского палеобассейна под тяжестью осадков аккумулятивного шельфа с образованием трога вдоль подножия седиментационного склона. Описываются возможная циркуляция вод в таком ассиметричном палеобассейне и её влияние на структуру осадков конденсированного разреза. Обсуждаются особенности диагенеза пород конденсированного разреза в условиях их перекрытия неокомской толщей бокового осадконакопления.

Классическая модель Рича разделяет бассейн бокового осадконакопления на шельфовую (ундаформную), склоновую (клиноформную) и абиссальную (фондоформную) части. При этом абиссальные конденсированные осадки представлены глинами, известняками и силицитами, часто битуминозными. В Западной Сибири корреляция шельфовых пластов и склоновых осадков ачимовской толщи в подавляющем большинстве научных и производственных организаций происходит в рамках клиноформной парадигмы Рича-Наумова, но единой модели от шельфа до абиссали для до сих пор не предлагалось. Развернутое изложение такой модели баженовского горизонта и генетически связанной с ним неокомской толщи приводится в монографии [1]. В данной статье кратко освещаются особенности седиментации и диагенеза фондоформной части осадков.

В верхнеюрское и неокомское времена Западно-Сибирский морской палеобассейн последовательно заполнялся за счет лавинной седиментации осадков вдоль его восточных и северо-восточных берегов. Сверхбыстрое накопление осадков приводило к изостатическому прогибанию земной коры под их тяжестью. В валанжинское время в относительно мелководном эпиконтинентальном бассейне бокового заполнения вдоль основания седиментационного склона протягивался трог изостатического прогибания. Циркуляция вод в Западно-Сибирском палеобассейне происходила на двух уровнях: общепалеобассейновая циклоническая циркуляция на мелководье и циклонические встречные течения в глубине седиментационного трога (рис. 1). На рисунке показана реконструкция циркуляции вод при низком и высоком уровнях стояния моря. Зелёные сплошные стрелки – основные поверхностные течения, чёрные сплошные стрелки – основные глубинные течения, желтые сплошные стрелки – снос речных вод, желтые и красные циклы – среднemasштабные циклонические и антициклонические вихри. Такая циркуляция вод обеспечивала надежный разнос генетического материала бореальной фауны вдоль восточного берега.

Основное циркуляционное поверхностное течение пронесит тёплые воды вдоль Уральского архипелага, разворачивается в Прииртышье и возвращается на север по глубоководью вдоль кромки седиментационного шельфа (платформы). Такое положение возвратной ветви основного циркуляционного течения вдоль кромки шельфа вполне естественно, как единственно возможное при низком стоянии уровня моря. При высоком стоянии уровня моря наиболее вероятно будет проходить также по глубоководью, так как, при увеличении площади зеркала вод интенсивность течений в принципе должна повышаться.

Низкое стояние уровня моря (НС)

Высокое стояние уровня моря (ВС)

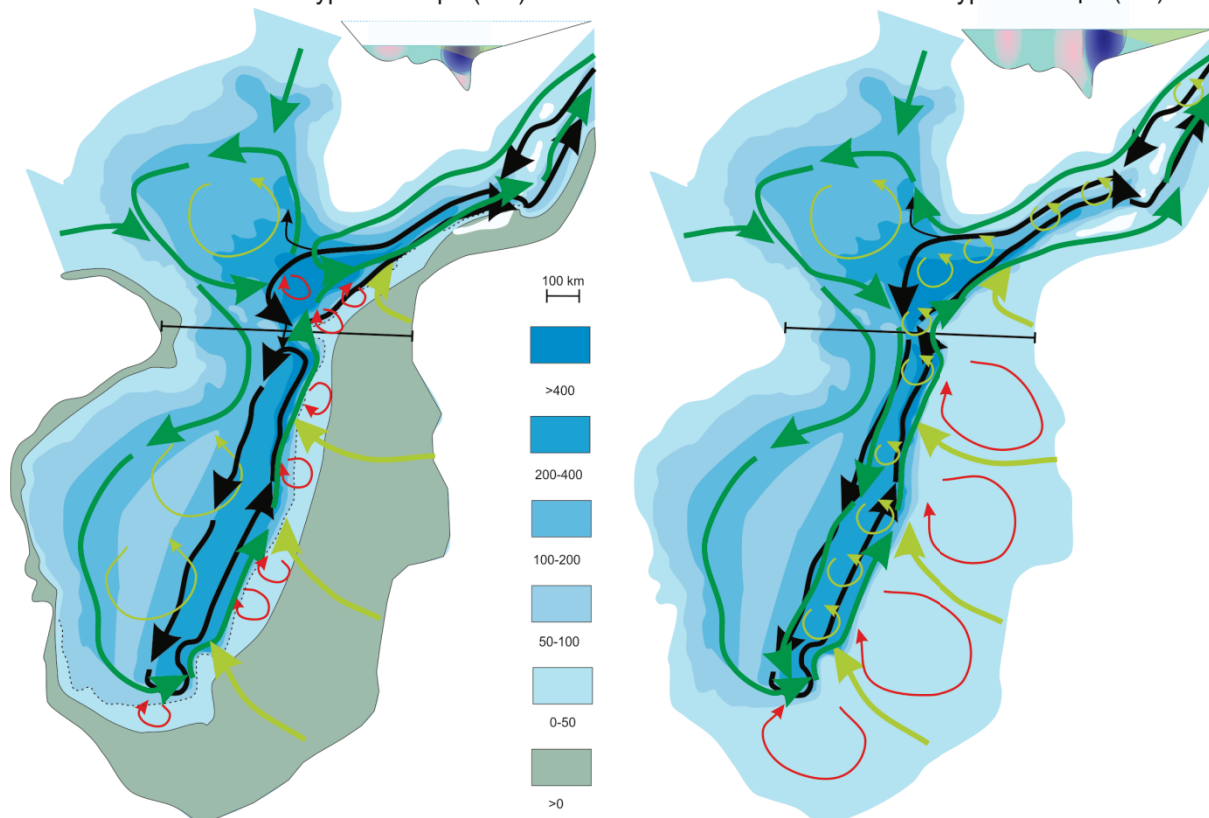


Рис. 1. Палеогеографическая схема Западно-Сибирского бассейна в ранневаланжинское время

Согласно модели маргинального фильтра осадочный материал, поступающий в морской бассейн с речным стоком, перераспределяется, главным образом, в виде придонных взвесей и гравитационных перемещений осадков на склоне (оползней). На рис. 2 этот механизм схематически изображен в виде придонной взвеси (затемнения) и стрелок направления её перемещения. Пленочные турбидитные потоки склона отражаются на противосклоне трога. Верхняя кромка отражения является границей склоновых осадков, подошвой подачимовских глин на линейке зон осадков рис. 2. Далее в открытое море осадки формируются исключительно за счет осаждения поверхностных взвесей, содержат большую долю органического вещества и органогенных минеральных компонент, из них образуются все литологические разновидности пород баженовской свиты. В пределах галоклина (около 200 км) накапливаются органотерригенные конденсированные осадки верхнебаженовской подсвиты, далее в море – преимущественно органогенные сверхконденсированные осадки нижнебаженовской подсвиты.

Ветвь циркуляционного течения трога в средней части проитивосклона вымывает из осадков рассеянное органическое вещество (РОВ) и частицы глин, формируя прослои относительно чистых радиоларитов. На линейке зон это показано как контуриты, дающие понижение радиоактивности в середине верхнебаженовской подсвиты. Биостратиграфическая проверка описываемой модели формирования баженовского горизонта показала, что она находится в зоне неопределённости имеющихся палеонтологических определений, как и модель строения волжско-неокомской толщи, закреплённая в официальных региональных стратиграфических схемах.

Были оценены порядки скорости осадконакопления: сверхконденсированные осадки - 1Б (мм/тыс. лет), конденсированные осадки верхнебаженовской подсвиты – 10Б, подачимовские глины – 100Б и клиноформные склоны 1000Б. На основе этих оценок был построен теоретический профиль косослоистости разреза баженовской свиты (рис. 2).

Диагенез органотерригенных толщ включает в себя триединый процесс отжима седиментационных вод, аутигенного минералообразования и бактериальной трансформации органического вещества и минеральной матрицы.

Источником седиментационных вод являются, главным образом, глинистые разности, проводниками – преимущественно, радиоляриты, возникшие под воздействием контурных течений и циклонических вихрей (eddy). Бактериальные сообщества окисляют органическое вещество и производят селективную экстракцию катионов из поглощенных комплексов и минеральных скелетов глин, они же осуществляют изотопное фракционирование. Экстрагированные ионы Ca^{+2} , Mg^{+2} и Fe^{+2} обеспечивают утилизацию в виде нерастворимых карбонатов уголекислоты, вырабатываемой бактериальным сообществом.

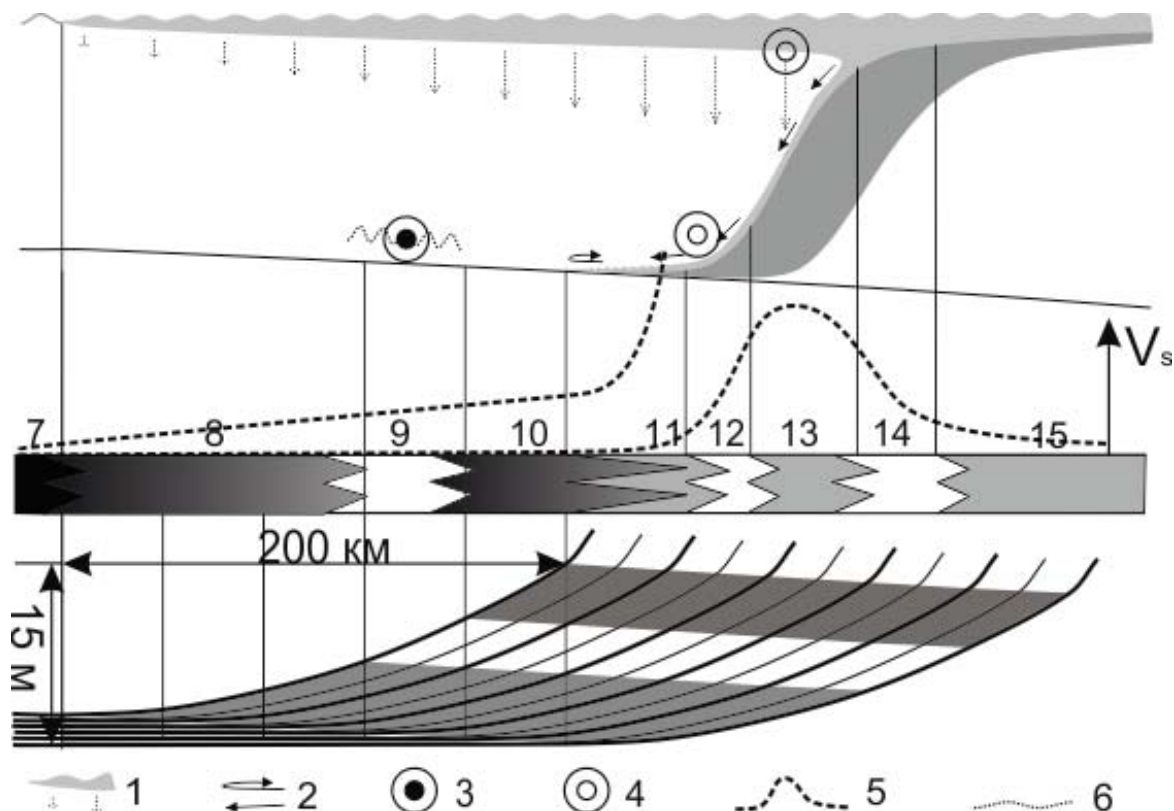


Рис. 2. Модель косослоистости органотерригенных осадков внутриконтинентальных морей с желобом проседания.

1 – поверхностная взвесь и выпадающий из неё флокулярно-пеллетный поток осадков, 2 – направления перемещения придонных взвесей, 3 – придонное контурное течение (на юг), 4 – поверхностное и придонное контурные течения (на север), 5 – кривая скоростей осадконакопления, 6 – область меандры придонного течения, зоны осадков: 7 – органосилицидных баженинтов, 8, 10 – органоглинистых баженоидов, 9 – контуриты по органоглинистым баженоидам, 11 – переслаивания баженоидов и турбидитов, 12 – дебритов, 13 – алевритистых глин склона, 14 – контуритов и кромкошельфовых песков, 15 – покровных шельфовых песчано-алевритовых осадков

Диагенез фондоформных осадков естественным образом делится на две стадии: до и после их попадания под давление быстрорастущего седиментационного склона (рис. 3).

На первой стадии биогеохимические процессы протекают очень медленно из-за низкой температуры придонных вод и, соответственно, осадков. Седиментационные воды и биогенный метан формируют общие проводящие каналы из осадочной толщи в водный бассейн. Основное направление движения флюидов – вверх, с горизонтальными смещениями вдоль прослоев глинистых разностей и карбонатных конкреций.

На второй стадии осадок попадает в область повышенных температур и давлений под перекрывающей клиноформной толщей. При повышенных температурах в благоприятных условиях бактериальное сообщество активизируется, до полного выедания потенциально трансформируемых компонентов исходного органического вещества. Зона биогеохимической активности на рис. 3

показана штриховкой. Из этой зоны биогенный метан под действие гравитационных сил по-прежнему уходит вверх, подкачивая давление в ачимовских линзах и уменьшая устойчивость склона (один из триггеров оползней, формирующих аномальные разрезы баженовской свиты (АРБ)).

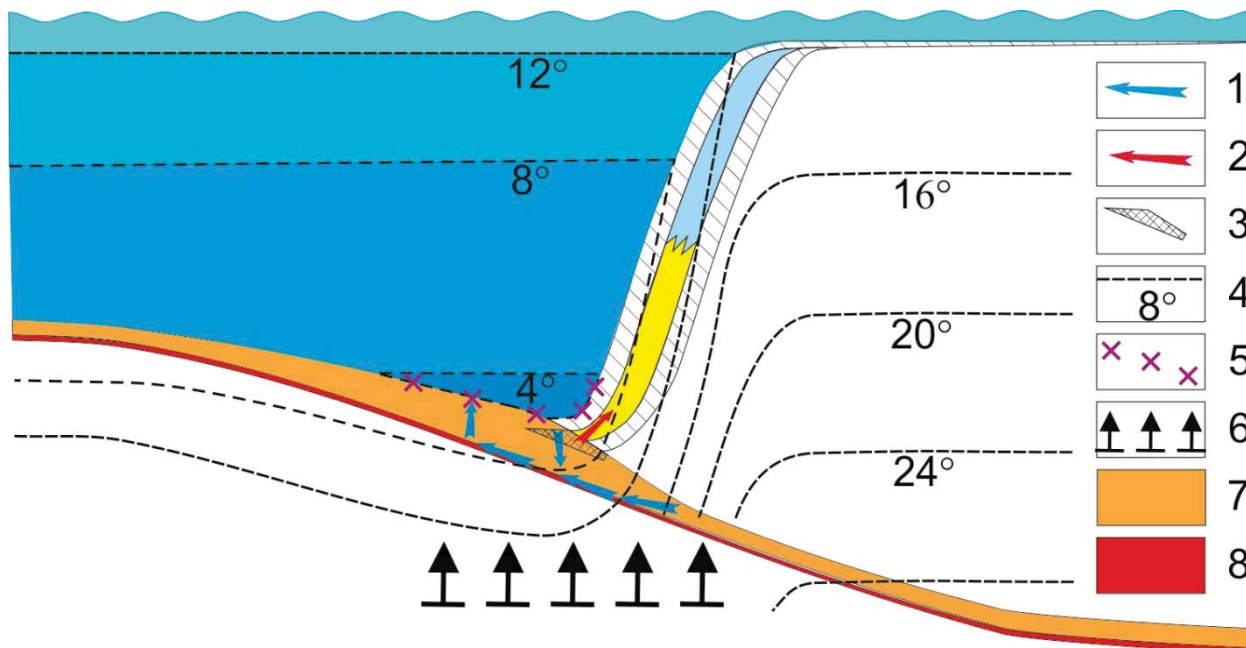


Рис. 3. Общая схема уплотнения баженовского горизонта под наступающим седиментационным склоном.

1 и 2 – направления отжима вод и газа, 3 – зона интенсивной остаточной биodeградации РОВ, 4 – изотермы, 5 – зона стабильности метан-гидратов, 6 – зона интенсивных землетрясений от прогибания земной коры, 7 – баженовская толща, 8 – георгиевская свита

Растворимые компоненты вместе с водами отжимаются из-под склона в водный бассейн, образуя ретроградные течения по проводящим каналам, сформированным во время первой стадии диагенеза. Интенсивный отжим остатков седиментационных вод происходил из-под всего растущего склона, на расстоянии 30-40 км, главным образом, по высокопроницаемым известнякам на границе баженовской и георгиевской свит. Эти флюиды позднего диагенеза геохимически трансформировали породы стенок проводящих каналов в конденсированного разреза баженовского горизонта и песчано-алевритно-глинистые деформированные породы тел внедрения аномальных разрезов баженовской свиты (АРБ).

Список литературы

1. В.Ф. Гришкевич. Баженовский горизонт Западной Сибири: поиски новой гармонии. Тюмень: Издательский центр БИК ТИУ, 2021, 278 с.

ЭВОЛЮЦИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И ФЛЮИДОПРОВОДЯЩЕЙ СИСТЕМЫ НЕФТЕМАТЕРИНСКОЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ОТ ДИАГЕНЕЗА ДО ЭМИГРАЦИИ НЕФТИ

Гришкевич В.Ф. (Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень)

Органическое вещество (ОВ) неконсолидированного осадка (наилка) служит субстратом для пористых органо-минеральных биологических пленок. Уже в наилке начинает формироваться полимерный матрикс керогена. На этапе диагенеза биопленки изменяются по мере увеличения глубины их захоронения. Отжимаемые седиментационные воды и газообразные продукты метаболизма отводятся через флюидопроводящие каналы, приуроченные к пористым слоям радиоляритов и соединяющим их жерлам грязевым микро-вулканов. Битумоиды протонефти появляются как побочный продукт жизнедеятельности микробов биопленки в анаэробных условиях. Угасание бактериальной активности в порах матрикса приводит к их заполнения аутигенными минералами, к инкапсуляции и селективной сорбции в них жидких и газообразных продуктов разложения бактерий. Остановка бактериальной переработки ОВ служит маркером завершения диагенеза.

На средней стадии катагенеза за счет «смектит - иллит» перехода глинистых минералов в толще возникает аномально высокое давление и появляется множество трещин гидроразрыва, пронизывающих, дренирующих всю толщу в сохранившиеся следы каналов отвода седиментационных вод. Уплотнения вмещающих глин приводит к возникновению внутри пор керогена локального сверхвысокого давления (ЛСВД), за счет которого на главной стадии «нефтяного окна» происходит экспульсии инкапсулированных битумоидов из зерен керогена. Проходя через подготовленные предшествовавшим гидроразрывом микротрещины, битумоиды протонефти подвергаются гидропиролузу на их стенках, расходуя пленки вязной воды и меняя фильность поверхностей.

Баженовская свита является основной нефтематеринской толщей Западной Сибири. Будущие баженины (протобаженины) представляли собой органо-терригенные осадки и накапливались в центре большого застойного морского бассейна. Неоднородность разреза свиты формировалась периодическими изменениями уровня моря и привноса терригенного материала, а также переработкой уже отложившихся осадков донными, контурными и циклоническими течениями. В условиях подвижной водной среды тонкодисперсные глинистые частицы и частицы рассеянного органического вещества (РОВ) вымывались, в переработанном осадке оставались, в основном, органогенные минеральные частицы: преимущественно радиолярии и костные остатки рыб. Слои радиоляритов различной толщины и протяженности, переслаивающиеся с обогащенными органическим веществом более глинистыми осадками (рис. 1).

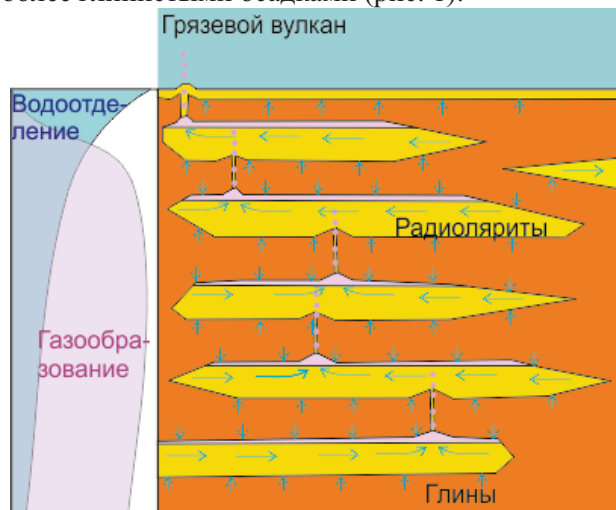


Рис. 1. Флюидопроводящая система протобаженинов в раннем диагенезе

В этих слоях радиоляритов центральные капсулы скелетов образуют слабопроницаемый коллектор с алевритовым размером пористых минеральных частиц [2]. Гравитационное уплотнение осадков требует отвода седиментационных вод. Основные латеральные перемещения флюидов происходят внутри проницаемых радиоляритов. Вертикальные движения флюидов из глинистых илов направлены к ближайшему проводящему пропластку радиолярита, а вертикальные перетоки между пропластками и в водный бассейн – по локализованным водоотводным трубкам и грязевым микро-вулканам [2]. В осадках протобаженитов, богатых РОВ, уже на глубинах первых десятков сантиметров устанавливается восстановительный режим, с генерацией больших объёмов бактериальных газов (главным образом метана и углекислого газа). Биогенные газы поддерживают проходимость вертикальных каналов (грязевых вулканов, рис. 1).

Отжимаемые из микрокапиллярных глин седиментационные воды несут в себе растворённые породообразующие компоненты. Их растворимость резко уменьшается при изменении структуры воды после её попадания в макрокапиллярные поры радиоляритов. Породообразующие компоненты выпадают (кристаллизуются) внутри центральных капсул (раковин) радиолярий, не ухудшая проницаемость радиоляритов (рис. 2б). Их выпадение в межраковинных порах энергетически менее выгодно - мешает поток жидкости. На стадии диагенеза параллельно проходят три процесса: отжима седиментационных вод, биологической переработки ОБ, аутигенного минералообразования и биологической трансформации минералов вмещающей толщи. В результате диагенетических преобразований минеральная матрица и частицы РОВ (керогена) получают некое физико-химическое и механическое квазиравновесие.

В раннем катагенезе при уменьшении интенсивности потока вод вынос минеральных компонентов продолжается, и происходит постепенное заполнение периферического порового пространства проводящих каналов аутигенными минералами при сохранении проводимости их центральных частей (рис. 2в), обеспечивающих выход необходимого объёма флюидов.

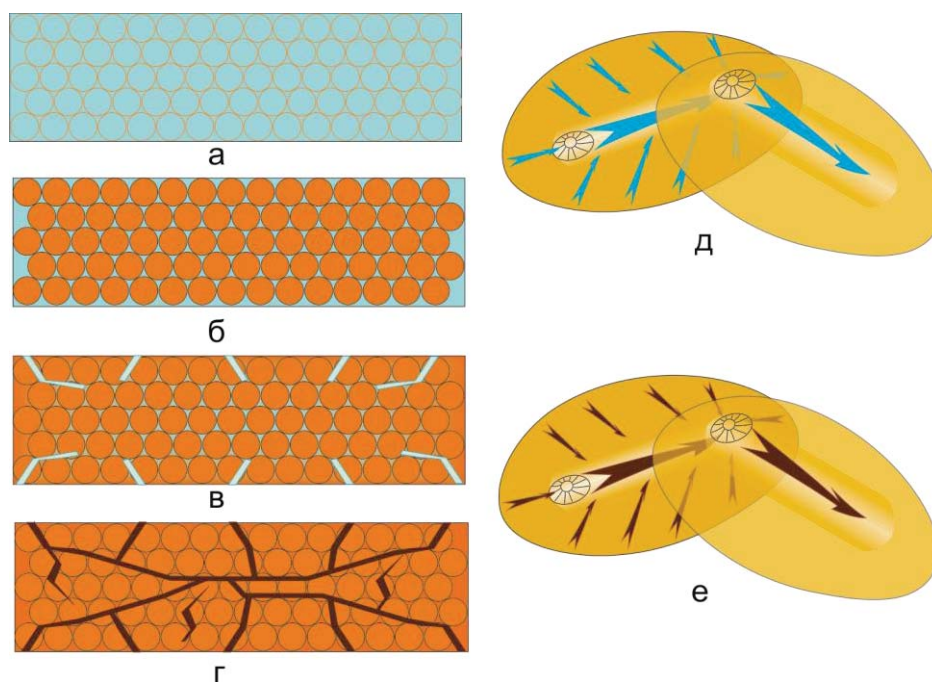


Рис. 2. Стадии образования радиолярита-коллектора: радиоляриевый ил (а), заполнение аутигенными минералами камер (б) и порового пространства (в), автофлюидоразрывы протонефти (г), итоговая структура водоотведения (д) и путей первичной миграции протонефти (е).

В неокомское время при боковом заполнении Западно-Сибирского бассейна флюидопроводящая система протобаженитов претерпела кардинальную перестройку. Прежде всего, за счёт перекрытия осадками терялась или очень затруднялась её прямая связь с водами морского бассейна через выходные каналы флюидов - грязевые микро-вулканы. Кроме того, структура проводящих каналов усложнялась за счёт пластических деформаций пород под тяжестью наступающего седиментационного склона.

Уточним, уже в самых верхних слоях неконсолидированного органико-минерального осадка формируется биопленка, чей полимерный матрикс является основой будущего керогена. Битумоиды протонефти появляются как побочный продукт метаболизма анаэробных микробов биопленки [1]. Инкапсуляция и сорбция битумоидов протонефти происходит на стадии диагенеза на поверхности, в камерах и проводящих каналах матрикса биопленок (будущего керогена). На завершающей стадии диагенеза в порах матрикса биопленок образуются микроконкреции карбонатов и фосфоритов – минерализуемых продуктов метаболизма (рис. 3). Изображения сканирующего электронного микроскопа (СЭМ) требуют пояснения. Отражающая способность витринита R_0 0,5 % соответствует границе зон прото- и мезокатагенеза (ПК₃-МК₁). Все видимые пустоты (поры) в исходном “in situ” состоянии породы были заполнены флюидами: минеральные – водными растворами, а органические – битумоидами. В СЭМ все компоненты поровых флюидов, имеющие парциальное давление выше давления вакуумирования, испаряются. Из открытых пор органического вещества испаряются легко- и средне-молекулярные УВ, возможно, частично – смолы [4]. Поэтому на снимках СЭМ отображается матрикс керогена с сорбированной на его поверхности асфальто-смолистой частью битумоидов. На микрофотографии рис. 3А ОВ колониального водорослевого происхождения, содержит как внутриклеточные, так и межклеточные поры из-за частичного склеивания оболочек индивидуальных клеток после уплотнения. Как межклеточные, так и внутриклеточные поры частично заполнены вторичным цементом, кварц или апатит (стрелки). На рис. 3В обратите внимание на неправильные очертания и широкую сеть пор, в которой преобладают два класса их размеров: более крупные поры в 1-2 мкм и значительно чаще поры размером от 200 до 50 нм. Предположительно крупные сообщающиеся поры – проводящие каналы и полости биопленок, а мелкие – коллоидные стяжения (поры) внутри матрикса.

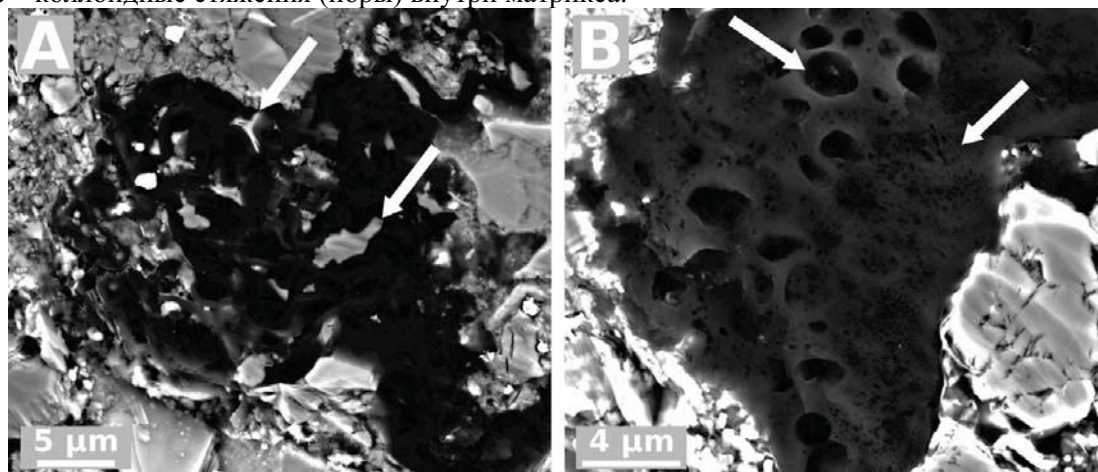


Рис. 3 Микрофотографии РЭМ органических включений разреза Стюарта, Южная Австралия. (А) ОВ колониального водорослевого происхождения. (В) Крупная органическая частица глубоко переработанного ОВ [6].

На средней стадии катагенеза за счет «сметит - иллит» перехода глинистых минералов в нефтематеринской толще высвобождается большой объем ранее связанных вод. Избыток вод отводится по зазорам между агрегатами глинистых, которым, обычно проходят параллельно напластованию, иногда соединяются между собой классическими трещинами гидроразрыва, секущими напластование. Секущие и параллельные трещины могут заполняться аутигенными карбонатами, выносимых десорбированных ионов. Эти трещины проникают из глинистых разностей в слаболитифицированные радиоляриты до сохранившихся проницаемых ядер проводящих каналов (рис. 2в). Формирование таких проводящих трещин облегчается наличием внутри силицитов и карбонатов микротрещин синерезиса. В керне нефтематеринских толщ диагностируются подобные незалеченные трещины, и трещины, залеченные аутигенными карбонатами и битумом. Порода с многочисленными залеченными белым кальцитом параллельными трещинами получила название «биф-трещиноватая» за сходство её текстуры с мраморной говядиной [5].

Опираясь на описанный механизм образования биф-тещин, попробуем описать возможную модель поведения зерен керогена, содержащего инкапсулированные битумоиды и заключенного в глинистую толщу, во время дегидратации её глин. Отметим, что чистые парафины при температуре порядка 70-80 °С плавятся: переходят из твердого кристаллического в жидкое состояние с увеличением объема на 2-4 процента. И температура плавления, объемное расширение зависят от средней молекулярной

массы парафинов и присутствия примесей легких УВ. Наиболее вероятно, что инкапсулированные битумоиды приобретают свойства жидкости ещё до полного завершения процесса трансформации «сметтит-иллит».

Будем считать, что глинистая толща состоит из отдельных слоев, которые прерываются точно на границе зерна керогена (рис. 4а). Зерно керогена равномерно зажато со всех сторон глинами и поэтому не может изменять свою форму. После выделения из глинистых минералов рыхлосвязанной воды между частицами (слоями) глин возникают зазоры, по которым эти воды отжимаются. Так как зерно керогена зафиксировано с боков, оно не может расплющиться, и ведет себя как упругое тело фиксированного объема и высоты, а глинистые слои прогибаются и смыкаются вокруг него, образуя кольцевой клиновидный зазор (рис.4б).

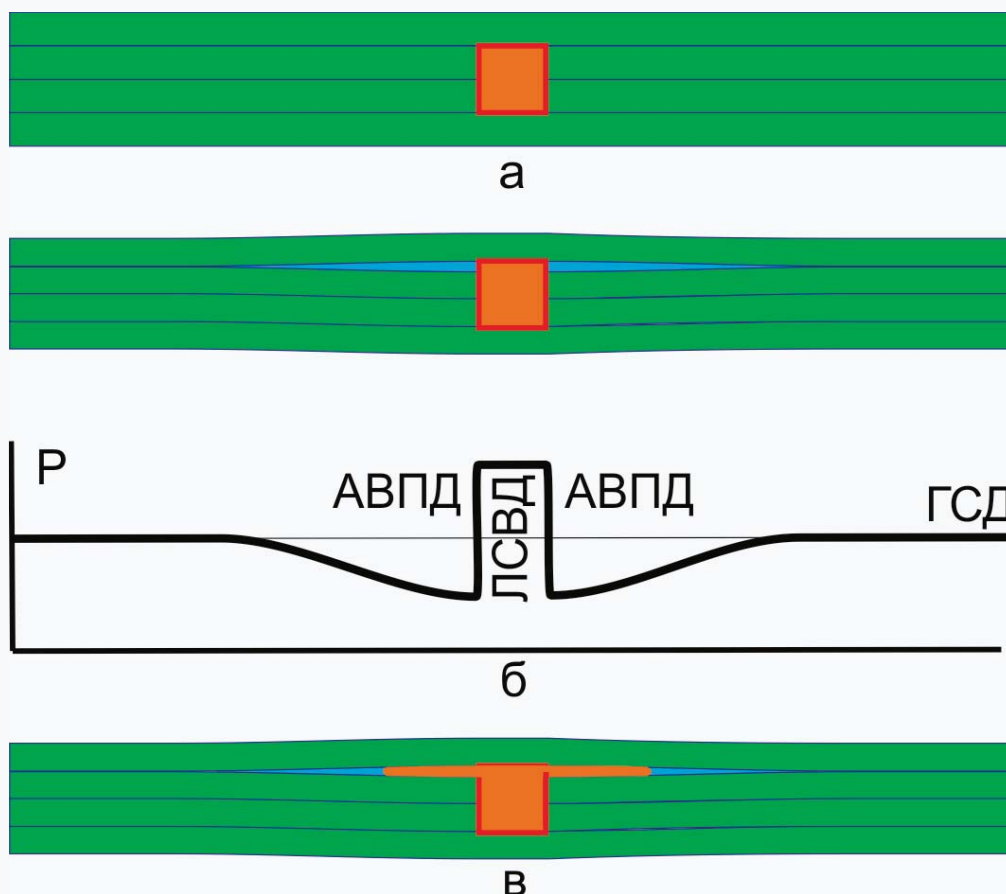


Рис. 4 Кинематическая схема экспульсии протонефти из керогена, а – равновесное включения зерна керогена в толщу глин-сметтита, б – напряженное включение зерна керогена в слое глин после преобразования сметтит-иллит, в – прорыв протонефти в трещину усадки глин. Р – давление жидкой фазы, ГСД – геостатическое давление, АВПД – аномально высокое пластовое давление, ЛВСД – локальное сверхвысокое давление [2].

Параллельные трещины возникают между агрегатами глинистых минералов за счет уменьшения их толщин, а все инородные включения (минеральные и органические) испытывают локальное сверхвысокое давление (ЛСВД) из-за некомпенсированной нагрузки перекрывающих толщ. Разность между АВПД и ЛСВД является движущей силой экспульсии битумоидов, инкапсулированных в порах зерен керогена, на заключительной стадии перехода «сметтит - иллит». На стенках микротрещин исторгнутые битумоиды протонефти подвергаются гидропиролизу, расходуя пленку связанной воды и меняя фильность поверхности с первоначальной гидрофильной на гидрофобную (исчезновение голубых линий водных пленок на стенках кольцевых трещин, рис. 4в). Протонефть свободно продвигается по трещинам гидроразрыва, преодолевая только лобовое фронтальное капиллярное сопротивление. Вода из трещин вытесняется в отводящие каналы, а стенки трещин меняют свою гидрофильность на гидрофобность. После достижения мениском протонефти конца существующей трещины перепад давлений ЛСВД-АВПД служит драйвером флюидоразрыва гидрофильных тонкокапиллярных коллекторов слаболитифицированных радиоляритов. Построение единого трещиноватого гидрофобного промежуточного коллектора нефтематеринской толщи

завершается при достижении трещинами флюидоразрыва порового объёма конечных коллекторов (например, ачимовских песчаных линз).

Можно предположить, что кероген сапропелевого типа, состоящий из двух компонент: матрикса и битумоидов, обладает и двумя типами «генерации» нефти - экспульсивным и катагенетическим. Экспульсивный тип генерации нефти является, по геологическим меркам, относительно быстротекущим процессом и основным на ранних стадиях нефтяного окна или главной фазы нефтеобразования. Поэтому существенная доля запасов нефти в выявленных залежах молодых нефтеносных провинций сформирована из битумоидов имеющих бактериальное происхождение и лишь слегка облагороженных каталитическим воздействием вмещающих пород [2].

Индивидуальное зерно керогена, в зависимости от термобарической истории и геомеханических свойств локального окружения, может (1) иметь событие экспульсии за счет ЛСВД или же (2) разрыв геополимерного матрикса его оболочки происходит за счет термобарического расширения внутренних битумоидов – инкапсулятов и десорбатов, плюс их катагенетической генерации из ОВ керогена. Классические нефтематеринские породы по преобладанию условий экспульсии делятся на два класса: с пластичным (глины, угли и сланцы) и жёстким минеральным каркасом (карбонаты и силициты). В разрезе нижнебаженовской подсвиты преобладают нефтематеринские породы с жёстким каркасом, а в разрезе верхней подсвиты превалируют нефтематеринские слои с пластичным глинистым каркасом или же тонкие переслаивания обогащенных РОВ пластичных глинистых слоёв и жестких слоёв карбонатно-силицитных радиоляритов.

Приобретенная гидрофобность промежуточного трещиноватого коллектора нефтематеринской толщи снимает вопрос об ограничениях первичной миграции физико-химическими факторами: пределами растворимости УВ в водных растворах или достаточности содержания природных поверхностно-активных веществ (ПАВ). Но после перехода выдавливаемой газонефтяной смеси в гидрофильный коллектор форма его вторичной миграции уже зависит от незначимого для первичной миграции содержания ПАВ.

Список литературы

1. Багаева, Т. В. Сульфатредуцирующие бактерии - продуценты углеводородов : 03.00.07 и 02.00.04 : дисс. докт. биол. наук. / Т. В. Багаева, КГУ – Казань, 1998. – 320 с. – Текст: непосредственный.
2. Гришкевич В.Ф. (2022) Баженовский горизонт Западной Сибири: поиски новой гармонии. Тюмень: ТИУ, 279 с. – Текст: непосредственный.
3. Гришкевич В.Ф. (2022) О принципиальной возможности использования бактериальной и катагенетической гипотез происхождения нефти при оценке ее ресурсов. Литосфера, 22(4), 512-525. <https://doi.org/10.24930/1681-9004-2022-22-4- 512-525>
4. Калмыков, Г. А. Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. / Г. А. Калмыков, Н. С. Балушкина. – Москва: ГЕОС, 2017. – 247 с. – Текст: непосредственный.
5. Al Duhailan, M. Petroleum-expulsion fracturing in organic-rich shales: genesis and impact on unconventional pervasive petroleum systems: D. Ph. Tethis. / M. Al Duhailan, Colorado School of Mines. Arthur Lakes Library, 2014. – 227 p. – Direct text.
6. Is organic pore development in gas shales influenced by the primary porosity and structure of thermally immature organic matter? / S C. Löhr, E. T. Baruch, P. A. Hall, M. J. Kennedy // Organic Geochemistry. – 2015 – №87. – 119–32 p. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.orggeochem.2015.07.010 0146-6380> / (date of the application 05.01.2022). – Text : electronic.

**СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА МИКРОЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА НЕФТЕЙ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ФЛЮИДОПРОЯВЛЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНА**

Гусейнов Д.А., Мартынова Г.С. (Институт Геологии и Геофизики, Министерство науки и образования Азербайджана), Пунанова С.А. (Институт проблем нефти и газа Российской академии наук)*

Введение

Микроэлементный (МЭ) состав нефтидов заинтересовал ученых еще с конца 19-ого века, практически сразу же после обнаружения в золе нефти при ее сжигании соединений V и Ni (J.J. Kyle, 1892; W. Ramsay, 1924; А.П. Виноградов, Г.Р. Бергман, 1935). Среди исследований, проводимых по изучению МЭ состава нефтей и их производных, обособляются несколько научных школ: московская, питерская, сибирская, казанская, казахстанская, бакинская и др. В середине прошлого века большая группа исследователей Бакинских научных центров начала заниматься изучением МЭ состава осадочных пород, нефтей, органического вещества, пластовых вод нефтяных месторождений различных регионов Азербайджана. В настоящее время исследования МЭ состава нефтидов в Институте геологии и геофизики Министерства Науки и образования Азербайджана активно продолжаются с привлечением широкого комплекса МЭ, идентифицированных в нефтях различными методами. Детально изучены связи УВ и МЭ состава нефтей различных регионов Южно-Каспийского НГБ, выявлены основные закономерности распределения МЭ в нефтях по разрезу и площади региона, установлено, что МЭ являются индикаторами типа исходного ОВ, окислительно-восстановительных условий его захоронения, а также проявлений вторичных процессов преобразования нефтей в залежах [1-5]. Впервые проведено изучение МЭ состава выходов продуктов грязевулканической деятельности на территории Азербайджана [2].

Методы и объекты исследования

В представленной работе современными инструментальными методами исследованы продукты выбросов грязевых вулканов в виде нефтепроявлений в Апшеронской, Шамаха-Гобустанской и Нижнекуруинской областях Азербайджана, а также нефти из соседних месторождений для установления генетической общности их онтогенеза (рис. 1). На территории Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна (НГБ) широкое развитие получила вулканическая деятельность. Здесь встречаются все формы грязевулканических проявлений – действующие, потухшие, погребенные, подводные, островные, обильно нефтевыделяющие.

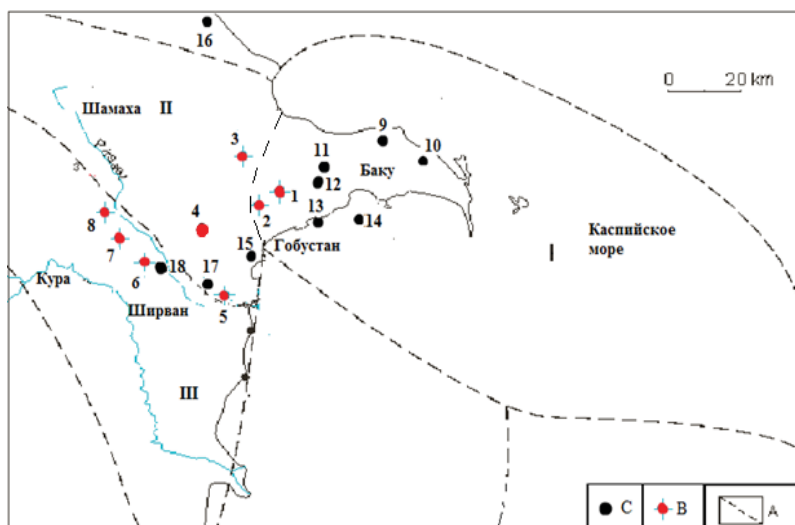


Рисунок 1. Расположение грязевых вулканов и месторождений нефти
А – границы нефтегазоносных областей: I – Апшеронской; II – Шамаха-Гобустанской; III – Нижнекуруинской; В – грязевые вулканы; С – нефтяные месторождения.

МЭ состав (Mn, As, Co, Cr, Mo, Ti, Cu, Li, Ni, Pb, V, Zn, Fe) был изучен методом масс спектрометрии с индукционно связанной плазмой (ICP/MS) на приборе *NexION-300 D* фирмы «Perkin Elmer». Пределы обнаружения для большинства элементов составляют < 0,001 г/т, линейный динамический диапазон достигает 8 порядков измеряемой величины и позволяет одновременно определять концентрации примесных элементов и основных компонентов пробы. Для стандартизации применялся комплект аттестованных многоэлементных стандартов Multiwave.

Результаты и обсуждение

На основании полученных данных представлен концентрационный ряд МЭ в нефтепроявлениях грязевых вулканов: Fe > Ti > Ni > Cr > Mn > Zn > Li > V > Cu > Co > Mo > Pb > As. Как видно, все пробы железистого типа, далее после Fe по количественному содержанию следуют Ti и Ni. Содержания элементов довольно высоки, достигая максимальных величин для Fe, Ti и Ni соответственно >5000, 190 и 172 г/т. Ni, как правило, преобладает над V ($V/Ni < 1$), а концентрация V не превышает 51 г/т.

Результаты сравнительного анализа МЭ составов грязевулканических нефтепроявлений и нефтей, отобранных из тех же нефтегазоносных областей, представлены на рис. 2, на котором последовательно сравниваются содержания Ni, V, Ti, Zn, Cr и Fe в пробах по трем областям: Абшеронской (I), Шамаха-Гобустанской (II) и Нижнекуруинской (III). На рис. 3 (а, б, в) более наглядно иллюстрируются результаты сравнения МЭ концентраций нафтидов отдельно по каждой области для тех же шести элементов.

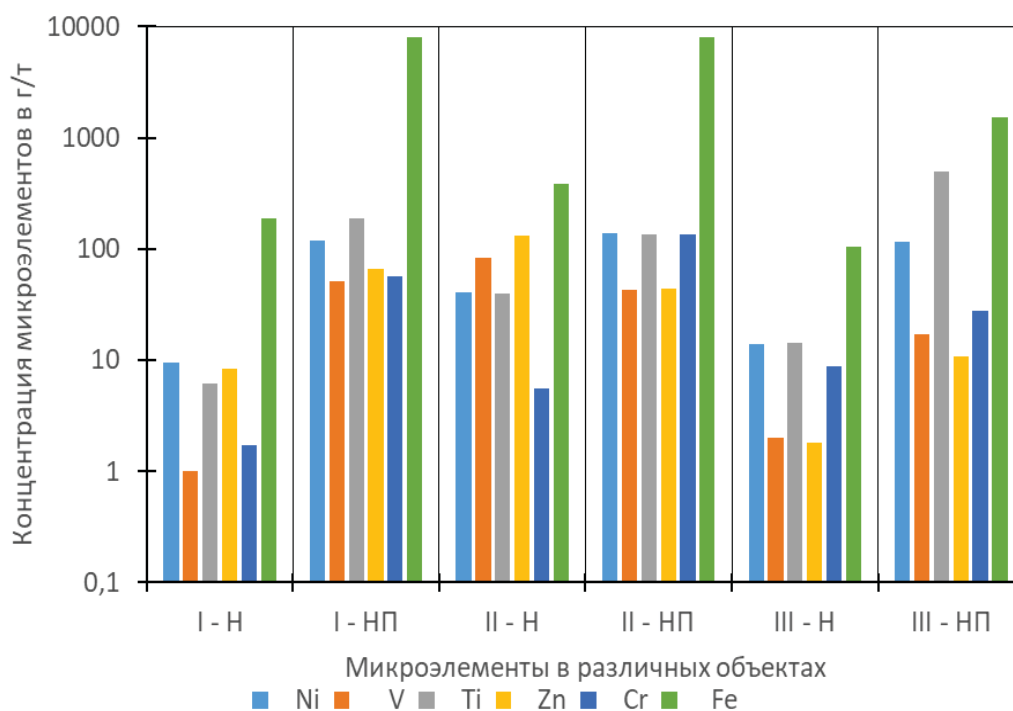


Рисунок 2. Оценка содержаний микроэлементов в нефтях (Н) и нефтепроявлениях (НП) грязевых вулканов в различных областях Азербайджана: Абшеронской (I), Шамаха-Гобустанской (II) и Нижнекуруинской (III)

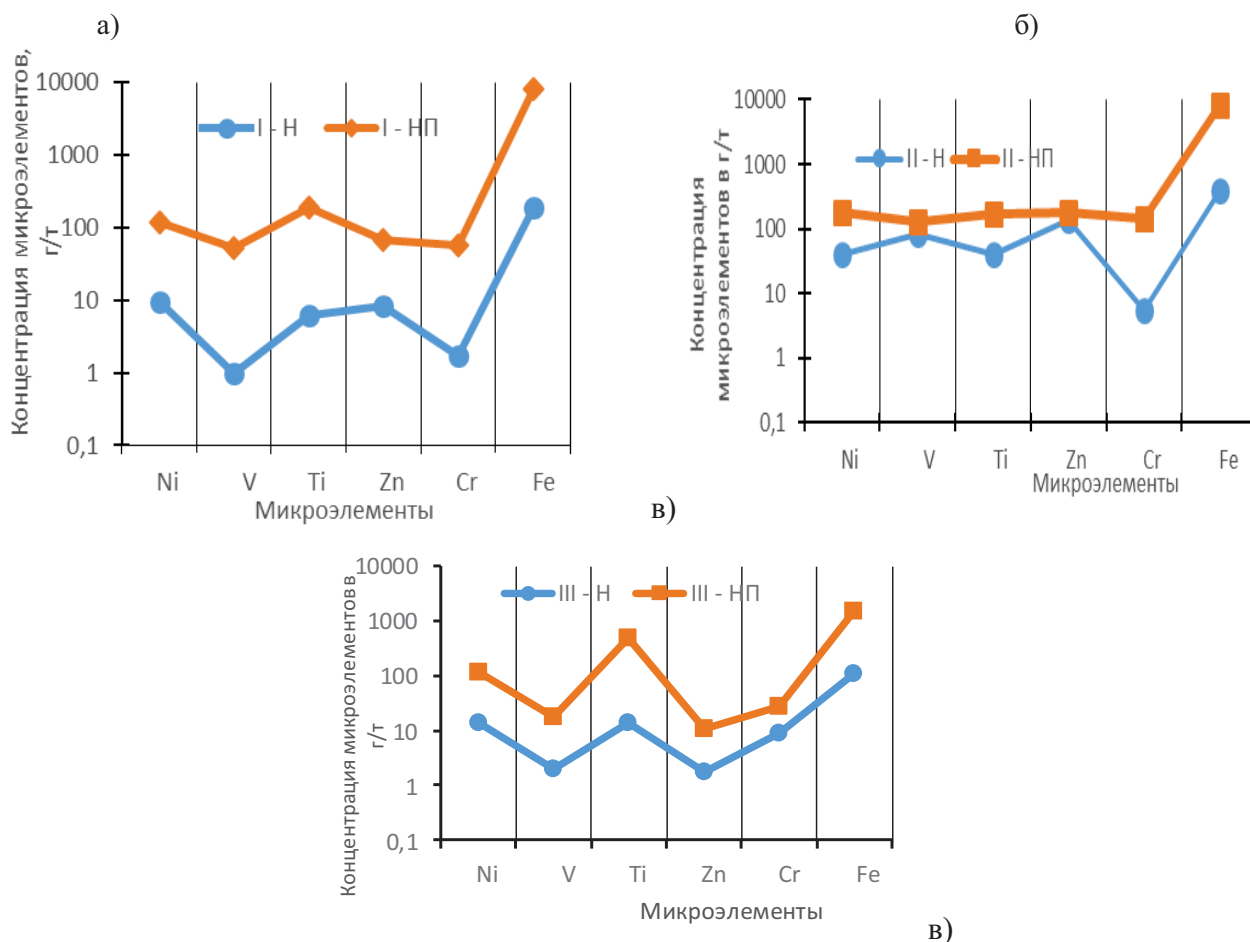


Рисунок 3. Сравнение содержаний МЭ в нефтях (Н) и нефтепроявлениях грязевых вулканов (НП) в: а) Апшеронской (I); б) Шамаха-Гобустанской (II); в) Нижнекуринской (III) областях Азербайджана

Сравнение МЭ содержаний в пробах нефтей и нефтепроявлений грязевых вулканов свидетельствует о едином концентрационном распределении металлов, более высоких концентрациях элементов в нефтепроявлениях вулканов по сравнению с нефтями из месторождений в тех же областях, а также существенном преобладании Ni над V. Так, концентрация V в нефтепроявлениях вулканической деятельности изменяется от 17,2 до 51,8, а Ni от 115 до 137 г/т (усредненные данные), а в нефтях месторождений эти содержания заметно ниже и варьируют для V от 1,0 до 8,4, а Ni от 9,0 до 13,2 г/т. В соответствии с этими величинами меняются и отношения Ni/V (соответственно от 6,7 до 2,7; и от 9,0 до 1,5). Анализ МЭ состава азербайджанских нефтей по более широкой базе данных (около 40 элементов) согласуется с представленными результатами. Также выявлена железо-никелевая специфика нефтей Южно-Каспийского НГБ, содержание которых преобладает над содержанием ванадия ($V/Ni < 1$, $V/Fe < 1$) [5].

В Южно-Каспийской впадине прослеживается тесная связь распространения грязевого вулканизма и нефтегазоносности недр [6, 7]. Грязевые вулканы принято считать современными активно формирующимися нефтегенными структурами. Они, как правило, приурочены к зонам тектонических нарушений. От окружающих впадину орогенических элементов к ее внутренним частям наблюдается резкое погружение поверхности мезозоя и соответственно возрастание мощности кайнозоя, подошва которого, достигает 8-12 км на Апшеронском полуострове, 8-10 км в Шамаха-Гобустанском и Нижнекуринском районах и 14-20 км на Апшеронском пороге и в Южном Каспии [8]. На западном борту Южно-Каспийской впадины на территории Азербайджана установлено, что более 80% известных нефтегазовых месторождений осложнены грязевыми вулканами [9]. Отмечается, что очаги грязевых вулканов приурочены к глубокозалегающим горизонтам осадочного разреза Южно-Каспийской впадины, которые характеризуются сверхвысокими пластовыми давлениями (80-100 МПа и более). Детальные пиролитические

исследования на установке Rock-Eval образцов пород из грязевых вулканов Азербайджана, а также микронепти в выбросах грязевых вулканов подтвердили возможность процессов нефтегазообразования, протекающих на больших глубинах при высоких давлениях и температурах [10].

Заключение

Представлены результаты изучения МЭ состава нефтепроявлений грязевого вулканизма и нефтей месторождений Абшеронской, Шамаха-Гобустанской и Нижнекуруинской областей Азербайджана методом масс спектрометрии с индукционно связанной плазмой (ICP/MS) на приборе *NexION-300 D* фирмы «Perkin Elmer». Оценка содержаний Ni, V, Ti, Zn, Cr и Fe в сравниваемых объектах (в каждой нефтегазоносной области) свидетельствует об их близком, симбатном распределении и о никелевом характере. Отмечается при сравнении нафтидов в каждом из трех регионов, что концентрации МЭ в нефтепроявлениях грязевых вулканов существенно выше, нежели в нефтях. Это явление можно объяснить, как результат гипергенного преобразования нефтей нефтепроявлений грязевых вулканов, сопровождающегося потерей (улетучиванием) легких фракций, процессами окисления и соответствующим повышением содержаний в них концентраций МЭ (обратим внимание на значительное увеличение при этом содержания ванадия, что характерно для гипергенно измененных нафтидов).

Финансирование. Работа выполнена в рамках плана ИПНГ РАН (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3) и тематического плана ИГГ Министерства науки и образования Азербайджанской Республики (тема «Флюидодинамика зоны конвергенции Черноморско-Каспийского сегмента Евразийской и Аравийской плит»)

Список литературы

1. Гусейнов Д.А., Мартынова Г.С., Максакова О.П., Нанаджанова Р.Г. Современные исследования целебной нафталанской нефти. Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сборник трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН (17–19 октября 2022 г.). – Москва: ИПНГ РАН, 2022. С. 210-214.
2. Мартынова Г.С., Нанаджанова Р.Г., Гулиев И.С. Закономерности распространения микроэлементов в нефтепроявлениях грязевых вулканов // *East European Scientific Journal* #2(78), 2022. С. 21-26.
3. Мартынова Г.С., Максакова О.П., Агаева Э.Т., Ханбутаева З.С. Структура биомаркеров. Основные геохимические показатели нефти. Учебное пособие, Баку, Изд. «Элм», 2018, 127 с.
4. Бабаев Ф.Р., Мартынова Г.С. Геохимия нефти (геохимические показатели). Баку, Indigo Print. 2012. 52 с.
5. Бабаев Ф.Р., Пунанова С.А. Геохимические аспекты микроэлементного состава нефтей. Под научной редакцией академика НАНА И.С. Гулиева. М.: ООО «Издательский дом Недра», 2014. 181 с.
6. Лаврушин В.Ю., Гулиев И.С., Киквадзе О.Е., Алиев А.А., Покровский Б.Г., Поляк Б.Г. Воды грязевых вулканов Азербайджана: изотопно-геохимические особенности и условия формирования // *Литология и полезные ископаемые*. 2015. № 1. С. 3–29.
7. Керимов В.Ю., Гулиев И.С., Гусейнов Д.А., Лавренова Е.А., Мустаев Р.Н., Осипов А.В., Серикова У.С. Прогнозирование нефтегазоносности в регионах со сложным геологическим строением. Издательский дом «Недра», 2015, 404 с.
8. Гаджиев А.Н., Рагимханов Ф.Г. Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности Туркменского шельфа Каспия. *Геология нефти и газа*. 1984. №7.
9. Алиев Ад.А. Грязевые вулканы – очаги периодической газогидродинамической разгрузки быстропогружающихся осадочных бассейнов и важные критерии прогноза газоносности больших глубин // *Геология нефти и газа*. 2006. № 5. С. 26-3.
10. Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н. Генерация и аккумуляция углеводородов в условиях больших глубин земной коры // *SOCAR Proceedings*. 2017. № 1, 004-0016.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПРИ ХРАНЕНИИ

Деленгов М.Т.(МГУ имени М.В. Ломоносова.), Большакова М.А. (МГУ им. М.В. Ломоносова)*

В приповерхностных условиях органическое вещество (ОВ) подвергается действию экзогенных процессов. Наибольшее влияние оказывают процессы окисления, в результате которых, происходит уменьшение содержания ОВ в породе и ухудшение его потенциала.

Цель данной работы – установить направление и характер вторичных изменений нерастворимой части органического вещества при взаимодействии с воздухом (и другими факторами выветривания). Среди основных задач: провести аналитические исследования образцов керогена из собственной коллекции; определить изменения, произошедшие с керогеном во время хранения; сопоставили полученные результаты с опубликованной информацией.

Объектом исследования являются образцы керогена в количестве 6 штук докембрийского возраста Лено-Тунгусского НГБ. Кероген выделялся в 1970-80-х гг, тогда же проводился элементный анализ. В течение более чем 40 лет кероген хранился в закрытых бюксах в атмосферных условиях. Мы предполагаем, что негерметичные условия хранения привели к взаимодействию керогена с атмосферным кислородом и изменению его состава и структуры. Процессы, происходившие при хранении образцов, являются аналогичными природным явлениям в обнажении. Для решения задач, мы повторили элементный анализ, провели хроматомасс-спектрометрические (ХМС) исследования экстрактов из керогена и пиро-ХМС для образцов керогена.

Количественное определение концентраций углерода (С), водорода (Н), азота (N) и серы (S) в образцах керогена проводилось на элементном анализаторе CHN628S фирмы LECO. Работа CHNS анализатора основана на сжигании пробы вещества в присутствии окислителя (кислорода O₂) в токе инертного газа (гелия (He)) и последующем количественном определении содержания образующихся при этом газообразных продуктов в виде диоксида углерода CO₂, воды H₂O, молекулярного азота N₂ (восстановленного из оксида азота NO_x) и диоксида серы SO₂. При этом оксиды углерода, водорода и серы определяются методом инфракрасной (ИК) спектроскопии, а азот — методом сравнения теплопроводностей газов [2]. Полученные данные автоматически пересчитываются и представляются в виде массовой доли содержания углерода, водорода, азота и серы в пробе, выраженные в процентах (%). Перед анализом проводится сушка образца на ИК-сушилке при температуре 113 градусов, в программе вводится поправка на влажность. Результаты испытания представляются в виде среднеарифметических значений результатов параллельных определений, округленных до 0,1% для углерода и до 0,01% - для водорода, азота и серы.

Анализ выполняли на газовом хроматографе Agilent 8890, соединенном с масс-селективным детектором 5977В с высокоэффективным источником ионизации Inert plus. Газ-носитель – гелий; расход газа-носителя через колонку – 1 см³/мин, объем вводимой пробы – 1 мм³. Температура испарителя – 290 °С, температура интерфейса - 300°С. Регистрация хроматограмм проводится в режиме сканирования по полному ионному току в диапазоне m/z 50÷600, время регистрации диапазона m/z – 0,2 с (положительно заряженные ионы), температура ионного источника – 230°С, энергия ионизирующих электронов – 70 эВ. Капиллярная колонка 60 м x 0,25 мкм x 0,25 мкм (HP-5ms). Условия анализа: начальная температура 60°С в течение 2 минут, затем нагрев со скоростью 15 °С/мин, далее со скоростью 3°С/мин до 310°С, конечная температура выдерживается 40 минут. Общее время анализа 104 минуты, В комплекте с пиролитической приставкой Frontier Lab EGA/PY-3030D.

При сравнении результатов элементного анализа наблюдаются изменения в относительном содержании С, Н и О в образцах керогена. Так, во время хранения увеличилось атомное отношение О/С минимум на 17 %, максимум на 70 %, при этом отношение Н/С существенно не изменяется. Для того, чтобы охарактеризовать степень окисленности/восстановленности, был рассчитан коэффициент сО, предложенный В.С. Веселовским [1]. Отрицательные значения свидетельствуют о восстановленности углерода, а положительные – об окисленности. Согласно результатам 1970-80-х гг., коэффициент имеет отрицательные значения, что говорит о восстановленном характере органического вещества. Значения коэффициента сО по результатам современных исследований

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

показывают уменьшение значений коэффициента по модулю во всех образцах, что можно интерпретировать, как увеличение окисленности с течением времени. В трёх образцах наблюдается смена знака данного параметра, что свидетельствует о сильной степени воздействия атмосферного кислорода на эти образцы.

При анализе изменений элементного состава все образцы можно разделить на две группы. Для первой характерно одновременное увеличение доли кислорода и уменьшение доли водорода относительно углерода в составе; для второй содержание водорода остается почти постоянным, а кислорода значительно увеличивается. Сопоставление результаты собственных исследований с данными опубликованных ранее работ, показывают сходство в направленности трансформации органического вещества. Стоит ответить, что в литературе исследовались данные по изменению керогена в обнажениях. Сопоставимые результаты говорят о правильности нашего предположения об аналогичности процессов окисления в природных условиях и при хранении в лаборатории.

Кроме анализа элементного состава, были проведены хроматомасс-спектрометрические (ХМС) исследования для установления различий в углеводородном (УВ) составе экстрактов из керогена и данных пиро-ХМС керогена. Наблюдаются различные максимумы выходов индивидуальных алканов нормального строения. В образцах керогена мажорные пики n-алканов соответствуют низкомолекулярной части, а экстрактах – средне-высокомолекулярной. Мы предполагаем, что в пиро-ячейке происходит деструкция УВ, сорбированных на керогене, при достаточно низкой температуре (300 °С). По результатам исследований стерановые и гопановые УВ не детектируются. Таким образом, сравнение результатов элементного состава керогена, определенного в разное время показывает, что: концентрация углерода в ОБ осталась почти той же, а содержание кислорода увеличилось; изменения атомных отношений Н/С и О/С, согласуются с преобразованием ОБ в природных условиях при выветривании; накопление кислородных соединений за период хранения образцов керогена приводит к увеличению отношения О/С. Результаты ХМС показывают различия в УВ составе: в экстрактах из керогена доминируют n-алканы C₂₀-C₃₂; при пиро-ХМС из керогена выделяются алкановые УВ состава C₁₀-C₂₀ различия в составе возможно обусловлены деструкцией высокомолекулярных соединений при проведении пиро-ХМС.

Список литературы

1. Веселовский В.С. Испытание горючих ископаемых. М.: Госгеолиздат, 1951, 335 с.
2. ГОСТ 32465-2013 «Топливо твердое минеральное. Определение серы с использованием ИК-спектрометрии

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ РЕГМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НАКЛОННЫХ И СДВИГОВЫХ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ В ВЕРХНЕЙ КОРЕ УСТЮРТСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РЕГИОНА

Долгополов Ф.Г. (ГУ «ИГИРНИГМ»), Кувшинова М.Ф. (ГУ «ИГИРНИГМ»)*

В результате проведенных геодинамических исследований было установлено, что в пределах литосферных блоков Центральной Азии существуют многоуровневые регматические системы наклонных и сдвиговых разрывных нарушений в земной коре. Их формирование связано с перераспределением горизонтальных механических напряжений неоген-четвертичного геодинамического режима неравномерного трехстороннего сжатия. Большинство разрывов затухает снизу-вверх от кристаллического фундамента до земной поверхности и контролируют разломно-блоковые структурные планы конкретных нефтегазоносных регионов и территорий [1]. На практике их детализация способствует повышению эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ благодаря уточнению структурных и прогнозных построений (рис.1).

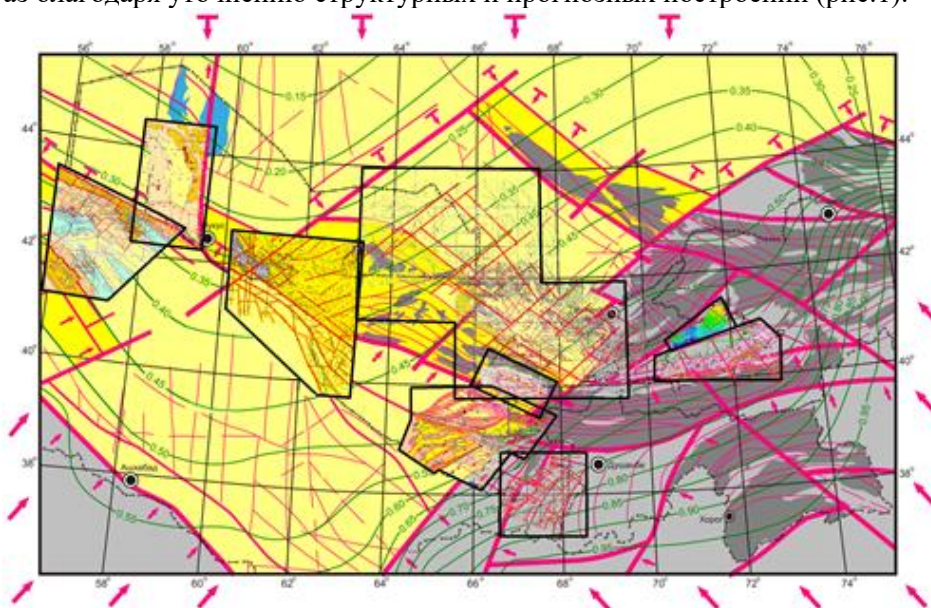


Рис.1. Геодинамическая карта неоген-четвертичного взаимодействия литосферных блоков Центральной Азии с детализацией конфигурации регматических систем наклонных и сдвиговых разрывных нарушений.

Устюртский нефтегазоносный регион также представляет в этом плане практический интерес. Ранее в пределах Южно-Устюртской и Северо-Устюртской впадин там были закартированы многоуровневые регматические системы наклонных и сдвиговых разрывных нарушений, контролирующие структурные планы юрско-палеозойского интервала [2, 3]. Для детализации регматических систем в пределах всего региона может быть использована методика последовательного геодинамического моделирования исследуемого объекта. В качестве исходных данных были использованы результаты расчетов горизонтальных механических напряжений, данные глубокого бурения и переинтерпретированные сейсмо-геологические разрезы, пересекающие наиболее значимые разрывные нарушения вкrest их простираения.

Трехмерная геодинамическая модель напряженно-деформированного состояния верхней коры Устюртского нефтегазоносного региона отображает объемное взаимодействие Южно-Устюртского, Северо-Устюртского и Аральского контактирующих блоков, находящихся в условиях неравномерного трехстороннего сжатия. Верхняя кора аппроксимируется плоской упругой пластиной, подстилаемой высокопластичным слоем дилатансии. С юга все блоки подвержены воздействию геодинамических сил северо-восточного направления, которые связаны с движением Аравийской литосферной плиты и проявляются в виде давления Туаркыр-Капланкырской системы

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

которая обеспечивает единое формирование всех структурных планов юрско-палеозойского интервала. При этом наблюдаемое упрощение структурных планов снизу-вверх происходит за счет различной глубины проникновения разрывных нарушений в верхнюю часть разреза (рис.4).

Карта интенсивности разрывных нарушений регматических систем Устюртского региона отображает степень их затухания сверху-вниз относительно земной поверхности. Для этого была использована градиентная окраска траекторий разрывных нарушений сверху-вниз (красный-розовый) достигающих поверхности Земли и уровней верхне-, средне- и нижнеюрских отложений, переходной пермо-триасовой толщи, подчехольного палеозойского комплекса. При этом наибольшая интенсивность разрывных нарушений с выходом на земную поверхность наблюдается на границах Капланкырского вала, Центрально-Устюртской и Актумсукской систем дислокаций.

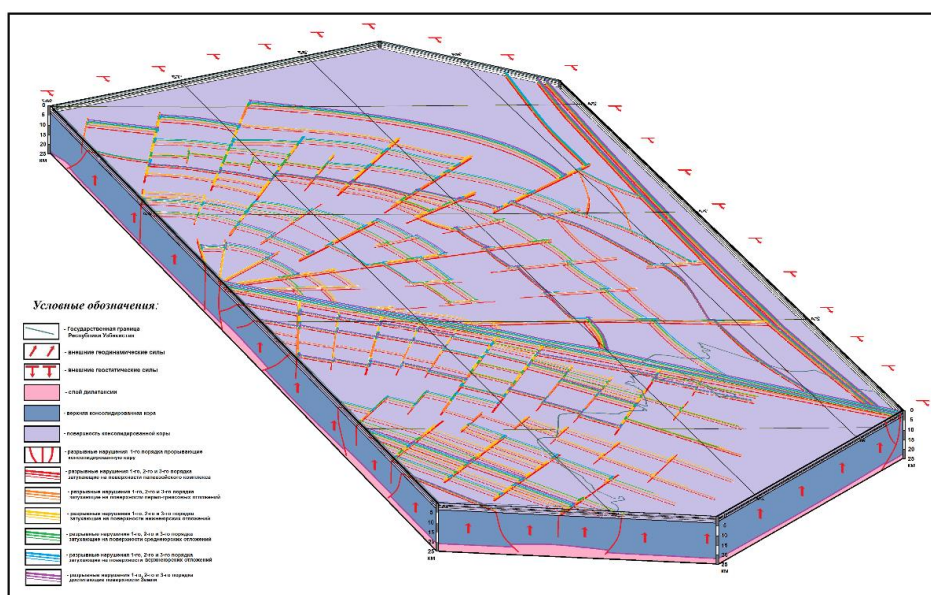


Рис.3. Трехмерная геодинамическая модель регматических систем наклонных и сдвиговых разрывных нарушений юрско-палеозойского интервала в пределах Устюртского нефтегазоносного региона.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

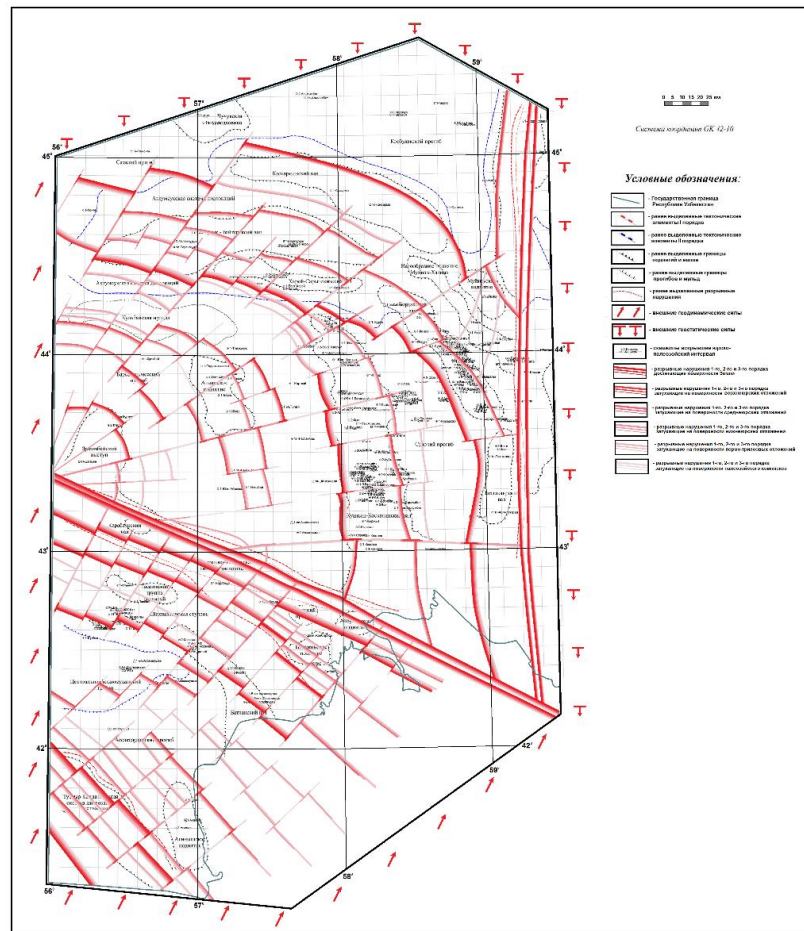


Рис.5 Карта интенсивности разрывных нарушений регматических систем юрско-палеозойского интервала в пределах Уstyуртского нефтегазоносного региона.

Карта типов разрывных нарушений регматических систем юрско-палеозойского интервала в пределах Уstyуртского нефтегазоносного региона отображает с помощью цветных линий различной толщины последовательности надвигов (красный), поддвигов (фиолетовый), сдвигов (синий) и сбросов (зеленый) 1-го, 2-го и 3-го порядков. В соответствии с направлениями действующих геодинамических напряжений южные границы Капланкырского вала, Центрально-Уstyуртской и Актумсукской систем дислокаций представлены системами сегментированных региональных поддвигов. Соответственно их северные границы сформированы системами сегментированных региональных надвигов. Аналогично границы Самского, Косбулакского, Судочьего, Барсакельмесского и Ассакеауданского прогибов представлены системами сегментированных надвигов и поддвигов. Наблюдаемый разворот некоторых тектонических элементов от суб-широтного до меридионального формируют системы расходящихся региональных сдвигов. Они также обеспечивают сегментное строение всех крупных надвигов и поддвигов. Небольшие системы сбросов в пределах Судочьего и Ассакеауданского прогибов очевидно связаны с небольшой активизацией пермских грабенов вторичного растяжения в неоген-четвертичное время (рис.6).

На основе выполненных построений можно сделать вывод, что структурные планы юрско-палеозойского интервала Уstyуртского нефтегазоносного региона характеризуются более сложным и взаимозависимым внутренним строением, чем это считалось ранее. Границы всех крупных, средних и большинства мелких геоструктурных элементов представлены комбинациями систем различных разрывных нарушений, которые следует учитывать при картировании продуктивных горизонтов. Указанное отличие также справедливо и для выделяемых здесь в последнее время

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

очагов нефтегазогенерации. Таким образом, первостепенное значение в прогнозе перспективных ловушек УВ приобретает конфигурация местных систем разрывных нарушений, дренирующих материнскую толщу. В относительно приподнятых зонах своей флюидной разгрузки по периферии очагов нефтегазогенерации следует сконцентрировать поиски сложных резервуаров разломно-блокового типа.

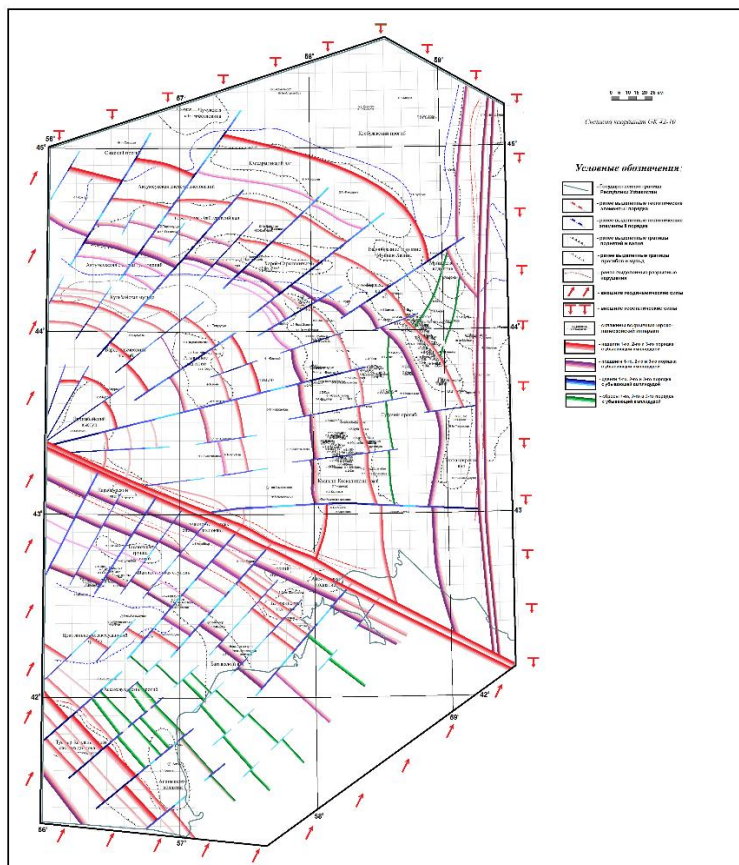


Рис.6 Карта типов разрывных нарушений регматических систем юрско-палеозойского интервала в пределах Уstyуртского нефтегазоносного региона.

Список литературы

1. Тухтаев К.М., Абдуллаев Г.С., Долгополов Ф.Г., Бикеева Л.Р. Многоуровневые регматические системы наклонных и сдвиговых разрывных нарушений литосферы нефтегазоносных регионов Узбекистана. // Материалы международной конференции «Науки о Земле». Ташкент: Госкомгеологии РУз, НКГУ. 2018. С.41-44.
2. Абдуллаев Г.С., Долгополов Ф.Г., Тухтаев К.М., Тошкуллов А.Д. Многоуровневые регматические системы и разломно-блоковое строение Южно-Уstyуртской впадины. // Электронный журнал «Актуальные проблемы нефти и газа». Вып. 1(28) 2020 <http://oilgasjournal.ru>. С.1-14.
3. Долгополов Ф.Г., Абдуллаев Г.С., Тухтаев К.М. Трехмерная геодинамическая модель многоуровневых регматических систем разрывных нарушений в верхней части земной коры Северо-Уstyуртской впадины. // Материалы международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы геологии, инновационные методы прогнозирования, добычи и технологии обогащения полезных ископаемых». Ташкент: ГУ «ИМП». 2022. С.48-51.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ ШИРОКОГО СПЕКТРА ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В КОЛЛЕКТОРАХ РАЗЛИЧНОГО ТИПА

Дуркин В.В., заведующий кафедрой РЭНГМиПГ, к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «УГТУ», Саврей Д., заведующий лабораторией кафедры РЭНГМиПГ, аспирант ФГБОУ ВО «УГТУ»

Технология полимерного заводнения известна с давних времен (50-х годов прошлого века) и эффективна в первую очередь для зрелых месторождений [1]. Полимерное заводнение (ПЗ) – технология повышения нефтеотдачи путем увеличения коэффициента охвата пласта заводнением. Сущность данного метода заключается в том, что различные полимеры растворяют в воде, чтобы увеличить вязкость воды и снизить её подвижность. Реагенты способны проникать вглубь пласта и создавать потокоотклоняющие экраны. Нефть, которая была удержана капиллярными силами или не была охвачена, остается в пласте. ПЗ способствует извлечению остаточной нефти. В качестве системообразующих полимеров используются полимеры-продукты жизнедеятельности различных бактерий (искусственного и природного происхождения), сополимеры акриламида, эфиры целлюлозы.

Наглядно схему наиболее перспективных с точки зрения использования в качестве реагентов-загустителей биополимеров можно представить следующим образом (рисунок 1).

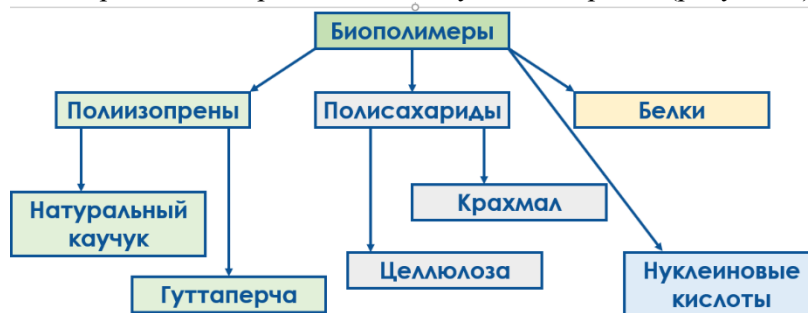


Рисунок 1 – Классификация биополимеров

Полимерный раствор проникает в высокопроницаемые пропластки, в результате чего уменьшается динамическая неоднородность потоков жидкости, соответственно, увеличивается охват пласта заводнением. В процессе полимерного заводнения коллекторов насыщенных нефтью возникают проблемы, обусловленные дренированием полимерного раствора по наиболее проницаемым прослоям. В ходе этого процесса образуются области преимущественного движения заводняющего раствора. Для предупреждения этого явления применяется метод соотношения подвижностей вытесняющей и вытесняемой жидкостей. Чаще всего применяются полимерные растворы, содержание компонентов которых в воде определяется лабораторно-аналитическими методами, исходя из технологических соображений.

Исходя из успешности проведения анализировались следующие направления:

- процесс непрерывной подачи вытесняющего полимерного агента;
- процесс использования большеобъемных (30-35 % порового объема) оторочек, продвигаемых водой,
- процесс воздействия на призабойную зону поглощающих скважин различными составами.

В специализированных источниках по полимерному заводнению отсутствует унифицированный набор терминов, что осложняет определение положительности/отрицательности процесса полимерного вытеснения.

Процесс ПЗ остается весьма малоизученным, несмотря на значительные ассигнования, направленные на изучение данной проблематики как в нашей стране, так и за рубежом.

В наши дни оценка успешности ПЗ считается весьма кропотливой работой по причине значительного количества влияющих условий. Оценивать положительность/отрицательность результата на основании лабораторных экспериментов малопродуктивно по причине сложности

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

учета факторов, способных повлиять на ход полимерного заводнения. [2]. Часть авторов ссылаются, что полимерное заводнение сокращает сроки разработки месторождения по причине более эффективного заводнения в условиях значительной неоднородности пластов [3], однако существенного увеличения нефтеизвлечения не удастся достичь. В последнее время процент зрелых месторождений, разрабатываемых по технологии полимерного заводнения постоянно снижался. В большей степени этому процессу способствовала реализация других методов повышения углеводородоотдачи, например термических и газовых, более действенных в плане получения дополнительной добычи углеводородного сырья. По имеющейся информации, в годы наибольшего расцвета технологии полимерного заводнения доля увеличения добычи углеводородного сырья не превышала 8-10 %.

Тем не менее данная технология имеет право на жизнь несмотря на длительность получения эффекта от ее применения до 10 лет и более.

Процесс полимерного заводнения напрямую связан с рабочими жидкостями, используемыми в нем. Эти жидкости характеризуются в первую очередь реологическими свойствами. Основным параметром является вязкость и напряжение сдвига в зависимости от скорости сдвига.

Характеристики течения

В практике нефтегазового дела [4] наибольшее распространение получили реологические модели Бингама-Шведова и Освальда-де Ваале.

Уравнение Бингама-Шведова описывает напряжение сдвига через величину предельного значения:

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma} \quad (1)$$

Здесь, τ - напряжение сдвига в Па; τ_0 - предельное напряжение сдвига в Па; η - вязкость in Pa·s; $\dot{\gamma}$ - скорость сдвига в c^{-1} .

Наиболее подходящей простой параметрической моделью в исследованиях жидкостей для полимерного заводнения является степенная жидкость или модель Освальда-де Ваале, поведение которой описывается зависимостью:

$$\tau = K \cdot (\dot{\gamma})^n \quad (2)$$

Здесь, K - индекс консистентности в Па; n - показатель нелинейности.

Трехпараметрическая модель Гершеля-Балкли является, по сути, комбинацией уравнений Бингама-Шведова и Освальда -де Ваале:

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}^n \quad (3)$$

Уравнение адекватно аппроксимирует результаты многих экспериментальных исследований, если не принимать во внимание физическую природу процессов. Кроме того, применение этой модели существенно усложняет процесс практического применения.

Внесение в уравнение Бингама-Шведова коэффициента χ , характеризующего кривизну кривой, приводит к модели Williamson– Gillespie:

$$\eta = \frac{\tau_y}{\dot{\gamma} + \chi} + \eta_\infty \quad (4)$$

Для повышения точности аппроксимации в это уравнение введен показатель степени n :

$$\eta = \frac{\tau_y}{\dot{\gamma}^n + \chi} + \eta_\infty \quad (5)$$

Здесь, τ_y - динамическое напряжение сдвига, Па; η_∞ - асимптотическая вязкость в Па·с.

В конечном итоге данное уравнение преобразуется в уравнение Cross:

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

$$\eta = \frac{(\eta(0) - \eta_{\infty})}{(1 + \frac{\dot{\gamma}^n}{\chi}) + \eta_{\infty}} \quad (6)$$

Здесь, $\eta(0)$ - наибольшая вязкость практически неразрушенной структуры в Па·с.
Для исследования дисперсных и полимерных систем широко [5] используется уравнение Carreau–Yasuda:

$$\eta = \frac{\tau_y}{\dot{\gamma}^n + \chi} + \eta_{\infty} \quad (7)$$

Данное уравнение преобразовано путем введения дополнительного показателя степени m , не имеющего физического смысла, но хорошо описывающего результаты исследований вышеуказанных систем:

$$\eta = \frac{\tau_y}{(\dot{\gamma}^n + \chi)^m} + \eta_{\infty} \quad (8)$$

На основе анализа тиксотропных свойств дисперсных систем Casson разработал микрореологическую модель, которая учитывала физико-химические характеристики системы:

$$\sqrt{\tau} = \sqrt{\tau_c} + \sqrt{\eta_c} \cdot \sqrt{\dot{\gamma}} \quad \text{или} \quad \sqrt{\eta} = \frac{\sqrt{\tau_c}}{\sqrt{\dot{\gamma}}} + \sqrt{\eta_c} \quad (9)$$

Здесь, τ_c - статическое напряжение сдвига в Па; η_c - вязкость до полного разрушения структуры в Па·с.

В результате подобных преобразований предложено обобщенное уравнение течения (ОУТ):

$$\sqrt{\tau} = \frac{\sqrt{\tau_c}}{(1 + \chi/\sqrt{\dot{\gamma}})} + \sqrt{\eta_c} \cdot \sqrt{\dot{\gamma}} \quad (11)$$

$$\sqrt{\eta} = \frac{\sqrt{\tau_c}}{\sqrt{\dot{\gamma} + \chi}} + \sqrt{\eta_c}$$

(12)

Оценка реологических характеристик растворов для полимерного заводнения производится средствами ротационной вискозиметрии в широком диапазоне скоростей сдвига.

Установлено, что моделирование полимерного заводнения хорошо описывается в диапазоне скоростей сдвига от 1 до 200 с⁻¹. Увеличение молекулярной массы полимеров вызывает рост вязкости последних. Также на поведение растворов полимеров существенно влияют термобарические условия.

Адсорбция

Физический смысл этого явления состоит в увеличении концентрации полимеров в присутствии двухвалентных катионов кальция и магния, в особенности в коллекторах, состоящих из карбоната кальция. Примерно то же наблюдается и в песчаниках. В процессе замещения нефти агентами заводнения в самом начале процесса, когда поверхность коллектора олеофильна такого явления не наблюдается. Как вариант может быть закачка буфера в виде пресной воды между нефтью и полимерными растворами.

Условие трения

Основным свойством полимерных растворов, которое определяет эффективность их применения, является способность создавать дополнительные фильтрационные сопротивления при течении в пористых средах и способствовать ослаблению вязкостной неустойчивости фильтрационных потоков, когда вязкость нефти значительно выше вязкости вытесняющей ее воды.

Успешность полимерного заводнения исходя из условий внутреннего трения зависит от возможностей полимера по загущению дисперсионной среды, его химической природы, молекулярной массы, концентрации, способности сохранения концентрации в поровом пространстве коллектора, стойкости к бактериальной деструкции.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Механическое разрушение

Смешивание полимерных растворов важно проводить при оптимальных скоростях вращения перемешивающего устройства. Механическое смешивание должно происходить в течение 5-8 минут. Чем выше молекулярная масса, тем больше он подвержен механической деструкции.

Окислительное разрушение

Одним из важных аспектов приготовления раствора полимера является подготовка воды для его растворения, заключающаяся в удалении из нее кислорода или подавлении его активности. Основные потери активности полимера в растворе за счет окисления происходят в течение первых двух недель после приготовления раствора. Содержание в воде кислорода 0,0005 % снижает активность полимерного раствора за этот период времени на 25 % при температуре 30 °С и почти на 90 % при температуре 70 °С. Для предотвращения окислительной деструкции воду подвергают деаэрации или вводят в нее добавки восстановителей, таких, например, как гидросульфит натрия ($\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_4$). При этом важно не допустить повторного попадания кислорода в раствор.

Биологическое разрушение

Экспериментально подтверждено, что все полимеры, используемые в процессе полимерного заводнения, подвержены гниению. Основными выходами из этого являются: обработка солями воды приготовления, сохранение щелочности среды, ввод биоцидных добавок. Однако, у этих методов есть ряд недостатков. Так, например повышенное содержание солей вызывает избыточное солеотложение в поровом пространстве, в заглинизированных коллекторах высокий уровень pH способен вызывать ускоренную диспергацию и забивание поровых коллекторов, к влиянию бактерицидных добавок бактерии достаточно быстро привыкают.

Влияние свойств поверхности

Известно, что существует только два вида смачивания водой: гидрофобные и гидрофильные. При этом более высокий коэффициент извлечения нефти при полимерном заводнении в гидрофильных коллекторах, к которым приурочены в основном легкие низковязкие нефти за счет сходства вязкостных характеристик вытесняемой жидкости и вытеснителя.

Список литературы

1. Годовой отчет ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2017 г.
2. Кукин В.В., Соляков Ю.В. Применение водорастворимых полимеров для повышения нефтеотдачи пластов//ЭИ. Сер. Нефтепромысловое дело. Зарубежный опыт. – 1982. – 45 с.
3. Ахметов А.Т., Власов С.А., Краснопевцева Н.В., Каган Я.М. Новые представления о механизме снижения остаточной нефтенасыщенности при полимерном заводнении: сб. материалов II Международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов», М.: ВНИИнефть им. ак. А.П. Крылова т. 1. 2009.
4. Дуркин В.В., Уляшева В.М. Анализ реологических моделей течения жидкостей для горно-буровой практики и нефтегазового дела // Инженер-нефтяник.-2022.- №1.- С.26-30.
5. Zakirov A.I., Nikolaev A.K., Pshenin V.V. 2015. Investigation of Bitumen Oil Flow Characteristics of Ashalchinskoye Oilfield. Mining informational and analytical bulletin. 11: 353–359.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ВЛИЯНИЕ ТРЕЩИН НА ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ АСТРАХАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Жуков В.С. Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН
Мунинов С.А. * ООО «Газпром ВНИИГАЗ»*

Введение. Актуальной задачей при разработке Астраханского месторождения является оценка деформационно-прочностных и упругих свойств горных пород, величины которых необходимо знать как при строительстве скважин, так и при разработке месторождения. Упругие и прочностные свойства горных пород сильно зависят от их литолого-минералогического состава и структуры порового пространства [1]. Интенсивные вариации локального напряженно-деформированного состояния во времени в нефтегазоносных осадочных бассейнах, приуроченные к разломным зонам [2, 3], и оказывают влияние на процессы разработки месторождений углеводородов [4; 5]. Разработку месторождений углеводородов на истощение можно представить как процесс увеличения вертикально ориентированного сжатия сопровождающегося увеличением эффективного давления при снижении давления пластового флюида при добыче нефти или газа [6]. Данная работа посвящена исследованию влияния трещин на прочностные свойства продуктивных коллекторов Астраханского нефтегазоконденсатного месторождения.

Объект и методика исследований. Определения пределов прочности на сжатие и растяжение, пористости и скоростей распространения упругих волн проводились на 140 сухих и водонасыщенных образцах в соответствии с ГОСТами и методикой [7]. На образцах известняков, песчаников, и алевролитов с пористостью от 5,1% до 22,9%, изготовленных из керна мелового возраста ($K_{1ар}$, $K_{2т}$) были определены упругие параметры и прочности на сжатие и растяжение по аналогии с работой [8].

Для оценки трещинной и межзерновой пористости горных пород использовано отношение измеренного значения скорости продольных волн V_P к скорости в твердой матрице горной породы V_{PM} , названное авторами [9] «нормированная скорость». Учитывая, что общая пористость состоит из межзерновой и трещинной компонент было получено выражение (1) для расчета величины трещинной пористости с использованием значений нормированной скорости продольной волны и общей пористости: $m_{fr} = (100.0 - 1.60m - 100 \frac{V_P}{V_{PM}}) / 20.4$ (1)

Определения величин пористости, скоростей распространения упругих волн в пластовых условиях были выполнены по методикам, аналогичным тем, что приведены в работах [9, 10].

Результаты экспериментальных исследований. Предварительное сопоставление пористости о объёмного веса (плотности) всех исследованных образцов (рис.1) показало, что пористость образцов тесно связана с пористостью, которая является одним из основных петрофизических параметров коллекторов месторождений нефти и газа.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

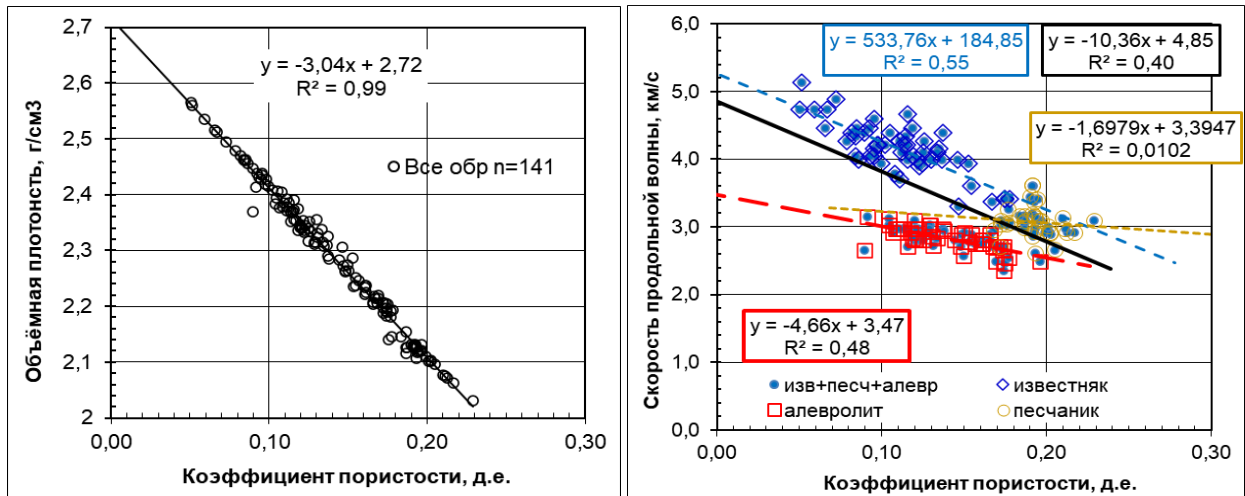


Рисунок 1. Зависимости плотности и скорости продольных волн от пористости образцов.

По результатам стандартных испытаний получены оценки средних величин прочностных и упругих свойств влагонасыщенных/сухих образцов известняков в атмосферных условиях: прочность на сжатие 80,4/120,3 МПа; прочность на растяжение 6,68/7,98 МПа; модуль Юнга 12,2/23,7 ГПа; коэффициент Пуассона 0,272/0,254; сцепление (когезия) 14,5 МПа; угол разрушения (внутреннего трения) 49,6°. Выявлена линейная зависимость предела прочности сухих и водонасыщенных образцов на сжатие с удовлетворительной зависимостью ($R^2 = 0,76-0,44$) от пористости образцов, которую можно рекомендовать для оценки величины прочности в зависимости от пористости образцов (рис.2).

Зависимость предела прочности на сжатие от скорости продольной волны (рис.3) также оказалась информативной ($R^2=0,7$) и позволила получить для всей исследованной коллекции образцов оценку величины прочности в зависимости от скорости продольной волны. В то же время сопоставление предела прочности на растяжение и пористости исследованных образцов не позволило получить приемлемой зависимости между этими параметрами

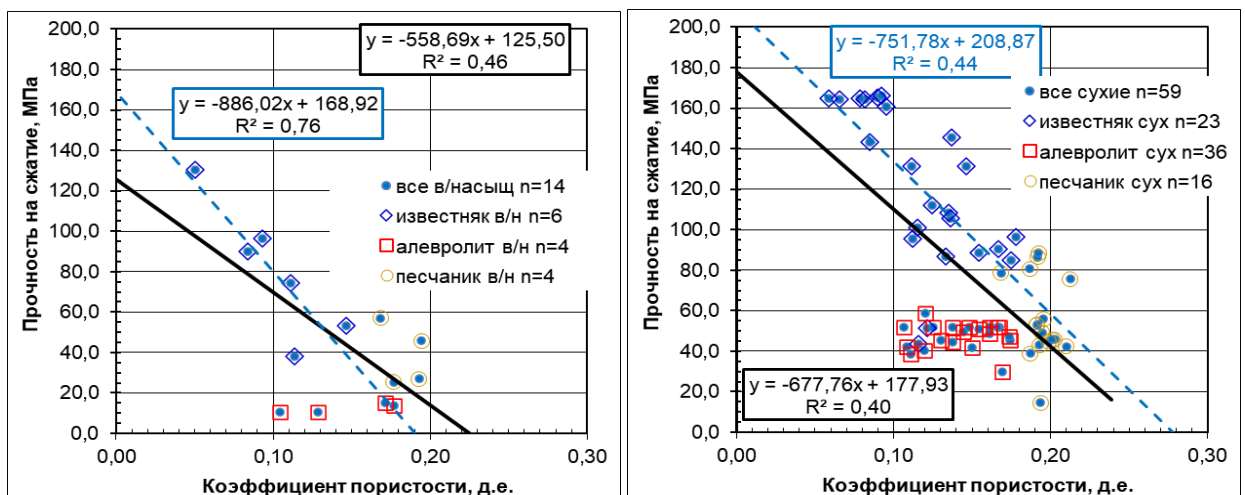


Рисунок 2. Зависимость прочности на сжатие сухих и водонасыщенных образцов известняка от величины открытой пористости.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

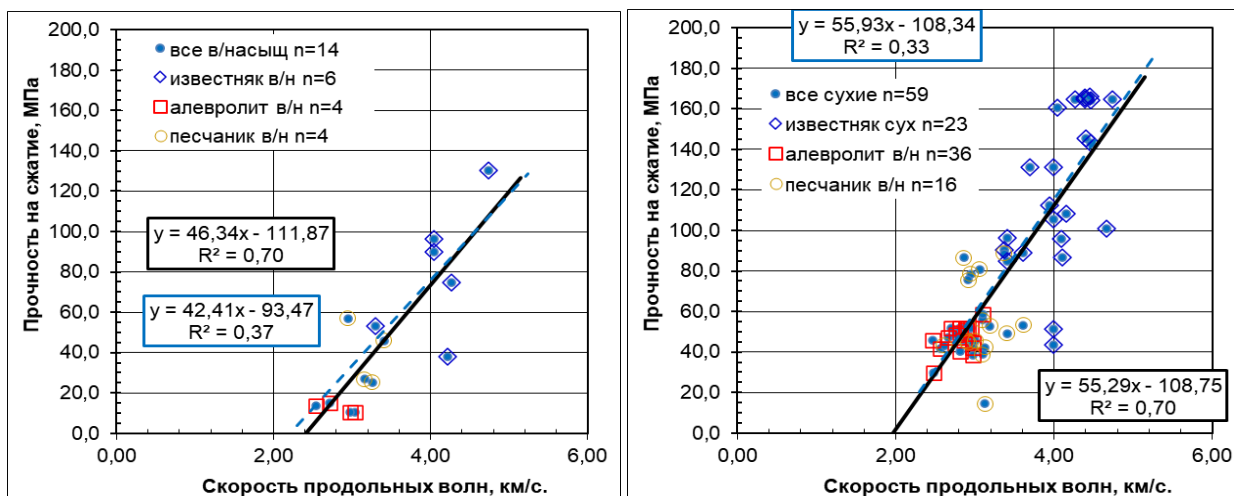


Рисунок 3. Зависимость прочности на сжатие сухих и водонасыщенных образцов от величин скорости продольной волны.

Анализируя рисунки 2 и 3, можно сделать вывод о том, что образцы песчаников и алевролитов довольно сильно отличаются друг от друга и внутри одного литотипа по пористости и скорости распространения упругих продольных волн. В связи с этим было принято решение рассмотреть отдельно образцы известняка и образцы песчаников и алевролитов по аналогии с работой [11]. Приведенные на рисунке 4 зависимости прочности на сжатие для сухих и водонасыщенных образцов известняка показали удовлетворительную достоверность от величины пористости. Но сопоставление прочности на сжатие от величины трещинной пористости подтвердило лишь априори ожидавшееся снижение прочности.

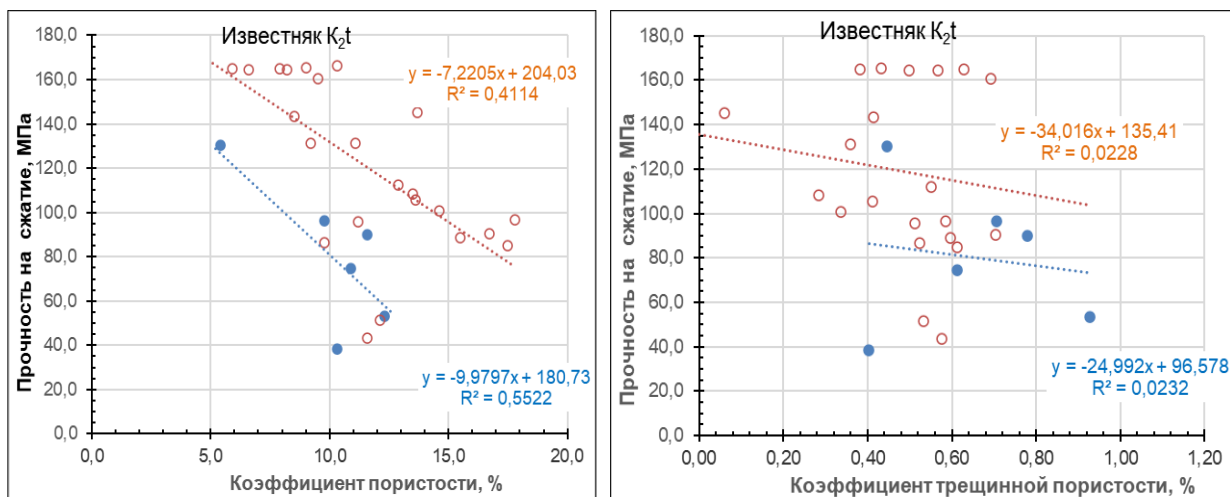


Рисунок 4. Зависимость прочности на сжатие сухих и водонасыщенных образцов известняка от величин открытой и трещинной пористости.

Аналогичные зависимости прочности на растяжение для сухих и водонасыщенных образцов известняка показали удовлетворительную достоверность от величины пористости только для водонасыщенных образцов (рис.5). Но сопоставление прочности на растяжение от величины

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

трещинной пористости подтвердило лишь априори ожидавшееся снижение прочности лишь для влагонасыщенных образцов известняка.

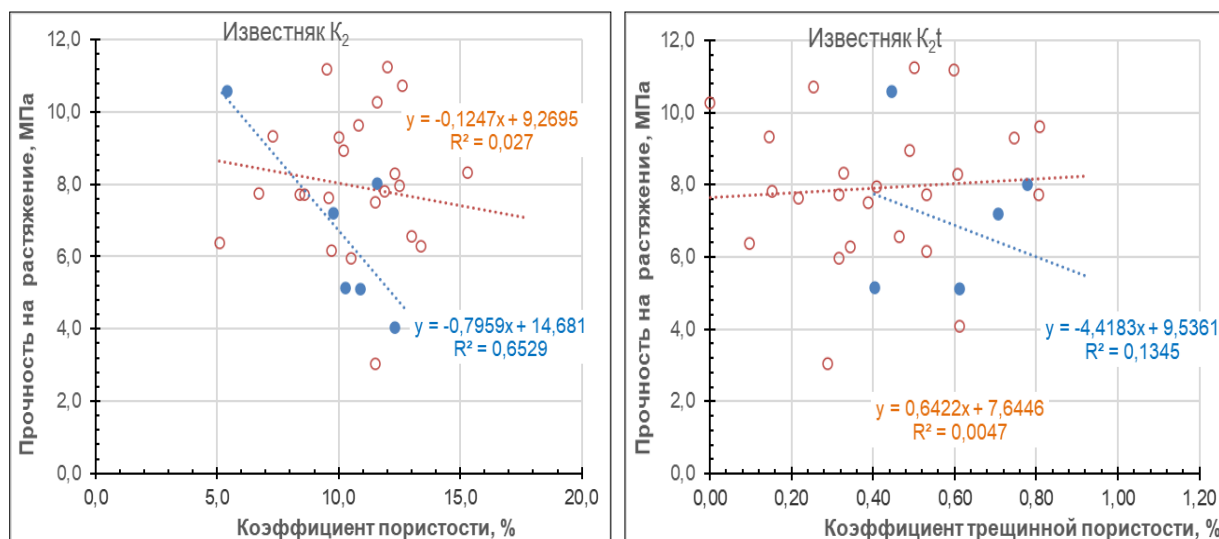


Рисунок 5. Зависимость прочности на сжатие сухих и водонасыщенных образцов известняка от величин открытой и трещинной пористости

Обсуждение результатов исследований.

Сопоставление прочностных параметров образцов с величиной общей и трещинной пористости (рисунки 2-5) показало, что увеличение как величины общей пористости, так ее трещинной компоненты снижает прочность образцов, как на сжатие, так и на растяжение. Можно провести анализ корреляционных зависимостей между прочностными и емкостными характеристиками образцов то можно будет получить представление о степени влияния того или иного параметра. С этой целью нами были рассчитаны коэффициенты парной корреляции между общей пористостью и ее межзерновой и трещинной компонентами и такими прочностными параметрами как прочность на сжатие, прочность на растяжение, сцепление, угол разрушения и ряда упругих параметров сухих и водонасыщенных образцов всей исследованной коллекции (таблица 1).

Анализ этой таблицы показал, что наиболее тесно с прочностными параметрами связаны скорость продольной волны, доля трещинной пористости в величине общей пористости, парный коэффициент корреляции которых с прочностью на сжатие и растяжение достигает 0,91.

Таблица 1. Парные коэффициенты корреляции прочностных и емкостных свойств образцов.

140 образцов	Прочностные свойства водонасыщенных образцов						Прочностные свойства сухих образцов.				
	Модуль Юнга	Коэффициент Пуассона	Предел прочности на сжатие	Предел прочности на растяжение	Сцепление	Угол разрушения	Модуль Юнга	Коэффициент Пуассона	Предел прочности на сжатие	Предел прочности на растяжение	
Трещинная пористость	0,69	0,20	0,50	0,47	0,49	-0,04	0,08	-0,09	0,24	0,22	
Межзерновая пористость	-0,09	-0,05	-0,70	-0,83	-0,83	0,17	-0,17	0,15	-0,63	-0,65	
Доля трещинной пористости	0,46	0,15	0,86	0,90	0,90	-0,08	0,15	-0,17	0,60	0,29	
Пористость	-0,06	-0,04	-0,68	-0,82	-0,81	0,17	-0,17	0,15	-0,62	-0,64	
Скорость продольной волны	0,21	0,54	0,84	0,91	0,87	-0,34	0,54	-0,30	0,83	0,84	

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Заключение.

Две компоненты пористости - межзерновая и трещинная - оказывают существенно различное влияние на величины прочностных параметров. Экспериментально выявлено, что доля трещинной пористости в общей пористости значительно влияет на прочностные параметры исследованных образцов. Результаты данных исследований могут быть использованы для оценки прочностных параметров коллекторов Астраханского месторождения и геомеханического моделирования продуктивных интервалов что позволит повысить эффективность разработки месторождения.

Список литературы

1. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. - М.: Недра. 1970. – 239с.
2. Кузьмин Ю.О. Индуцированные сейсмические процессы на месторождениях нефти и газа // Проблемы недропользования. 2019. № 4(23). – С. 9-17. – DOI 10.25635/2313-1586.2019.04.009.
3. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. Физическое моделирование современных геодинамических процессов // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2003, № 5. – С. 71-77.
4. Жуков В.С. Оценка изменений физических свойств коллекторов, вызванных разработкой месторождений нефти и газа // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2010. № 6. – С. 341-349.
5. Жуков В.С., Семенов Е.О., Кузьмин Ю.О. Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа // Научно-технический сборник «Вести газовой науки» 2018, № 5(37). – С. 82-99.
6. Жуков В.С. Оценка изменений физических свойств коллекторов, вызванных разработкой месторождений нефти и газа // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2010. № 6. – С. 341-349.
7. Жуков В.С. Люгай Д.В. Определение фильтрационно-емкостных и упругих свойств и электрических параметров образцов горных пород при моделировании пластовых условий: учебное пособие. М. «Газпром ВНИИГАЗ». 2018. – 56с.
8. Муминов С.А., Попов С.Н. Экспериментальные исследования упруго-прочностных свойств карбонатного коллектора одного из месторождений Прикаспийской впадины // Актуальные проблемы нефти и газа: Сборник трудов V Всероссийской молодежной научной конференции, Москва, 20–21 октября 2022 года. – Москва: Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, 2022. – С. 260-261.
9. Жуков В.С. Кузьмин Ю.О. Экспериментальные исследования влияния трещиноватости горных пород и модельных материалов на скорость распространения продольной волны // Физика Земли. – 2020. – № 4. – С. 39-50. – DOI 10.31857/S0002333720040109.
10. Жуков В.С. Оценка трещиноватости коллекторов по скорости распространения упругих волн // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2012. № 1(9). – С. 148-152.
11. Геомеханические и литологические характеристики отложений верейского горизонта среднего карбона в связи с прогнозированием применения технологии гидроразрыва пласта, на примере Ивинского месторождения юго-востока Татарстана / А. Н. Кольчугин, Э. Р. Зиганшин, В. П. Морозов [и др.] // Георесурсы. 2022. Т. 24, № 4. – С. 65-74. – DOI 10.18599/grs.2022.4.5.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТРЕЩИН НА СКОРОСТЬ ПРОДОЛЬНОЙ ВОЛНЫ И ПРОЧНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Жуков В.С. Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН*

Введение. Наличие трещин в горных породах – от микротрещин до тектонических разломов – влияет на их физические свойства, в первую очередь, на пористость, прочность и скорости продольных волн. В ряде работ указывается на интенсивные вариации напряженно-деформированного состояния во времени в локальных участках, приуроченных к разломным зонам нефтегазоносных осадочных бассейнов [1 - 5]. Разработка месторождений углеводородов на истощение также может быть рассмотрена как процесс увеличения дополнительного осевого сжатия, зачастую вертикально ориентированного, которое обусловлено ростом эффективного давления, сопровождающего добычу газа или нефти. К настоящему времени мало исследовано влияние структуры порового пространства образцов горных пород, в частности с различными величинами трещинной и межзерновой компонент пористости, на процесс подготовки разрушения образцов [6]. Но до сих пор, даже на лабораторном уровне, недостаточно полно исследованы различные аспекты влияния трещин на прочность и скорости упругих продольных волн горных пород при подготовке их разрушения

Цель данной работы – выявить и показать характер влияния трещинной пористости образцов горных пород в процессе подготовки их разрушения пород в условиях, моделирующих пластовые.

Анализ состояния проблемы.

Трещиной принято считать разрыв сплошности горных пород, в котором раскрытие трещины (ширина разрыва) в сотни раз меньше, чем её простираение. В ряде работ было исследовано влияние трещин на скорость распространения продольной волны и показано, что трещины (разрывы сплошности пород) снижают как скорость прохождения продольной волны, так и амплитуду упругих колебаний [7 - 11]. Кроме того, теоретические и экспериментальные исследования [12 - 16] показали, что на скорость продольных волн сильно влияют неоднородности состава и структуры горных пород, в том числе и трещины. В работах [17 - 19] приведены полученные экспериментально зависимости трещинной пористости от пористости и скорости распространения продольных волн как на образцах металла (сталь и титан) в виде набора цилиндров разной длины, так и на составных образцах горных пород (мрамор), а также приведены примеры изменения величин трещинной и межзерновой пористости при изменении напряженного состояния коллекторов ряда месторождений нефти и газа.

Методика и объект исследований. Определения пределов прочности на сжатие и растяжение, пористости и скоростей распространения упругих волн проводились на образцах горных пород в соответствии с ГОСТами и методикой [20]. Для оценки трещинной и межзерновой пористости горных пород использовано отношение измеренного значения скорости продольных волн V_P к скорости в твердой матрице горной породы V_{PM} [9], названное авторами работы [19] «нормированная скорость». Учитывая, что общая пористость состоит из межзерновой и трещинной компонент было получено выражение (1) для расчета величины трещинной пористости с использованием значений нормированной скорости продольной волны и общей пористости [17, 19]:

$$m_{fr} = (100.0 - 1.60m - 100 \frac{V_P}{V_{PM}}) / 20.4 \quad (1)$$

Результаты исследований и их обсуждение.

Влияние подготовки разрушения габбро. В работе [10] исследовалось влияние микротрещин, образующихся при нагружении образцов на скорость распространения упругих волн. Исследования проводились на изотропных образцах карельского габбро, в которых трещины первоначально отсутствовали. Образцы подвергались циклическому одноосному нагружению до 34, 68, 112, 253 и 280 МПа, в направлении которого после снятия нагрузки проводились измерения скорости. Дальнейшее нагружение до 295 МПа привело к разрушению образца. Построенная нами зависимость скорости продольной волны от напряжения одноосного сжатия (рис. 1) явно говорит о

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

последовательной подготовке разрушения. На первом этапе нагружения до 68 МПа произошло максимальное уплотнение в направлении сжатия и значение скорости при этом напряжении было принято за величину скорости в скелете габбро, которое использовалось для расчета нормированной скорости. Пренебрегая учетом межзерновой пористости, по формуле (1) был выполнен расчет трещинной пористости, возникавшей в процессе нагружения (рис. 1).

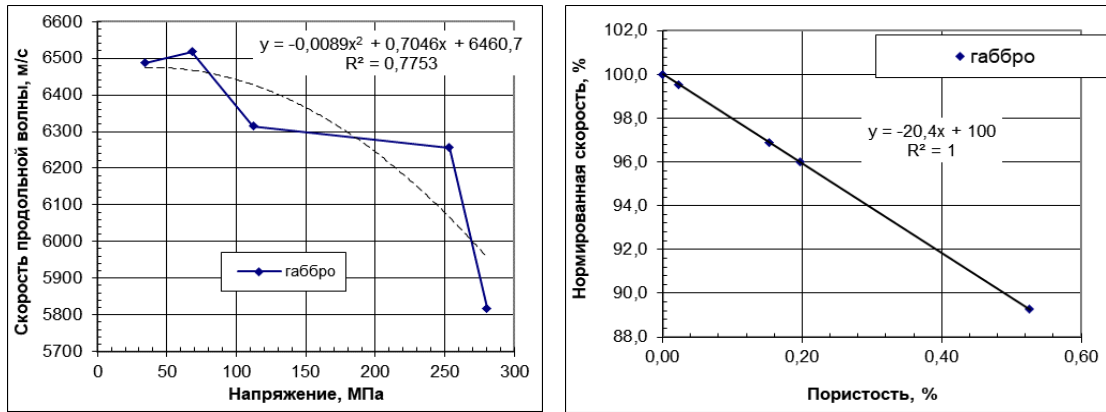


Рис. 1. Зависимость (а) скорости продольной волны от напряжения и (б) нормированной скорости от пористости на различных ступенях одноосного сжатия образца габбро по [10 с дополнениями].

Рисунок 1 подтверждает наше предположение о минимальной межзерновой пористости, так как коэффициент при пористости оказался равным 20,4. В случае полного отсутствия межзерновой пористости мы получили бы величину коэффициента равной 22,0. А при изменении только межзерновой пористости коэффициент при пористости будет близким к 1,6 [19] Этот результат экспериментально подтверждает, что нормированная скорость распространения продольной волны зависит от межзерновой пористости в соответствии с уравнением (1).

Влияние трещин разрушение песчаника в условиях, моделирующих пластовые. В работе [21] рассмотрены результаты исследования характера изменений трещинной и межзерновой пористости при подготовке разрушения образцов коллектора-песчаника в условиях, моделирующих пластовые. Рост дополнительного осевого сжатия приводит к снижению величины общей и межзерновой пористости которое продолжается до разрушения образца (рис. 2).

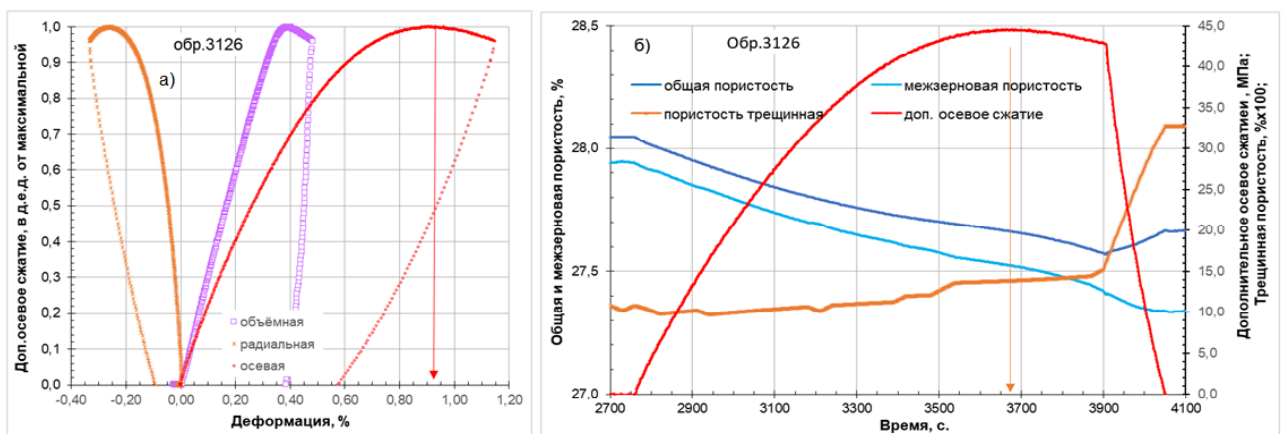


Рис. 2. Изменение: а) объёмной радиальной и осевой деформации от осевого сжатия; б) коэффициента общей, межзерновой и трещинной пористости образцов песчаника 3126 при его подготовке его разрушения дополнительным одноосным сжатием в условиях, моделирующих пластовые по [21].

На начальном этапе роста дополнительного осевого сжатия отмечено небольшое снижение трещинной пористости образца вследствие закрытия микротрещин, остававшиеся открытыми до

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

этого. После короткого периода снижения трещинной пористости начинается её увеличение и незадолго до разрушения образца (интервал времени 2980-3910с) отмечено резкое увеличение, которое остановилось только со снижением обжимного давления. Подготовка разрушения этого образца с изначально малой величиной трещинной пористости сопровождалась преимущественно снижением общей и межзерновой пористости и увеличением трещинной пористости, т.е. ростом микротрещин.

Влияние трещин на прочность горных пород. В работе [22] рассмотрены результаты исследования влияния трещин на взаимосвязи прочностных и упругих свойств горных пород на примере коллекторов пермского возраста шельфа Сахалина. Объектом исследований при определении упругих параметров и прочности на сжатие и растяжение (в атмосферных условиях) были сухие цилиндрические образцы песчаника диаметром 30 мм и длиной 30 мм с пористостью от 10% до 26,5%, изготовленные из керна дагинского горизонта (рис. 3). Выявлена прямая линейная зависимость предела прочности на сжатие от пористости образцов, которую можно использовать для оценки величины прочности в зависимости от пористости образцов. Зависимость предела прочности на сжатие от скорости продольной волны также оказалась информативной и позволила получить оценку величины прочности в зависимости от скорости продольной волны.

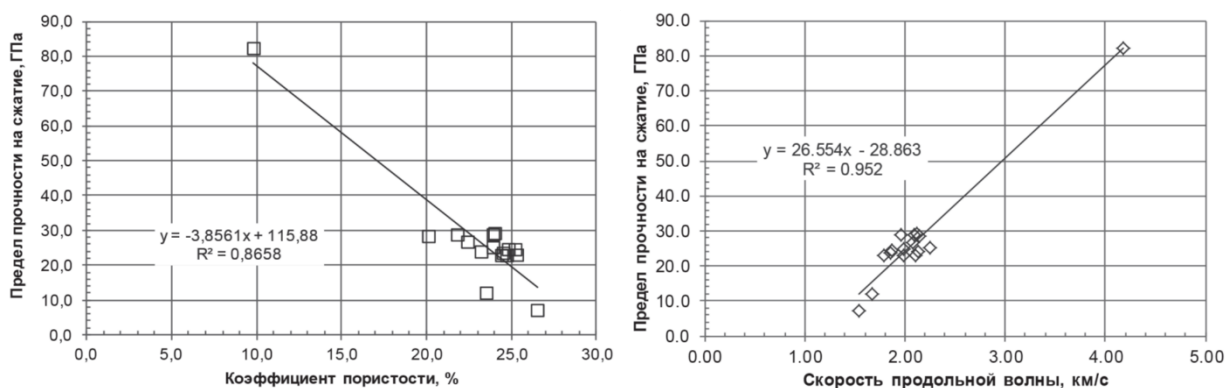


Рис. 3. Зависимость предела прочности при одноосном сжатии в атмосферных условиях от пористости и скорости продольной волны образцов горных пород дагинского горизонта по [22].

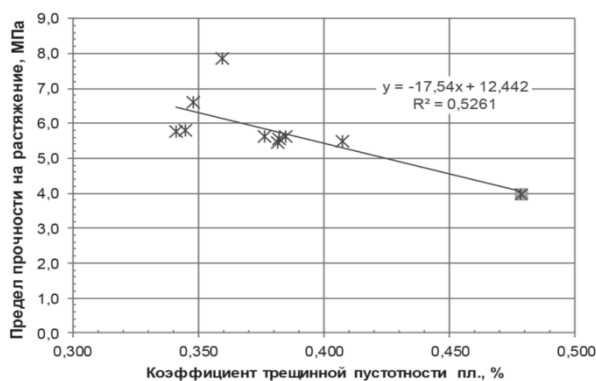


Рис. 4. Зависимость предела прочности при одноосном растяжении в атмосферных условиях от трещинной пористости образцов горных пород дагинского горизонта по [22].

В то же время сопоставление предела прочности на растяжение и пористости исследованных образцов не позволило получить приемлемой зависимости между этими параметрами. Дальнейший анализ образцов по методике, описанной в работах [9, 17-19], выявил наличие образца (маркер с заливкой) с повышенной (0,48 абс.%) трещинной пористостью (рис. 4). Прочность его оказалась самой низкой (3,96 МПа) среди исследованных образцов, что показывает влияние трещин на прочность горных пород.

Закключение.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Результаты многочисленных экспериментальных исследований влияния трещин на скорости продольных волн, проведенные как на образцах металла (сталь и титан) в виде набора цилиндров разной длины, так и на составных образцах горных пород (мрамор из Марокко и Турции), а также на образцах габбро и песчаника (в атмосферных и пластовых условиях) показали применимость предложенного ранее выражения (1) для оценки величины трещинной пористости по результатам измерения скорости продольной волны и общей пористости. Рассмотрены примеры изменения величин трещинной и межзерновой пористости при изменении напряженного состояния коллекторов ряда месторождений нефти и газа, которые свидетельствуют об изменении структуры пористости, которая оказывает влияние на прочность горных пород в процессе подготовки разрушения. Выявленные характерные признаки изменений межзерновой и трещинной пористости в процессе подготовки разрушения горных пород в условиях, моделирующих пластовые, могут найти применение при выборе условий разработки месторождений углеводородов.

Список литературы

1. Арутюнов А.Е., Жуков В.С., Кузьмин Ю.О., Никонов А.И. Производственный мониторинг подземных хранилищ газа с целью обеспечения их геодинамической безопасности // Геодинамика в решении экологических проблем развития нефтегазового комплекса: Материалы IV Международного рабочего совещания, Санкт-Петербург, 15–17 сентября 2003г. С.-Пб.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – С. 54-63.
2. Жуков В.С. Кузьмин Ю.О., Салов Б.Г. Деформации и трещинообразование в образцах горных пород при длительном воздействии постоянных сжимающих напряжений // Модельные и натурные исследования очагов землетрясений: Сборник / Институт физики Земли АН СССР. – М.: "Наука", 1991. – С. 156-163.
3. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика системы разломов // Физика Земли. 2015. № 4. – С. 25-30. – DOI 10.7868/S0002333715040055.
4. Кузьмин Ю.О. Индуцированные сейсмические процессы на месторождениях нефти и газа // Проблемы недропользования. 2019. № 4(23). – С. 9-17. – DOI 10.25635/2313-1586.2019.04.009.
5. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. Физическое моделирование современных геодинамических процессов // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2003. № 5. – С. 71-77.
6. Жуков В.С. Кузьмин Ю.О. Динамика комплекса физических параметров образцов горных пород перед их разрушением при постоянной скорости деформации // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2005. № 2. – С. 17-22.
7. Anderson D.L., Minster B., Cole D. The effect of oriented cracks on seismic velocities // J. Geophys. Res. 1974. V. 79. P. 4011-4015.
8. Young R.P., Hill T.T., Bryan I.R., Middleton R. Seismic spectroscopy in fracture characterization // Quart. J. Eng. Geol. 1985. V. 18. N. 4. P. 459-479.
9. Туранк К., Фурментро Д., Денни А. Распространение волн и границы раздела в породах / Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти. Сборник научных статей. Перевод с англ. и фр. под ред. В. Мори и Д. Фурментро. М.: Мир, 1994. С. 176-184.
10. Иньков В.Н., Черепецкая Е.Б., Шкуратник В.Л., Карабутов А.А., Макаров В.А. Исследование механоакустической нелинейности трещиноватых пород методом лазерно-ультразвуковой спектроскопии // Прикладная механика и техническая физика. 2005. Т. 46, № 3. С. 174-180.
11. El Azhari H., El Hassani I. Effect of the number and orientation of fractures on the P-wave velocity diminution: application on the building stones of the Rabat area (Morocco) // Geomaterials. 2013. № 3. P. 71-81.
12. Nur A. Effect of stress on velocity anisotropy in rocks with cracks // J. Geophys. Res. 1971. V. 76. P. 2022-2032.
13. Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2nd edition. Boston. Gulf Professional Publishing. 2004. 889p.
14. Zoback M. D. Reservoir geomechanics. Cambridge university press. 2007. 505 p.
15. Баюк И.О., Рыжков В.И. Определение параметров трещин и пор карбонатных коллекторов по данным волнового акустического каротажа // Технологии сейсморазведки 2010. № 3. С. 32-42.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

16. Жуков В.С., Семенов Е.О., Кузьмин Ю.О. Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа // Вести газовой науки. 2018. № 5(37). С. 92-87.
17. Жуков В.С. Оценка трещиноватости коллекторов по скорости распространения упругих волн // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2012. № 1(9). С. 148-152.
18. Жуков В.С. Способ определения трещинной пористости: Патент на изобретение РФ 2516392. Бюллетень № 14. 2014.
19. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. Экспериментальные исследования влияния трещиноватости горных пород и модельных материалов на скорость распространения продольной волны // Физика Земли. 2020. № 4. С. 39-50. <https://doi.org/10.31857/S0002333720040109>.
20. Жуков В.С., Люгай Д.В. Определение фильтрационно-емкостных и упругих свойств и электрических параметров образцов горных пород при моделировании пластовых условий: Учебно-методическое пособие. М.: Газпром ВНИИГАЗ, РГУН и Г им. И.М. Губкина. 2016. 56 с.
21. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О., Тихоцкий С.А., Егоров Н.А., Фокин И.В. Изменения трещинной и межзерновой пористости при подготовке разрушения горных пород // Сейсмические приборы. 2022. Т. 58, № 1. С.53–65. <https://doi.org/10.21455/si2022.1-3>
22. Жуков В.С. Оценка прочностных и упругих свойств горных пород дагинского горизонта шельфа Сахалина // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2020. № 4. – С. 44–57. DOI: 10.25018/0236-1493-2020-4-0-44-57.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

СДЕЛАЕМ НОВЫЙ РЕШИТЕЛЬНЫЙ ШАГ В НЕФТЕГАЗОВОЙ НАУКЕ И ПРАКТИКЕ (“Making the next giant leap in Petroleum Geosciences!” – международный профессиональный призыв)

Запивалов Н.П. (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН)*

XXI век принес человечеству много неожиданных событий в различных сферах жизни, в том числе и в нефтегазовой. Нефть и газ – это энергия, топливо и сырье для многих потребностей людей. Развитие нефтегазового дела – первоочередная задача человечества. В мире открыто около 70 тысяч месторождений нефти, из них 1500 крупных; 70 стран имеют разведанные запасы нефти, более 65 осуществляют добычу на своей территории. Открываются новые источники углеводородов (традиционных и нетрадиционных), создаются инновационные методы и технологии их добычи, переработке и утилизации.

Споры о происхождении нефти в научном мире не утихают по сей день. В прошлом столетии большинство ученых придерживалось органической (осадочно-миграционной) теории образования нефти, но в ней существовали определенные противоречия, которых стало больше с наступлением XXI в. В настоящее время насчитывается около десятка различных авторитетных концепций (теорий) нефтеобразования, включая биосферную, абиогенную, магматическую и др.

Автор в начале своей геологической деятельности был активным сторонником органической теории и в 1962 г. защитил кандидатскую диссертацию «Геолого-геохимическая характеристика мезозойских отложений и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья», в которой впервые описано комплексное геохимическое исследование мезозоя Западной Сибири (официальным оппонентом был Н.Б. Вассоевич). В качестве нефтематеринской толщи была выделена геохимическая пачка А (в разрезе куломзинской свиты, которая впоследствии стала называться баженовской).

Многолетний опыт работы в нефтегазовой геологии привел автора к выводу об ограниченной применимости классической теории, так как скопления УВ обнаруживаются повсеместно. А. Леворсон в своей книге, написанной в конце прошлого века, утверждал: «Проблема происхождения нефти и газа теряет в какой-то мере свое значение в качестве обязательной предпосылки для постановки поисковых работ ... Нет необходимости искать особые материнские породы» [8, с. 488].

Сейчас автор придерживается позиции, не предполагающей приверженности какой-либо одной концепции генезиса нефти. Создать общую теорию нафтидогенеза, пригодную для любых геологических условий, видимо сложно, практически невозможно. Катагенетическая стадийность тоже не является универсальной. Академик А.А. Трофимук писал: «Нижняя граница зоны нефтеобразования должна быть понижена до глубины 8000–10000 м. Бурением глубоких скважин доказано, что на этих глубинах нефтеобразование происходит не только в условиях мезокатагенеза, но и в условиях апокатагенеза. Расширение границ зон нефтеобразования сопровождается существенным ростом прогнозной оценки ресурсов углеводородного сырья» [9, с. 333].

Неопределенности, риски и катастрофы в современном нефтегазовом деле (разведка и добыча)

Существующий сейчас масштаб рисков, неопределенностей, ошибок и катастроф, связанных с поиском, разведкой и добычей УВ, делает необходимым переосмысление основополагающих принципов нефтегазового дела. Важное значение имеют геолого-геофизические факторы, их мониторинг и соответствующий научный прогноз. В качестве примера прогнозно-геологических просчетов можно упомянуть попытки открытия «гигантского» месторождения Муклуку на шельфе

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Аляски недалеко от месторождения Прадхо-Бей. Разведочная скважина стоимостью 1 млрд долларов была пробурена в 1983 г., но на глубине 2438 м в предполагаемом продуктивном пласте оказалась только соленая вода. Показательным примером другого рода факторов (технологических ошибок) может служить крупнейшая авария, произошедшая 20 апреля 2010 г. в Мексиканском заливе на нефтяной платформе Deep-water Horizon на месторождении Макондо (компания British Petroleum). Случилась крупная экологическая катастрофа: нефтью было залито 75 тыс. км².

Многие методы геофизических исследований, безусловно, требуют совершенствования, т.к. есть погрешности и неоднозначность геологической интерпретации геофизических данных. Кроме того, огромное значение приобретает геополитический фактор – отсутствие согласованности между основными нефтедобывающими странами и ожесточенная борьба за рынки, приводит к глобальному кризису.

Предлагается следующая символическая формула для описания этих рисков:

$$P = H + Ч + Г1 + Г2 + Г3 + Т1 + Т2 + Э + К + Ф + П,$$

где Н – фундаментальная наука; Ч – человеческий фактор: профессионализм кадров всех уровней, включая менеджмент; Г1, Г2, Г3, – геологическая, геофизическая и географическая информация в полном объеме, с обобщающими моделями; Т1, Т2 – техника и технология с учетом инновационных методик и систем эффективного управления производственными процессами; Э, К – экологические факторы, природные катастрофы; Ф – финансовые возможности; П – политические факторы.

В зависимости от меняющихся обстоятельств некоторые из этих факторов могут оказаться определяющими. Каждый из них требует обновленной парадигмы.

Автор считает, что главным объектом нефтегазовых исследований является **флюидопородная система** – залежь нефти (эмержентное скопление углеводородов) [1, 7]. Важным определяющим фактором является динамика состояния флюидопородной системы, зависящая от большого числа неопределенностей. Особенно заметно это проявилось в Индии [6]. Субир Раха, будучи президентом крупнейшей нефтяной компании Индии (ONGC), в 2004 г. на геофизической конференции в Мумбаи, обращал на это особое внимание: «Образование, миграция и накопление углеводородов могут протекать по бесчисленному множеству вариантов, что приводит к неопределенностям и неизбежному риску в поисково-разведочных работах. Важная роль науки о Земле состоит в том, чтобы снизить эти неопределенности и преобразовать их в плодотворные возможности» (рис. 1).



Рисунок 1. С. Раха и Н.П. Запывалов на конференции Petrotech. Индия, Бомбей.

Преобладающие в настоящее время численные математические и лабораторные методы моделирования не дают возможности уверенного прогноза. В связи с этим можно вспомнить, что многие априорные геолого-геофизические модели оказались несостоятельными при бурении

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Кольской сверхглубокой скважины. Известный специалист по математической статистике и моделированию профессор Джордж Бокс писал: «В сущности, все модели неправильны, но некоторые из них бывают полезными» («All models are wrong but some are useful»). На это же четко показал в своих лекциях 2015 г. Сяо-Хуи Ву (старший консультант ExxonMobil): «Снизить источник неопределенности можно, сократив числовые ошибки и ошибки моделирования на основе выборочных данных».

Некоторые известные ученые и специалисты обладали особой интуицией, основанной на большом профессиональном опыте с опорой на стратегию «широкого поиска». В их числе можно назвать А.А. Трофимука, Н.А. Калинина, Н.Н. Ростовцева.

Авторские концепции

После 70 лет практической и научной работы в нефтяной геологии, разрабатывая основы геофлюидодинамики нефтегазонасыщенных систем, автор пришел к выводам о необходимости разработки новой парадигмы. Подробный обзор современных теорий и концепций дан в книге «Флюидодинамические модели залежей нефти и газа» [7]. Ее авторы отдают предпочтение локальным флюидодинамическим системам, таким как залежи нефти и газа. Иначе говоря, природно-техногенным объектам в период их изучения и освоения. Подобные объекты, в отличие от нефтегазонасыщенных бассейнов и крупных геосистем, могут быть подвергнуты точным измерениям, систематическим наблюдениям и управлению отдельными процессами.

Углеводороды встречаются повсеместно и будут всегда. Нефтегазообразование и распределение имеют очаговый характер [2]. Авторская парадигма состоит в том, что залежь нефти – это **живая флюидопородная система, состояние и параметры которой способны быстро изменяться в непрерывном режиме под действием природных и техногенных факторов в соответствии с законами спонтанной саморегуляции. Залежь нефти может сформироваться, расформироваться и вновь образоваться.** Запасы нефти и газа могут быстро восполняться либо за счет вновь образующихся углеводородных масс внутри системы, либо за счет дополнительного притока из других частей земной коры. Поэтому, как подтверждают данные в разных регионах мира, многие нефтегазовые скопления являются относительно молодыми [1, 2, 5, 11].

Для уточнения процессов флюидо-породных систем автор обратился к члену-корреспонденту РАН, заведующему лабораторией сейсмической томографии И. Ю. Кулакову с несколькими вопросами. Каковы изменения вулканического вещества на поверхности и в глубине вулканов? Как быстры и глубоки эти изменения? Его ответ: «Мы исследуем изменения внутри вулканов Спурр и Невадо дель Руис по ходу эруптивной активности. В случае Спурра можно видеть, что в течение года аномалия с повышенным отношением V_p/V_s смещается вверх более чем на километр. Под Невадо дель Руис аномалия, которая существовала там в начале периода дегазации, постепенно сходит на нет. Мы предполагаем, что такие достаточно быстрые изменения связаны с миграцией флюидов и их преобразованием в газ. Более быстрые изменения нашими методами мы засечь не можем, хотя, возможно, они имеют место. На поверхности можно наблюдать деформации поверхности при помощи спутниковых технологий. Очевидно, чем глубже, тем изменения более плавные» [10]. Таким образом, подтверждается мое предположение, что флюидопородные системы в самых разнообразных условиях могут работать по сходному принципу.

- Нефтегазонасыщенный пласт (залежь) состоит из двух взаимосвязанных подсистем: породы (минералы) и флюиды (нефть, газ, вода) – и представляет собой целостную систему, имеющую свойства фрактальных структур. Фрактальные свойства были изучены на примере Верх-Тарского месторождения (Новосибирская область) с использованием специальных характеристик временных рядов – размерности Хаусдорфа и показателя Херста. В процессе разработки месторождений неоднократно и существенно менялись состав и свойства всех компонентов системы, флюидных и минеральных, в том числе за счет метасоматоза.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

- Флюидодинамические системы весьма мобильны и реакционноспособны. В зависимости от провоцирующих внешних воздействий они или относительно стабильны (равновесное состояние), или возмущены (неравновесное состояние). Возмущенная система обладает всеми признаками неупорядоченности (хаоса) [7].
- Активные техногенные воздействия являются, по существу, сильным возмущением квазиравновесной системы и существенно искажают ее природные параметры. Если возмущение щадящее, то самоорганизующаяся система выравнивает это неравновесие. Длительное или интенсивное возмущение, значительно превышающее пороговое, уничтожает систему. Как следствие, падает пластовое давление, резко уменьшается дебит, обводняется пласт и изменяется его минералогический состав.
- Установлено, что критический порог возмущения флюидонасыщенной системы определяется величиной депрессии на пласт: $R_{пл} - R_{заб} \leq 5-8$ МПа.
- Формула энергетического состояния залежи: $dT/dP = 1/S_v$, где S_v – объемная плотность энтропии (энтальпия).
- При участии С.С. Беднаржевского определена формула добычного потенциала углеводородных систем. С этим ученым я продолжительное время сотрудничал по нефтегазовой тематике с целью определения жизни месторождения, совместно получен патент (Способ повышения нефтеотдачи пластов: патент РФ на изобретение № 2425967/ Н.П. Запивалов, Г.И. Смирнов, С.С. Беднаржевский, Н.Г. Шевченко; заявл. № 20091, приоритет от 30.09.2009). Зависимость объема добытой нефти на месторождении $f(t)$ от времени добычи t может быть представлена в виде

$$f(t) = r \cdot t \cdot (1 - t/K),$$

где r – коэффициент продуктивности месторождения; K – время «жизни» месторождения (рис. 2).

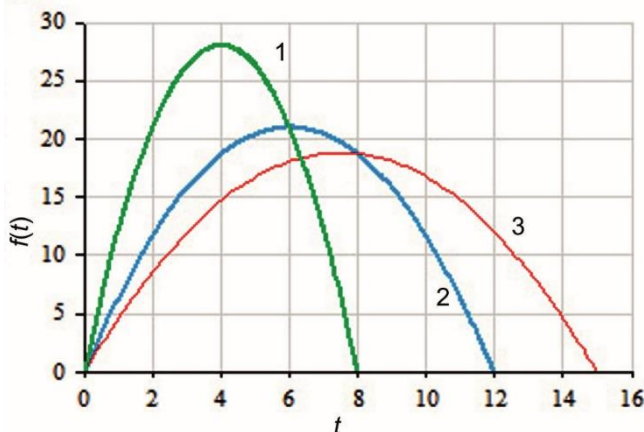


Рисунок 2. Графики функции $f(t)$ для различных значений параметров r и K
Графики объема добытой нефти для месторождения: 1 – при $r = 5$, $K = 15$ лет, 2 – при $r = 7$, $K = 12$ лет, 3 – $r = 14$, $K = 8$ лет.

- Для восстановления энергетического потенциала системы требуются реабилитационные циклы.
- Сверхинтенсивная (насильственная) длительная выработка легкодоступных запасов нефти (Enhanced Oil Recovery) приводит к быстрому истощению и разрушению месторождений. Многие из этих концепций отражены в многочисленных публикациях автора в России и за рубежом [1,11,12].

Выводы и предложения

Необходимо сосредоточить усилия для добычи остаточной (трудноизвлекаемой) нефти на разрабатываемых или законсервированных месторождениях, в том числе в Западной Сибири, включая вновь образованные объемы углеводородных масс. Количество такой нефти сейчас может достигать более 40 % от ранее разведанных запасов. Для ее извлечения предлагается принципиально

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

новый подход – щадящие методы, ориентированные на сохранение месторождения как целостной системы с целью более длительной его разработки (IOR, Improved Oil Recovery) в противоположность сверхинтенсивной коммерческой добычи насильственным методом, разрушающим месторождение как систему (EOR, Enhanced Oil Recovery). На эту тему мной была опубликована статья [12], которая стала очень популярной в рейтинговом международном научном сообществе ResearchGate (10663 прочтений).

Преобладающие в настоящее время численные математические и лабораторные методы моделирования не дают возможности уверенного прогноза, поэтому для получения достоверной информации необходимо натурное моделирование. Чтобы иметь представление о пластовых флюидах, о процессах, которые происходят в пласте во время эксплуатации залежи, и об источниках пластовой энергии, необходимо подробно изучать залежь нефти в непрерывном режиме с помощью специальных датчиков, расположенных непосредственно внутри продуктивных пластов. Это позволит в дальнейшем правильно управлять технологическим процессом добычи нефти для повышения эффективности.

Автор настойчиво предлагает создать на базе Верх-Тарского и Малоичского месторождений Новосибирской области комплексный научно-исследовательский образовательный нефтяной полигон, чему посвятил ряд статей [1]. К сожалению, на данный момент здесь сворачивается добыча.

Необходимо применять реабилитационные циклы для восстановления энергетического потенциала системы [4]. Должны быть предусмотрены методы и технологии активной реабилитации (как в медицине), чтобы достичь эффективного и быстрого результата. Особое внимание следует уделить проблеме восполняемости запасов углеводородов на разрабатываемых и законсервированных месторождениях. Углеводородные ресурсы требуется беречь и пополнять, так как они необходимы человечеству на далекую перспективу.

Необходимо воссоздать Министерство геологии РФ в полном профессиональном формате. Современная рыночно-лицензионная система недропользования в России некорректна, требуются другие формы её организации.

В науках о Земле многочисленные геологические и геофизические исследовательские направления развиваются относительно успешно, но нет объединенной научно-практической программы, главной целью которой было бы изучение и понимание динамики развития Земли. На сегодняшний день имеются противоречивые идеи и концепции в нефтегазовой геологии и геофизике, поэтому, назрела потребность в **новом мышлении**.

Список литературы

1. Запивалов Н. П. Динамика жизни нефтяного месторождения // Изв. ТПУ. 2012. Т. 321, № 1. С. 206–211.
2. Запивалов Н. П. Новые научные и практические аспекты нефтегазовой геологии. – Palmarium Academic Publishing, 2013. 102 с.
3. Запивалов Н. П. О нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири // Концептуальные модели и возможные пути поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе Томской области: сб. науч. тр. открытой науч. конф. – Томск: Изд-во ТПУ, 2018. URL: <https://earchive.tpu.ru/handle/11683/51578>.
4. Запивалов Н. П. Реабилитационные циклы – основа активного долголетия и высокой конечной нефтеотдачи нефтенасыщенных систем // Сб. тр. Междунар. науч.-практ. конф. «Новые идеи в геологии нефти и газа». – М.: МГУ, 2015. С. 85–87

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

5. Запивалов Н. П. Современные геологические концепции и технологии прогноза, разведки и освоения нефтегазовых месторождений // Нефтяное хозяйство. 2005. № 11. С. 20–23.
6. Запивалов Н. П., Павлов Ф. В. Индия – путь к большой нефти, 1955–2005. – Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2005. 208 с.
7. Запивалов Н. П., Попов И. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2003. 198 с.
8. Леворсен А. Геология нефти и газа. Сер. «Науки о земле». Т. 22. М.: Мир, 1970. 638 с.
9. Трофимук А.А. Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГТМ, 1997. 369 с.
10. Causes of volcanic unrest at Mt. Spurr in 2004–2005 inferred from repeated tomography / I. Koulakov, S. Smirnov, V. Gladkov, et al. // Scientific Reports. 2018. Vol. 8. URL: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/science/publications/publ-causes-of-volcanic-unrest-at-mt-spurr-in-2018>.
11. Zapivalov N. P. Upstream & Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking // DEW: Drilling and Exploration World. – 2019. – Vol. 28 (January), Issue 3. – P. 37–46.
12. Zapivalov N. P. Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery // Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment. – New-York. 2015. P. 81–94.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

**ОПЫТ ПРОГНОЗА КОЛЛЕКТОРОВ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ В УВАТСКОМ РАЙОНЕ
ЮГА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ**

Зервандо К.Ю. (ООО «Тюменский нефтяной научный центр»), Лыжин Е.А (ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Введение

«Уватский проект» является одним из геологоразведочных проектов компании ПАО «НК-Роснефть» на юге Западно-Сибирской провинции. Нефтепоисковые работы в Уватском районе Тюменской области активно развиваются с 2004 года (рис.1).

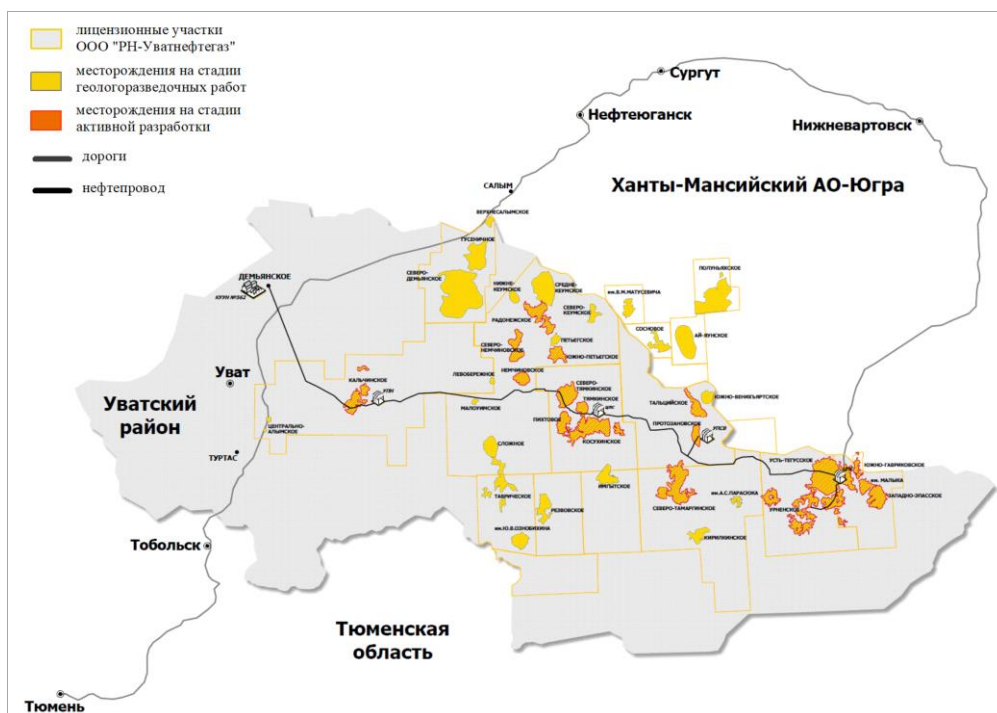


Рисунок 1. Обзорная карта «Уватского проекта»

Согласно ресурсной оценке углеводородного потенциала Западно-Сибирского бассейна южные районы Тюменской области всегда относились к малоперспективным [1]. Так, на территории Уватского района плотность потенциальных геологических ресурсов нефти в юрских и неокомских отложениях варьирует от 20 до 40 тыс.т./кв.км [2]. На текущий момент большая часть месторождений, порядка 50%, относится к категории средних (от 5 до 30 млн.т.), около 30% к категории мелких (от 1 до 5 млн.т.) и только и только лишь 20% месторождений относится к категории крупных (от 30 до 300 млн.т.).

Основные перспективы нефтеносности в Уватском районе связаны с отложениями среднеюрского и нижнемелового возраста. Согласно ресурсной оценке специалистов ООО «ТННЦ» порядка 75% извлекаемых запасов углеводородов сосредоточено в юрском и 25% в неокомском нефтегазоносных комплексах (НГК).

На территории Уватского района отложения тюменской свиты в объеме пластов Ю₂-Ю₄, формировались в обстановках континентального и переходного-континентального генезиса и характеризуются резкой латеральной и вертикальной неоднородностью развития коллекторов.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

За последние 5 лет успешность геологоразведочных работ в Уватском районе в среднем составляет 82 %. Одним из основных факторов, влияющих на успешность поисково-разведочного бурения (ПРБ), является наличие коллекторов и их качество (36%) (рис.2).

Благодаря высокой степени изученности территории сейсморазведочными работами 3D, которая на текущий момент составляет более 60%, накоплен большой объем исторических данных, позволяющих ежегодно анализировать причины, от которых зависит точность прогноза коллекторов среднеюрских резервуаров.

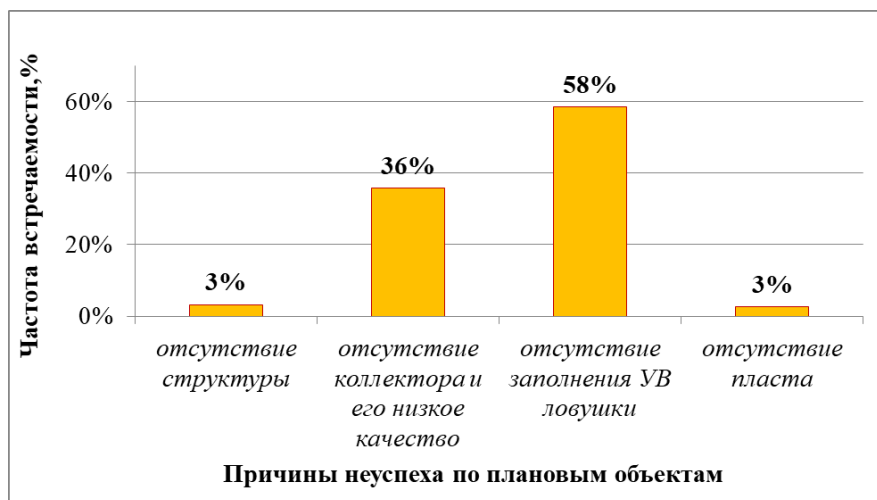


Рисунок 2. Гистограмма распределения основных причин неуспеха по целевым объектам поисково-разведочного бурения на территории Уватского региона за период с 2012 по 2020 года

Сопоставление плановых вероятностей наличия коллектора и успешности его фактического вскрытия

Согласно внутреннему методическому руководству по анализу рисков геологоразведочных проектов вероятность геологической успешности перспективного объекта в проектной скважине зависит от следующих факторов: вероятность существования резервуара (наличие и качество коллектора), вероятность существования ловушки углеводородов (УВ), вероятность заполнения ловушки УВ, вероятность сохранности залежи. Оценка первого фактора включает в себя определение обстановки осадконакопления резервуара и степень его постседиментационных изменений.

Построение фациальных или палеогеографических карт для поисковых задач нефтегазовой геологии всегда имело большое значение [3]. Так как такие карты являются основой для прогноза коллекторов по площади, хотя и на качественном уровне, а в рамках нефтяных компаний еще и лежат в основе карт геологических рисков по «коллектору» [4].

В 2021 году в ООО «ТННЦ» выполнена работа по актуализации субрегиональных литолого-фациальных моделей пластов Ю₂-Ю₄ тюменской свиты на территории Уватского района Тюменской области, которые используются специалистами для оценки достоверности вскрытия прогнозной эффективной мощности резервуара и риска непопадания проектных скважин в зону развития коллекторов.

Оценка вероятности геологической успешности выполняется как с привлечением объективных статистических данных по результатам выполненных геологоразведочных работ, так и путем интерполяции и экстраполяции параметров углеводородной системы на основе субъективных представлений о геологическом строении участка [5]. В связи с тем, что по внутреннему

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

методическому руководству оцениваемая вероятность успеха по каждому фактору имеет диапазон значений, и зависит от объективности геолога, существует разница между фактическими значениями успешности вскрытия коллектора и плановыми вероятностями его наличия.

В рамках ежегодной отчётности об эффективности геологоразведочных работ был проведен анализ соответствия оцененных вероятностей наличия коллектора и успешности его фактического вскрытия (рис.3):

- При плановой оценке вероятности существования резервуара от 0 до 40%, фактически коллектор вскрывается в 65% случаев. Данный факт объясняется тем, что при проведении поисковых работ на слабоизученных территориях с низкой плотностью глубокого бурения и отсутствием сейсмической съемки 3D риск на наличие коллектора завышается из-за ограниченного количества данных;
- В диапазоне оценённой вероятности от 40 до 60% по факту коллектор встречается в 76% случаев. Согласно субрегиональным литолого-фациальным моделям пластов Ю₂-Ю₄ тюменской свиты области, приуроченные к пойменным отложениям, характеризуются маломощными коллекторами, высокой расчленённостью и неоднородностью разреза, трудно прогнозируемы по сейсмическим данным, в связи, с чем зачастую риск на наличие коллектора в них завышается;
- На хорошо изученных площадях с высокой изученностью отложений глубоким бурением и наличием сейсмической съемки 3D, региональные литолого-фациальные модели имеют более высокую детальность. На таких территориях оценённая вероятность наличия коллектора, как правило, составляет от 60 до 100% и соответствует фактическим показателям вскрытия коллектора.

Таким образом, можно сделать выводы, что наиболее точно мы оцениваем вероятность наличия коллектора на площадях, где построенные палеогеографические карты опираются на данные сейсмических работ 3D с достаточной степенью изученности глубоким бурением.

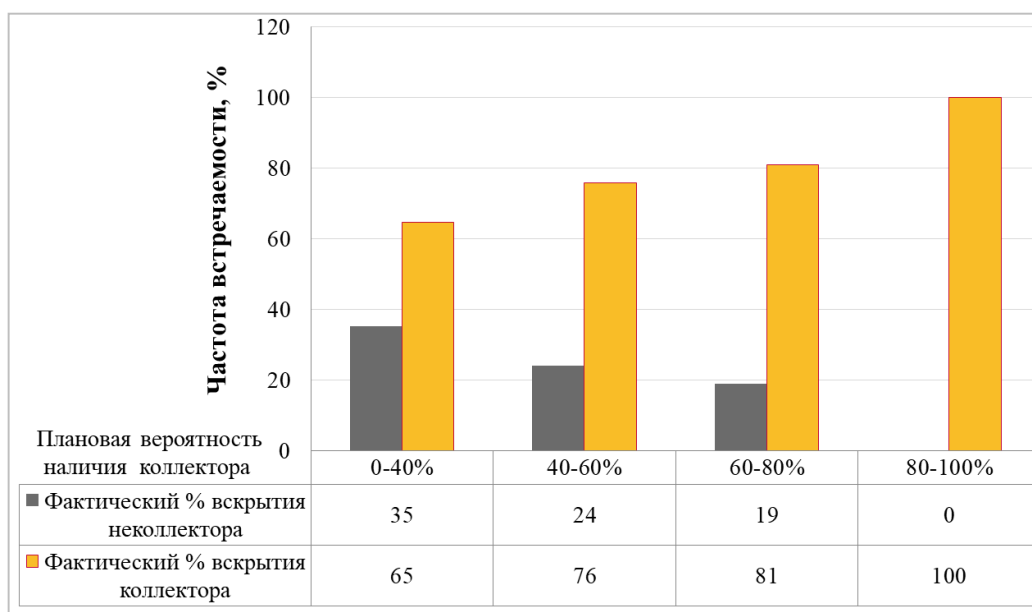


Рисунок 3. Гистограмма сопоставление плановых вероятностей наличия коллектора и успешности его фактического вскрытия

Подтверждаемость прогноза коллекторов тюменской свиты в Уватском районе Тюменской области

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Одной из важных задач для геолога при расчёте ресурсного потенциала среднеюрских ловушек является обоснованная оценка прогнозных эффективных толщин целевого резервуара для дальнейшей эффективной расстановки проектного эксплуатационного фонда скважин и оценки рентабельности затрат на проведение геологоразведочных работ.

На сегодняшний день подходы к оценке прогнозных эффективных толщин по сути можно разделить на три варианта:

- В случае, если площадь работ не изучена ни сейсмическими работами, ни глубоким бурением, используются средние эффективные толщины, которые принимаются по ближайшему месторождению (аналогу);
- Если площадь работ изучена сейсморазведочными работами 2D, прогноз коллекторов выполнен только на качественном уровне, средневзвешенные эффективные толщины будут рассчитаны путем умножения общих толщин пласта на коэффициент песчаности по скважинам;
- Стандартный подход при оценке прогнозных мощностей коллектора на территориях, где выполнен количественный прогноз по сейсмическим данным МОГТ 3D, подразумевает расчёт средневзвешенных эффективных толщин по объёму ловушки с учётом прогнозных карт.

Первые два подхода имеют большие неопределенности и часто приводят к существенным отклонениям прогнозных мощностей от фактических значений, вскрытых скважинами.

Исторический анализ подтверждаемости прогнозных мощностей коллекторов среднеюрских пластов в Уватском регионе показал, что в 43%-60% случаев прогноз эффективных толщин находится в пределах оценённой точности прогноза по сейсмическим данным (рис.4). И только в 15%-29% случаев фактическое значение мощности коллекторов меньше плановых.

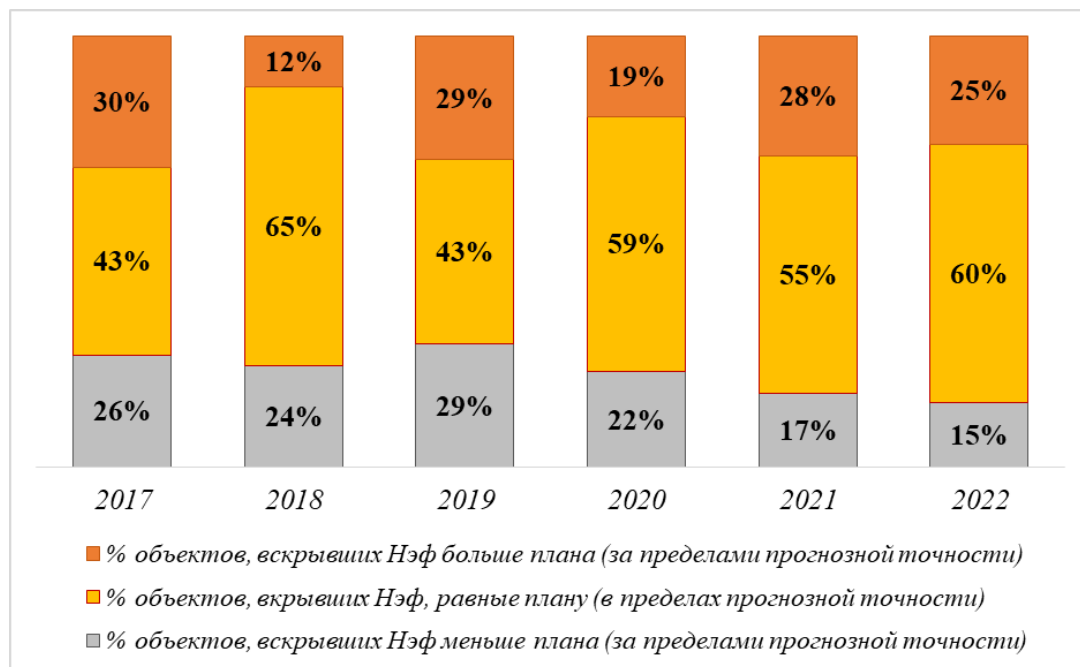


Рисунок 4. Гистограмма подтверждаемости прогнозных мощностей коллектора среднеюрских пластов в Уватском регионе

Для сложнопостроенных среднеюрских резервуаров наличие и мощность коллектора – это основная неопределённость на поисково-разведочном этапе геологоразведочных работ. Привлечение современных технологий обработки и интерпретации 3D сейсморазведки, полного комплекса

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

методов ГИС и керновых исследований на территории Уватского проекта позволило с высокой долей достоверности (81-93%) предполагать наличие или отсутствие коллектора в пластах Ю₂-Ю₄ тюменской свиты (рис.5).

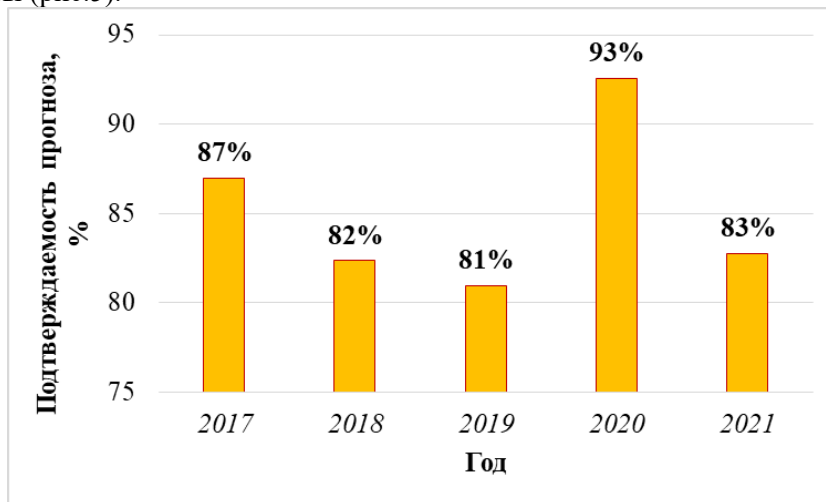


Рисунок 5. Гистограмма подтверждаемости наличия коллектора среднеюрских пластов в Уватском регионе (есть коллектор-нет коллектора)

Несмотря на сложное строение среднеюрских резервуаров периферийной зоны Западно-Сибирского бассейна геологоразведочные работы в Уватском районе Тюменской области имеют высокую эффективность (успешность 2021 года – 91%, успешность 2022 года – 100%). Таких результатов удалось добиться благодаря высокой степени изученности территории современными исследованиями (сейсмическая съемка 3D, полный комплекс ГИС, данные исследований керна). Ежегодный аудит и анализ успешности результатов ПРБ способствует повышению достоверности оценки рисков на наличие коллектора в среднеюрских резервуарах тюменской свиты.

Список литературы

18. Конторович А.Э. и др. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция: состояние сырьевой базы, прогнозы развития нефте-газодобычи, актуальные проблемы нефтепользования// Тезисы научно-практической конференции "Актуальные проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа». – М., 2004. – С.11-17.
19. Волков В.А., А.Г.Мухер и др. Выделение и характеристика перспективных объектов нижней и средней юры на территории Западной Сибири // Вестник недропользователя, №29, 2018. <http://www.oilnews.ru/29-29/vydelenie-i-karakteristika-perspektivnykh-obektov-nizhnej-i-srednej-yury-na-territorii-zapadnoj-sibiri/>
20. Конторович А.Э., Казаненков В.А., Вакуленко Л.Г. и др. Палеогеография центральных и южных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна в батское время//Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. – М.:ГИН РАН. – 2005. – с.141-143.
21. Елишева О.В. Сосновских К.А. Инновационный подход применения метода фрактального анализа для снижения геологических рисков на поисковой стадии ГРП (на примере Уватского района юга Тюменской области)//Нефть. Газ. Инновации. – 2020. – с.61 – 68.
22. Методические рекомендации по анализу рисков геологоразведочных проектов. М., ОАО НК «Роснефть».

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ ВОД НА ПОЛИГОНЕ ЗАХОРОНЕНИЯ ПРОМСТОКОВ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Зыкин Н.Н. (Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Ганин М.Ю. (Всероссийский научно-исследовательский институт пивоваренной, безалкогольной и винодельческой промышленности, «ВНИИПБиВП»)

Важным элементом промышленной экологически безопасной эксплуатации месторождений углеводородов является возможность переработки и утилизации отходов производства. Основным побочным продуктом разработки практически всех нефтяных и газовых месторождений является попутно извлекаемая с продукцией пластовая вода. При добыче углеводородов (УВ) попутные воды подлежат полной очистке, а в случае её невозможности подлежат захоронению (закачке в геологически изолированные от вод свободного водообмена горизонты разреза).

На Астраханском газоконденсатном месторождении (АГКМ), расположенном в дельте р. Волги, экологическая обезопасить разработки имеет особую актуальность. Разрабатываемая залежь АГКМ и, соответственно, попутно извлекаемые воды месторождения характеризуются высоким содержанием сероводорода и углекислого газа. Водная фракция промышленных отходов (промстоков) АГКМ представлена смесью попутно извлекаемых с УВ пластовых и производственных сточных вод. В силу больших объёмов и сложности полной очистки, добываемые на месторождении попутные воды и использованные при переработке УВ сырья технические воды после сепарации и первичной обработки на Астраханском газоперерабатывающем заводе (АГПЗ) утилизируются.

Площадь АГКМ расположена в прибортовой юго-западной части Прикаспийской впадины и занимает центральную часть Астраханского свода. В пределах Астраханского свода площадь АГКМ характеризуются солевым типом разреза с развитием двух гидрогеологических мегакомплексов – подсолевого и надсолевого. Роль регионального флюидоупора для комплексов играет толща соленосных пород раннепермского возраста. Разрабатываемая башкирская залежь (С₂b) Астраханского ГКМ приурочена к среднекаменноугольному гидрогеологическому комплексу подсолевых отложений. Глубина залегания продуктивных толщ на площади АГКМ составляет от 3746 до 4130 м. Попутно извлекаемые пластовые воды АГКМ представлены смесью конденсационных вод залежи с минерализацией менее 1 г/л и подошвенными водами с общей минерализацией до 150 г/л. В зависимости от объёма подошвенных вод в составе попутных минерализация общего сбора вод месторождения варьирует.

Получаемые на АГПЗ после переработки сырья промстоки состоят из водной фазы с остаточным после сепарации газа растворённым сероводородом, углеводородной фракции и взвешенных веществ, полная очистка вод от которых экономически и экологически нецелесообразна. Попутные воды, получаемые в процессе сепарации продукции эксплуатационных скважин, составляют 70-80 % жидкой фазы промстоков. Производственные сточные воды, представленные технической водой, получаемой при переработке сырья при обессоливании и обезвоживании стабильного конденсата, и водой, использованной для подпитки системы обессоливания, составляют 20-30 % объёма жидкой фазы промстоков. С целью их утилизации на АГПЗ оборудован полигон захоронения промстоков [1].

Полигон захоронения промстоков (ПЗПС) АГПЗ расположен в левобережной части месторождения, на удалении 6 км от Волго-Ахтубинской поймы. ПЗПС – выделенный участок недр АГКМ, расположенный в надпродуктивных (надсолевых) отложениях на глубинах 0-2377 м и специализированно оборудованный площадками с нагнетательными и наблюдательными скважинами. Рельеф поверхности полигона составляет эоловая аккумулятивная равнина с абсолютными отметками до минус 15 м. Гидрогеологические условия надсолевого разреза площади АГКМ, как и всего Астраханского свода, определяются особенностями тектонического строения площади, а именно развитием соляных массивов, гряд и куполов и смежных с ними депрессионных

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

мульд. Как правило, гидродинамика водоносных комплексов, развитых в межсолевых мульдах, характеризуется динамикой локальных замкнутых бассейнов. Площадь полигона промстоков АГПЗ локализована в Сары-Сорской соляной мульде, обрамлённой соляными куполами (грядами): Ахтубинским на северо-западе, Айдыкским – на северо-востоке и Сары-Сорским – на юго-востоке. Обрамлённая куполами с юго-запада на северо-восток Сары-Сорская мульда протягивается на 15 км при средней ширине до 6 км. В надсолевых отложениях площади АГКМ и ПЗПС выделяется 2 гидрогеологических этажа: собственно надсолевой и покровный. Разделяющим их регионально выдержанным флюидоупором выступают толщи неогеновых (акчагыльских) глин.

В пределах горного отвода полигона под закачку промстоков выделено 3 рабочих объекта – юрский (нерасчленённые отложения оксфордского и келловейского ярусов) и нижнемеловые (аптский и альбский ярусы), и три резервных – триасовый, среднеюрский (байосский ярус) и верхнемеловой. Схематический разрез ПЗПС приведён на рисунке 1. Все нагнетательные скважины ПЗПС перфорированы на юрский поглощающий горизонт, в трёх скважинах перфорацией одновременно вскрыт и апт-неокомский горизонт.

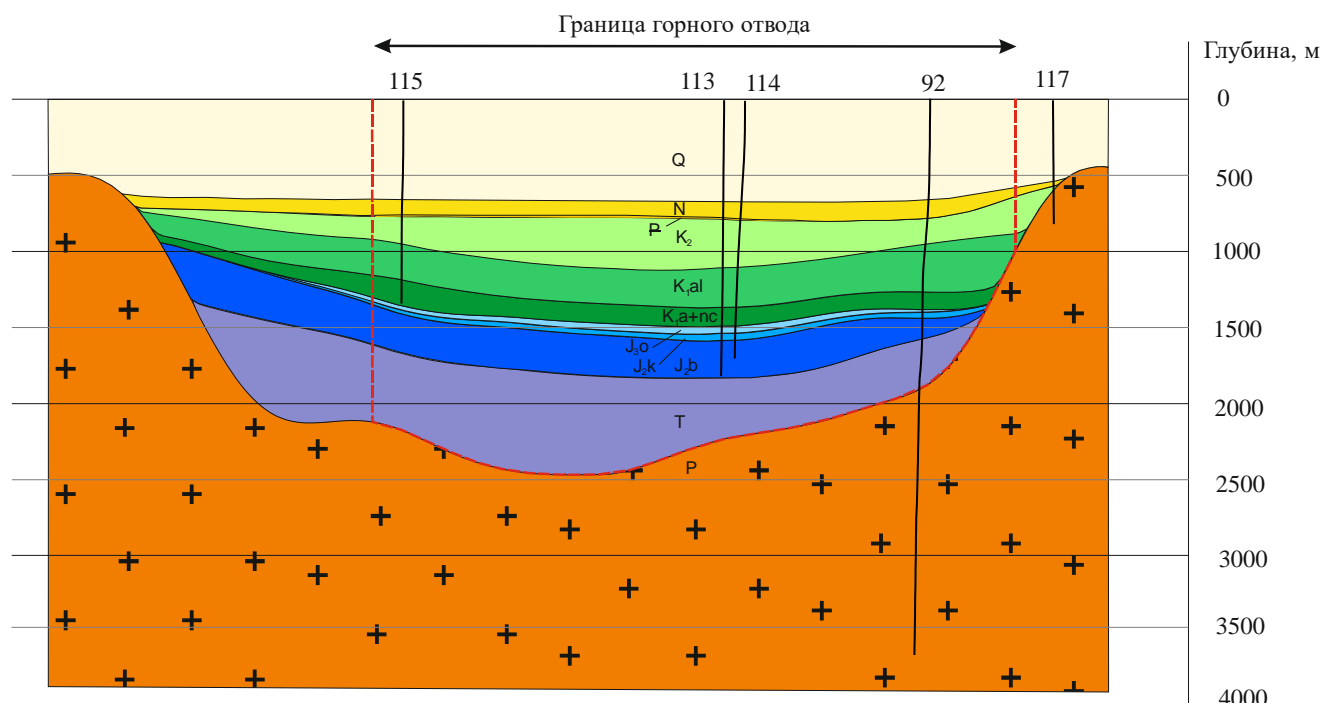


Рисунок 1. Схематический разрез полигона захоронения промстоков (ПЗПС АГПЗ) (по данным «Газпром добыча Астрахань»)

Главным требованием, предъявляемым к функционированию ПЗПС, является его экологическая безопасность, исключающая выход закачиваемых промстоков на поверхность, а также их перетекание в вышележащие горизонты. С этой целью, для контроля поглощающих и вышележащих водоносных горизонтов на ПЗПС оборудована сеть наблюдательных скважин, контролирующая юрский, аптский, альбский, апшеронский, бакинский и хазаро-хвалынский горизонты.

Гидрогеологические исследования в наблюдательных скважинах включают замеры фактического забоя, замеры статического уровня воды, поинтервальные замеры давлений и температуры по стволу скважин, замеры пластовых давлений и температур в средней части интервала перфорации, отбор проб подземных вод с уровня и забоя скважин.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

По общей минерализации изученные воды разреза АГКМ характеризуются большим разбросом значений и имеют преимущественно повышенную солёность. В целом отмечается увеличение солёности вод вниз по разрезу. Однако, значительная разница в минерализации вод устанавливается не только между различными водоносными горизонтами, но и в объёме отдельных горизонтов, обусловлено различной удалённостью скважин от бортов соленосных отложений. При этом, даже для вод хазаро-хвалынского горизонта, имеющих заведомо инфильтрационное происхождение, минерализация вод может достигать концентрации крепких рассолов.

Как правило, в результате гидрохимического контроля устанавливается, что все наблюдательные скважины заполнены пластовыми водами, контролируемых горизонтов, что указывает на отсутствие перетоков вод между наблюдаемыми горизонтами.

С целью дополнительной характеристики гидрогеологических условий разреза и влияния закачки промстоков на воды контролируемых горизонтов авторами проведены геохимические (изотопные) исследования вод разреза и вод закачиваемых промстоков. Был изучен изотопный состав кислорода и водорода вод. По всем наблюдательным скважинам было изучено по 2 пробы воды, где вторая проба отбиралась через год после первого опробования. Перед исследованием отобранные пробы воды фильтровались на мембранных микронных фильтрах.

Анализ изотопного состава вод проводился во ВНИИПБиВП. Состав стабильных изотопов кислорода и водорода в образцах определяли на аналитическом комплексе, состоящем из: двухреакторного элементного анализатора органических и неорганических объектов Flash EA IRMS, оснащенного автосамплером для жидких проб AI 1310; универсального интерфейса ConFloIV; масс-спектрометра для анализа стабильных изотопов легких элементов IRMS Delta V Advantage; системы подачи газов высокой очистки; специализированной рабочей станции для управления изотопным исследованием; регистрации и обработки результатов измерения с помощью высокоуровневого программного пакета Isodat 3.0. (Thermo Fisher Scientific, США – Германия). Измерение значений $\delta^{18}\text{O}$, δD проводилось с использованием пиролитического реактора с графитовым наполнителем. Суть метода заключается в высокотемпературном преобразовании в режиме непрерывного потока гелия. Преобразование основано на реакции: пробы воды $\text{H}_2\text{O} + \text{C} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}$, где проба воды захватывается потоком газа-носителя гелий и пропускается через стеклоуглеродный реактор при температуре 1400°C . Принцип "трубка в трубке" (стеклоуглеродная трубка в керамической трубке) предотвращает окисление стеклоуглерода, удерживая трубку в бескислородной атмосфере, постоянно промываемой потоком гелия. Продукты реакции восстановления, H_2 и CO , разделяются на газовой хроматографической колонке и анализируются непосредственно в изотопном масс-спектрометре. После сбора пучков ионов m/z 2 и m/z 3 в пике H_2 , а также последующий сбор m/z 28 и m/z 30 в пике CO . В верхней части реактора используется узкая вставка из нержавеющей стали, обеспечивающая как быструю, так и малозатратную подачу воды в горячую зону. Важно, чтобы введение пробы воды производилось сразу после того, как игла проникнет через перегородку, чтобы избежать изотопного фракционирования, возникающего в результате испарения на кончике иглы. После введения образца игла остается в горячем реакторе в течение определенного периода времени, чтобы удалить остатки образца перед следующим введением. Условия работы элементного анализатора были следующие: температура реактора 1400°C , скорость потока газа-носителя гелия 100 мл/мин, объем вкола пробы 0,1 мкл. В качестве стандартов использовались международные стандарты воды МАГАТЭ: VSMOW2, USGS47 и SLAP2. Результаты изотопных исследований вод приведены на рисунке 2.

По ранее полученным данным [2] было установлено, что подошвенные воды разрабатываемой башкирской залежи АГКМ обогащены как по кислороду, так и по водороду относительно метеогенных вод района и представлены метаморфизованными водами эвапоритового бассейна. В результате реакций изотопного обмена с сероводородом залежи попутно добываемые с продукцией конденсационные воды залежи аномально обогащены дейтерием, где значения δD достигают величины 200 ‰ (SMOW) и выше, в зависимости от доли подошвенных вод в составе попутных.

Согласно полученным данным (рисунок 2), все изученные воды надсолевого в Сары-Сорской мульде разреза АГКМ лежат на линии метеорных вод (MWL), и, таким образом имеют

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

метеогенное происхождение. При этом установлено, что, оставаясь на линии метеорных вод, в изученных горизонтах в течение года для подземных вод надсолевого разреза отмечаются вариации как в сторону их утяжеления, так и облегчения по $\delta^{18}\text{O}$ и δD , что указывает на инфильтрационный режим пластовых вод разреза. Исключение установлено на скважине, наблюдающей юрский горизонт, в который проводилась закачка промстоков. В процессе самоизлива пластовых вод в данной скважине отмечено поступление вод с эффектом кислородного сдвига, указывающем на возможность эпизодического поступления в данный горизонт захоронённых вод соленосных отложений солевого комплекса (отложений перми-триаса).

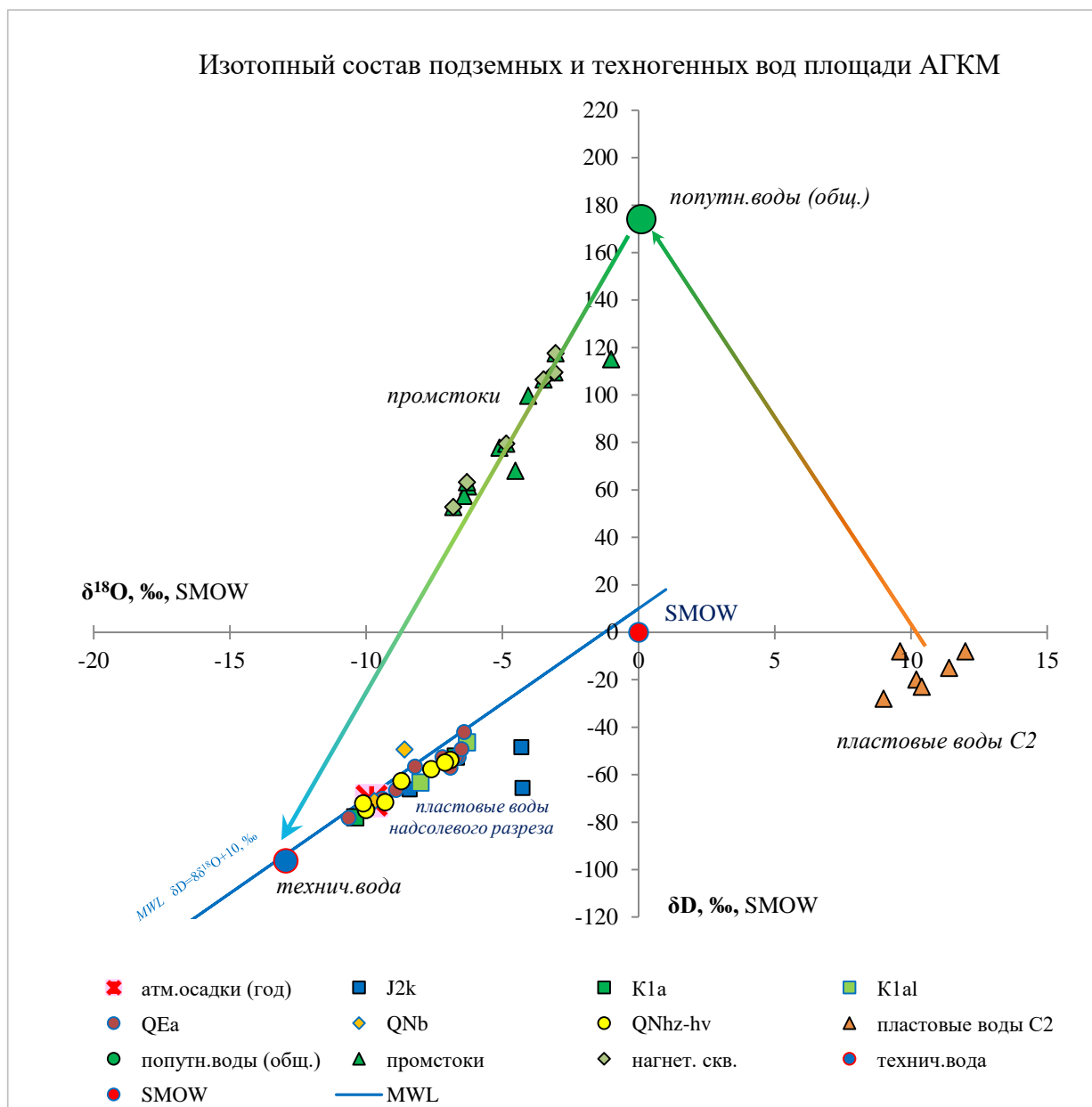


Рисунок 1. Изотопный состав кислорода и водорода подземных вод разреза полигона захоронения промстоков площади АГКМ и техногенных вод АГПЗ

По полученным данным, изотопный состав кислорода и водорода водной фазы промстоков АГПЗ лежит на линии смешения попутно добываемых вод разрабатываемого продуктивного горизонта АГКМ и используемых на АГПЗ технических вод (водозабора вод Волги-Ахтубы). При этом, поступления в наблюдаемые горизонты разреза АГКМ техногенных и сточных вод

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

промстоков АГПЗ не зафиксировано. Можно отметить, что, значительно отличаясь от всех других вод района, изотопный состав воды промстоков АГПЗ может быть использован для диагностики данных вод в наблюдательных скважинах полигона.

Список литературы

1. Кутлусурина Г.В. Результаты и перспективы утилизации отходов АГК в надсолевых отложениях // Материалы конференции «Карцев - 2010». г. Москва, С. 477-481.
2. Зыкин Н.Н., Горбачёва О.А. Изотопно-геохимический метод диагностики источников межколонных давлений в скважинах Астраханского ГКМ. // Газовая промышленность. № 5, 2012, с. 68-72. УДК 622.279.081:053

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОДДОМАНИКОВОГО КОМПЛЕКСА ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПЕЧОРО-КОЖВИНСКОГО МЕГАВАЛА

Ильченко А.А. (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Бушнев Д.А. (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Бурдельная Н.С. (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН)*

Нефтегазоносность Тимано-Печорской провинции установлена в широком глубинном и стратиграфическом диапазоне. Обширные запасы углеводородов на её территории связаны, в том числе, с продуктивностью среднедевонско-нижнефранского (терригенного) нефтегазонасного комплекса. По количеству начальных запасов комплекс находится на втором месте, охватывая практически треть всех запасов Тимано-Печорской провинции. Отложения D_2 - D_3f_1 имеют широкое распространение на территории Печоро-Кожвинского мегавала. Основные перспективы поисков залежей углеводородов связывают со сложно-построенными ловушками среднедевонско-нижнефранского комплекса в южной части мегавала. Установлено, что нефтям Печоро-Кожвинского нефтегазонасного района свойственна высокая парафинистость [1-3], источником нефтей служило органическое вещество смешанного типа. В качестве самостоятельных зон нефтегазонакопления в пределах рассматриваемого региона выделяются Лыжско-Кыртаельский вал (Югидский очаг генерации) и Печорогородская ступень (Печорогородский очаг генерации) [4]. Оба тектонических элемента относятся к южной части мегавала. На оставшейся территории нефтегазоносность не выражена.

Интерес к изучению органического вещества среднедевонско-нижнефранского комплекса Печоро-Кожвинского мегавала вызван особенностями углеводородного состава нефтей, генерируемых данным комплексом. Для лучшего понимания генетической связи нефтей и потенциальных нефтематеринских пород в данной работе был изучен молекулярный состав углеводородов-биомаркеров битумоидов среднедевонско-нижнефранских отложений южной части Печоро-Кожвинского мегавала. Объектом исследования в данной работе являлись образцы керна Печорогородского (обр. 1), Печорокожвинского (обр. 1) и Югидского (обр. 1-3) месторождений. Породы были представлены серыми и тёмно-серыми песчано-глинистыми аргиллитами и алевролитами, содержащими значительные количества растительных остатков. Для исследуемых пород характерно низкое содержание органического углерода, Сорг составляет 0.53-2.11%, битумоидный коэффициент β ХБ лежит в диапазоне 3.1-5.1%. Групповой состав битумоидов представлен маслами (41-77%) и смолами (21-47%). Для битумоида характерно очень низкое содержание асфальтенов. Выделенный хлороформенный битумоид А (ХБА) разделялся на узкие углеводородные (насыщенную и ароматическую) фракции, которые далее анализировались методами газо-жидкостной хроматографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС).

Основными компонентами насыщенной фракции являлись алканы нормального строения (рис. 1), состава C_{12} - C_{34} . Концентрации изопреноидных алканов в составе насыщенной фракции были низки. Как было показано ранее, нефтям среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса так же характерны небольшие концентрации изопренанов [1, 5]. Расчёт геохимических параметров СРІ (Carbon preference index), Кнч C_{15} , Кнч C_{29} показал отсутствие преобладания четных n -алканов над нечетными: СРІ = 1.03-1.20; Кнч C_{15} = 0.97-1.08; Кнч C_{29} = 1.01-1.25.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

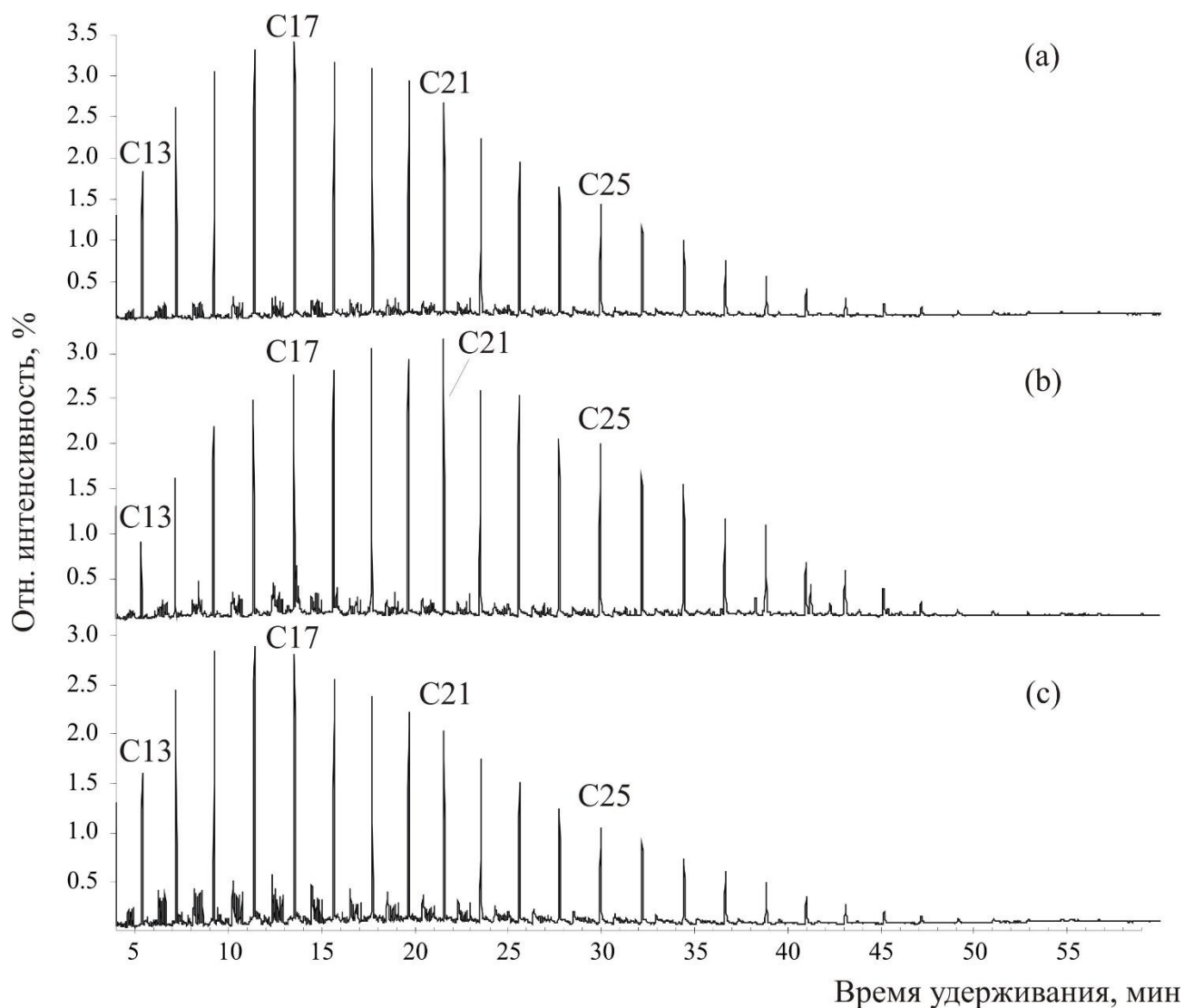


Рисунок 1. Хроматограмма по общему ионному току (ТІС) битумоидов (а) – Югидского, (б) – Печорогородского, (с) – Печорокожвинского месторождений.

В составе насыщенной фракции была идентифицирована гомологическая серия *n*-алкилциклогексанов (m/z 83) состава C₁₂-C₂₈ (рис. 2).

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

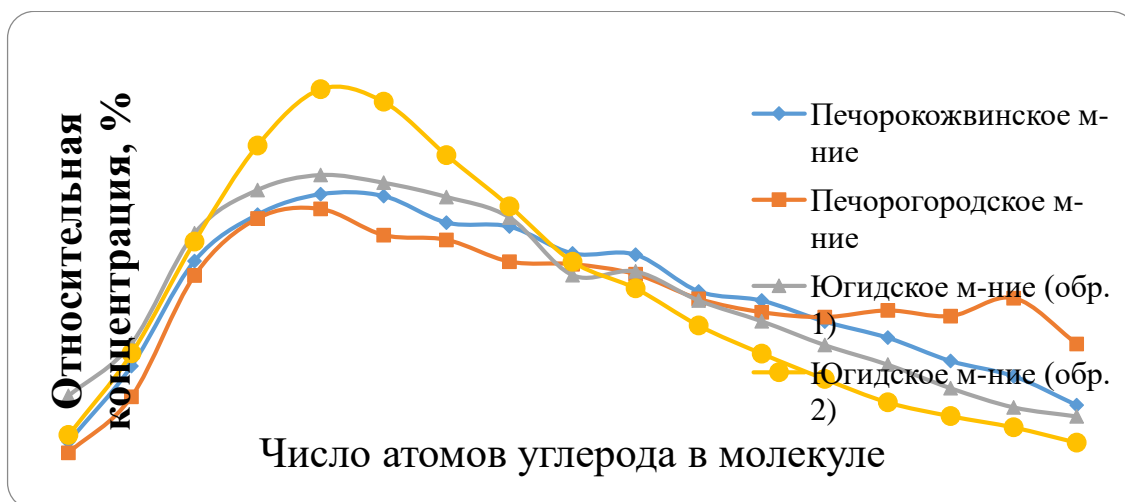


Рисунок 2. Гистограмма n-алкилциклогексанов насыщенной фракции битумоидов.

Очень низкие концентрации полициклических углеводородов не дают получить какую-либо информацию о составе органического вещества в целом. Среди ароматических компонентов были идентифицированы гомологические ряды соединений с одним: *n*-алкилбензолы (m/z 92), *n*-алкилтолуолы (m/z 105, 106), двумя: метил- и этилнафталины (m/z 142, 156), и тремя ароматическими циклами: фенантрен (m/z 178), метилфенантрены (m/z 192), а также сероароматические соединения – дибензотиофены и метилдибензотиофены (m/z 184, 198). Ароматические стероиды (моноароматические, триароматические) и ароматические гопаны (8,14-секогопаны, бензогопаны) в составе ароматической фракции ХБА отсутствовали.

Сравнение состава органического вещества пород с составом одновозрастных нефтей Печоро-Кожвинского мегавала, исследуемых ранее [5], выявило ряд схожих черт, таких как повышенные концентрации *n*-алканов в составе насыщенной фракции, низкие концентрации асфальтенов. Распределение *n*-алканов в исследуемых битумоидах Югидского месторождения повторяет алкановый профиль одновозрастных нефтей, относящихся к этому же месторождению (рис. 3). Концентрации ациклических изопреноидов (Pr, Ph) в нефтях незначительно выше. В одной из проб битумоида Югидского месторождения анализ молекулярно-массового распределения *n*-алкилбензолов выявил слабовыраженное доминирование C_{21} . Ранее данный отличительный признак был зафиксирован в нефтях из резервуаров Печоро-Кожвинского и Колвинского мегавалов [5].

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

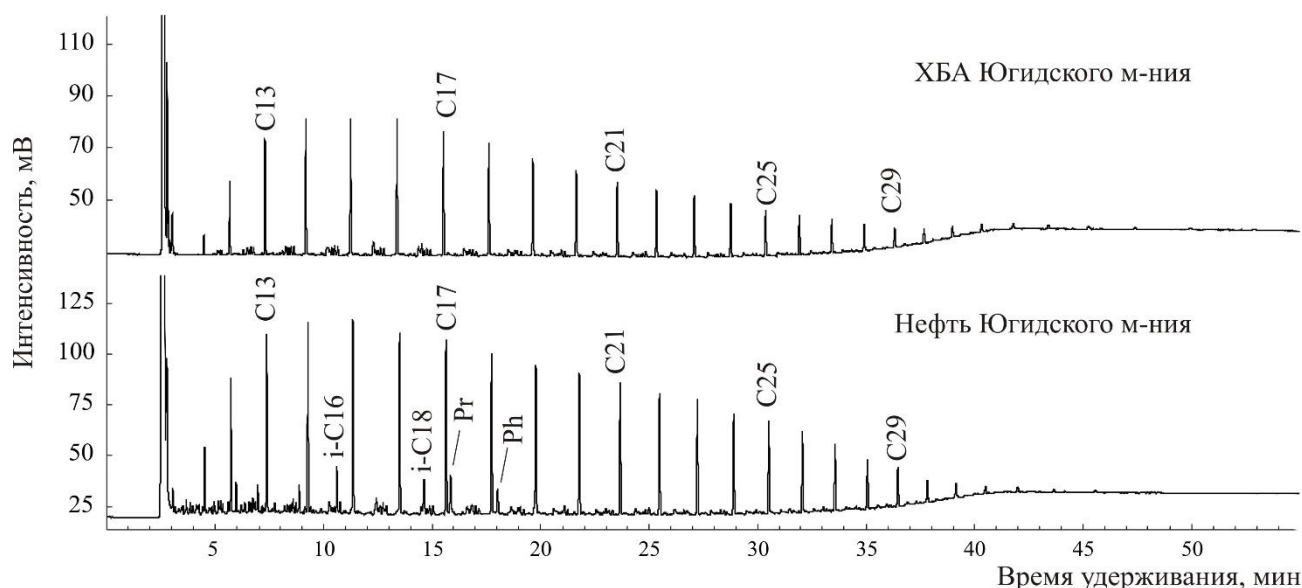


Рисунок 3. Распределение *n*- и *изо*-алканов насыщенной фракции ХБА и нефти.
С (число) – *n*-алканы, Pr – *пристан*, Ph – *фитан*, *i*-С (число) – *изо*-алканы.

Считается, что генезис высокопарафинистых нефтей связан нефтематеринскими отложениями, компонентом органического вещества которых выступает наземная растительность [6]. Эта часть органического вещества содержит эпикутикулярные воска, потенциально являющиеся источником длинноцепочечных алканов [7]. В связи с этим органическое вещество, генерирующее парафинистые нефти, часто соотносят с керогеном III типа. При исследовании пород среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса Печоро-Кожвинского мегавала четко фиксируется большое количество вкраплений углефицированных растительных остатков.

Таким образом, был исследован состав битумоидов среднедевонско-нижнефранского (поддоманиковского) комплекса южной части Печоро-Кожвинского мегавала. Выявлено, что распределение насыщенных углеводородов-биомаркеров в исследуемом органическом веществе подобно и коррелирует с составом насыщенных фракций нефтей изучаемого нефтегазоносного комплекса. Битумоиды характеризуются сходным распределением *n*- и *изо*-алканов, очень низким содержанием полициклических биомаркеров (за исключением битумоида Печорогородского месторождения). Подобное распределение насыщенных углеводородов в органическом веществе пород и нефтях может указывать на их генетическое родство. Органическое вещество пород относится к категории остаточного, на что указывают низкие значения коэффициента $\beta_{ХБ}$. Вероятно, основной нефтегенерационный потенциал пород исчерпан.

Список литературы

1. Баженова Т.К., Васильева В.Ф., Климова Л.И., Шапиров А.И., Шиманский В.К., Яковлева (Гембицкая) Л.А. (2008) Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. СПб: ВНИГРИ. 164 с.
2. Данилевский С.А., Склярова З.П., Трифачев Ю.М. (2003) Геофлюидалные системы Тимано-Печорской провинции. Ухта. 298 с.
3. Склярова З.П. (2007) Геохимия трудноизвлекаемых углеводородных флюидов Тимано-Печорской провинции. Ухта: УГТУ. 68 с.
4. Данилов В.Н., Кочкина Ю.В. (2016) Геохимические и тектонические условия формирования ловушек и залежей углеводородов юга Печоро-Кожвинского мегавала. Геология нефти и газа, 1, 79–87.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

5. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Деревесникова А.А., Огданец Л.В. (2022) Геохимия нефтей среднедевонско-нижнефранского терригенного нефтегазоносного комплекса Тимано-Печорского бассейна. *Геохимия*, 67(4), 339–349.
6. Hedberg H.D. (1968) Significance of high-wax oils with respect to genesis of petroleum. *AAPG Bull*, 52, 736–750.
7. Eglinton G., Hamilton R.J. (1967) Leaf Epicuticular Waxes. *Science*, 156(3780), 1322–1335.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА В ПАЛЕОЗОЙСКО-РАННЕМЕЗОЗОЙСКОЕ ВРЕМЯ

Каламкарров С.Л., Уклова Г.Д., Корнеев А.А., Обухов А.Н., Лошакова И.Ф. (ВНИГНИ)*

Палеогеографию Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) изучали многие исследователи – В.В. Шиманский, Конторович В.А., Балдин В.А., Исаев А.В., А.В.Ступакова, Кринин В.А., Афанасенков А.П., А.М. Никишин, Девятов В.П., Шемин Г.Г. и др.

С 2012 года начался новый этап регионального изучения ЕХРП. Проведенные федеральные геологоразведочные работы по Енисейскому заливу, Гыданскому полуострову, геофизические съемки на Таймырской, Тарейской, Северо-, Восточно- и Центрально-Таймырской, Северо-Авамской, Новокубалахской, Анабаро-Хатангской площадях (более 23 тыс пог.км) закрыла всю западную и центральную область ЕХРП.

Анализ палеогеографических обстановок и построение палеогеографических схем проводилось для уточнения и детализации истории тектонического развития региона. Особое внимание обращалось на позднепермско-триасовое время, когда здесь происходили резкие смены седиментации, трапповый и силловый вулканизмом, а также складчатые и разломные деформациями осадочного чехла.

Методика исследований основана на сейсмоформационном анализе и предусматривает выделение структурно-формационных комплексов (СФК) в разрезе осадочного чехла. Второе основание – построение структурных карт и карт толщин по выделенным СФК и построение палеогеологической карты по предъюрской поверхности для учета размывов и тектоники.

Палеогеографические построения на настоящем этапе могут быть дополнены новыми сейсмическими материалами. Новый этап сейсмического изучения палеозоя региона подтвердил на сейсмических разрезах клиноформное строение и склоновую формационную зональность карбонатных ниже-среднепалеозойских отложений, а также показал резкое отличие верхнепалеозойских комплексов на Таймыре и в осевой части ЕХРП, где они увеличиваются во временной мощности до 5 сек (Рис. 1). В границах рифтовой зоны показана мощность всего осадочного чехла.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

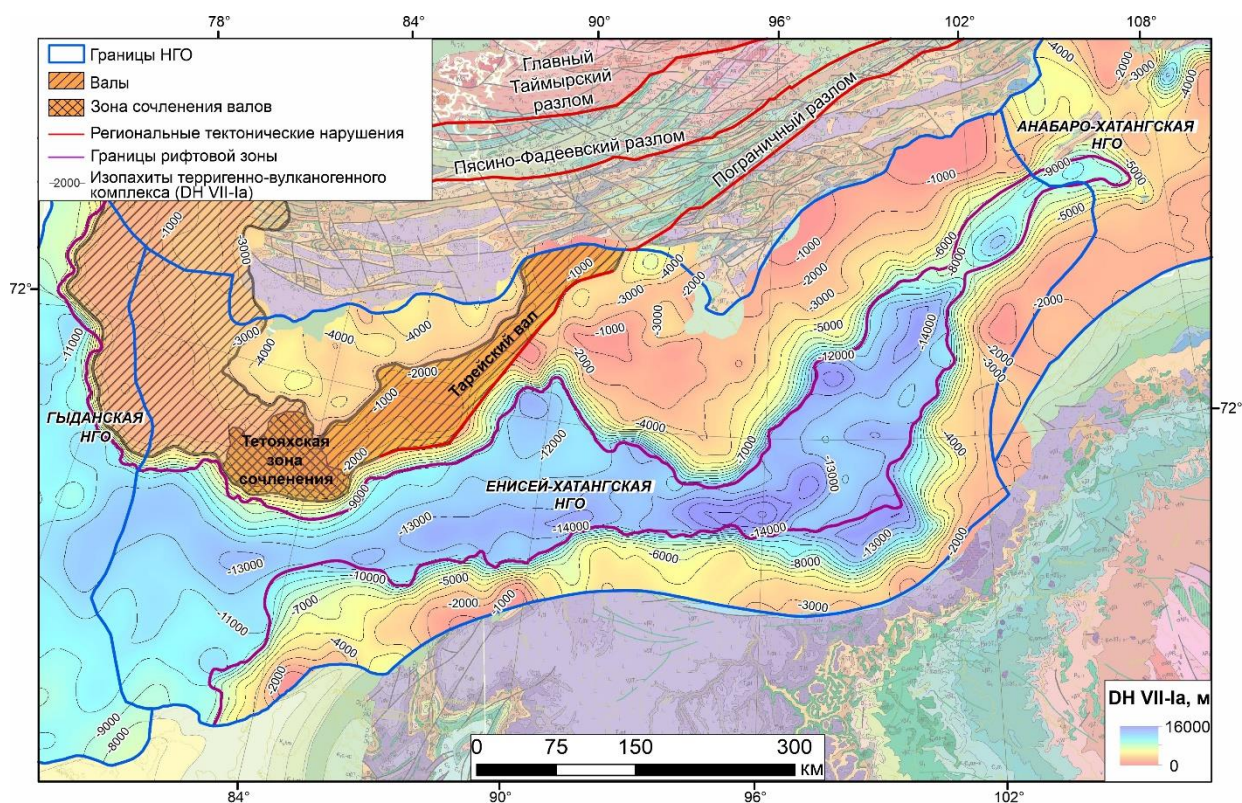


Рисунок 1. Карта толщин верхнепалеозойско-триасовых отложений (между ОГ VII и Ia)

Таким образом, проведенные палеогеографические построения опираются на анализ литологии, фаций (по материалам полевых работ КНИИГиМС, ВСЕГЕИ, СНИГиМС, ИНГГ и др). Основой были новые структурные карты, построенные по результатам объединения и увязки в единый интерпретационный проект сейсмических материалов по съемкам, проведенным в 2012-2022 гг. Результатом анализа палеогеографических обстановок явилось построение обобщенных палеогеографических схем по Карбонатному (PZ1-D-C1) и Терригенному палеозою (C2-P2), вулканогенно-трапповому пермо-триасу (P3-T1) и Терригенному триасу (T2-3).

1. Палеогеографические построения по Карбонатному палеозою

Палеогеографические построения базируются на литологических и фаунистических описаниях пород, слагающих осадочный разрез карбонатного палеозоя: верхневенд-среднекаменноугольные образования (представлены в материалах КНИИГиМС), собранных и обобщенных в рамках выполнения госзадания по Центрально-Таймырскому объекту, а также по обобщению ФГБУ «ВНИГНИ» [1] по Западному Таймыру [3, 4].

Литолого-фациальная зональность Карбонатного палеозоя в Западно-Таймырской впадине описана в работах Ю.Е. Погребницкого [10], Л.Н. Болдушевой., Ю.А.Филипцова, С.В.Ладыгина, А.П.Романова [5], А.И. Варламова [6] и др.[2, 3, 7, 8, 11, 12] где они разделяются на фациальные зоны. В северной - преобладают глубоководные глинисто-кремнисто-карбонатные, частично битуминозные отложения, напоминающие породы доманиковой фации (около 0,5-1,5 км), которые накапливались в условиях некомпенсированного погружения. В южной и центре впадины - мелководные известняки, мергели и доломиты, а в нижнем и среднем девоне еще и гипсы общей мощностью до 4 км. (и до 5-7 км). На Таймыре можно выделить три фациальные зоны широтного простираения, сменяющимися друг друга с юга на север: карбонатная, карбонатных клиноформ и черносланцевая [9].

По приведенным КНИИГиМС и ВСЕГЕИ описаниям Карбонатный палеозой сложен:

- Венд-нижний кембрий - переслаивание известняков и доломитов, темно-серых доломитов, часто строматолитовых, с редкими прослоями песчаников и карбонатных конгломератов мощностью до 400 м. с фауной глубокого шельфа.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

- Верхний кембрий–нижний ордовик – толща глинистых известняков, мергелей и углеродистых сланцев и с терригенной пачкой в основании (до 1000 м).
- Ордовик-силур - толща алевролитов углеродистых углисто-глинистых аргиллитов, доломитов, листоватых кремнистых сланцев, брекчиевидных известняков с прослоями черных кремней черного цвета с граптолитами. Мощность до 1000 м.
- Девон – нижний карбон - переслаивание органогенных известняков, глинистых сланцев, аргиллитов и доломитов; известняками глинистыми и битуминозными. Отмечаются толщи алевролитов с прослоями гипсов. Мощность иногда превышает 1000 м, что связано с галокинезом. Важным результатом последнего периода регионального изучения Таймыра стало открытие клиноформного строения карбонатного палеозоя (особенно кембро-ордовик-силурийского возраста).

На сейсмических разрезах наглядно подтверждается известная по геологической съемке фациальная зональность строения карбонатных палеозойских отложений, когда мелководные отложения карбонатной платформы переходят и барьерно-рифтовые, склоновые с карбонатными клиноформами. Севернее и западнее начинается зона глубоководной черносланцевой формации. [5, 8, 9, 10].

Наиболее перспективные нижне-среднепалеозойские (особенно ордовикско-силурийские) черносланцевые толщи протягиваются полосой в 75–100 км через всю осевую зону Таймыра, на западе они погружены и запечатаны девонской эвапоритовой формацией, создающей здесь условия соляного тектогенеза [2, 5].

На построенной обобщенной палеогеографической схеме по карбонатному палеозойскому комплексу выделены все указанные седиментационно-литогенетические зоны (прибрежно-шельфовая, шельфовая карбонатная платформа, лагунно-шельфовая, зона карбонатных клиноформ, глубоководная зона (подножия склона) и (абиссальная котловина). Они представлены во всех стратиграфических подразделениях, но их композиции и расположение могут меняться (Рис. 2).

Девон-раннекаменноугольный тектоно-седиментационный этап стал последним в ряду площадных изометричных платформенных режимов развития северной окраины Сибирской платформы.

2. Палеогеографические построения по Терригенному палеозою

Палеогеография верхней платформенной по режиму развития и вытянутой окраинно-платформенной по типу седиментогенеза терригенно-угленосной толщи (Терригенного палеозоя) севера и Сибирской платформы в целом унаследует режим карбонатного палеозоя. На севере и северо-западе континента располагался обширный Тунгусский седиментационный бассейн, сформированный в морских заливах и прибрежных озерах. Связан с ним Таймырский паралический угленосный бассейн. В зоне современного ЕХРП пермские отложения вскрыты только в Волочанских скважинах, в которых к угленосности добавляется существенный туфолавовый компонент. Мощность терригенного палеозоя меняется от сотен метров на западе на Гыдане и до 3-4 км на востоке Таймыра. А по рифтовой оси ЕХРП и в Ямало-Гыданской синеклизе по сейсмическим данным она может достигать 15 км. (Рис. 1).

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

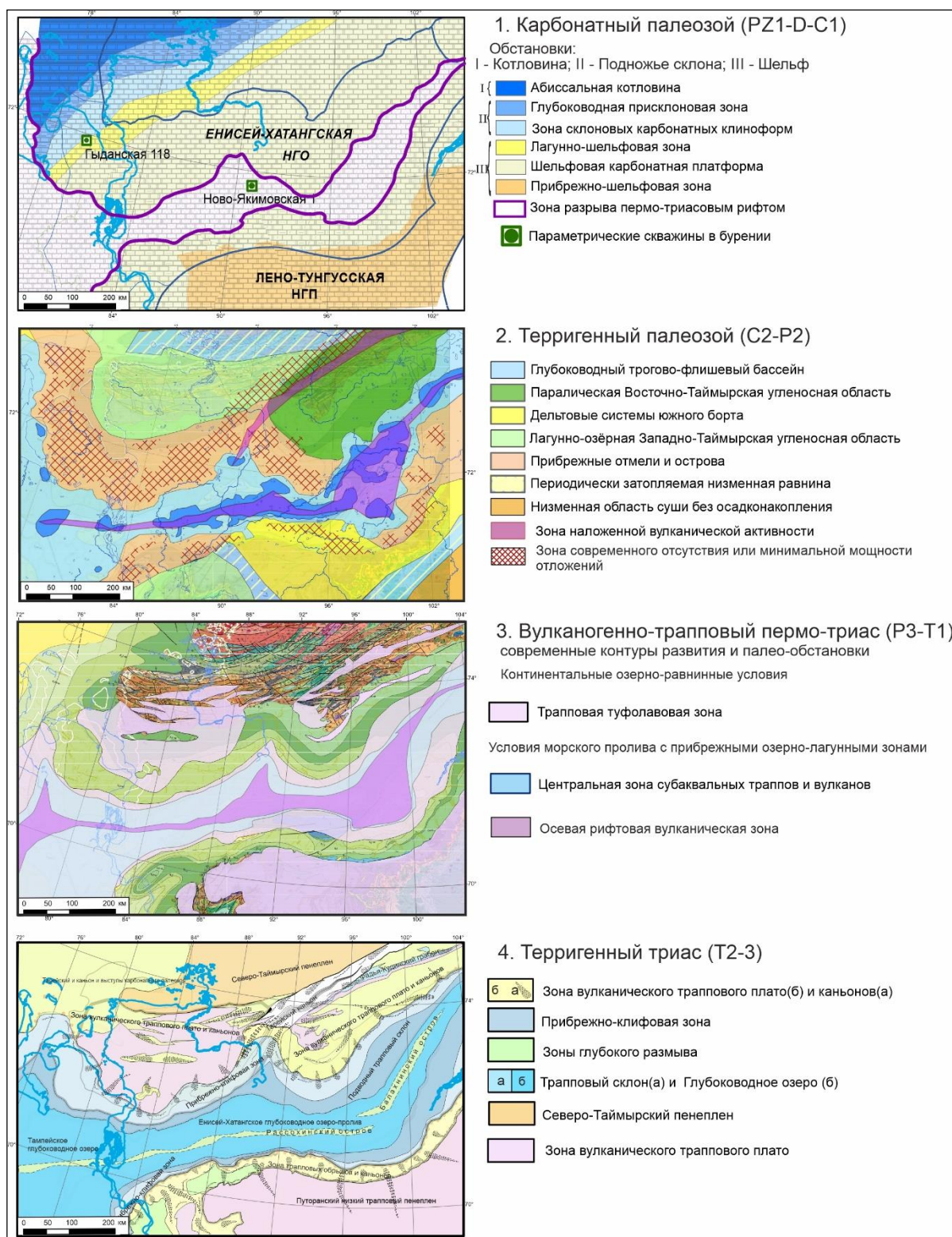


Рисунок 2. Комплект палеогеографических карт к истории формирования мезозойского EXPF

По сейсмическим данным и результатам бурения (скв. Гыданская-118) по всей области сочленения Енисей-Хатангской НГО, Гыданской НГО и Западно-Таймырского ВНГР проходит полоса размыва и тектонического разрыва среднекарбон-пермской части разреза, совпадающая с Тарейским и Тетояхским валами или Южно-Таймырской грядой. Время формирования этих прибортовых валов

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

после-раннетриасовое [1, 2] и нет никакого сейсмофациального изменения верхнепалеозойского разреза к современной оси валов, но резко сокращается мощность.

В работе использовались литологические описания, подготовленные КНИИГиМС (Идиятов Р.Х., Романов, А.П. Ладыгин С.В., 2018 г.). В течение среднего-позднего карбона в регионе произошла коренная перестройка типов седиментогенеза, существенное уменьшение площадей и увеличение контрастности изменения мощности осадконакопления. Карбонатные фации практически исчезли, области седиментогенеза стали окраинно-континентальными, вытянутыми вдоль северной окраины Сибирского палеоконтинента, вдоль которой латерально перемещались дельты крупных рек (Рис. 2). Палеогеография региона в позднем палеозое характеризовалась прибрежно-морскими дельтовыми терригенно-угленосными обстановками. [12] (этап формирования крупной изометричной Тунгусской синеклизы вплоть до Карского моря). Это спокойное развитие обусловило формирование целой угленосной провинции, которая ныне нарушена триасовым рифтингом. Тунгусский и Таймырский угольные бассейны, несомненно, генетически едины, однако между ними существовал пермо-триасовый рифтовый трог или пролив, на берегах которого накапливались угленосные формации.

На составленной палеогеографической карте (Рис. 1) выделены основные палеогеографические обстановки (Рис. 2.2). Некоторые неясности есть только с выделением обстановки «Прибрежные отмели и острова». На схеме видно, что она соответствует зоне современного отсутствия или сокращенной мощности (красная сетка), выявленной по сейсмическим данным. Здесь Терригенный палеозой был размыв или разорван позднейшими рифтовыми движениями, что характерно для континентальных окраин. Возможно, эта прибрежная зона была переходной между угленосными формациями (мощностью до 1-3 км) и трогово-флишевыми формациями осевой зоны (мощностью более 5 км.). И это новая непривычная для палеогеографических построений ситуация, когда необходимо учитывать не только размыв, но и активные горизонтальные тектонические движения. Важно, что эта палеогеография противоречит представлениям о Таймырском позднепалеозойском орогене [1], – угленосные формации не развиваются в предгорных условиях, как и снос севера не замечен ни в каких свитах и сериях верхнего палеозоя горного Таймыра.

3. Палеогеография вулканогенного траппового верхне-пермско-нижнетриасового комплекса
Верхнепермский-нижнетриасовый комплекс представлен вулканогенно-трапповыми толщами, образованными в результате рифтинга, расколовшего окраину Сибирской платформы. Терригенные прослои между лавовыми долеритами представлены континентальными угленосными отложениями. Мощность комплекса в приобтовых зонах составляет 1,5- 2 км, увеличиваясь к югу в осевых частях рифтов до 3-4 (возможно и больше) километров [11]. По сейсмическим данным построена палеогеологическая и карта распространения блоков туфо-лавовой трапповой формации (Рис 2.3).

Построения показывают, что в начале среднего триаса единое вулканическое плато на месте будущей ЕХРП было рифтовыми движениями было разорвано на фрагменты, между которыми образовались центральная рифтовая озерная долина и каньоны на Таймырском и Путоранском бортах. Здесь рифтовые горизонтальные движения должны учитываться палинспастическими реконструкциями.

4. Палеогеография средне-верхнетриасового комплекса

Триасовый надрифтовый терригенный комплекс (или терригенный триас) выделен по сейсмофациям заполнения с особенностями, характерными для быстрого заполнения осадками депрессионных зон при активных тектоническом и гидродинамическом режимах. На основе данных сейсморазведки в пределах Южно-Таймырской моноклизы прогнозируется, что комплекс представлен преимущественно терригенными отложениями среднего-верхнего триаса (аналог - тампейская серия). Палеогеографическая карта по средне-верхнетриасовому терригенному комплексу строилась по материалам интерпретации сейсмических данных по ЕХРП и с использованием построений МГУ. Средне-позднетриасовый терригенный озерный режим продолжался около 50 млн. лет. На его протяжении происходили основные тектонические события – горизонтальное растяжение – дрейф Таймыра на север и складчатость в регионе. На первом этапе, мощный туфолоавовый трапповый покров площадью до 2 млн. кв. км толщиной 1,5-2 км (так

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

называемая вулканическая печать, образованная менее чем за 1,5 млн. лет) в результате рифтового растяжения и горизонтальных движений разбилась на крупные блоки (Рис. 2.3) На бортах ЕХРП сформировался платообразный обращенный рельеф, т.е. траппы образуют столовые горы, а выходы палеозоя - каньоны. На Таймыре и бортах ЕХРП между разбитыми блоками вулканической печати формировались глубокие (до 1 км) каньоны, которые известны на Таймыре (Фадья-Кудинские грабены) и на сейсмических профилях под юрско-меловым чехлом на бортах ЕХРП (особенно на северном). Заполнены грабены-каньоны пролювиальными конусами выносов продуктов размыва туфолавовых плато. Вдоль бортов ЕХРП протягивались прибрежные клифовые зоны, круто переходящие в трапповый склон и глубоководное озеро-пролив, с цепью островов по оси. Палеогеографические зоны представлены на (Рис.2.4).

В течение всего триаса происходили складчатые деформации, особенно активные в конце периода, что хорошо видно на сейсмических профилях в терригенном триасе в глубоководной части ЕХРП и острова по оси ЕХРП это уже зарождающиеся Рассохинский и Балахнинский мегавалы.

Общая палеогеографическая картина такова: в палеозое на севере Сибирской платформы существовал общий седиментационный площадной режим сначала терригенно-карбонатной платформы, который в среднем карбоне сменился обширной терригенной дельтой с типичными паралическими угленосными формациями. А в конце перми окраинно-континентальная дельта осложнилась субширотным рифтом с трапповым и интрузивным магматизмом (Т1). Вдоль этого рифта в среднем-позднем триасе сформировался уже узкий терригенный прогиб. Тогда формировалась структурная основа Енисей-Хатангского регионального прогиба как самой древней части Западно-Сибирского седиментационного бассейна - Тампейского триасового озера [4].

Палеогеографические построения критически важны при анализе тектонической истории региона. Так доказанная долгоживущая (с конца рифея до раннего карбона) зона палеозойского континентального склона с его рядом шельфовых, склоновых клиноформных и черносланцевых глубоководных формаций ограничивает спекуляции о перемещениях Сибирской платформы.

Построения по позднепалеозойскому этапу также показали новую тектоническую модель, в которой нет необходимости выделять Таймырский ороген. Складчатость здесь может быть связана с соляной тектоникой и срывами надсолевых толщ в рифтовую впадину ЕХРП.

В будущем важно сформировать принципы и методику палинспастических реконструкций для учета горизонтальных рифтовых растяжений, особенно значительных в раннем триасе.

Список литературы

1. Афанасенков А.П., Бордюг А.В., Никишин А.М. и др. Уточнение палеогеографии севера Сибирской платформы с учетом новых данных // Геология нефти и газа. 2018. № 2. – С. 5–23.
2. Афанасенков А.П. Битнер А.К., Романов А.П., Шеходанова Ю.В., Казаис В.И., Кушнир Д.Г., Каламкарров С.Л. О перспективах нефтегазоносности доюрских отложений Горного Таймыра на основе геолого-геохимических исследований // Геол. и мин. ресурсы Сибири. №2. 2019. С51-64.
3. Балдин В.А., Мунасыпов Н.З. Неопротерозойско-палеозойские и триасовые комплексы Гыдана и Таймыра // Геофизика, 2017, №3, с.76-88.
4. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. Палеозой и триас Западной Сибири (комплексные исследования) // Геология и геофизика СО РАН, 2003.
5. Болдушевская Л.Н., Филиппов Ю.А., Ладыгин С.В., Романов А.П. Нефтегазоматеринские толщи палеозойского разреза Западного Таймыра и корреляционные связи «органическое вещество пород – нефтиды». // Геол. и м-с ресурсы. Сибири. Нефтегазовая геология № 4, 2012.
6. Варламов А.И., Пак К.Л., Комлев Д.А., Лабеккина И.А. Опорный разрез верхнего кембрия на р. Чопко, северо-запад Сибирской платформы. М.. ФГБУ «ВНИГНИ», 2021, т.1, с. 168.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

7. Исаев А.В., Девятов В.П., Кринин В.А., Карпухин С.М. Перспективы нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба //Геология нефти и газа, 2010. – №4.
8. Куркин А.А., Васильев С.В., Фёдоров С.А. Анализ геологических неопределённостей Западного Таймыра. Тезисы конференции «Новые Идеи в Геологии Нефти и Газа-2021. Новая реальность». МГУ имени М.В. Ломоносова, 2021 . с.276-279
9. Мозолева И. Н., Соболевская Р.Ф. и др. Рифовые, соленосные и черносланцевые формации России, гл. 4 «Черносланцевые формации». – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2015. – 624 с. Труды ВСЕГЕИ. Новая серия. Том 355. С.523-526
10. Погребницкий Ю.Е. Палеотектонический анализ Таймырской складч.обл.. Недра, 1971, 284 с.
11. Старосельцев В.С. Актуальные проблемы тектоники нефтегазоперспективных регионов/ Новосибирск: Наука, 2008. – 212 с.
12. Шишлов С.Б., Структурно-генетический анализ осадочных формаций. Угленосный верхний палеозой. СПб.: С.-Пб.: Горн. ин-т; ЛЕМА, 2010. 276 с.

Прогноз нефтегазоносности мезозойских отложений Республики Калмыкия по геохимическим данным.

А.А.Карташов, С.П.Левшунова, Д.А.Горлов. г.Москва.

Введение.

Территория Республики Калмыкия является частью Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции (НГП) и территориально принадлежит к южной части Северо-Каспийского и к Среднекаспийскому нефтегазоносным бассейнам (НГБ). В связи со значительной выработанностью начальных разведанных запасов углеводородов (УВ), остро стоит проблема подготовки новых промышленных запасов, что требует выработки здесь новых направлений поисково-разведочных работ. На территории Калмыкии выделяются кряж Карпинского, зона Манычских прогибов, Каракульско-Смушковская зона поднятий и юго-западная часть Прикаспийской впадины. В связи с выработкой новых направлений поисково-разведочных работ, особое внимание обращено на прогноз нефтегазоносности мезозойских отложений по геохимическим исследованиям органического вещества (ОВ).

Материалы и методы.

В основу прогноза нефтегазоносности мезозойских отложений Республики Калмыкия положена обработка 3000 люминесцентно-битуминологических анализов, 167 анализов форм железа, дополненные проведенными пиролитическими и химико-битуминологическими анализами в лаборатории ВНИГНИ и собственными исследованиями сорбированных породами газов. Кроме того, был обобщен имеющийся банк данных по характеристике нефтей и газов мезозойских отложений рассматриваемой территории.

Результаты и выводы.

В результате проведенного исследования установлено, что процесс формирования УВ определяется, в основном, фациально-генетическим типом исходного ОВ, стадией его катагенетической превращенности, фациальными условиями его преобразования в стадию седиментогенеза и раннего диагенеза. Кроме того, на окончательное распределение углеводородного продукта влияет наличие выявленного нами миграционного потока УВ флюидов с востока, из части Среднекаспийского НГБ, находящейся под современной акваторией Каспийского моря. При этом поверхности несогласия способствуют успеху дальнейшей латеральной миграции. При этом принят во внимание ряд дополнительных факторов. Во-первых, развитие океанического (базитового) типа земной коры предполагает генерацию свободного водорода в результате серпентинизации базальтов, который, гидрируя ОВ пород, способствует повышенной генерации УВ. На наличие этого процесса указывает высокое содержание водорода (свыше 20%) в газах мезозойского комплекса Каспийского месторождения, находящегося на побережье Каспийского моря. Во-вторых, на формирование УВ в пределах Республики Калмыкия оказывает влияние ее нахождение в зоне воздействия активного сквозного Евро-Африканского тектонического пояса, обусловившего наличие аномалий теплового потока. Анализ всей совокупности указанных факторов позволил провести дифференцированный территориальный прогноз развития нефтематеринских пород в мезозойском комплексе Республики Калмыкия. Так, в юго-западной части Прикаспийской впадины к числу нефтематеринских отложений, находящихся в Главной зоне нефтеобразования (ГЗН), относятся среднетриасовый, терригенно-карбонатный, среднеюрский и нижняя часть нижнеюрского терригенных комплексов. В зоне Манычских прогибов к таковым отнесены нижнее-среднетриасовые отложения с сапропелево-гумусовым ОВ и среднеюрские и нижнемеловые терригенные отложения также с сапропелево-гумусовым ОВ.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ФОРМИРОВАНИЕ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ НЕСОГЛАСИЙ В ОТЛОЖЕНИЯХ ЮРСКОГО ВОЗРАСТА В АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Кислухин И.В. (ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ФГБУ «Тюменский индустриальный университет»)

Нарушение хронологической последовательности залегания осадочных слоёв, характеризующееся выпадением из геологического разреза определенного стратиграфического интервала является одной из особенностей формирования осадочного чехла седиментационных бассейнов. Практическое значение изучения стратиграфических несогласий обусловлено поиском приуроченных к ним экранированных ловушек нефти и газа с целью восполнения ресурсного потенциала региона. В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции большая часть крупных антиклинальных объектов в настоящее время изучено бурением и открытие новых крупных промышленных скоплений углеводородного сырья следует ожидать, главным образом, в неструктурных, в том числе стратиграфически экранированных ловушках.

Анализ динамики формирования осадочного чехла указывает на существенное влияние тектонической активности на формирование крупных поднятий и приуроченных к ним стратиграфических несогласий в Западной Сибири.

Мезозойская складчатость - один из наиболее значимых этапов тектонической активизации, повлиявший на формирование осадочного чехла: обуславливает наличие перерывов в осадконакоплении на рубеже юры и мела – периода формирования основных нефтегазоносных комплексов провинции. Стратиграфические несогласия возникают в результате преобладания положительных колебательных тектонических движений, что подтверждается как керновыми данными, так и возрастными определениями. Анализ фактического материала указывает на наличие перерывов в осадконакоплении на границе юры и мела в сводовых частях отдельных крупных поднятий, а также в прибортовых зонах (в направлении обрамления плиты).

Проблемами изучения стратиграфических несогласий на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в разное время занимались: Ф.Г.Гурари, А.Э.Конторович, И.И.Нестеров, Н.Х.Кулахметов, В.И.Кислухин, В.П.Девятов, А.А.Нежданов, А.А.Поляков и другие исследователи.

При проведении палеогеографических исследований (воссоздании физико-географических обстановок формирования осадочных комплексов в отдельные периоды геологической истории) в зонах стратиграфических несогласий, учитывается как возможное прекращение накопления осадков в пределах крупных тектонических структур, так и возможное разрушение ранее накопившееся обломочного материала с последующим его переотложением.

Обоснование перерывов в осадконакоплении выполняется на основе комплекса критериев, таких как изменение строения поверхности (следы выветривания, грубообломочный материал в керне), биостратиграфические исследования (возрастной перерыв между залегающими слоями, доказанный по фауне, микрофауне, спорово-пыльцевым комплексам и другим видам исследований), изменение характера складчатости, резкая смена условий осадконакопления и другие критерии. Достоверность таких исследований напрямую связана с наличием и качеством фактического материала, позволяющего выполнить исследования. В случае ограниченного объема аналитических данных, заключения авторов работ могут носить условный, иногда субъективный характер. Поэтому в дальнейшем при получении дополнительного объема новой геолого-геофизической информации, требуется актуализация седиментационных моделей.

Нефтегазовый потенциал перспективных объектов, связанных с развитием зон стратиграфических несогласий остается не в полной мере освоенным ввиду повышенных геологических рисков при проведении геолого-разведочных работ на нефть и газ на ловушках этого

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

типа. Вместе с тем известно достаточное количество залежей нефти и газа, приуроченных к ловушкам структурно-стратиграфического типа, в том числе на территории Западной Сибири, (Новопортковское, Ярудейское, Талинское, Мортымя-Тетеровское и другие месторождения углеводородного сырья).

Повышение качества прогноза возможных зон аккумуляции углеводородов на границах стратиграфических несогласий напрямую связано с пониманием основных особенностей формирования осадочных формаций, стратиграфической приуроченности отдельных слоев, фациальных обстановок при накоплении осадков, закономерностей тектонического развития и геодинамики региона.

В качестве одного из примеров стратиграфических несогласий также можно рассматривать краевые (прибортовые) зоны Западно-Сибирского бассейна: при интенсивном погружении центральной части провинции, отмечается сокращение толщин осадков в направлении обрамления плиты, тектоническая раздробленность и формирование зон развития угловых несогласий.

Рассматривая прибортовые зоны бассейна, следует отметить их относительно невысокую степень геолого-геофизической изученности. Вместе с тем, в направлении обрамления происходит последовательное выклинивание осадочных комплексов (от более древних – к молодым). Вначале закономерно выклиниваются нижне-средне юрские горизонты, затем отложения верхней юры, далее закономерно прекращаются проследиваться комплексы мелового разреза. Однако, говоря о возможности аккумуляции углеводородов в таких зонах, особое внимание следует уделить качеству флюидоупора: далеко не всегда покрывшая сформировавшаяся в прибортовой зоне, вблизи источника сноса может обеспечить сохранность залежей нефти и газа (в большей степени это относится к отложениям мелового комплекса, поскольку качество юрских флюидоупоров значительно выше в соответствии с условиями их накопления).

Формирование нижне-среднеюрских осадочных образований в Арктических районах Западной Сибири происходило преимущественно в морских и прибрежно-морских обстановках [1]. Согласно действующей (утвержденной МРСС в 2003 г.) корреляционной схеме, на севере Западной Сибири от Енисей-Хатангского регионального прогиба до полуострова Ямал обособляются отложения зимней, левинской, шараповской, китербютской, надояхской, лайдинской, вымской, леонтьевской и мальшевской свит, характеризующихся ритмичным чередованием отложений преимущественно песчано-алевритового и глинистого состава [2]. В отдельные периоды геологического развития, территория Западной Сибири испытывала существенное погружение, за длительное время накапливался преимущественно глинистый материал относительно небольшой мощности. Таким образом, формировались флюидоупоры достаточно высокого качества. Однако, дополнительным геологическим риском может стать нарушение сплошности покрывок за счет дизъюнктивных дислокаций.

Изучая перспективы продуктивности юрских отложений в прибортовых зонах, следует отметить относительно небольшие глубины их залегания (это особенно важно с учетом общепринятого отнесения юрских отложений к глубокозалегающим горизонтам с ухудшенными фильтрационно-емкостными характеристиками). Кроме того, в восточных районах (вблизи источника сноса), существует вероятность развития зон улучшенных коллекторов в том числе в отложениях юрского возраста (Рис.1).

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

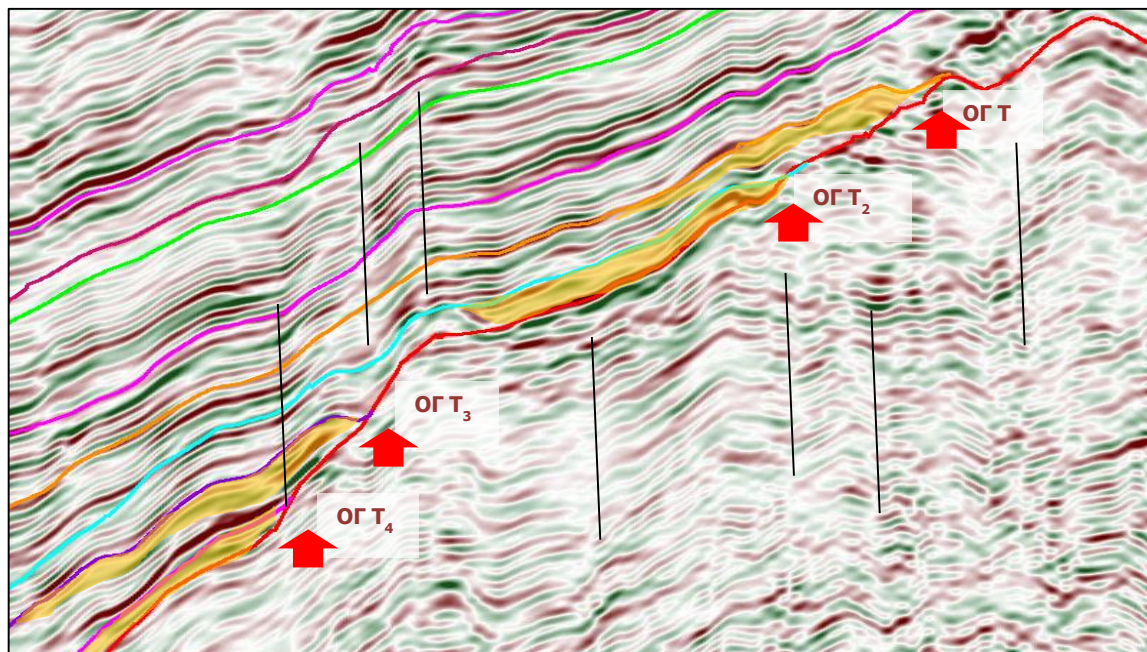


Рисунок 1. Пример выделения структурно-стратиграфических объектов в отложениях нижней-средней юры на сейсмическом в прибортовой зоне Западной Сибири (Пакулихинская моноклираль)

Верхнеюрские осадки на севере Западной Сибири накапливались в морских условиях и представлены отложениями абалакской, баженовской и нурминской свит на полуострове Ямал; отложениями гольчихинской свиты на территории Гыданского полуострова, точинской, сиговской и яновстанской свит – в Большехетском районе [2].

На полуострове Ямал зоны размывов на границе юры и мела отмечаются в юго-восточной его части (в районе Новопортовского месторождения), на западе (в районе Усть-Юрибейского месторождения) и в центральной зоне, где зафиксировано наиболее крупное несогласие с полным отсутствием пород берриасского и валанжинского ярусов на Бованенковском, Нейтинском, Верхнетитуейском, Западно-Сеяхинском месторождениях (Рис.2).

В зонах стратиграфических несогласий отмечается резкая смена фауны, микрофауны и спорово-пыльцевых комплексов, а иногда, фиксируется выпадение из разреза осадочного чехла отдельных биостратиграфических зон. В разрезах отдельных скважин на границе юры и мела описаны неотсортированные грубозернистые песчаники и гравийно-галечный материал, что также свидетельствует о наличии нарушений (предположительно размывов).

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

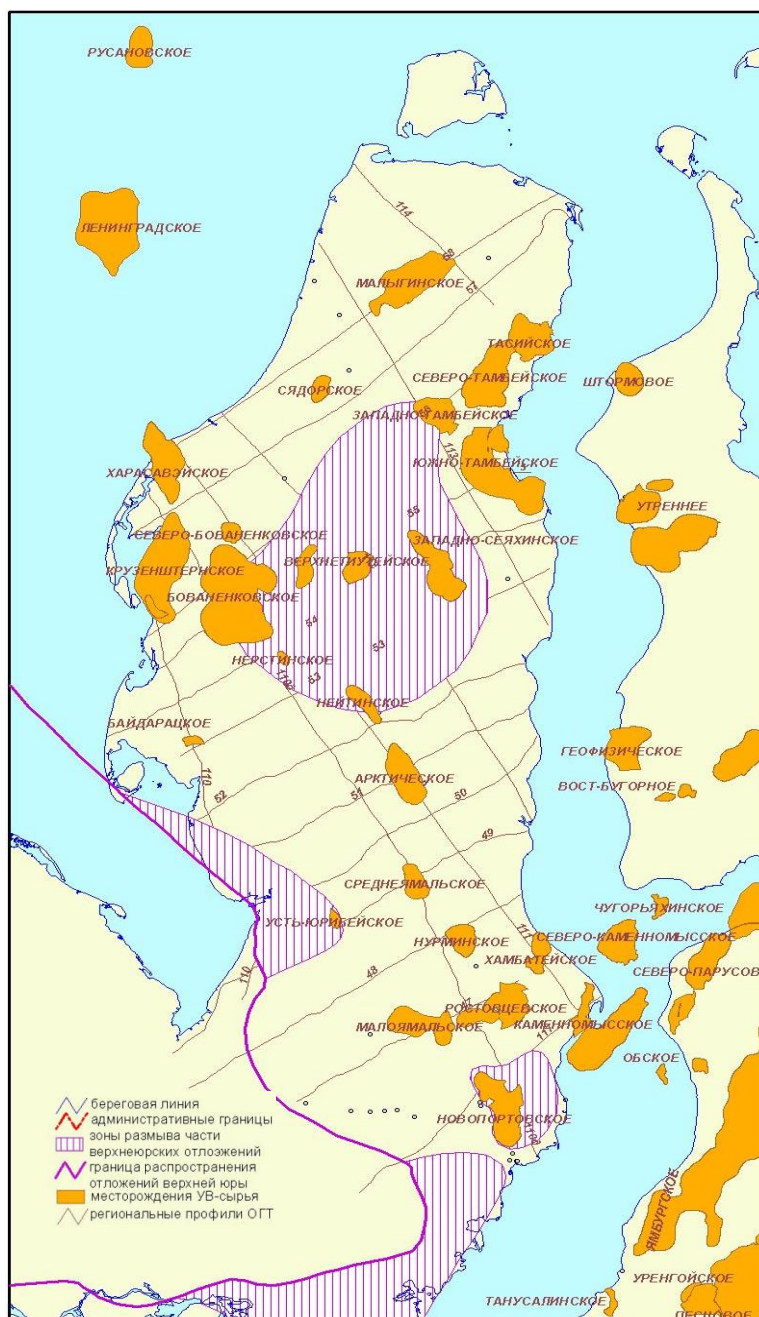


Рисунок 2. Зоны отсутствия части верхнеюрских отложений на полуострове Ямал

На сейсмических разрезах, по профилям, проходящим через отдельные поднятия, прекращается прослеживание опорного отражающего сейсмического горизонта «Б». Керновый материал также указывает на отсутствие битуминозных аргиллитов в разрезах скважин, пробуренных в сводовых частях поднятий, а на границе юры и мела отмечается примесь грубозернистого материала. Всё это может свидетельствовать о наличии стратиграфических несогласий между отложениями юры и мела.

Еще одной отличительной особенностью полуострова Ямал можно считать отсутствие образований триаса (развит sporadически на севере полуострова), а также геттангского и синемюрского ярусов ранней юры на большей части его территории, в то время как толщины этих отложений на Гыданском полуострове, расположенном в непосредственной близости к востоку, достигают 2 км. Аналогичным образом, увеличение толщин осадков происходит в направлении

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Карского моря. А это, в свою очередь, свидетельствует о возможном формировании структурно-стратиграфических ловушек в направлении полуострова Ямал как на северо-западном, так и на восточном бортах.

На северо-востоке Западной Сибири стратиграфические несогласия на границе юры и мела также фиксируются в сводовых частях крупных структур – Мессояхского, Малохетского мегавалов, и далее, в северо-восточном направлении – Рассохинского и Балахнинского валов, где из разреза выпадает существенная часть отложений: на вершинах поднятий отсутствуют породы верхней юры (в отдельных случаях размыту оказалась подвержена также часть среднеюрских отложений).

Формирование описываемых крупных валов связано с тектоническими преобразованиями: здесь также один из этапов активизации роста структур соответствует возрастной границе юры и мела. Восходящие тектонические движения в осевых частях поднятий приводили к глубокой эрозии их сводов (местами достигающей сотен метров). Параллельно с ростом структур отмечается погружение прилегающих депрессионных зон и их заполнение обломочным материалом как поступающим с удаленного источника (с Сибирской платформы), так и продуктами разрушения ранее накопившихся сводовых частей поднятий [3].

Периоды формирования осадочных комплексов слагаются из этапов осадконакопления и этапов прекращения седиментации. Во время перерывов седиментации может происходить не только приостановление накопления осадков, но и размыв части ранее отложившихся слоев. В результате отложения комплексов могут быть разделены между собой значительными отрезками времени.

При достаточном количестве фактического материала необходимо проводить анализ динамики формирования осадочных образований и учитывать все возможные нюансы при палеорекострукциях (например, отсутствующая (либо переотложенная) в настоящее время часть осадков раннемелового возраста должна быть отражена на палеогеографических картах, в случае роста структуры в более поздний этап тектонического развития) [4].

Одним из основных результатов геодинамических исследований предполагается выявление зон стратиграфических несогласий с целью возможного обоснования перспектив продуктивности неструктурных объектов, связанных с литологическими барьерами на границе разновозрастных отложений. Кроме того, анализ динамики формирования осадочного чехла позволяет предполагать вероятные направления миграции углеводородов, что способствует повышению качества прогноза зон аккумуляции залежей нефти и газа в недрах.

Список литературы

1. Атлас литолого-палеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5 000 000. // Под ред. Нестерова И.И. 1976.–24 л.
2. Решение 6 межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, г. Новосибирск, 2004 г.
3. Кислухин И.В., Нечаева Е.Е., Студнев Е.А., Варакина Н.И. «Стратиграфические несогласия на рубеже юры и мела севере Западной Сибири». Материалы XXV научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири», г. Тюмень, 2021, с.565-571.
4. Кислухин В.И., Кислухин И.В., «Влияние стратиграфических несогласий на палеогеографические реконструкции», журнал «Нефть и газ. Известия вузов», ТюмГНГУ № 6, 2016 г., с.8-10.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

Ковалева В.С. (АО «ИГиРГИ»), Нетреба Д.А. (АО «ИГиРГИ»), Смольянова Д.В. (АО «ИГиРГИ»), Беляев М.О. (АО «ИГиРГИ»), Шлыгин Д.А. (к.г.-м.н.) (АО «ИГиРГИ»), Шеришулина М.В. (АО «ИГиРГИ»).

Ключевые слова: рифейские отложения, углеводородный потенциал, перспективный комплекс, нефтегазоматеринские породы, плотность генерации, объемно-генетический метод.

Аннотация: в работе представлены результаты изучения углеводородного потенциала рифейских отложений территории Республики Башкортостан.

На сегодняшний день в условиях длительной разработки нефтяных месторождений на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, актуальной задачей становится обнаружение залежей в новых перспективных горизонтах. Авторами проведено изучение углеводородного потенциала рифейского комплекса на территории Республики Башкортостан.

Рифейский комплекс отложений залегает на глубинах от 2 до 15 км, вскрыт небольшим количеством скважин на неполную толщину. На исследуемой территории в этом комплексе нет открытых месторождений, но в ряде скважин получены нефтегазопроявления, а также притоки воды. Сложное строение рифейских отложений и низкая изученность до сих пор оставляют дискуссионными вопросы по стратиграфии, тектонике и нефтегазоносности этих отложений.

Авторами работы были проанализированы и обобщены результаты предыдущих исследований рифейских отложений и скважинные данные. На основе этих материалов выполнены структурное моделирование, проведены палеотектонический и палеогеографический анализы, определены элементы углеводородных систем, проведено одномерное бассейновое моделирование, рассчитан генерационный потенциал рифейских отложений территории исследования.

Отложения сформировались в авлакогенную стадию развития Восточно-Европейской платформы, начавшуюся примерно 1.65 млрд. лет назад. Возникшие рифтовые бассейны характеризовались высокими скоростями осадконакопления, повышенным температурным градиентом, проявлениями тектоно-магматической активности. На протяжении рифейского времени обстановки осадконакопления менялись от континентальных и прибрежных в районах, примыкающих к древним сводам на западе территории, до более глубоководных на востоке.

По качественной характеристике ГИС, керновым данным, литолого-палеогеографическому анализу и материалам предыдущих исследований в рифейском комплексе выделены потенциальные породы-коллекторы и флюидоупоры (Рисунок 1), а также определены зоны их наиболее вероятного распространения.

Исходное ОВ нефтегазоматеринских толщ принадлежит к морскому водорослево-бактериальному керогену II типа. К предполагаемым материнским породам отнесены глинистые породы с содержанием рассеянной органики не менее 0,15% [2]. Всего в рифейском комплексе отложений выделено 6 нефтегазоматеринских толщ (Рисунок 1). Все рассмотренные нефтегазоматеринские толщ можно отнести к породам с бедным нефтяным потенциалом [1].

По результатам моделирования установлено, что нефтегазоматеринские породы калтасинской свиты нижнего рифея полностью выработали свой генерационный потенциал и в наиболее погруженных районах на сегодняшний день по степени катагенетической зрелости находятся за

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

пределами ГЗГ. Однако, более молодые нефтегазоматеринские толщи в настоящее время находятся в «нефтяном окне».

На основе данных структурных карт и тектонического районирования проведено районирование нижне- и среднерифейского комплексов, по результатам которого были определены главные зоны генерации и аккумуляции УВ. По выделенным зонам объемно-генетическим методом оценены прогнозные ресурсы УВ.

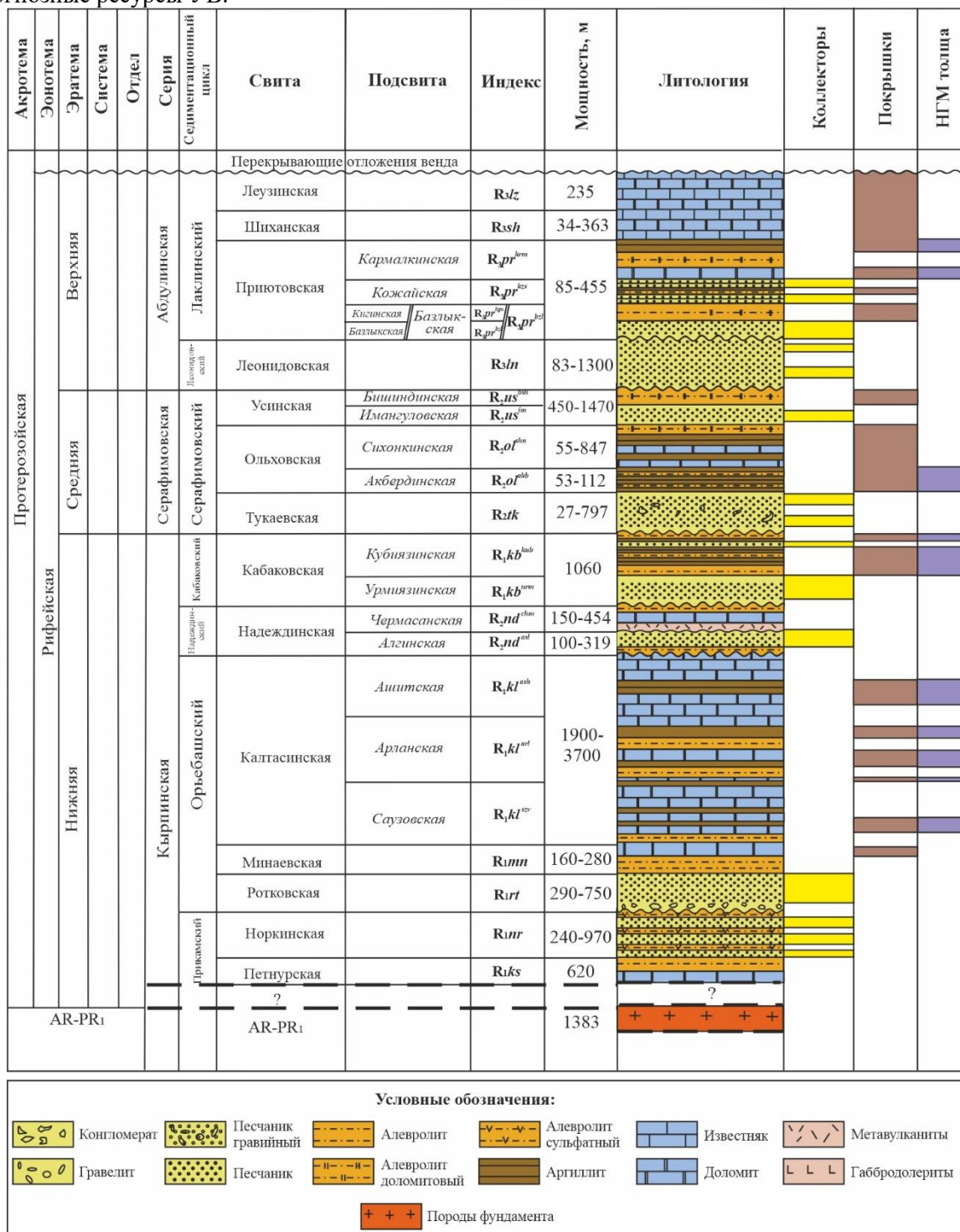


Рисунок 1. Литолого-стратиграфическая колонка рифейских отложений Республики Башкортостан с выделением элементов углеводородных систем

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Таким образом, несмотря на то, что на территории исследования в рифейском комплексе нет открытых месторождений, отложения являются перспективными на обнаружение залежей углеводородов. Этому способствует наличие всех необходимых элементов углеводородных систем – нефтегазоматеринских толщ, находящихся в благоприятных катагенетических условиях, как реализовавшие генерационный потенциал, так и продолжающие генерировать УВ, коллекторов, наличие которых подтверждается притоками флюида, и флюидоупоров, путей миграции (разломы, трещины) и ловушек (структурные, стратиграфические, тектонические, комбинированные) которые сформировались благодаря длительной, сложной истории геологического развития территории. Однако наибольшие риски могут быть связаны с сохранностью залежей. Ввиду того, что с увеличением объемов и мощности отложений возрастает сорбционная емкость пород, и учитывая значительные пути миграции, можно предположить, что большая часть УВ была рассеяна. Кроме того, важное значение имеет вопрос о времени формирования и сохранности ловушек УВ в периоды тектонической активизации и эрозии. Проведение работ по палеотектоническому анализу локальных объектов позволило бы более точно оценить вероятность сохранности залежи в конкретной структуре.

Список литературы

1. Magoon, L.B, and W.G.Dow, eds., 1994. The petroleum system-from source to trap: AAPG Memoir 60. — Pp. 620.
2. Гиниятова Л.Ф., Башкова С.Е., Карасёва Т.В. Анализ развития рифей-вендских отложений северо-восточной части Волго-Уральской НГП в связи с их нефтегазоносностью // Вестник Пермского университета. Геология. — Том 16. — № 3. — 2017. — С. 275-282.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЯНЫЕ СИСТЕМЫ КАМСКО-БЕЛЬСКОГО АВЛАКОГЕНА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Кожанов Д.Д. (МГУ имени М.В.Ломоносова), Большакова М.А. (МГУ имени М.В.Ломоносова)

Введение.

Камско-Бельский авлакоген (КБА) является одной из структур древнего заложения, расположенной в пределах Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (ВУ НГБ). В стратиграфическом отношении он заполнен отложениями рифейского возраста. В структурно-тектоническом плане можно выделить следующие элементы: Камская и Бельская впадины, Орьеш-Татышлинско-Чернушинская приподнятая зона, Дружининский и Осинцевско-Красноуфимский выступы. Характерной особенностью Камско-Бельского авлакогена является отличие в стратиграфическом наполнении различных его частей – в южных районах представлен весь разрез рифея (от нижнего до терминального), тогда как в северной части присутствуют лишь отложения RF_1 - RF_2 возраста. При этом разница в составе комплексов и условиях формирования авлакогенового комплекса северо-восточной части ВУ НГБ привела к образованию разноуровневых нефтяных систем в составе осадочного чехла бассейна.

Таким образом, **целью** работы было: описать элементы нефтяных систем Камской и Бельской впадин Камско-Бельского авлакогена.

Нефтематеринские свиты

Камская часть. Наиболее древними *нефтематеринскими отложениями* являются толщи саузовской подсвиты калтасинской свиты нижнего рифея. Отложения указанного стратиграфического интервала вскрыты единичными скважинами, геохимические исследования пород проведены лишь точно. Так, на основании данных С.Е. Башковой, Т.В. Белоконов (2008) [2], В.М. Проворова и др. (2007) [7] было установлено, что саузовские отложения обладают наилучшим нефтематеринским потенциалом среди пород калтасинской свиты нижнего рифея. Содержание Сорг – до 0,87%, НІ, по представленным данным, варьируется в пределах от 15 до 636 мг УВ/г ТОС, степень зрелости – до МК_{4.5}. Тип керогена для саузовской свиты определяется как II. В литологическом отношении эти отложения представлены глинисто-карбонатными породами, сложены серыми (в различных оттенках) массивными доломитами, нередко органогенными (с наличием строматолитовых и онколитовых разностей) прослоями микро, тонко-, неравномерно кристаллических, иногда окремнелых и пиритизированных прослоев и пачек. Среди отложений саузовской свиты присутствуют также подчиненные пачки аргиллитов и мергелей.

Бельская часть. В южной (Бельской) впадине Камско-Бельского авлакогена состав стратиграфического комплекса рифея значительно шире. Помимо нижнерифейских, нефтегазоматеринские толщи здесь также выделяются в отложениях кабаковской, ольховской и шиханской свит рифея. Наиболее полные данные, касательно характеристик органического вещества этих толщ представлены в диссертации Д.И. Иванова [3]. Так, указано, что наилучшими нефтематеринскими свойствами обладают отложения саузовской подсвиты калтасинской свиты нижнего рифея (Сорг = 0,05-1,17%; НІ = 2-900 мгУВ/гТОС; T_{max} = 434-440°C). Содержание органического углерода в кабаковской свите достигает значений 0,39%, значения водородного индекса варьируются в пределах 5-765 мгУВ/гТОС, T_{max} = 440-470°C. Нефтегазоматеринские отложения ольховской свиты среднего рифея характеризуются значениями Сорг = 0,04-0,27%, НІ = 112-440 мгУВ/гТОС и T_{max} = 440-468°C. Толщи шиханской свиты верхнего рифея обладают следующими параметрами – Сорг – 0,14-0,65%, НІ – 50-642 мгУВ/гТОС и T_{max} – 437-450°C. Исходя из представленных данных видно, что тип органического вещества зачастую определяется как II, а также нередко как I. По литологическому составу отложения данных стратиграфических интервалов являются глинистыми известняками, нередко аргиллитами и мергелями. Также в разрезах кабаковской и ольховской свит часто присутствуют тонкие прослои алевролитов и песчаников.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Коллекторские интервалы и связанные с ними нефтегазопроявления

Отложения по литологическому составу относящиеся к коллекторам приурочены к следующим стратиграфическим подразделениям рифея Камско-Бельского авлакогена: ашитская подсвита калтасинской свиты нижнего рифея, надеждинская, тукаевская и ольховская свиты среднего рифея, леонидовская и приютовская свиты верхнего рифея. Помимо этого, породами, вмещающими в себя УВ генерированные рифейскими НГМТ, могут являться терригенные отложения верхнего венда, среднего девона и даже верхнего девона-турне [5].

В рифейском комплексе Камской впадины Камско-Бельского авлакогена наблюдались лишь незначительные нефте- и газопроявления, отмеченные в отложениях калтасинской свиты [1,8]. Промышленная нефтегазоносность связана с кыквинскими и краснокамскими отложениями верхнего венда (Сивинское, Соколовское, Шарканское, Чубойское, Дебесское месторождения и другие).

В пределах Бельской впадины Камско-Бельского авлакогена рифей-вендских нефтяных и газовых месторождений обнаружено не было. Однако, нефте- газопроявления представлены достаточно широко: в отложениях калтасинской, тукаевской, ольховской и усинской свит рифея, а также в байкибашевских, салиховских и карлинских толщах верхнего венда [1,8].

Покрышки

В пределах Камской и Бельской частей Камско-Бельского авлакогена породами покрышками могут являться глинистые и глинисто-карбонатные отложения калтасинской свиты нижнего рифея, ольховской свиты среднего рифея, шиханской и леузинской свит верхнего рифея. Однако, как показывает практика, породы покрышки докембрийского возраста зачастую являются сильно разуплотненными, что негативно отражается на их удерживающих свойствах [6]. Помимо этого в связи с различием в стратиграфическом составе рифейского комплекса отдельных частей Камско-Бельского авлакогена в качестве пород-покрышек могут также рассматриваться аргиллиты верхнего венда, а также глинисто-карбонатно-кремнистые толщи верхнего девона-турне.

Ловушки

Выявленные и потенциальные ловушки относятся к различным морфологическим типам. Тектонически экранированные ловушки были образованы в конце раннего карбона и в поздней перми. Образование стратиграфически экранированных ловушек связано с крупнейшими эрозионными событиями, происходившими в среднерифейско-ранневендское время, а также в раннем палеозое. Также есть ловушки, приуроченные к рифовым постройкам, сформировавшимся в позднем девоне-раннем карбоне (в пределах Камско-Кинельской системы прогибов) и в ранней перми. Однако большинство ловушек приурочено к структурам облекания выступов фундамента: Южно-Татарскому, Северо-Татарскому, Пермскому и Башкирскому сводам, Бирской и Косьвинско-Чусовской седловинам.

Работа нефтяных систем

Согласно данным, приведенным в статье [4], генерационный потенциал рифейского комплекса практически полностью был исчерпан уже в позднем протерозое. Основная роль в формировании нефтегазоносности осадочного чехла как южной, так и северной частей КБА принадлежит породам вендского возраста. Начало генерации этих толщ приходится на поздний карбон-пермь в Камской впадине, и на ранний карбон в Бельской. При этом генерация продолжается и по настоящее время. Формирование залежей происходило многоэтапно. В южных районах за счет большей мощности осадочного чехла генерация и заполнение начинались раньше, чем на севере. Основными путями, обеспечивающими миграцию, являются тектонические разломы. На это указывает наличие значительного количества нефте- и газопроявлений [1,8].

Выводы

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Таким образом, проведенный анализ показал, что наличие значительного количества нефтегазоматеринских толщ, присутствие в разрезе коллекторов и покрышек, обусловили появление значительного числа месторождений нефти и газа на территории бассейна.

При этом подход к определению положения нефтяных систем в пределах Камско-Бельского авлакогена должен быть различным в зависимости от изучения той или иной его части. Возможно, существующие границы нефтяных систем Камско-Бельского авлакогена могут быть существенно расширены, вплоть до отложений верхнего девона-турне.

Список литературы

1. Башкова С.Е., Карасева Т.В., Гиниятова Л.Ф. Анализ развития рифей-вендских отложений северо-восточной части Волго-Уральской НГП в связи с их нефтегазоносностью // Вестник пермского университета. Геология. 2017. Т.16. №3. С. 275-282.
2. Башкова С.Е., Белоконь Т.В. Прогноз нефтегазоносности рифейских и вендских отложений Волго-Уральской НГП на основе общей модели формирования месторождений УВ // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. №9. С.11-21.
3. Иванов Д.И. Перспективы нефтегазоносности рифейских отложений платформенного Башкортостана на основе изучения нафтидогенерационного потенциала. Дис.Канд.Геол.-мин.Наук. Уфа, 2008. 158 с.
4. Кожанов Д. Д., Большакова М. А. Реализованность нефтегенерационного потенциала нефтегазоматеринских толщ и их вклад в нефтегазоносность пород Камско-Бельского авлакогена на основе бассейнового моделирования // Сборник статей X Всероссийской молодежной конференции Геология, геоэкология и ресурсный потенциал Урала и сопредельных территорий. - Издательство Перо Москва, 2022. - С. 199–203.
5. Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С. Роль отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (по результатам бассейнового моделирования) // Георесурсы, №2(24), 2022. С.113-132.
6. Литолого-петрографическая характеристика и основные черты тектоники рифей-вендских образований востока Татарии в связи с перспективами их нефтегазоносности (окончательный): отчет о НИР / Институт геологии Башкирского научного центра УрО АН СССР; отв. исп. В.И. Козлов. – Уфа, 1988 (ф). – 209 с.
7. Проворов В.М. О генетической связи зон нефтенакпления в теригенном девоне с мобильными зонами фундамента на территории северной части Волго-Уральской провинции // Вестник Пермского университета. Геология, №4(9), 2007. С. 26-31.
8. Проворов В.М., Неганов В.М., Передреева Г.Л., Медведева Н.В., Ехлаков Ю.А., Соснин Н.Е., Мягкова Л.В., Фрик М.Г., Серкин М.Ф., Ищеева Т.Н. Перспективы нефтегазоносности рифей-вендских отложений Бедряжской площади и сопредельных районов Калтасинского авлакогена // Вестник Пермского Университета. Геология. 2007. Т.4. №9. С. 32-45.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

**РЕКОНСТРУКЦИЯ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ШЕЛЬФА
БАРЕНЦЕВА МОРЯ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Колесникова Т.О. 1, Мордасова А.В.1, Гильмуллина А.А. 2, Сулова А.А. 1,

Ступакова А.В. 1, Большакова М.А. 1, Краснова Е.А. 1,3, Осипов К.О. 1

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, России

²Университет Бергена, Берген, Норвегия

³Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия

На шельфе Баренцева моря в настоящее время обнаружены месторождения газа и газоконденсата, в том числе одно из крупнейших газовых месторождений Штокмановское, что позволяет говорить о значительных перспективах данного региона. Несмотря на самую высокую изученность Баренцева моря среди всех территорий арктического шельфа РФ, перспективы нефтегазоносности этого региона до сих пор полностью не определены. Целью данной работы было определение возможных перспектив нефтегазоносности региона исследований путем реконструкции истории погружения бассейна с помощью метода бассейнового моделирования.

Фактическим материалом для моделирования послужили региональный композитный сейсмический профиль (Рис.1), а также многочисленные литературные данные с результатами исследований геологического строения региона, его истории развития, а также свойств нефтегазоматеринских пород (Gómez-Pérez, 2004, Басов, 2008, Ohm et al., 2008, Кирюхина, 2013, Сулова, 2013, Норина, 2014, Мордасова, 2018, Ступакова и др., 2021, Кораго, 2022, nрd.no).

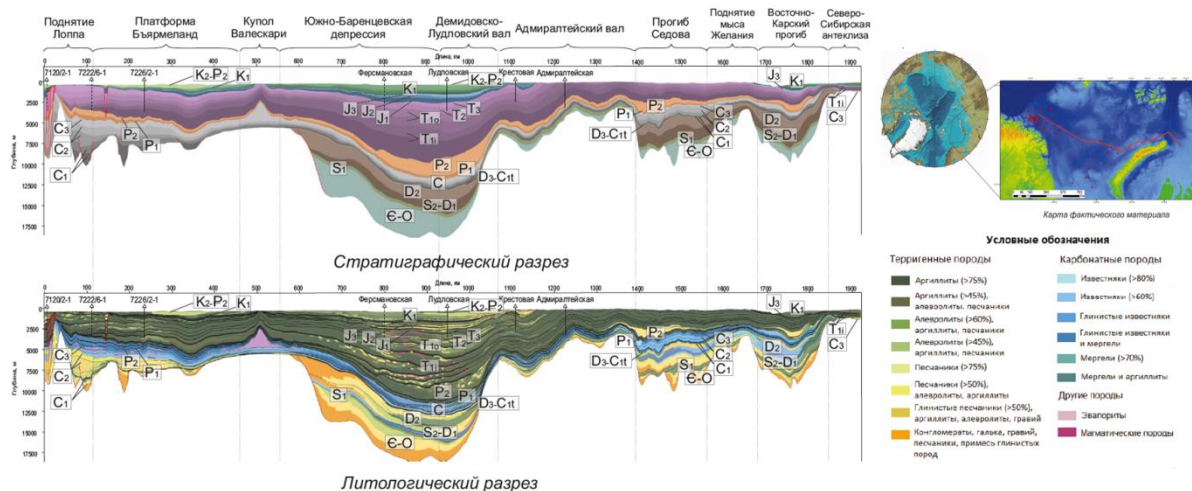


Рисунок 1. Региональный профиль, использованный для построения бассейновой модели

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

История развития бассейна была реконструирована (Рис.2) по результатам изучения ряда палеотектонических и палеогеографических карт Баренцевоморского осадочного бассейна (CASP, 2004, Басов, 2008, Geological history, 2009, Henrisken, 2011, Кирюхина, 2013, Суслова, 2013, Норина, 2014, Мордасова, 2018), а также сопоставления этих палеопостроений с разрезами арх.Новая Земля (Кораго, 2022) для палеозойской части разреза и скважинных данных (Кирюхина, 2013, Суслова, 2013, Норина, 2014, Мордасова, 2018) для мезозойской части российского сектора Баренцева моря и скважинных данных для всего разреза норвежского сектора (npd.no).

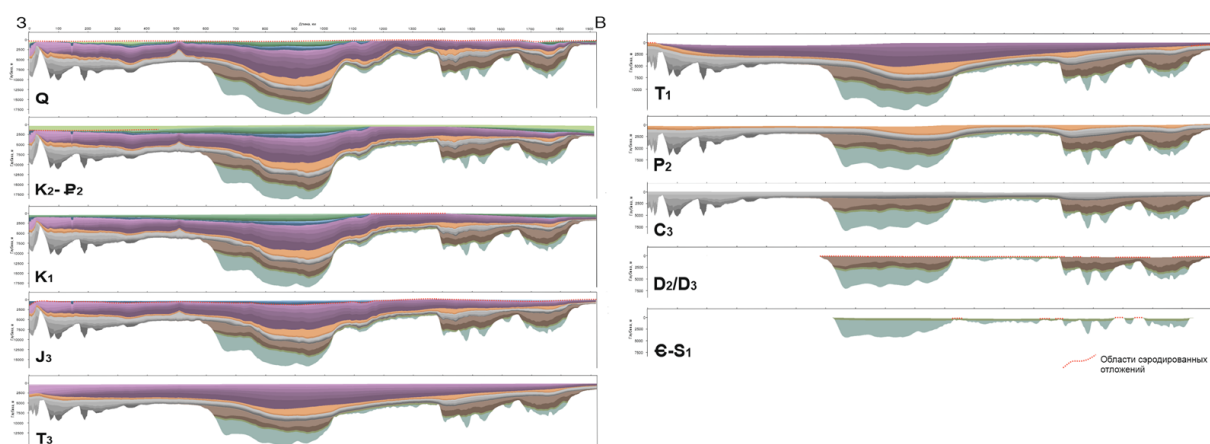


Рисунок 2. Палеоструктурная реконструкция по моделируемому профилю

Зонай самой высокой зрелости нефтегазоматеринских пород является Южно-Баренцевская депрессия, менее масштабные очаги генерации присутствовали практически по всему профилю. По результатам моделирования было выявлено, что присутствуют небольшие зоны повышения зрелости триасовых толщ, связанные с прогревом интрузивными телами (Рис.3). В других частях профиля зрелыми являются так же палеозойские и триасовые породы. Верхнеюрские и нижнемеловые породы не затронуты действием интрузии, однако за счет погружения являются естественно дошедшими до начала зоны нефтяного окна (МК₁) и локально индекс трансформации их органического вещества превышает 1%.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

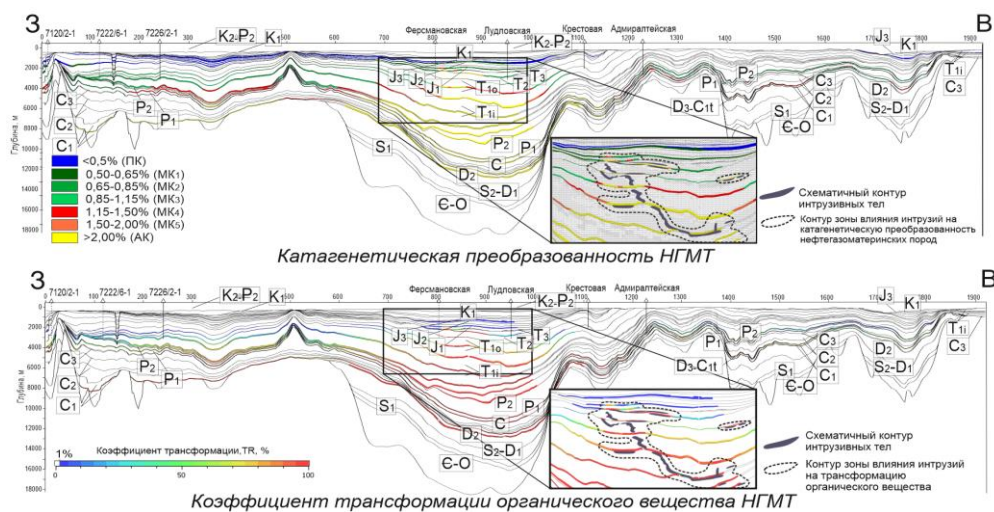


Рисунок 3. Разрезы показателя отражения витринита (R_o , %) и коэффициента трансформации (TR, %)

Наибольшее количество скоплений углеводородов (Рис.4), согласно модели, наблюдается в Южно-Баренцевской впадине и в пределах Демидовско-Лудловского вала в отложениях каменноугольного, пермского и триасового возраста. В пределах Адмиралтейского вала присутствуют залежи в каменноугольных и пермских карбонатных отложениях. Пробуренные здесь скважины Крестовая и Адмиралтейская не достигают глубин, на которых предполагаются скопления.

В пределах поднятия Бьярмеланд, по результатам моделирования, распространены залежи в антиклинальных структурах в каменноугольных и пермских карбонатах и литологически экранированные в песчаниках триасовых клиноформ. Миграция идет преимущественно в латеральном направлении к куполу Валескари, где присутствуют ловушки экранированные соляным диапиром, наполнение которых происходит за счет миграции углеводородов как с западной части, так и со стороны Южно-Баренцевской депрессии. На поднятии Лоппа присутствуют небольшие скопления в сводовой части антиклинали в карбонатных отложениях палеозоя и песчаных прослоях триаса. Миграция идет в направлении возвышенной части поднятия Лоппа.

В восточной части профиля отсутствие скважин затрудняет калибровку модели и подтверждение полученных результатов. По результатам моделирования здесь наблюдаются небольшие скопления газа в карбонатных отложениях каменноугольного и пермского возрастов, а также в терригенных верхнепермских отложениях. Миграция вертикальная и латеральная в восточном направлении. Перетоков углеводородов в данную область из очага генерации Южно-Баренцевской впадины не наблюдается.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

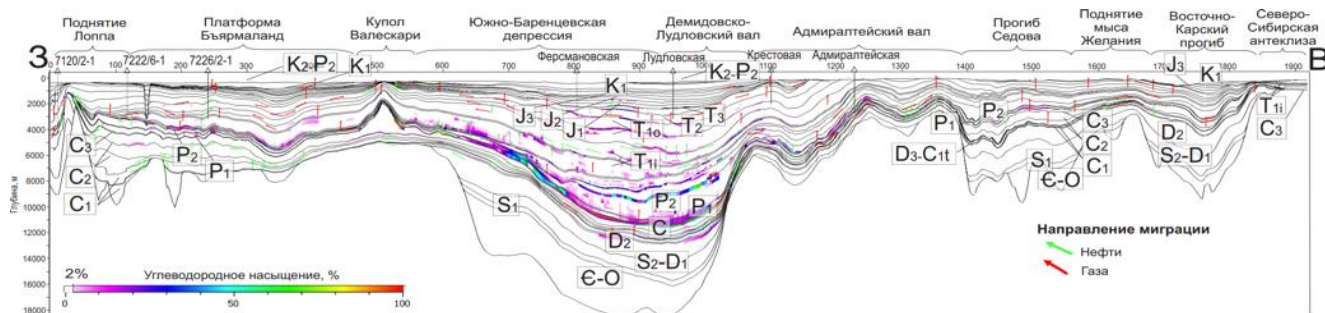


Рисунок 4. Углеводородное насыщение осадочного чехла

Список литературы

1. Басов В.А., Василенко Л.В., Вискунова К.Г., Кораго Е.А., Корчинская М.В., Куприянова Н.В., Повышева Л.Г., Преображенская Э.Н., Пчелина Т.М., Столбов Н.М., Суворова Е.Б., Супруненко О.И., Суслова В.В., Устинов Н.В., Устрицкий В.И., Фефилова Л.А. Эволюция остановок осадконакопления Баренцево-Северо-Карского палеобассейна в фанерозое // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009. - Т.4. - №1
2. Кирюхина Н.М. Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений шельфа Баренцева моря. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, М.: МГУ, Геологический факультет, 2013.
3. Кораго Е.А., Ковалева Г.Н., Щеколдин Р.А., Ильин В.Ф., Гусев Е.А., Крылов А.А., Горбунов Д.А. Геологическое строение архипелага Новая Земля (запад российской Арктики) и особенности тектоники евразийской Арктики, Геотектоника, № 2, 2022, сс. 21-57
4. Мордасова А.В. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности верхнеюрско-нижнемеловых отложений Баренцеоморского шельфа. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, М.: МГУ, Геологический факультет, 2018
5. Норина Д.А. Строение и нефтегазоматеринский потенциал пермско-триасовых терригенных отложений Баренцевоморского шельфа. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, М.: МГУ, Геологический факультет, 2014.
6. Ступакова А.В., Большакова М.А., Суслова А.А., Мордасова А.В., Осипов К.О., Ковалевская С.О., Колесникова Т.О., Шевченко Г.А., Мастерков И.А., Цыганкова А.А., Гильмуллина А.А. (2021). Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства. Георесурсы, 23(2), с. 6–25. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1>
7. Суслова А.А. Условия формирования природных резервуаров юрского нефтегазоносного комплекса Баренцевоморского шельфа. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, М.: МГУ, Геологический факультет, 2013.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

8. Geological History of the Barents Sea. Edited by Smelror M., Petrov O.V., Larssen G.B., Werner S.C. Geological survey of Norway, Trondheim, 2009, 135 p.
9. Gómez-Pérez, I. Paleozoic-Early Mesozoic evolution and hydrocarbon systems of the Barents Shelf and Timan Pechora Basin: A 3-D GIS database and paleogeographic reconstructions GIS Database of Arctic Tectonics and Stratigraphy (GOATS) Report Number: CASP.GOATS.3.2, 2004
10. Henriksen E., Ryseth A.E., Larssen G.B., Heide T., Ronning K., Sollid K., Stoupakova A.V. Tectonostratigraphy of the greater Barents Sea: implication for petroleum systems. Petroleum Geology. Memoir of the geological Society of London 2011, Memoirs 35, pp. 163-195.
11. Ohm S.E., Karlsen D.A., Austin T.J.F. Geochemically driven exploration models in uplifted areas: Examples from the Norwegian Barents Sea // AAPG Bulletin. v. 92, No 9. 2008. pp. 1191–1223.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ БИЦИКЛИЧЕСКИХ СЕСКВИТЕРПАНОВ В НЕФТЯХ КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КАМЧАТКИ И ЧУКОТКИ. СВЯЗЬ С ТЕРМИЧЕСКОЙ ЗРЕЛОСТЬЮ

*Коноплева И.В. (Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН,
г. Москва)*

Введение

Изучение углеводородов-биомаркеров является важным направлением в современной органической геохимии. Для определения фациально-генетического типа исходного органического вещества (ОВ), условий его накопления, преобразования в диагенезе и катагенезе, при оценке катагенетической зрелости ОВ пород и нефтей широко применяются биомаркеры группы терпанов, представленные три-, тетра- и пентациклическими структурами. В качестве геохимических индикаторов используются концентрационные отношения УВ-биомаркеров.

К настоящему времени из группы терпанов наименее изучены бициклические структуры - сесквитерпаны, которые представляют собой алифатические углеводороды состава C_{14} - C_{16} и имеют скелет декалина с различным положением метил- и этильных групп. Основные бициклические сесквитерпаны нефтей являются изомерами дримана.

Экспериментально показано, что увеличение температуры приводит к усилению реакций изомеризации, деметилирования, перераспределения метильных и этильных групп в бициклических сесквитерпанах, и их трансформация направлена в сторону образования термодинамически более устойчивых структур (Стуканова и др., 1976; Гордадзе и др., 2012). В катагенетически зрелых нефтях различного геологического возраста (от миоцена до юры) обнаружена корреляция термической зрелости нефтей с концентрационным отношением некоторых дриманов (Гордадзе и др., 2011). При оценке термической зрелости слабопреобразованного органического вещества (ОВ) осадочных отложений было предложено использовать отношение эпимеров 8(H)-гомодримана (Noble et al., 1987).

Сесквитерпановый индекс (SI), характеризующий зрелость гидротермальных нефтей, образовавшихся в плиоцен-четвертичных отложениях кальдеры вулкана Узон на Камчатке, был предложен Коноплевой и Севастьяновым (2023). Расчет индекса основан на предположении, что сесквитерпаны образуются из единственного исходного углеводорода - 8(H)-гомодримана.

Цель настоящего исследования состояла в оценке применимости сесквитерпанового индекса в качестве параметра зрелости нефтей из неоген-палеогеновых отложений Камчатки и Чукотки, как наиболее близких, как территориально, так и по геологическому возрасту, к плиоцен-четвертичным отложениям кальдеры вулкана Узон.

Материалы и методы

Район отбора проб нефти принадлежит Притихоокеанской нефтегазоносной провинции (НГП) и расположен в пределах полуострова Камчатка и юго-восточной Чукотки. Карта с изображением мест отбора приведена на Рис. 1. Перспективы нефтегазоносности Притихоокеанской НГП связаны с кайнозойскими отложениями. Объектами исследования были 10 образцов нефти. Все пробы отобраны из разведочных скважин, пробуренных в осадочных бассейнах, перспективных в нефтегазоносном отношении, за исключением одного образца нефти из естественного выхода, расположенного на берегу р. Богачевка (Вог). Часть нефтей представляют собой конденсаты.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Образцы нефти были деасфальтированы осаждением избытком *n*-гексана, мальтены подвергнуты элюированию на хроматографической колонке, *n*-гексаном, затем толуолом. В качестве сорбента использовали силикагель. Анализ фракций был выполнен методом газовой хромато-масс-спектрометрии (ГХ-МС) на газовом хроматографе (Thermo), соединенном с ионной ловушкой (Polaris Q). В работе использовали капиллярную колонку TR-5MS (30 м × 0.32 мм × 0.25 μм). Газ-носитель-гелий. Определение относительных концентраций сесквитерпанов проводилось сравнением

интенсивности отклика базового иона на масс-хроматограмме m/z 123. Ароматические соединения идентифицировались по характерным осколочным ионам m/z 178 (фенантрен) и m/z 192 (метилфенантрены).



Рисунок 1. Расположение скважин на полуострове Камчатка и юго-востоке Чукотки

Результаты и обсуждения

В осадочной толще исследуемого региона выделены два нефтегазоносных комплекса: эоцен-олигоценый (P₂-P₃) и миоценовый (N₁). Результаты ГХ-МС анализа позволили идентифицировать в нефтях 10 сесквитерпанов: нордриманы C₁₄, дриманы C₁₅ и гомодриманы C₁₆. Расчеты относительного содержания сесквитерпанов показывают, что с увеличением возраста отложений, от миоценовых к палеогеновым, в нефтях наблюдается сдвиг в сторону образования C₁₅ дриманов и нордриманов C₁₄ на фоне снижения относительного содержания гомодриманов C₁₆ (Табл. 1). Такая тенденция в распределении сесквитерпанов особенно заметно выражена в нефтях с Изменной площади Анадырской впадины Чукотки, притекающих с разных глубин (Izm, 10 и Izm, 11), а также в нефтях близкорасположенных месторождений Восточной Камчатки: Dv, 50; Bog, 37 и Bog.

Для нефтей был рассчитан сесквитерпановый индекс зрелости $SI = [(\sum C_{14} + \sum C_{15} + \sum C_{16} - 8(H)\text{-гомодриман}) / 8(H)\text{-гомодриман}]$ (Табл. 1). В основе расчета индекса лежит предположение, что сесквитерпаны нефти образуются из одного родительского углеводорода - 8(H)-гомодримана, который с ростом термической зрелости последовательно превращается в другие изомеры

(гомодриманы C₁₆), в дриманы (C₁₅) и нордриманы (C₁₄), а индекс представляет собой отношение суммарного содержания продуктов термического преобразования 8(H)-гомодримана к содержанию исходного соединения.

Для оценки геохимической значимости сесквитерпанового индекса представляется интересным сравнить этот показатель с другими индикаторами, используемыми при оценке термической зрелости нефтей и катагенетической преобразованности ОВ пород. Логично предположить, что для сравнительного анализа должны быть выбраны УВ, в которых наблюдаются аналогичные

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

структурные изменения при повышении температуры, то есть в них, как и в сесквитерпанах, в процессе термической эволюции происходит усиление реакций изомеризации, деметилирования, перераспределения метильных и этильных групп, и их трансформация направлена в сторону образования термодинамически более устойчивых структур.

К таким соединениям можно отнести ароматические углеводороды - метилфенантрены. Так, метилзамещенные фенантрены, благодаря различной термодинамической устойчивости изомеров, широко используются для расчетов степени катагенетической зрелости нефтей и рассеянного ОВ пород. Наиболее часто используемым индикатором является метилфенантеновый индекс $MPI-1 = 1.5 \cdot (2MP + 3MP) / (P + 1MP + 9MP)$. Показано, что индекс $MPI-1$ хорошо коррелирует с измеренной отражательной способностью витринита $\%R_m$ в пределах значений 0.6-1.3%, которая может быть рассчитана по эмпирической формуле (Radke et al., 1982):

$$\%R_c = 0.6 \cdot (MPI-1) + 0.4 \quad (1)$$

В Табл. 1 представлены данные по $MPI-1$, полученные по результатам ГХ-МС анализа ароматической фракции нефтей, и значения $\%R_c$, рассчитанные по вышеприведенной формуле. Значения $\%R_c$ исследуемых нефтей изменяются в пределах 0.69-1.06. В соответствии значениям $\%R$ и стадиям катагенеза ОВ, принятым в российской нефтяной геологии (Петров, 1984), нефти являются катагенетически зрелыми (сгенерированы в ГЗН).

Для тестирования сесквитерпанового индекса в качестве индикатора зрелости было проведено сравнение данных по $MPI-1$ и SI . Корреляционный анализ выявил достоверную положительную связь между индексами ($r=0,883, p<0,05$).

Таблица 1. Относительное содержание сесквитерпанов, сесквитерпановый и метилфенантеновый индексы, расчетные значения отражения витринита

№	Образец нефти	Возраст	Относительное содержание сесквитерпанов, %			Индексы зрелости и расчетные значения отражения витринита		
			$\sum C_{14}$	$\sum C_{15}$	$\sum C_{16}$	SI	MPI-1	$\%R_c$ (MPI-1)
1	Bog	P ₂₋₃	16	61	23	9.67	1.10	1.06
2	Bog, 37	P ₂₋₃	18	53	29	7.00	0.84	0.90
3	Dv, 50	N ₁	12	41	46	2.35	0.62	0.77
4	Gav, 39	N ₁	15	35	50	1.87	0.69	0.81
5	Pol, 1	N ₁	8	53	39	4.08	0.70	0.82
6	Lim, 1	N ₁	8	41	51	1.82	0.66	0.80
7	Izm, 10	N ₁	21	35	44	3.42	0.59	0.75
8	Izm, 11	P ₂₋₃	38	40	23	5.99	0.68	0.81
9	Olkh, 1	N ₁	11	44	45	5.77	0.49	0.69
10	Ugl, 37	P ₂₋₃	24	49	27	1.95	0.84	0.90

Соответственно, была выявлена аналогичная корреляция между значениями SI и отражательной способностью витринита $\%R_c$, рассчитанной по $MPI-1$ ($r=0,883, p<0,05$; Рис. 2).

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

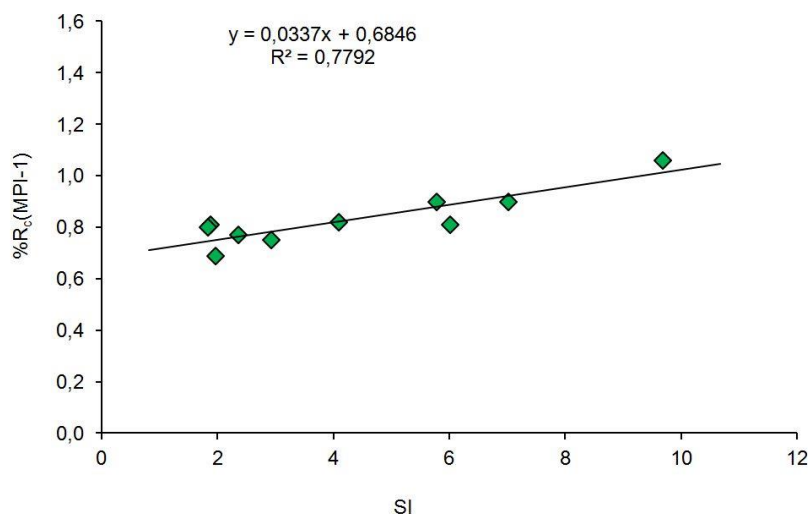


Рисунок 2. Корреляция между %R_c, рассчитанной по MPI-1, и сесквитерпановым индексом SI
Из этой корреляции выведено уравнение для расчета отражательной способности витринита %R_c на основе значений сесквитерпанового индекса:

$$\%R_c = 0.034 \cdot (SI) + 0.68 \quad (2)$$

Это уравнение, как и в случае расчета на основе MPI-1, применимо для нефтей, генерированных в нефтяном окне, при %R_c в пределах значений 0.6-1.3%.

Заключение

На примере изучения бициклических терпанов в нефтях миоценовых и эоцен-олигоценых отложений Камчатки и Чукотки установлено, что в качестве индикатора термической зрелости этих нефтей может быть применен сесквитерпановый индекс (SI), представляющий собой концентрационное отношение бициклических сесквитерпанов и изначально предложенный для гидротермальной нефти плиоцен-четвертичных отложений. На основе сесквитерпанового индекса представлена эмпирическая формула для расчета отражательной способности витринита %R_c. Этот показатель позволяет определить стадии катагенеза органического вещества (термической зрелости нефти), что необходимо для оценки месторождения и качества углеводородного сырья.

Список литературы

1. Гордадзе Г.Н., Окунова Т.В., Гируц М.В., Эрдниева О.Г., Кошелев В.Н. (2011) Нефтяные полиалкилзамещенные бицикло[4.4.0]декановые (сесквитерпаны) C₁₅ - индикаторы степени созревания нефтей. Нефтехимия. 51(2), 128 – 133.
2. Гордадзе Г.Н., Окунова Т.В., Гируц М.В., Эрдниева О.Г., Кошелев В.Н. (2012) Термодинамическая устойчивость нефтяных полиалкилзамещенных бицикло[4.4.0] деканов C₁₅ при 500 и 600° К. Нефтехимия. 52(1), 3-6.
3. Коноплева И.В., Севастьянов В.С. 2023. Геохимическая значимость бициклических сесквитерпанов в гидротермальной нефти кальдеры вулкана Узон (Камчатка). Геохимия. 68(2), 217-224.
4. Стуканова Л.Н., Шаньгина Т.Н., Петров Ал.А. (1969) Стереохимия и относительная термодинамическая устойчивость метилбицикло[4.4.0]деканов. Нефтехимия. 9(2), 196-200.
5. Петров Ал.А. (1984) Углеводороды нефти. М.: Наука, 264 с.
6. Noble R.A., Alexander R., Kagi, R.I. (1987) Configurational isomerization in sedimentary bicyclic alkanes. Org. Geochem. 11, 151–156.
7. Radke, M., Welte, D. H., Willsch, H. (1982) Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter. Geochim. Cosmochim. Acta. 46(1), 1–10.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

**ПРИРОДНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОБЪЕКТЫ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ И ЗАХОРОНЕНИЯ
УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА**

Корзун А.В.¹, Ступакова А.В.¹, Харитонова Н.А.¹, Пронина Н.В.¹, Макарова Е.Ю.¹, Вайтехович А.П.¹, Осипов К.О.¹, Лопатин А.Ю.¹, Асеева А.В.², Карпушин М.Ю.¹, Сауткин Р.С.¹, Перегудов Ю.Д.¹, Большакова М.А.¹, Ситар К.А.¹, Редькин А.С.

Все актуальнее становится проблема нулевых выбросов диоксида углерода. В рамках низкоуглеродной энергетики и геология вынуждена решать задачи размещения углекислого газа.

На сегодняшний день существует уже рассмотренный зарубежными исследователями ряд природных объектов, в той или иной степени пригодных для размещения CO₂, которыми являются соляные каверны, истощенные нефтегазовые месторождения, угольные пласты, базальты и водоносные горизонты. Выбор объекта проводится не только с учетом геологических параметров, но и связан с близостью расположения производств с максимальными выбросами углекислого газа.

Утилизацию CO₂ можно проводить как путем хранения, то есть временного размещения в объекте с целью последующего извлечения, так и захоронения (безвозвратного захоронения). **Соляные каверны** могут использоваться для захоронения диоксида углерода, так как соль является одним из лучших флюидоупоров, Большим преимуществом данного типа объекта являются очень быстрые темпы закачки CO₂, а недостатком – маленькие объемы каверн и долгий процесс их вымывания.

Соляные каверны размещают в солях различной литологии, в основном в каменной соли (галит, NaCl), поскольку она обладает относительно низкой текучестью и высокой растворимостью - 7-8 м³ пресной воды растворяют ~1 м³ галита (Warren, 2016) (рис. 1). Распространенность солеродных бассейнов в России ограничена, поэтому пока данный объект вызывает не так много интереса.

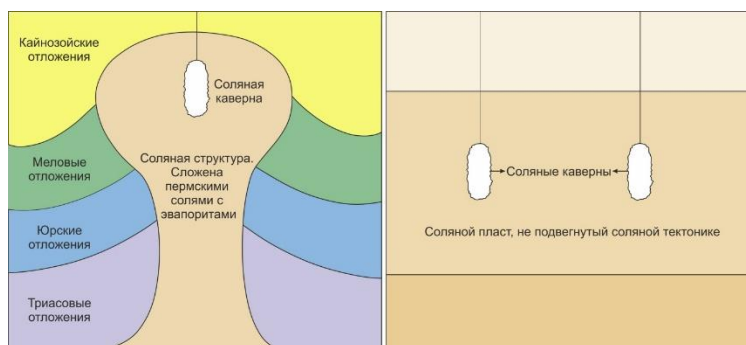


Рисунок 1. Расположение соляных каверн в соляных структурах (слева) и соляных пластах (справа) (на основе Tarkowski, Czapowski, 2018)

В списке объектов для хранения диоксида углерода **водоносные горизонты** занимают лидирующую позицию: они очень широко распространены не только на территории нашей страны, но и по всему миру. Однако условия залегания, строение водонасыщенных пластов, термодинамические условия, химический состав воды и т.д. разнообразны, в связи с чем критерии выбора должны быть тщательно подобраны. Оценка емкости хранения CO₂ и возможных вторичных процессов в водоносных горизонтах очень сложна, так как задействованы все механизмы улавливания, и они работают с разной скоростью, иногда одновременно (рис. 2). Стратифицированные (структурные и гидродинамические) механизмы захвата иммобилизуют CO₂ в виде свободного газа или сверхкритической жидкости. Остаточные (капиллярные) механизмы проявляются путем улавливания остаточного газа в поровых пространствах с низким газонасыщением: при растворении CO₂ в подземных водах, путем улавливания CO₂ раствором (ионное улавливание), путем химической реакции CO₂ с матрицей породы (минеральное улавливание) или путем адсорбции на поверхности минеральных частиц (адсорбционное

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

улавливание). Выбор цели и прогнозирование процесса является сложной задачей, поскольку в действительности различные механизмы улавливания в водоносных горизонтах действуют не изолированно, а сложным, зависящим от времени образом (Vachu F., 2007).

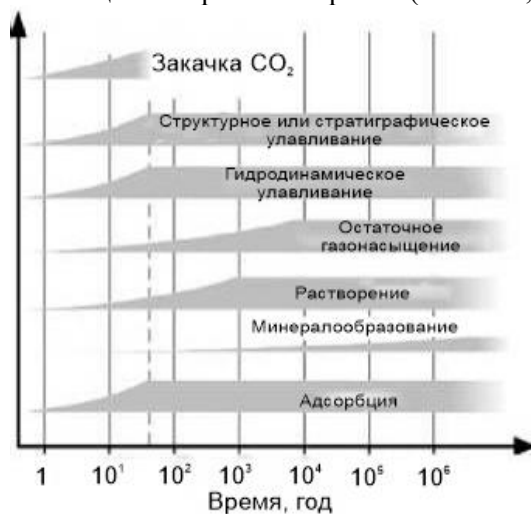


Рисунок 2. Проявление процессов, связанных с геологическим хранением CO₂, во временном масштабе (after Metz, 2005)

Истощенные месторождения нефти и газа могут выступать в роли хорошего объекта для размещения CO₂, так как включают в себя породу-коллектор и флюидоупор, препятствующий прорыву в вышележащие пласты. Физические и химические свойства двуокси углерода могут негативно повлиять на экранирующие свойства покрышки. При контакте с водой диоксид углерода образует угольную кислоту, которая может значительно изменить прочностные свойства флюидоупора, поэтому при выборе истощенных месторождений нефти и газа в качестве естественных мест для хранения диоксида углерода важно изучить минеральный состав флюидоупора и коллектора, содержащего диоксид углерода. При выборе способа хранения или утилизации углекислого газа следует учитывать целый ряд обстоятельств, влияющих на экономический успех проекта, экологическую безопасность и плавный переход к низкоуглеродной энергетике.

Размещение CO₂ в осадочных формациях таких, как глубокие соленые водоносные горизонты; истощенные нефтяные и газовые месторождения, соленосные отложения основано на краткосрочных физических и физико-химических механизмах захоронения, с которыми связаны достаточно высокие риски потерь CO₂. В глубоких горизонтах земной коры сверхкритический CO₂ весьма подвижен и мобилен по отношению к пластовым рассолам, поэтому он может легко мигрировать через трещины и проницаемые зоны. Риск подобных потерь можно устранить, если использовать естественные свойства природных коллекторов (например, **базальтов**) вступать в реакцию с растворенным CO₂ и формировать вторичные минеральные фазы в виде твердых карбонатных минералов (так называемое минеральное удержание).

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

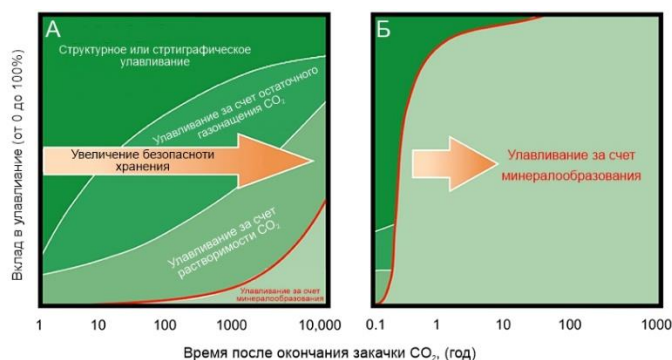


Рисунок 3. Скорость изменения стадий улавливания углекислого газа во времени. А. Кислые породы, Б – ультраосновные породы. Масштабы каждого механизма улавливания в значительной степени зависят от конкретного места и от нескольких параметров, включая тип породы и вид закачиваемого газа. Заимствовано из (National Academies of Sciences Engineering Medicine, 2019)

Следует отметить, что в настоящее время стоимость хранения CO_2 в базальтах выше, чем в осадочных породах, но широкое распространение базальтов по всему миру делает их предпочтительным объектом для захоронения углекислого газа. Кроме того, хотя континентальные базальты подходят для захоронения углекислого газа, значительное количество ультраосновных и базальтовых резервуаров в мире расположены на океанических шельфах, где риск утечки и загрязнения невелик. Морские хранилища также обеспечивают практически неограниченный запас морской воды, которую можно использовать для предварительного растворения CO_2 и стимулирования карбонизации.

Угольные пласты являются одним из интереснейших и, возможно, очень перспективных объектов благодаря высокой сорбционной способности углей. Помимо такого полезного фактора, как повышение метаноотдачи при закачке CO_2 путем вытеснения метана, угольные пласты распространены повсеместно на территории России.

Угольный бассейн Сан-Хуан в США известен как первый успешный объект промышленной добычи метана из угольного пласта (МУП), как самостоятельного полезного ископаемого. В отчете американских исследователей (Reeves et al, 2005) описывается опыт закачки CO_2 в угольный пласт формации Фрутлэнд (проект получил название Allison Unit), находящийся на глубине 900 м и мощностью 13 м. Проект длился 6 лет (1995-2001 г.г.). Угольные бассейны Китая разнообразны по возрасту, размерам и качеству углей, а потому широкий подход в их сравнении может быть полезен при выработке критериев для выбора наиболее подходящих объектов. Коллеги из КНР предлагают типизировать угольные бассейны как по общегеологическим критериям, так и по определенным физико-механическим свойствам углей (Yu et al, 2007).

Наибольшая доля ресурсов метана в России приходится на очень крупные бассейны: Западно-Сибирский, Тунгусский, Ленский, Таймырский, Кузнецкий и Печорский. Многие из них расположены в труднодоступных районах, не перспективны с точки зрения самостоятельной добычи метана, но могут рассматриваться с точки зрения утилизации CO_2 . Наибольший интерес в этом вопросе представляет Кузнецкий каменноугольный бассейн.

В настоящее время используются различные природные геологические объекты для захоронения углекислого газа. Наиболее очевидным для геологов-нефтяников являются истощенные месторождения нефти и газа, которые уже успешно используются для этой цели. Водоносные горизонты могут использоваться в качестве природного резервуара для хранения CO_2 , при этом нужно учитывать растворимость угольной кислоты и её способность выпадать из раствора в виде карбонатов. Полости в солях также могут стать подходящим объектом для обратимого или необратимого хранения CO_2 , благодаря наилучшим изоляционным свойствам солей. Для базальтов характерно необратимое захоронение CO_2 , при этом данный метод является дорогостоящим. Угли обладают хорошей сорбционной способностью по отношению к CO_2 , которая связана с метаноносностью и возможностью повышения метаноотдачи. Однако помимо преимуществ

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

каждого отдельного объекта существуют экономические предпосылки, которые существенно сужают рассмотрение возможностей использования соляных каверн, базальтов и угольных пластов.

Список литературы

1. Bachu S., Bonijoly D., Bradshaw J., Burruss R., Holloway S., Christensen N. P., & Mathiassen O. M. (2007). CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. *International journal of greenhouse gas control*, 1(4), 430-443. DOI: [http://dx.doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00086-2](http://dx.doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00086-2)
2. Metz B., Ogunlade D., de Coninck H., Loos M., & Meyer L. (2005). *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, Cambridge, UK and New York, NY, USA.
3. National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine. (2019). sequestration of supercritical CO₂ in deep sedimentary geological formations. *Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration: A Research Agenda*, 273-281. DOI: <https://doi.org/10.17226/25259>
4. Reeves S., & Oudinot A. (2005, May). The Allison Unit CO₂-ECBM pilot—a reservoir and economic analysis. In *International coalbed Methane symposium* (pp. 16-20).
5. Tarkowski R., & Czapowski G. (2018). Salt domes in Poland—Potential sites for hydrogen storage in caverns. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(46), 21414-21427. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.212>
6. Yu H., Zhou, G., Fan W., & Ye J. (2007). Predicted CO₂ enhanced coalbed methane recovery and CO₂ sequestration in China. *International Journal of Coal Geology*, 71(2-3), 345-357. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.10.002>
7. Warren J. K. (2016). *Evaporites: A Geological Compendium* (2nd edition; revised and expanded) Berlin, Springer, 1807 p. ISBN 978-3-319-13511-3: 1807p. DOI: 10.1007/978-3-319-13512-0

**ИСТОРИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ ВИЛЮЙСКОЙ ГЕМИСИНЕКЛИЗЫ**

Космачева А.Ю. (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН),
Федорович М.О. (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН)*

Лено-Вилуйский бассейн является крупным центром добычи газа, которая ориентирована на обеспечение энергетических потребностей г. Якутска и улусов вдоль трассы газопровода «Средневилуйское газоконденсатное месторождение – Мастах – Берге – Якутск». В настоящее время важной задачей для социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) является рост добычи газа и укрепление ресурсной базы углеводородного сырья для обеспечения устойчивой подачи газа в Республику Саха, соседние регионы Российской Федерации и страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Для понимания условий формирования месторождений углеводородов и подтверждения нефтегазового потенциала региона, поиска новых перспективных зон накопления углеводородов, а также снижения геологических рисков при проведении дальнейших геологоразведочных работ необходим современный анализ состояния сырьевой базы и перспектив ее увеличения.

В осадочном чехле Вилуйской гемисинеклизы выделены отложения комплекса основания (венд – нижний карбон) и синхронные развитию бассейна породы (средний карбон – неоген). В погруженной внутренней зоне Вилуйской гемисинеклизы общая мощность осадочного чехла достигает 14 км [1]. Территория относится к Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции [2] Сибирской платформы, по состоянию на 01.01.2020 извлекаемые запасы газа в образованиях верхнего палеозоя и мезозоя составляют 681,9 млрд м³, конденсатного газа – 33,6 млн т (по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых). В разрезе верхнепалеозойских и мезозойских отложений Вилуйской гемисинеклизы выделены верхнепермский (тарагайский коллектор и неджелинский флюидоупор), нижнетриасовый (таганджинский коллектор и мономский флюидоупор) и нижнеюрский (кызылсырский коллектор и сунтарский флюидоупор) нефтегазоносные комплексы [3]. Газоматеринская толща перми сложена чередованием песчаных, песчаноалевролитовых и алевролитоглинистых пачек, в которых присутствуют прослои углистых алевролитов и углей [4]. В отложениях верхнего палеозоя содержание $S_{орг}$ в алевролитах достигает 1,92, в аргиллитах – 2,76, а в углистых алевролитах – 3,90 %. Для каменноугольно-нижнепермских пород максимальные значения HI составляют 62, для верхнепермских – 266 мгУВ/г $S_{орг}$ [5].

Историко-геологический подход, связанный с численным моделированием процессов нефтегазообразования в течение времени геологического развития осадочного бассейна, подразумевает восстановление истории погружения и уплотнения пород, реконструкцию катагенетической истории, оценку генерированных углеводородов органическим веществом нефтегазопроизводящих толщ. Реализация методики бассейнового моделирования включает три основных этапа: создание геологической модели (структурно-литологическая, геохимическая и температурная модели), моделирование геологических процессов и оценку перспектив нефтегазоносности территории.

Моделирование палеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Вилуйской гемисинеклизы.

Газоматеринские породы перми поэтапно достигали стадий мезокатагенеза. Интенсивные процессы генерации углеводородов в нижней части газообразующих отложений перми начались 270 млн лет назад, единый очаг газообразования сформирован около 260 млн лет назад. Начальной стадии мезокатагенеза верхняя часть пермской газообразующей толщи достигла 201 млн лет назад в позднепермскую эпоху. Мгновенное в масштабах геологического времени изменение катагенетической преобразованности органического вещества в нижней и средней частях газообразующих отложений перми связано с высокими значениями плотности теплового потока на границе перми и триаса. Произошедшее термическое событие являлось ключевым фактором, который оказал влияние на созревание органического вещества.

По мере расширения площади очага газообразования к настоящему времени наибольшая плотность генерации достигнута на территории Линденской впадины – 210 млн м³/км². Активные процессы

генерации углеводородов органическим веществом газопродуцирующих пород перми происходили только во внутренней зоне Вилуйской гемисинеклизы (рис. 1). Всего угленосными отложениями перми было образовано около 800 трлн м³ углеводородов. Исключительное преобладание газообразных продуктов связано с катагенетическими превращениями органического вещества террагенного типа.

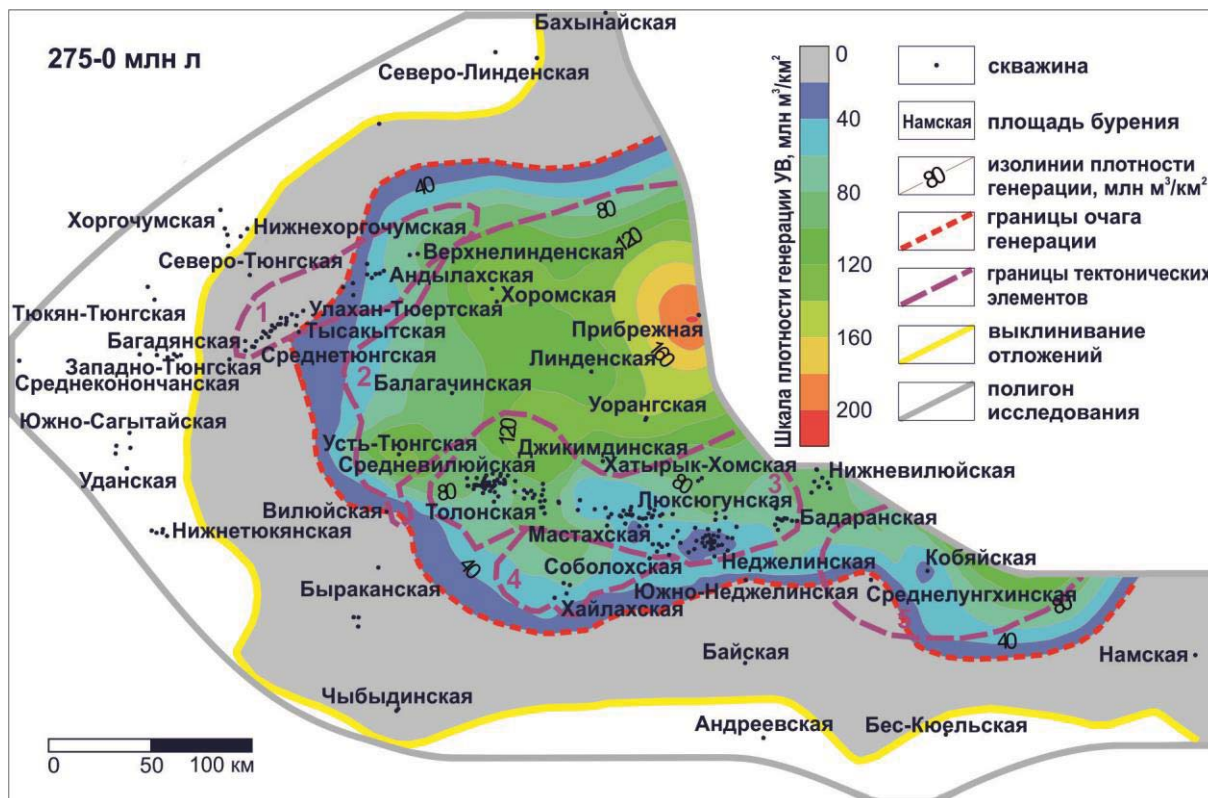


Рисунок 1. Карта суммарных масштабов генерации углеводородов органическим веществом газопродуцирующих отложений перми на настоящее время (1 – Логлорский вал, 2 – Линденская впадина, 3 – Хапчагайский мегавал, 4 – Тангнарынская впадина, 5 – Лунгхинско-Келинская впадина).

Консолидация глинистых толщ нижнего триаса до способности удерживать углеводороды произошла около 210 млн лет назад в норийский век, нижней юры – 150 млн лет назад в титонский век. В период от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени процессы генерации в нижней и средней частях газопродуцирующей толщ перми практически не происходили на востоке территории исследования. В верхней части пермской угленосной толщ с норийского века поздне триасовой эпохи интенсивные процессы генерации были в наиболее погруженных участках Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин. Всего угленосными отложениями перми после консолидации флюидоупоров нижнего триаса и нижней юры на территории Хапчагайского мегавала было образовано около 20 трлн м³, на территории Логлорского вала – 10 трлн м³ углеводородов. Заполнение ловушек углеводородов происходило в раннемеловую эпоху, когда сформировались структуры современного плана. Из-за отсутствия литифицированных флюидоупоров нижнего триаса и нижней юры было утеряно до 90 % углеводородов. Основной вклад в формирование месторождений в отложениях верхней перми, нижнего триаса и нижней юры Вилуйской гемисинеклизы внесла верхняя часть угленосной толщ перми.

Самым древним стратиграфическим уровнем, с которым связана генерация нефти и углеводородных газов на территории Вилуйской гемисинеклизы, является черносланцевая куонамская формация нижнего и среднего кембрия, уникально обогащенная аквагенным органическим веществом. Современные содержания органического углерода в куонамских отложениях могут достигать 8-10 %. Характерной особенностью битумоидов является высокое содержание ванадиловых порфиринов [6, 7]. В процессе погружения куонамские отложения генерировали значительные массы жидких и газообразных углеводородов, основной этап генерации начался в позднем кембрии. В настоящее

время преобразования органического вещества соответствует стадиям мезокатагенеза в наиболее приподнятых северной и южной частях Вилуйской гемисинеклизы. Куонамские отложения исчерпали свой нефтегазогенерационный потенциал в центральной части территории, где коэффициент трансформации керогена достигает 100 % (рис. 2). Всего породами нижнего и среднего кембрия генерировано 8 трлн т углеводородов.

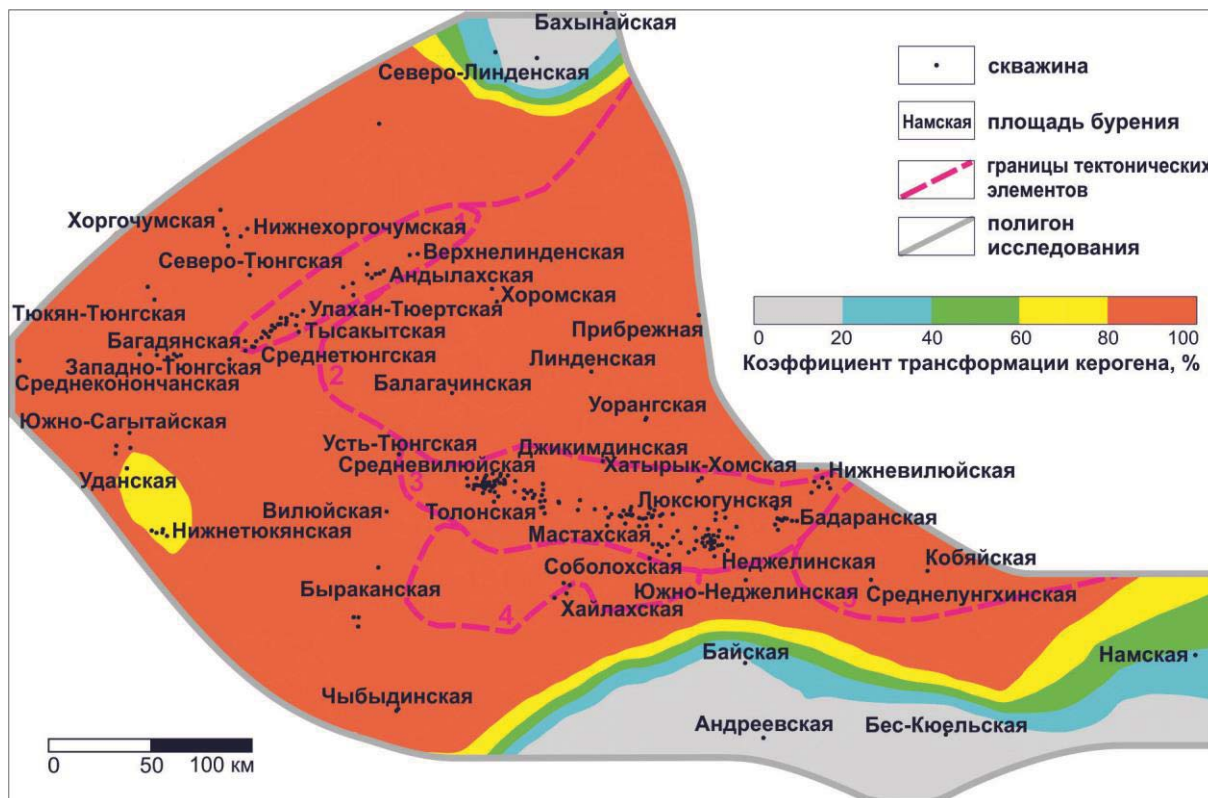


Рисунок 2. Степень реализации генерационного потенциала керогена куонамской формации (1 – Логлорский вал, 2 – Линденская впадина, 3 – Хапчагайский мегавал, 4 – Тангарынская впадина, 5 – Лунгхинско-Келинская впадина).

Важно отметить, что состав нефтяных оторочек в образованиях верхнего палеозоя и мезозоя Вилуйской гемисинеклизы свидетельствует об их едином источнике и генетической связи с органическим веществом высшей наземной растительности, в их составе не обнаружены ванадилпорфириновые и никельпорфириновые комплексы. Широкий диапазон плотности нефтей может быть обусловлен влиянием вторичных факторов катагенеза – созревания, и гипергенеза – биодеградация [8]. Таким образом, при наличии благоприятных условий для аккумуляции углеводородов в вышележащих толщах нижнего и среднего палеозоя, возможно образование залежей, генетически связанных с куонамской формацией.

Уточнение геологической модели Вилуйской гемисинеклизы позволило детализировать геологическое строение инд-оленинских покровов и изучить особенности распределения по площади прослоев с высокими изолирующими свойствами. Необходимо отметить, что отдельные пласты-линзы флюидоупоров нижнего триаса содержат газоконденсатные и газовые залежи [3]. Минеральный состав глинистой части флюидоупоров представлен монтмориллонитом и иллит-монтмориллонитовыми смешаннослойными образованиями с содержанием набухающих компонентов до 60-80 %. Преобладание смешаннослойных минералов и монтмориллонита сохраняется вплоть до 5 км [9]. Литологические «окна» распространены на Хапчагайском мегавале, Логлорском вале и юго-западе Вилуйской гемисинеклизы. Песчаные пласты являются коллекторами при наличии перекрывающих глинистых пачек достаточной мощности. Например, в восточной и юго-восточной частях Хапчагайского мегавала толщина песчаных образований может быть столь высока, что они занимают практически весь объем моноамской свиты. Разделяющие их глинистые пропластки становятся менее 10 м, и флюидоупор утрачивает экранирующие свойства (рис. 3).

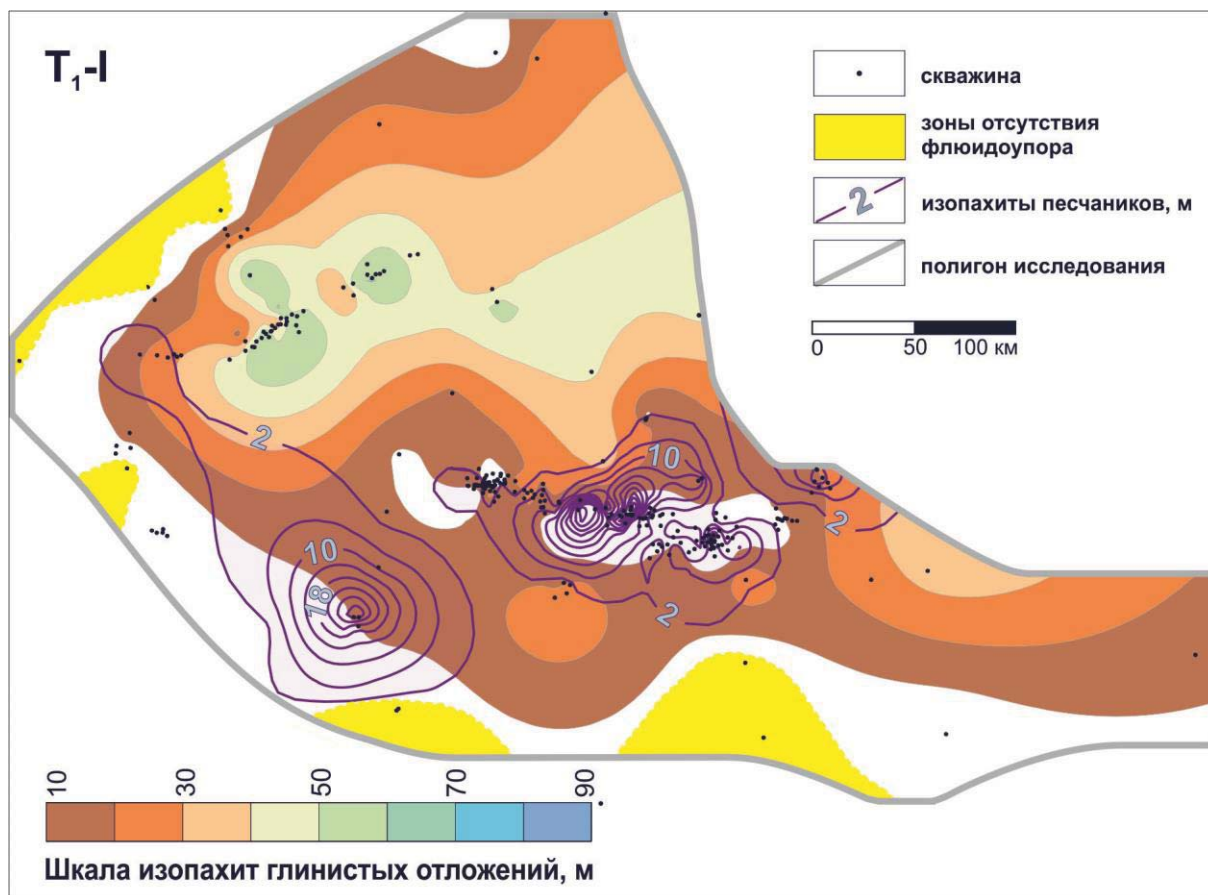


Рисунок 3. Карта изопахит глинистых пород, перекрывающих песчаный пласт Т₁-I мономской свиты.

Пачки глин, способные удерживать углеводороды при толщинах от 10-15 м зафиксированы на Логлорской, Линденской, Тангнарынской структурах и на отдельных площадях Хапчагайского мегавала. Для мономской свиты максимальные значения мощности до 90 м отмечены на территории Логлорского вала и Линденской впадины, для неджелинской – на территории Хапчагайского мегавала и на востоке в зоне сочленения Вилюйской гемисинеклизы и Предверхоаянского краевого прогиба. Благоприятный минеральный состав и значительная мощность свидетельствуют о высоких изолирующих свойствах региональных покрывок нижнего триаса в пределах Вилюйской гемисинеклизы.

Исследование выполнено в рамках проекта FWZZ-2022-0012 «Цифровые геолого-геофизические и петрофизические модели осадочных комплексов с трудноизвлекаемыми запасами нефти в Западной и Восточной Сибири как резерв для прироста запасов и добычи».

Список литературы

1. Будников И.В. Лено-Вилюйская газонефтеносная провинция / И.В. Будников, В.В. Гребенюк, В.П. Девятков // Справочник по стратиграфии нефтегазоносных провинций СССР. – М., 1987. – С. 121-126.
2. Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция / Под ред. Г.С. Фрадкина. – М.: Наука, 1969. – 278 с.
3. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
4. Граусман В.В. Стратиграфия верхнепалеозойских отложений Вилюйской синеклизы / В.В. Граусман, С.В. Мейен // Известия академии наук СССР. Серия геологическая. – 1987. – № 10. – С. 53-60.

5. Конторович А.Э. Закономерности преобразования террагенного органического вещества в мезо- и апокатагенезе / А.Э. Конторович, А.Н. Фомин, К.В. Долженко // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 8. – С. 1093-1108.
6. Бахтуров С.Ф. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация / С.Ф. Бахтуров, В.М. Евтушенко, В.С. Переладов. – Новосибирск: Наука, 1988. – 152 с.
7. Парфенова Т.М. Кероген куонамской свиты кембрия / Т.М. Парфенова, А.Э. Конторович, Л.С. Борисова, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 3. – С. 353-363.
8. Каширцев В.А. Геохимия нефтей востока Сибирской платформы / В.А. Каширцев, А.Ф. Сафронов, А.Н. Изосимова, О.Н. Чалая, И.Н. Зуева, Г.С. Трущелева, С.Х. Лифшиц, О.С. Карелина. – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2009. – 180 с.
9. Ивенсен Г.В. Глинистые минералы пермо-триасовых отложений Лено-Виллойской нефтегазоносной области: автореф. дис. канд. геол.-мин. наук / Г.В. Ивенсен. – М., 1984. – 25 с.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НИЖНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА, ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Котик И.С. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН), Котик О.С. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН), Валяева О.В. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН), Бушнев Д.А. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН), Пронина Н.В. (МГУ им. М.В. Ломоносова)*

Нижнедевонские отложения на северо-востоке Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции являются основным объектом промышленного освоения залежей углеводородов (УВ). В пределах гряды Чернышева залежи нефти в резервуарах нижнего девона установлены на Южно-Степковожском и Восточно-Адзввинском месторождениях. По данным изучения керна скважин гряды Чернышева в нижнем девоне выделяются обогащенные органическим веществом (ОВ) отложения, которые рассматриваются в качестве потенциальных нефтематеринских пород [1]. Однако в виду ограниченности кернового материала и аналитических данных не представляется возможным оценить распределение нефтематеринских пород и их мощности в целом для нижнедевонского интервала. В связи с этим нами был изучен наиболее представительный разрез нижнедевонских отложений в естественных выходах, вскрывающихся на руч. Дэршор в северной части гряды Чернышева (рис. 1).

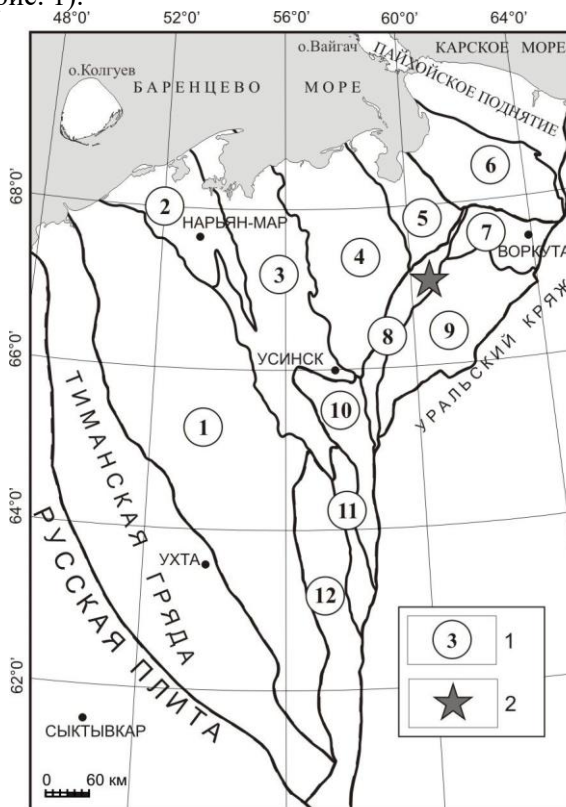


Рисунок 1. Карта тектонического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и положение изученного разреза

1 – тектонические элементы: 1-Ижма-Печорская синеклиза, 2- Малоземельско-Колгуевская моноклиналь, 3-Печоро-Колвинский авлакоген, 4-Хорейверская впадина, 5- Варандей-Адзввинская структурно-тектоническая зона, 6-Кортаихинская впадина, 7-Воркутское поперечное поднятие, 8-гряда Чернышева; 2 – естественные выходы нижнедевонских отложений, руч. Дэршор.

В стратиграфическом расчленении исследованного разреза выделяются овинпармский и сотчекыртинский горизонты, относимые к лохковскому ярусу нижнего девона [2]. В строении разреза выделяются шесть пачек: I – доломитово-глинистая, II – доломитовая, III – глинисто-

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

доломитово-известковая, IV – доломитовая, слагающие овинпармский горизонт и V, VI – доломитовые в сотчемкыртинском горизонте. В настоящее время основание разреза в объеме I пачки не обнажено и не доступно для изучения.

Содержание ОВ и его генерационный потенциал. Определение содержания ОВ в овинпармских отложениях показало, что породы пачек II и IV, сложенных преимущественно серыми и светло-серыми, мелко-тонкозернистыми доломитами, характеризуются низкими концентрациями органического углерода ($C_{орг}$, %) – 0,03-0,18%. Повышенные содержания $C_{орг}$ установлены в глинисто-доломитово-известковой пачке: 0,13-0,35% в известняках и 0,54-1,44% в глинистых известняках. Сотчемкыртинский горизонт сложен серыми доломитами с редкими прослоями глинистых доломитов и доломитистых мергелей. Содержание $C_{орг}$ составляет 0,08-0,17% в доломитах и 0,05-0,13% в глинисто-доломитовых разностях пород.

Для глинисто-доломитово-известковых отложений III пачки, наиболее обогащенных ОВ были проведены пиролитические исследования методом Rock-Eval. Основными пиролитическими параметрами, по которым оценивается генерационный потенциал пород, являются значения пика S_2 (мг УВ/г породы) и водородного индекса (HI, мг УВ/г $C_{орг}$). Для известняков величина S_2 и HI составляет 0,04-0,54 мг УВ/г породы и 19-200 мг УВ/г $C_{орг}$ соответственно. В глинистых известняках значения данных параметров составляют: S_2 – 0,65-6,19 мг УВ/г породы, HI – 120-430 мг УВ/г $C_{орг}$.

Состав ОВ. Петрологическое изучение состава ОВ пород показало, что оно представлено только включениями битуминита, твердых битумов и битумами, представляющих продукты преобразования морского альгогенного ОВ.

Изучение УВ состава ОВ проводилось методами газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии. Распределение *n*-алканов в изученных битумоидах имеет два типа: 1) с максимумом в области *n*-C₁₅-*n*-C₁₉ (рис. 2, а), C_{17}/C_{27} – 5,7-10; 2) с широким максимумом в диапазоне C₁₅-C₂₂ и повышенной концентрацией высокомолекулярных структур (> *n*-C₂₀) (рис. 2, б), C_{17}/C_{27} – 1,2-2. Для всех образцов характерно преобладание нечетных УВ *n*-C₁₇ и *n*-C₁₉ по отношению к соседним четным гомологам. Все битумоиды характеризуются невысокими концентрациями изопреноидов: отношение изопреноидов к *n*-алканам составляет 0,06-0,17.

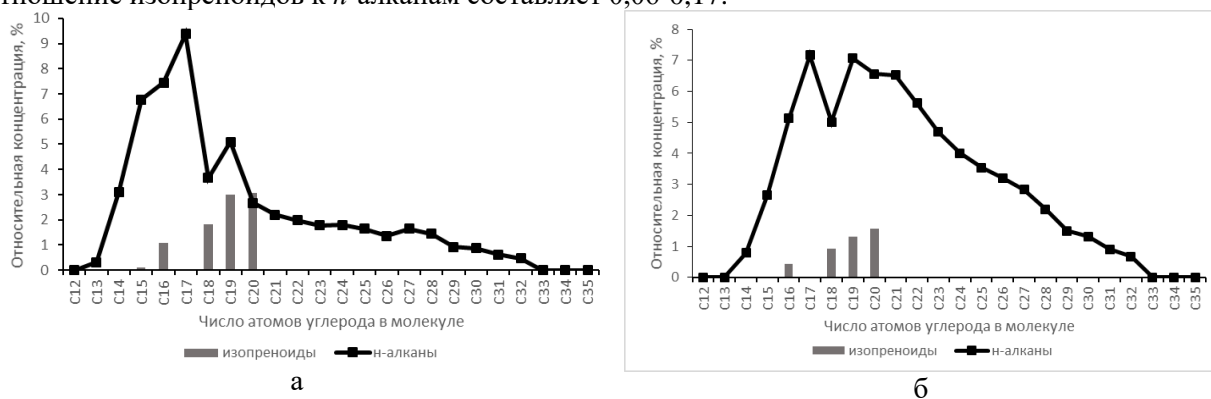


Рисунок 2. Гистограммы распределения *n*-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции битумоидов

Среди стеранов наибольшие концентрации приходятся на C₂₇ и C₂₉, при небольшом преобладании этилхолестана. В составе терпанов преобладают пентациклические УВ, отношение три/пента – 0,11–0,28. Среди них максимальные концентрации приходятся на гопан αβ C₃₀. Концентрации 17α (H)-трисноргопана (Ts) и 18α (H)-триснорнеогопана (Tm) в половине образцов примерно одинаковые, Ts/Tm – 0,93-1,0. В остальных образцах преобладает Tm, Ts/Tm – 0,34-0,87.

Таким образом, результаты петрологических исследований и определённый УВ состав указывают на планктонно-водорослевую основу ОВ. Кроме того, повышенные концентрации гопановых УВ по отношению к стеранам (стер/гоп – 0,05-0,11) также могут указывать на бактериальную переработку ОВ в диагенезе.

Катагенез ОВ. Уровень катагенетической преобразованности ОВ оценивался по данным показателя отражения витринита, пиролиза Rock-Eval и распределению УВ-биомаркеров.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Проведение измерений показателя отражения было выполнено по битуминиту (RB, %), с последующим пересчетом в «эквивалент витринита» (RV_{eq} , %). Полученные значения RV_{eq} для двух образцов составили 0,75 % и 0,81 %. Данные пиролиза Rock-Eval, такие как температура максимального выхода УВ (T_{max} , °C) и индекс продуктивности (PI), составляют, соответственно, 437–449°C и 0,01–0,07, что отражает зрелость ОВ на уровне начала-середины главной зоны нефтегенерации. Степень зрелости ОВ, рассчитанная по полициклическим биомаркерам, оценивалась по значениям параметров $C_{29}\alpha\beta/\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha$ и $C_{32}\alpha\beta\ 22S/22S+R$. Полученные значения этих индексов, составляющие 0,49–0,63 и 0,57–0,62 соответственно, характеризуют зрелое ОВ, преобразованное до градации МК₂. Совокупность полученных данных указывает на катагенетическую преобразованность ОВ нижнедевонских нефтематеринских отложений, соответствующую середине главной зоны нефтегенерации (до МК₂).

Корреляция нефтематеринских пород с нефтями нижнего палеозоя. Для выявления корреляционных связей изученных нефтематеринских отложений и нефтей из силурийско-нижнедевонских резервуаров было проведено сопоставление по составу УВ-биомаркеров.

Для нефтей нижнего палеозоя Тимано-Печорского провинции характерно преобладание нечетных *n*-алканов C_{15} , C_{17} , C_{19} в низкомолекулярной области и невысокие концентрации изопреноидов [3]. Исследованиями Т.А. Кирюхиной нефти с такими особенностями УВ состава отнесены к I типу, генетически связанные с ОВ нижнепалеозойских отложений [4].

Изученные нами бутумоиды нижнедевонских отложений по преобладанию нечетных гомологов C_{17} , C_{19} в низкомолекулярной области, низким значениям отношения изопреноидов/*n*-алканов, отношениям Pr/C_{17} и $Pr+Ph/C_{17}+C_{18}$ в целом коррелируются с нефтями силурийско-нижнедевонских резервуаров. По распределению стеранов явной корреляции между битумоидами и нефтями не наблюдается. Однако по составу стерановых и гопановых биомаркеров, отражающих зрелость ОВ нефти и битумоиды имеют одинаковую зрелость (рис. 3).

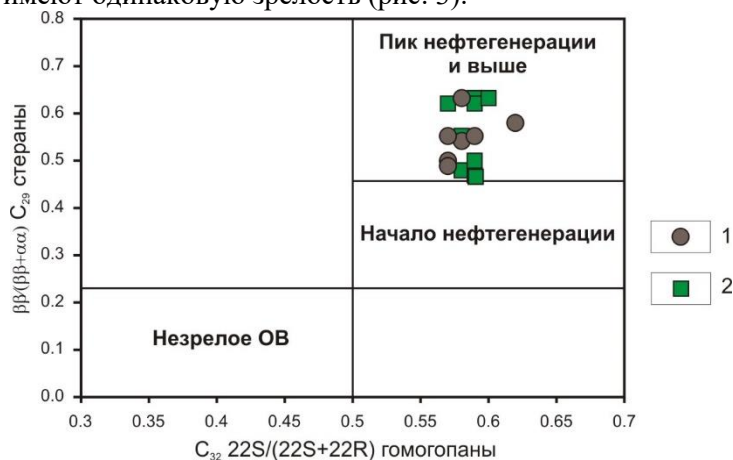


Рисунок 3. Катагенез ОВ по биомаркерным параметрам

1 – битумоиды нижнедевонских нефтематеринских пород; 2 – нефти нижнего палеозоя (по: [3])

Таким образом, в исследованном разрезе нижнего девона нефтематеринские породы находятся только в глинисто-доломитово-карбонатной пачке овинпармского горизонта. По геохимическим параметрам S_{org} , S_2 , HI они характеризуются как низко- и среднепродуктивные. Степень катагенетической преобразованности ОВ достигла градации МК₂, что соответствует середине главной фазы нефтегенерации. Наличие корреляции по составу УВ-биомаркеров между изученными битумоидами и нефтями нижнего палеозоя позволяют считать нижнедевонские отложения источником нефтяных УВ. Однако нельзя также исключать и вклад силурийских нефтематеринских пород в формирование нефтеносности верхнесилурийско-нижнедевонских резервуаров.

Список литературы

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

1. Данилов В. Н. Гряда Чернышева: геологическое строение и нефтегазоносность. СПб: Реноме, 2017. 288 с.
2. Цыганко В. С. Девон западного склона севера Урала и Пай-Хоя (стратиграфия, принципы расчленения, корреляция). Екатеринбург: УрО РАН, 2011. 356 с.
3. Валяева О. В., Бушнев Д. А. Геохимическая характеристика нефтей из отложений нижнего палеозоя Варандей-Адзвинской структурной зоны Печорской синеклизы // Известия Коми НЦ УрО РАН. Серия "Науки о Земле", 2022, № 2 (54), С. 30-40.
4. Кирюхина Т. А. Типы нефтей Тимано-Печорского бассейна // Вестник МГУ, Сер.4, Геология, 1995, №2, С. 39-49.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

**ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ПАЛЕОЗОЙСКИХ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ
ЮГА КОЛВИНСКОГО МЕГАВАЛА**

Котик О.С. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН), Котик И.С. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН), Савельева А. А.*

Исследуемая территория расположена в южной части Колвинского мегавала на севере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Выявленные здесь нефтяные месторождения характеризуются многопластовым строением с залежами в интервале от силура до нижней перми (Возейское, Леккеркское, Осваньюрское месторождения). Установленный широкий стратиграфический диапазон нефтеносности осадочного разреза предполагает несколько генерационных источников для залежей УВ. В связи с этим основной целью проведенных исследований являлось локализация в палеозойском разрезе нефтематеринских пород, оценка их УВ потенциала и степени катагенетической преобразованности ОБ.

Нефтегазоматеринские свойства пород силурийско-верхнедевонских отложений изучались по скважинам 1-Южная Уса, 1-Леккерка и 38-Уса. По данным пиролитических и химико-битуминологических исследований установлены различные классы нефтематеринских пород (бедные, средние, богатые). Содержание органического углерода ($C_{орг}$, %) в породах изменяется от 0,1 до 9,55%. Повышенные концентрации $C_{орг}$ в интервале 0,5–9,55% характерны для глинистых известняков и аргиллитов доманикового и нижнедевонского интервалов. Значения пиролитических параметров, характеризующих УВ потенциал, для этих пород составляют S_1+S_2 – 2–64 мг УВ/г породы, HI (водородный индекс) – 220–650 мг УВ/г $C_{орг}$. При условии частично реализованного потенциала, данные значения характеризуют нефтематеринские породы как средне- и высокопродуктивные.

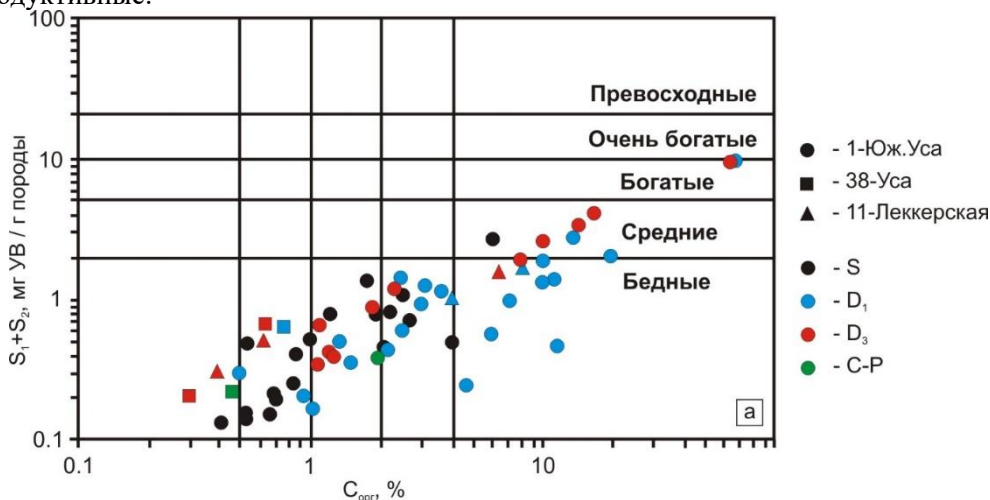


Рисунок 1. Классификация нефтематеринских пород по данным пиролиза Rock-Eval [1]

По распределению в разрезе высокопродуктивные нефтематеринские породы с содержанием органического вещества $> 1\%$ составляют более половины разреза. Они содержатся преимущественно в отложениях гребенского горизонта верхнего силура, I, верхах II и III пачках нижнего девона и в доманиковом горизонте верхнего девона.

Углететрографическое изучение состава органического вещества (ОВ) пород показало, что оно представлено преимущественно включениями битуминита, биокластов, твердых битумов и УВ скоплениями битумов. Битуминит представлен двумя разновидностями: генерационным (в ассоциации с битумом) и постгенерационным, с преобладанием последнего в нижнедевонско-силурийской части разреза (рис. 1а, в). Включения биокластового материала больше встречаются в известняках нижнего девона, а твердые битумы (SB) — в глинистых известняках силура (рис. 1г). В породах доманика на Усинской площади ОВ характеризуется большим разнообразием. Кроме

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

битуминита (разной степени трансформации), присутствуют включения споринита, биокластов и переотложенных фрагментов ОБ различного состава (рис. 1б).

Уровень катагенетической преобразованности ОБ устанавливался по данным показателя отражения витринита и пиролиза Rock-Eval. Проведение измерений показателя отражения в верхнефранских отложениях было выполнено по битуминиту (RB, %), а в силурийских – по твердым битумам, с последующим пересчетом в «эквивалент витринита» (RV_{eq} , %). Полученные значения RV_{eq} для образцов составили 0,79 % [2] и 0,88 % [3]. Пиролитические данные Rock-Eval (T_{max} , °C) изменяются в диапазоне 430–442°C, что отражает зрелость ОБ на уровне градаций МК₁-МК₂. Совокупность полученных данных указывает на катагенетическую преобразованность ОБ в интервале от верхнего силура до верхнего девона в пределах главной зоны нефтегенерации.

Согласно, проведенным ранее палеорекострукциям, начало генерации УВ в силурийско-нижнедевонских отложениях Колвинского мегавала приходится на каменноугольное время [4, 5]. Верхнедевонские нефтематеринские толщи включились в процесс генерации в средне-позднекаменноугольное время. Отсутствие нефтематеринских пород в каменноугольно-пермских отложениях и низкий уровень катагенетической преобразованности не обеспечивали формирование сингенетических залежей УВ в этих комплексах [5]. Предполагается, что нефтяные залежи в коллекторах среднедевонско-нижнефранского и верхневизейско-нижнепермского нефтегазонасного комплекса Колвинского мегавала, сформированы за счет вертикальной миграции УВ, сгенерированных преимущественно силурийско-нижнедевонскими и в меньшей степени франскими нефтематеринскими отложениями. Силурийско-нижнедевонские отложения характеризуются высоким УВ потенциалом, который обеспечил нефтеносность как внутри комплекса, так и в вышележащих (преимущественно).

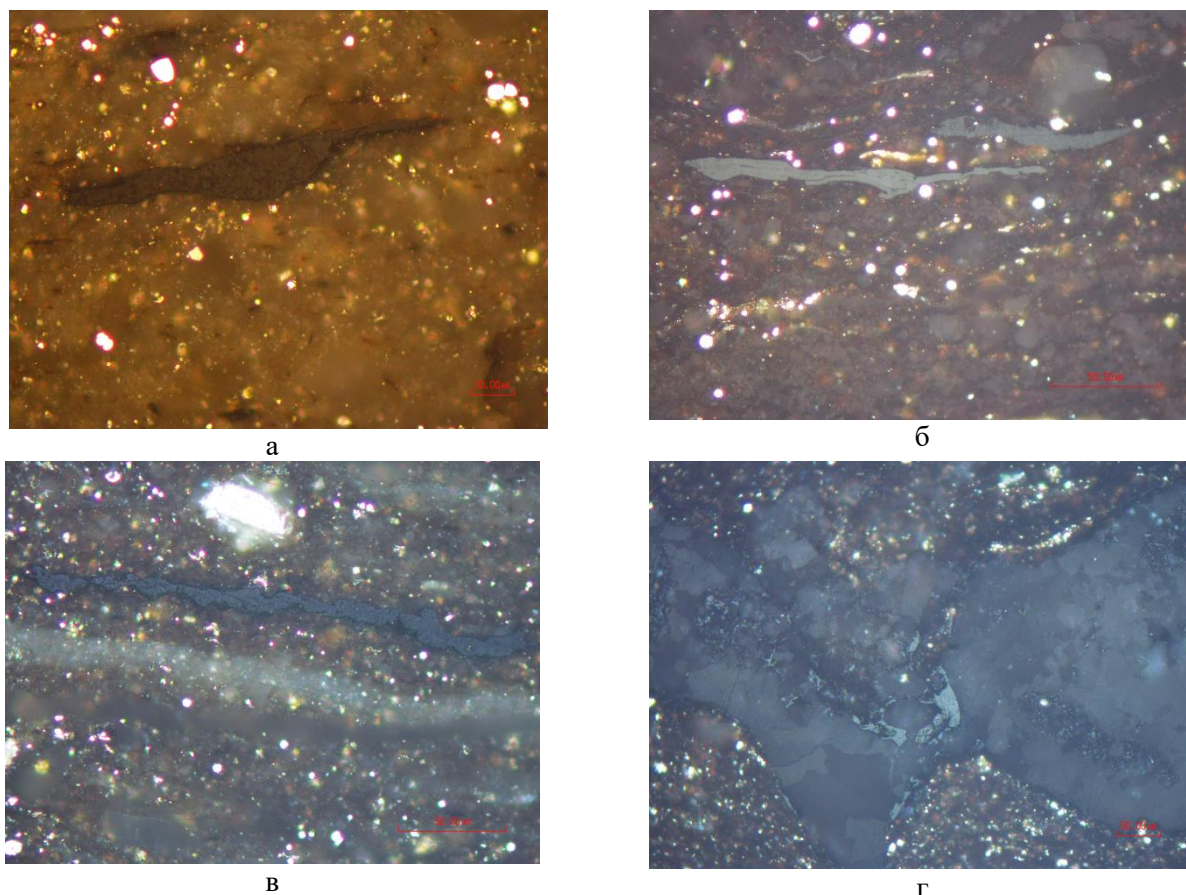


Рисунок 2. Примеры включений битуминита (а, б) в доманиковых и нижнедевонских (в) отложениях и SB (г) в силурийских отложениях юга Колвинского мегавала, отраженный свет, масляная иммерсия, увеличение x50.

Список литературы

1. Peters K. E., Cassa M. R. Applied source rock geochemistry // American Association of Petroleum Geologists. 1994. Memoir 60.
2. Jacob H. Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen ("migrabitumen"). Int. J. Coal Geol. 1989. Volume 11, Issue 1, P. 65–79.
3. Landis C.R., Castaño J.R. Maturation and bulk chemical properties of a suite of solid hydrocarbons. Org. Geochem. 1994. 22, P. 137-149.
4. Клименко С. С., Анищенко Л. А. Особенности состава, реализации потенциала органического вещества и нефтегазоносность Тимано-Печорского бассейна // Геология и геохимия горючих ископаемых Европейского Севера России. Сыктывкар, 2011. С. 6–25 (Тр. Ин-та геологии Коми НЦ УрО РАН; Вып. 128).
5. Анищенко Л. А., Клименко С. С., Хипели Д. В., Валяева О. В., Савельева А. А. Нефтегазовый потенциал палеозойских отложений зоны сочленения юга Хорейверской впадины и Колвинского мегавала (Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн) // Перспективы нефтегазоносности малоизученных территорий севера и северо-востока Европейской части России. М.: ИГИРГИ, 2007. С. 11-13. 1.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ПАЛЕОТЕЧЕНИЯ В БАЖЕНОВСКОМ МОРЕ В СРЕДНЕВОЛЖСКОЕ ВРЕМЯ: ПРИРОДА ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РЕКОНСТРУКЦИЯ

*Коточкова Ю.А. *(МГУ им. М.В. Ломоносова), Балушкина Н.С. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Фомина М.М. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Богатырева И.Я. (Институт перспективных исследований нефти и газа), Калмыков Г.А. (МГУ им. М.В. Ломоносова)*

Добыча углеводородов из баженовской свиты (БС) ведется на протяжении более 50 лет. Наиболее известные месторождения с притоками из БС (пласт Ю0) Средне-Назымское, Салымское, Правдинское, Приобское. Рядом ученых было выдвинуто два основных типа коллектора в баженовской свите. Первый тип описан в работах [1-4] как трещинный в углеродистых глинах. Второй тип коллектора в БС определяется как поровый и трещинно-поровый в кремнистых породах и приурочен к определенному интервалу в разрезе свиты [5-7].

Второй тип подробно описывается в работе Алексева А.Д. на примере Верхне-Салымского месторождения [8]. Он показывает, что всего выделяется три коллекторских интервала: в верхней части БС, в средней и на границе с абалакской свитой, делая упор, что продуктивная часть в средней части разреза обладает наилучшими коллекторскими свойствами.

Немова В.Д., изучая Средне-Назымское месторождение, описывает «радиоляритовую» пачку, из которой были получены притоки [9]. В работе отмечено, что коллектор сформирован за счет вторичных процессов интенсивного перераспределения кремнистого и карбонатного веществ. Об этом же сказано в работах Калмыкова Г.А. и Балушкиной Н.С. с соавторами [10-11 и др.]. «Радиоляритовый» интервал прослеживается в средней части разреза как по каротажу, так и по керну.

Помимо улучшенных коллекторских свойств радиоляриты имеют огромное значение и в биостратиграфии разреза баженовской свиты. Многочисленные работы посвящены стратификации БС и выделение радиоляриевых комплексов [12-16]. Последней принятой схемой стратификации БС по комплексам радиолярий является схема Вишневецкой В.С. [17]. Она выделила пять биостратонов по радиоляриям (снизу-вверх) (рис.1): (1) зона *Parvicingula antoshkinae*–*P. blowi*, нижний подъярус–низы среднего подъяруса волжского яруса (нижний титон– низы среднего титона); (2) зона *Parvicingula jonesi*– *P. excelsa*, средний подъярус волжского яруса (средний титон– низы верхнего титона); (3) зона *Parvicingula rotunda*–*P. alata*, верхний подъярус волжского яруса (верхи верхнего титона, возможно включая низы берриаса); (4) зона *Parvicingula khabakovi*–*Williriedellum salyicum*, верхи средневожского подъяруса–рязанский ярус (берриас), и (5) слои с *Williriedellum*, верхняя часть рязанского яруса–валанжин (берриас–валанжин). Возраст всех зон подтвержден редкими находками аммонитов.

Согласно этим исследованиям коллекторский, «радиоляритовый», интервал в средней части БС соотносится с зоной *Parvicingula jonesi* – *P. excelsa*, что соотносится со средневожским возрастом [17].

Чтобы определить наиболее перспективные области необходимо выделить зоны распространения наиболее мощных РС. Поэтому целью исследований было восстановление условий осадконакопления на средневожское время для возможной локализации наиболее приточных участков как по разрезу, так и по площади.

Если принять во внимание строение РС, их типизацию и историю развития Западно-Сибирского морского бассейна в волжское время, то можно предположить модель формирования радиоляритов. В статье Хотылева О.В. [18] описывается механизм формирования различных типов радиоляритов за счет дифференциации осадка посредством течений (рис. 2). В стрежневых частях течения формируются эрозионные поверхности размыва с накоплением биогенного детрита (остатки рыб,

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

онихитов, радиолярий). Вне пределов влияния течения происходит фоновая седиментация с «рассеянными» радиоляриями.

Система	Ярус/подъярус		Слой/комплексы		Зоны		
			Козлова, 1983	Липницкая, 2006	Амон, 2011а	Вишневская, 2020	
Меловая	Берриас-валанжин				Williriedellum		
	Берриас	Рязанский	Williriedellum salymicum	Hemicryptocapsa salymica	Parvicingula cf. rostrata - P. cf. seria	Parvicingula khabakovi - Williriedellum salymicum	
Stihocapsa dolium			Parvicingula seria и Quasicrolanium planocephala	Parvicingula rotunda - P. alata			
Юрская	Титон	Волжский		Parvicingula cf. seria	Parvicingula cf. mutipora	Parvicingula cf. multipora	Parvicingula jonesi
			Parvicingula cf. mutipora	Pseudodictya - omitra cf. primitiva			Parvicingula antoshkinae - P. blowi
			Parvicingula cf. mutipora				
		Нижний					

Рисунок 1. Биостратоны баженовской свиты по радиоляриям, красным выделен коллекторский интервал [17]

Первый тип РС: относительно мощные прослои радиоляритов, толщиной 0,3-1,2 м, массивные, в единичных случаях с плохо прослеживающимися элементами кривой слоистости. Также отчаются участки с остатками ихтиодетрита, онихитов, которые приурочены к эрозионным границам. Такие РС имеют четкие границы, в некоторых случаях наподобие эрозионных врезов.

Радиоляриты **второго типа** имеют линзовидное строение, они образуют интервал с линзовидным переслаиванием кремнистых слоев, собственно, радиоляритовых линз, и вмещающих глинисто-кремнистых пород.

Третий тип радиоляритовых прослоев характеризуется нечеткой выраженностью в разрезе. Интервал сложен чередованием кремнисто-глинистых и глинисто-кремнистых, более кремнистых, прослоев. Границы разностей нечеткие, плавно переходящие.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

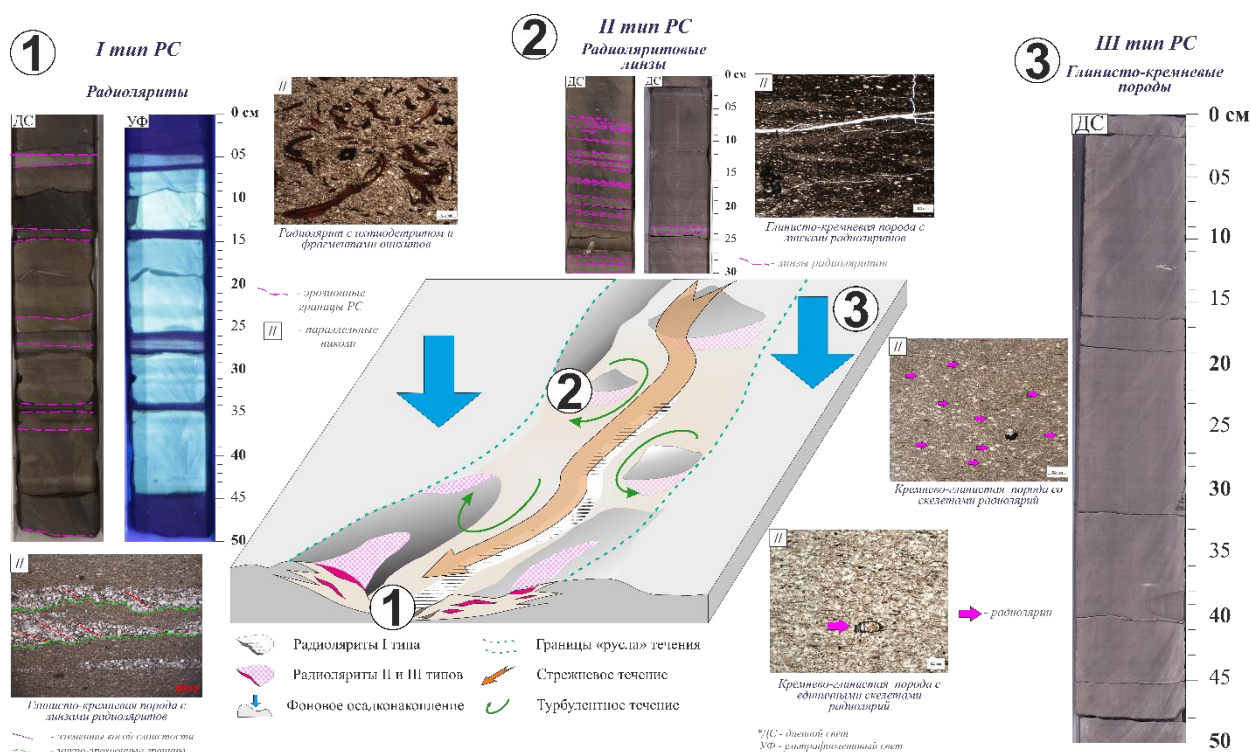


Рисунок 2. «Течениевая» модель формирования радиоляритов ([18] с дополнениями)

Необходимо отдельно остановиться на истории развития баженовского эпиконтинентального морского бассейна и определить геологические события повлиявшие на формирование БС. С киммериджского времени начинается постепенная трансгрессия и постепенно растет уровень моря. В середине волжского века глубина моря достигает своего максимума за все юрское время, глубина моря достигает в это время от 250 м [19] до 400 м [20-22], что было благоприятным для развития радиолярий. За счет этого открывается сообщение с Арктическим океаническим бассейном. По одной из версий, Западно-Сибирское море сообщалось определяющим было «теплое поверхностное течение, шедшее с севера через северный пролив и проходившее вдоль Уральского полуострова, отделявшего Западно-Сибирский бассейн от Тимано-Печерского.» (рис. 3,а). По мере продвижения на юг вдоль Урала оно теряло свою силу и одновременно, в соответствии с направлением береговой линии, отклонялось к востоку, создавая завихрения и круговые течения в эпипелагиали. Холодные воды поступали через северные проливы благодаря глубинным противотечениям. Биогеографическая структура полностью соответствует такому объяснению: низкорореальные таксоны преобладают на западе и юге, а высокорореальные и арктические – на северо-востоке и востоке палеобассейна.

По другой версии [23] «главный поток арктического донного течения следовал через Хеттский пролив в ложбину Тазовского палеопргиба. По мере заполнения глубокого прогиба холодными арктическими водами в бассейне возникал пикноклин, а на его западном мелководном склоне – Пурской ступени – развивались контурные течения» (рис. 3,б). Они могли давать восходящие струи в направлении Надым-Караминской зоны поднятий, обеспечивая практически постоянный рассеянный апвеллинг и транспортировку к водной поверхности питательных веществ. Периодический ветровой сгон воды с Пурской ступени инициировал апвеллинг из более глубоких зон Тазовского прогиба. Землетрясения, а также подводные оползни на северном и восточном склонах Тазовского прогиба могли давать волны цунами.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

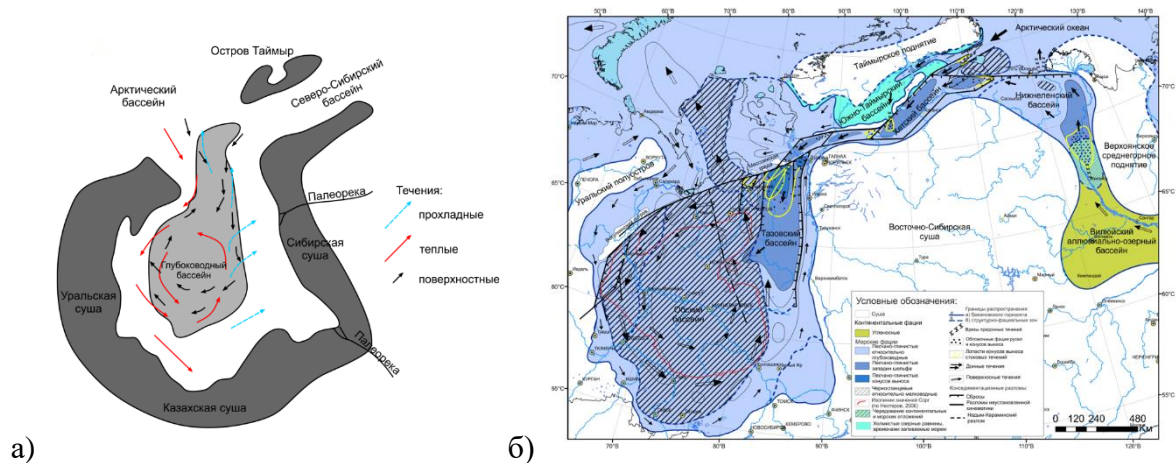


Рисунок 3. Представления о течениях в волжско-берриасское время: а) Палеогеографическая схема Западно-Сибирского бассейна и смежных бассейнов в баженовское (волжско-берриасское) время [22]; б) Структура течений арктических морей титона- раннего берриасса в Сибири [23]

По распределению типов радиоляритов и структурному плану территории в средневолжское время, можно сделать предположение, что течение брало свое начало в Енисей-Хаттангском проливе и, «подпираясь» Мессояхской грядой поступало в баженовский эпиконтинентальный морской бассейн, продолжаясь вдоль западного борта бассейна (рис. 4). Заканчивало свое действие течение в южной части бассейна.

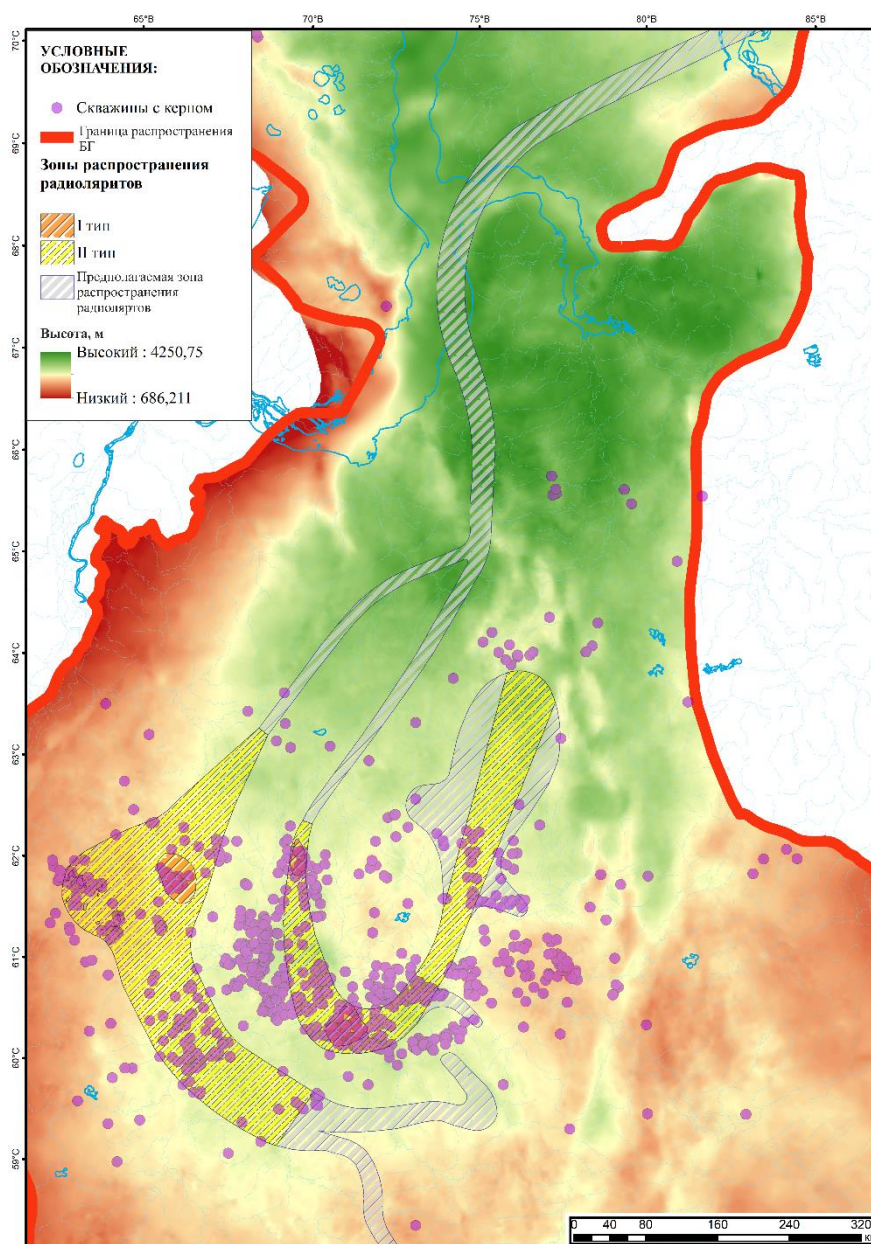
Структурная поверхность на средне-верхневолжское время, построенная по сейсмическим данным, отражает, что на северо-западе Западно-Сибирского бассейна существовала область поднятий, которая, возможно, затрудняла водное сообщение с западной частью Арктического бассейна. В то время, как на северо-востоке открылось сообщение с Енисей-Хаттангским проливом. Из-за чего начался подток холодных арктических вод в Баженовское море. Мессояхская гряда существовала в виде поднятия и «подпирала» поток с южной стороны, который огибал гряду с запада и впадает в Баженовское море. Палеотечение продолжалось вдоль восточного борта бассейна и в северной части Фроловской мегавпадины начинало раздваиваться, продолжая движение вдоль основных структур: восточного борта Фроловской мегавпадины (в т.ч. вдоль западного борта Краснотеннинского свода) и западной и южной частей Surgutского свода. Восточная ветвь, продолжаясь на юг бассейна и «утыкается» в Салымский свод. Вероятно, что дальше палеотечение огибало положительную структуру, входя в Юганскую мегавпадину, но не хватает ядерных данных, чтобы подтвердить данное предположение.

Западная ветвь огибало Surgutский свод с западной и южных сторон, и на крутом перегибе основного русла за счет снижения скорости течений образуются мощные радиоляриты.

Далее течение уходило между Surgutским и Нижневартовским сводами по Ярсоновскому прогибу на север до Губкинского вала. По керну скважин, в данной области радиоляриты представлены единичными линзами. Вероятно, что в этой области течение теряет свою силу, становясь поверхностным, и расходится на более слабые, мелкие «языки».

Стоит отметить, что ось проведена условно, поскольку русло течения не носит прямолинейный характер и, вероятно, «извивается» в пределах зоны распространения проксимального типа радиоляритов.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА



*Рисунок 3. Схема распределения разных типов радиоларитов средневожского возраста.
Подложка - структурная поверхность на ранне-средневожское время*

Список литературы

1. Новиков Г.Р., Салманов Ф.К., Тян А.В. Перспективы открытия крупных залежей нефти в трещиноватых аргиллитах баженовской свиты // Нефть и газ Тюмени. - 1970. - №7. - С.1-3.
2. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. - 1979. - Т. 10. - С. 26-29.
3. Добрынин В.М. Проблемы коллектора нефти в битуминозных глинистых породах баженовской свиты // Изд. АН СССР. Сер. Геологическая. - 1982. - №3. - С.120-127.
4. Зарипов О.Г., Сонич В.П., Юсупов К.С. Модель пласта Ю0 баженовской свиты. - Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. - М.: ИГиРГИ, 1980. - С.57-67.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

5. Дорофеева Т.В., Краснов С.Г., Лебедев В.А., Петрова Г.В., Позиненко Б.В. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. – Л.: Недра, 1983. – 131 с.
6. Карнюшина Е.Е. Кремнистые породы нефтеносной баженовской свиты Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Вестник Московского ун-та. Серия 4. - 2003. - № 6. - С. 21-27.
7. Коровина Т.А. Закономерности формирования и распространения коллекторов в битуминозных отложениях баженовской свиты для оценки перспектив нефтегазоносности западного склона Сургутского свода // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – СПб.: ВНИГРИ, 2004. – 108 с.
8. Алексеев А.Д. Природные резервуары нефти в отложениях баженовской свиты на западе Широкого Приобья: Дис. ... канд. геол.-минер. наук. М., 2009. – 185 с.
9. Немова В.Д., Панченко И.В. Локализация приточных интервалов баженовской свиты и их емкостное пространство на Средне-Назымском месторождении // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т. 12. № 1. С. 1–24.
10. Балущкина Н.С. Литофизическая типизация и нефтеносность пород баженовского горизонта в зоне сочленения Сургутского и Красноленинского сводов: Автореф. дисс. ... канд. геол.-мин. Наук. М.: МГУ, 2011. – 187 с.
11. Калмыков Г.А. Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности. Дисс.на соискание ученой степени кандидата г.-м. н. — М.: МГУ, 2016, 391 с.
12. Горбовец А.Н. Поздневолжские и берриасские радиолярии Западной Сибири // Новые данные по стратиграфии и палеогеографии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Ред. Гольберт А.В. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1983. С. 114–117.
13. Козлова Г.Э. Распространение радиолярий в баженовской свите Западной Сибири // Палеобиогеография и биостратиграфия юры и мела Сибири. Ред. Захаров В.А. М.: Наука, 1983. С. 47–55.
14. Липницкая Т.А. Радиолярии из келловей-берриасских отложений Западно-Сибирской плиты // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области. Ред. Конторович А.Э., Сурков В.С. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. С. 162–164.
15. Амон Э.О. Радиолярии в баженовской свите (волжский ярус, поздняя юра–начало раннего мела) Широкого Приобья, Западная Сибирь // Ежегодник-2010 Ин-та геологии и геохимии УрО РАН. Ред. Коротеев В.А. Екатеринбург: УрО РАН, 2011а. С. 3–8 (Тр. ИГГ УрО РАН. Вып. 158).
16. Амон Э.О. Радиолярии в экосистеме баженовского моря (поздняя юра–начало раннего мела, Западная Сибирь) // Литология и геология горючих ископаемых. Межвузовский научный тематический сборник. Вып. V (21). Ред. Алексеев В.П. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2011б. С. 145–169.
17. Вишневская В. С., Амон Э. О., Гатовский Ю. А. (2020). Радиоляриевая биостратиграфия баженовского горизонта (верхняя юра–нижний мел) Западной Сибири // Стратиграфия. Геологическая корреляция. 2020. Т. 28. №6. С. 105-124.
18. Хотылев О.В., Балущкина Н.С., Вишневская В.С., Коробова Н.И., Калмыков Г.А., Рослякова А.С. Модель формирования радиоляритовых слоев в баженовской свите Западной Сибири // Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология. 2019. №1. С. 89-95.
19. Фомичев А.С. Глубина и биопродуктивность баженовского моря // Горные ведомости. 2006. №5. С. 20-24.
20. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А. и др. Палеогеография Западно-Сибирского Осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т.55. №5-6. С. 745-776.
21. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. 2013. Т.54. №8. С. 972-1012.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

22. Захаров В.А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // Эволюция биосферы и биоразнообразия: к 70-летию А.Ю. Розанова. М.: Товарищ науч. Изданий. К.М.К. 2006. С. 552–568.
23. Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Суслова А.А., Гиляев Р.М. Обстановки осадконакопления и палеогеографическая зональность баженовского горизонта (титон – нижний берриас) Западной Сибири Георесурсы. 2017, спецвыпуск ч.2. С. 134-143

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

**УПРУГО-ДЕФОРМАЦИОННОЕ СТРОЕНИЕ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ КОРЫ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ И
ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕ-ГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ ПО ДАННЫМ
МНОГОВОЛНОВОГО ГЛУБИННОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ**

Кузин А.М. Институт проблем нефти и газа РАН

Введение.

Скорость сейсмических волн универсальный сейсмический параметр, который может быть непосредственно рассчитан по данным полевых измерений. Распределение скорости существует независимо от химического состава вещества, его фазового состояния (для продольных волн) и структуры. Скорость существует независимо от наличия или отсутствия сейсмических границ. Скорость сейсмических волн может рассматриваться как абсолютный и относительный параметр среды. Распределение скорости и позволяет классифицировать неоднородностей на мягкие и жесткие и соответственно как области накопления и диссипации упругой энергии, фильтрации и локализации флюидов в земной коре.

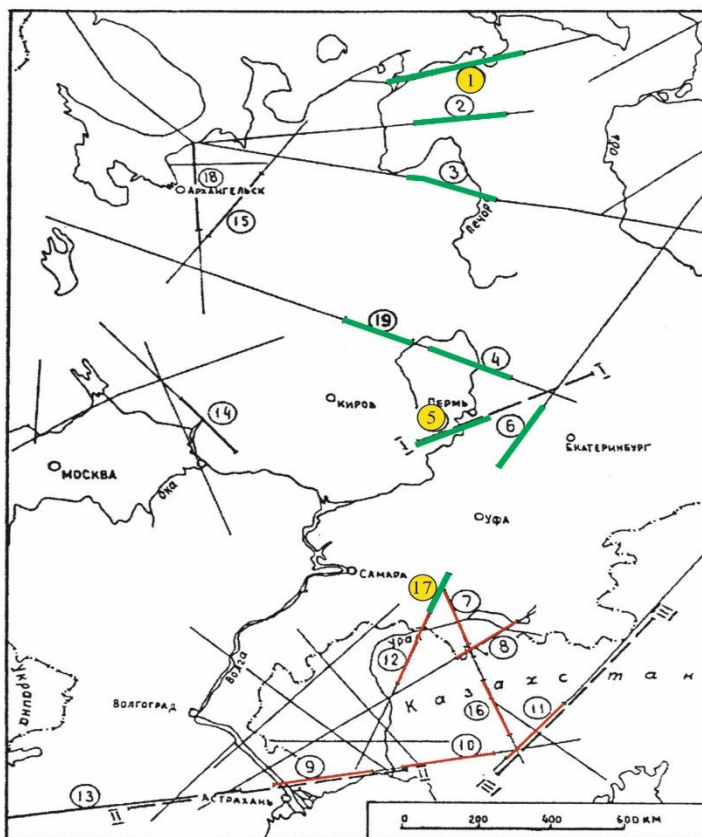


Рисунок 1. Схема размещения геотравесов и профилей многоволнового сейсмического профилирования в европейской части территории России и северо-западных районах Казахстана [1]. Желтым цветом выделены номера фрагментов профилей, описанные в тексте.

Фрагменты глубинных разрезов ГСЗ, проходящие через месторождения углеводородов и перспективные площади Волго-Уральской и Тимано-Печорской НПП (рис.1) в Предуральском краевом прогибе были преобразованы в разрезы скорости продольных волн (V_p) и разрезы отношения скорости продольных волн к скорости поперечных волн (V_p/V_s) в виде изолиний этих параметров [3]. Помимо этого в цветовой гамме выделялись области с доменами максимальных и

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

минимальных значений V_p и V_p/V_s . Под доменами понимаются области (5 – 15 км по вертикали и 50 – 100 км и более по латерали) консолидированной коры, которые можно разделить по сейсмическим параметрам V_p , V_s и V_p/V_s [1]. Зеленым цветом на рисунке 1 выделены переинтерпретированные фрагменты региональных профилей ГСЗ в Волго-Уральской и Тимано-Печерской НГП.

Месторождения Шапкина-Юрьяхинского нефтегазозоносного района и Варандей-Адзвинского нефтеносного района Тимано-Печорской НГП.

Эти месторождения углеводородов пересекает геотраверс «Чешская губа - Пай-Хой» (рис 1 № 1). На рис. 2. I А выборочно показаны крупные месторождения Шапкина-Юрьяхинского нефтегазозоносного района (ПК 10-25) и Варандей-Адзвинского нефтеносного района (ПК 25-40): 1 - Коровинское, 2 - Кумжинское, 3 - Василковское, 4 - Ванейвисское, 5 - Хыльчуйское, 6 - Южное Хыльчуйское, 7 - Ярейюское, 8 - им. Р. Требса, 9 - Торавейское, 10 - Наульское, 11 - им. А. Титова. (1 – проявления золото-сульфидной минерализации по данным ЦНИГРИ) [1].

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

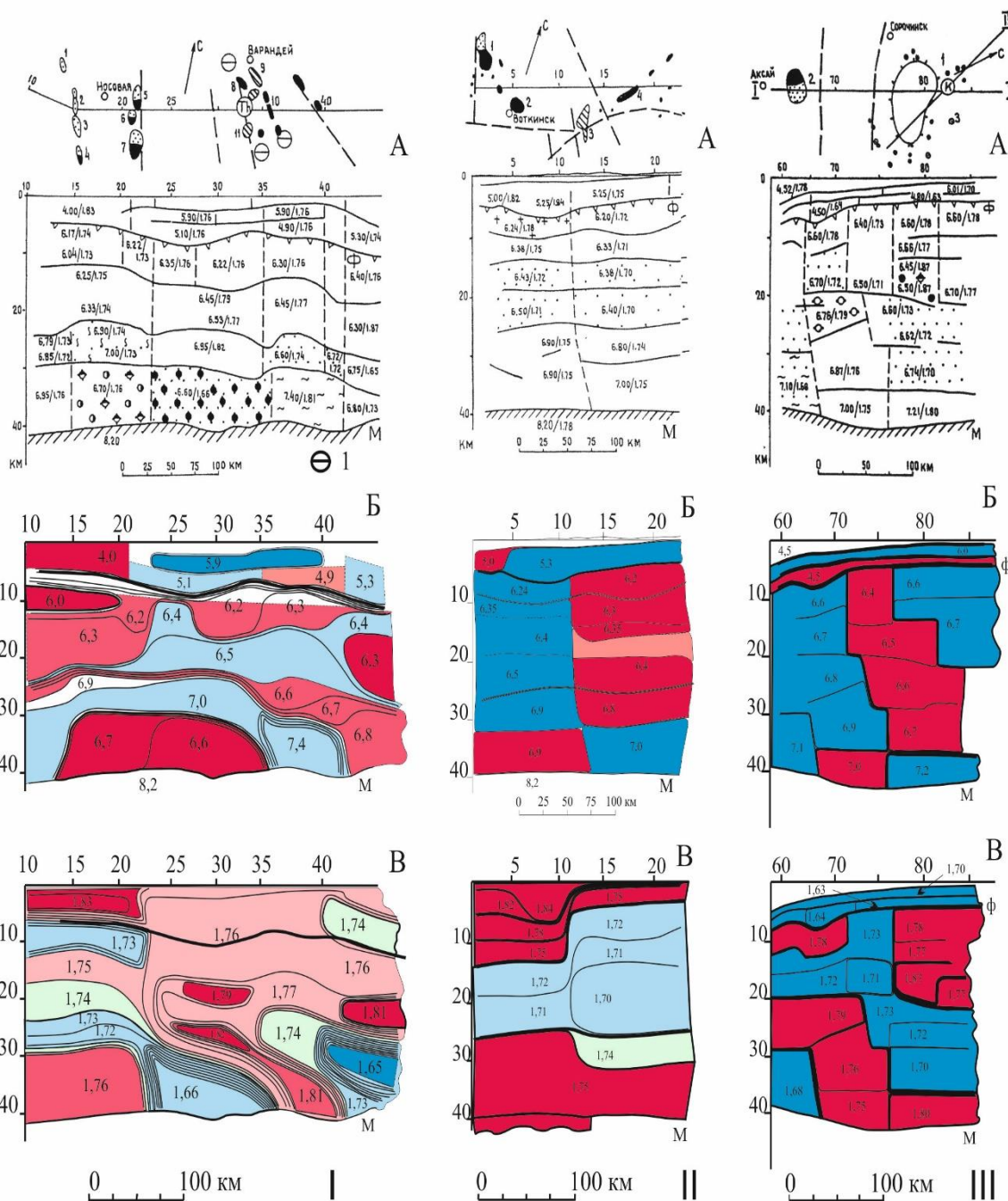


Рисунок 2. Глубинные сейсмические разрезы фрагментов региональных профилей ГСЗ. А – исходные глубинные разрезы из [1]; Б – глубинные разрезы в изолиниях скорости продольных волн (V_p); В – глубинные разрезы в изолиниях отношения скорости продольных волн к скорости поперечных волн (V_p/V_s).

В центре разреза V_p (рис. 2. I Б), между пикетами 22-40 в верхней части осадочного чехла выделяется линза высокоскоростных пород. Под ней на глубине от 10 до 22 км находится антиклинальное по форме изолиний область повышенных значений скорости (6,5 – 7,0 км/с). На глубинах 5-7 км и 30-25 км на разрез белым цветом выделены области с промежуточными значениями скорости.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

С глубины 30 км и до границы Мохоровичича высокие значения V_p (7,0–7,4 км/с) облекают область аномально низких значений V_p (6,6–6,7 км/с), что позволяет рассматривать эти низкоскоростные домены как область внедрения флюидов из мантии (рис. 2. I Б).

Сейсмический разрез V_p/V_s (рис. 2. I В) более дифференцирован по сравнению с разрезом скорости и заметно отличается общим видом распределения параметра V_p/V_s . Между пикетами 20 и 25 проходит граница с различным по характеру распределением V_p/V_s . В западной части, это горизонтальное переслаивание доменов с повышенными и пониженными значениями. В восточной части доминируют домены с повышенными V_p/V_s , образующими в нижней части коры наклонную структуру. Она как бы «надвинута» на область низких значений, причем в центральной части находится область аномально низких значений V_p/V_s (рис. 2. I В). Картина распределения V_p/V_s на разрезе указывает направление вектора тектонических напряжений и соответственно, вероятную миграцию флюидов со стороны Урала на Восточно-Европейскую платформу.

Положение месторождений углеводородов коррелируется с особенностями в распределении V_p и V_p/V_s . Месторождения Шапкина-Юрьянского нефтегазоносного района (ПК 10-25) находятся на интервале разреза, где в верхней коре залегает линза относительно пониженных значений V_p (рис. 2. I. Б). Граница района совпадает с по форме изолиний синклиальной областью на разрезе V_p ($H=15$ км, ПК 22,5) и вертикальной границей с различным характером распределения V_p/V_s (рис. 2. I В).

Месторождения Варандей-Адзвинский нефтеносного района (ПК 25-40) по своему местоположению на сейсмическом разрезе хорошо совпадают с высокоскоростной линзой (рис. 2. I Б), залегающей в осадочном разрезе ($H\approx 2,5$ км). В верхней части кристаллического фундамента месторождения проецируются на флексурный перегиб изолиний со значением $V_p = 6,2-6,3$ км/с ($H=10-12$ км). В средней и нижней частях коры месторождения проецируются на вершины антиклинальных по форме повышенных и пониженных областей V_p . Можно полагать, что область пониженных значений V_p в нижней части коры являлась источником углеводородных флюидов [2, 4].

Этот вывод подтверждается расположением области низких значений V_p/V_s между пикетами 23-37 (рис. 2. I В). На разрезе V_p/V_s месторождениям этого района соответствует область повышенных значений V_p/V_s (1,76), по пикетам четко совпадающая с высокоскоростной линзой в осадочном чехле. Сравнительный анализ расположения месторождений Шапкина-Юрьянского нефтегазоносного района и месторождений Варандей-Адзвинский нефтеносного района показывает, что последние возможно связаны с областью повышенных значений V_p/V_s в верхней части коры.

Месторождения нефти Верхнекамской и Пермско-Башкирской областей.

На рисунке 2. II показаны разрезы построенные по фрагменту геотраверса ГСЗ-МОВЗ “Уральский” (рис. 1, № 5). В самом своём начале профиль пересекает месторождения 1 - Чутырско-Киенгопское, 2 - Мишкинское, 3 - Осинское, 4 - Баклановское Верхнекамской и Пермской-Башкирской нефтегазоносных областей (рис. 2. II А).

В центральной части разреза фрагмента профиля зона глубинного разлома, трассируемого до поверхности Мохоровичича является тектонической границей Верхнекамской и Пермско-Башкирской нефтегазоносных областей. Картина распределения скорости на глубинном разрезе (рис. 2. II А) в целом находится в соответствии с пластовой моделью среды. Однако, если рассматривать значения скорости как отклонение по отношению к значению на осредненной кривой роста скорости с глубиной картина будет существенно иной (рис. 2. II Б). В этом случае картина распределения V_p становится уже отвечает вертикальной модели среды. Западный (по отношению к разлому, ПК 11) блок в интервале глубин 5-30 км может интерпретироваться как более высокоскоростной. Глубже 32 км картина распределения скорости меняется на противоположную - западная часть низкоскоростная, восточная высокоскоростная (рис. 2. II Б).

Не менее информативен глубинный разрез V_p/V_s (рис. 2. II В). Повышенные значения V_p/V_s расположены в верхней (включая осадочный чехол) и нижней части коры. В западном блоке области с пониженными значениями V_p/V_s занимают по глубине интервал между 15 и 25 км. В восточном

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

блоке интервал пониженных значений V_p/V_s по глубине значительно шире, он прослеживается от поверхности фундамента и до глубины в 30 км (рис. 2. II В). Различие по мощности доменов с пониженными значениями V_p/V_s в западном и восточном блоках (рис. 2. II В) может быть объяснено внедрением в среднюю часть коры пород геосинклинального комплекса Урала и её преобразованием газообразными флюидами. Значения V_p в левом блоке (рис. 2. II Б) на этих глубинах относительно выше чем в соседнем, что может служить подтверждением такого вывода. С гипотезой нагнетания флюида в среднюю часть коры со стороны Уральской геосинклинальной области согласуется расположение месторождений углеводородов (рис. 2. II А). Однако, четкой корреляции между в распределением скорости (рис. 2. II. Б) в консолидированной коре и месторождениями углеводородов не наблюдается.

На разрезе V_p/V_s такая взаимосвязь просматривается (рис. 2. II В), например Осинское газовое и Мишинское нефтяное месторождения коррелируются антиклинальной и клиноформной по форме картиной изолиний в верхней части разреза. Можно допустить, что локализация углеводородов в группе месторождений 1 – 2 (рис. 2. II А) связана с контактом разно скоростных доменов в осадочном чехле ПК 5 (рис. 2. II Б, В). Другая группа месторождений связана с разно скоростным контактом (ПК 12) в верхней части консолидированной коры.

Ясногорская прогнозная зона.

Она расположена на юге Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (рис. 2. III А): 1 – Ясногорская прогнозная зона, 2 – Карачаганакское газоконденсатное месторождение, 3 – Юртаевское газоконденсатное месторождение [1]. Ясногорскую зону (рис. 2. III А) пересекают профиль многоволнового глубинного сейсмического профилирования (МГСП) «поселок Манаш - поселок Карачаганак» (I) и профиль (северный фрагмент) МГСП «р. Эмба – г. Оренбург» (II). Положение профиля МГСП «поселок Манаш - поселок Карачаганак» показано на схеме (рис. 1 № 17).

На сейсмическом разрезе V_p в центральной части фрагмента профиля выделяется мощная субвертикальная (с заметным падением на северо-восток) область относительно пониженных значений скорости (рис. 2. III Б). Она фактически прослеживается до границы Мохоровичича, что дает основание предполагать возможную миграцию флюидов из верхней мантии. В тоже время нельзя исключать и инфильтрацию флюида из осадочного чехла в нижнюю и среднюю часть консолидированной коры [2, 5].

Сейсмический разрез параметра V_p/V_s (рис. 2. III В) в целом подобен разрезу скорости. В центральной части профиля субвертикальная зона представлена относительно пониженными значениями V_p/V_s , которая в осадочном чехле переходит в горизонтальные слои с низкими значениями V_p/V_s (1.64, 1.63 и 1.70). Следует отметить, что самые низкие значения V_p/V_s (1,63) находятся в центральной части контакта с наклонной зоной пониженных значений в консолидированной коре (рис. 2. III В), тем самым являясь дополнительным аргументом миграции газа из консолидированной коры. При одинаковых вертикальном и горизонтальном масштабах вся зона приобретает форму листрического разлома [3, 4]. В подошве осадочного чехла залегает горизонт пониженной скорости (рис. 2. III Б), который может по аналогии с консолидированной корой рассматриваться как волновод и соответственно возможный канал горизонтальной миграции флюидов.

Южная граница Ясногорской прогнозной зоны совпадает с контактом (разно упругих) доменов резко различными значениями V_p и V_p/V_s (рис. 2. III Б и 2. III В), Юртаевское месторождение коррелируется с проекцией вертикального разрывного нарушения (приблизительно 85 ПК), которое только в средней части является контактом разноупругих доменов. Линия простирания этого разрывного нарушения может указывать дальнейшие направления поисков. Само месторождение находится на поднятие в осадочном чехле, что позволяет предполагать перспективность всей области этого поднятия.

Заключение

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

I. Представление сейсмических глубинных разрезов ГСЗ V_p и V_p/V_s в виде изолиний и с выделением в цветовой гамме областей с доменами максимальных и минимальных значений этих параметров позволило выделить в Волго-Уральской и Тимано-Печерской нефтегазоносных провинциях следующие закономерности.

1. На глубинных разрезах V_p – под месторождениями в верхней части консолидированной коры залегают домены с повышенной скоростью.

2. На разрезах V_p/V_s – месторождения находятся на контакте доменов с повышенными и пониженными значениями этого параметра. Зоны контактов доменов с большим градиентом значений V_p/V_s могут являться каналами миграции флюидных потоков.

II. В Предуральском краевом прогибе установлена смена преимущественно субгоризонтальной расслоенности консолидированной коры на юге и севере на вертикальную в центральной части ВЕП. Географически эта область совпадает с южным обрамлением Северных Увалов.

III. Совместный анализ разрезов V_p и V_p/V_s позволил выделить в консолидированной коре возможные зоны проницаемости.

IV. Изучение (выделение) областей миграции флюида из пород консолидированной коры и мантии имеет определяющее значение в насыщении пород осадочного чехла соединениями углерода и в первую очередь углеводородами.

Работа выполнена в рамках госзаказа. Рег. номер Минобрнауки России - ФММЕ-2022-0004. Номер гос. НИОКТР в РОСРИД - 122022800270-0

Список литературы

1. Булин Н.К., Егоркин А.В. Региональный прогноз нефтегазоносности недр по глубинным сейсмическим критериям. Центр ГЕОН, Москва, 2000, 194 с.
2. Кузин А.М. Пространственно-фазовая локализация месторождений углеводородов и отображение конвергентности процессов флюидизации в геологической среде по сейсмическим данным / Сборник трудов «Дегазация Земли и генезис нефтяных месторождений. К 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина. ГЕОС. Москва, 2011. С. 276–301
3. Кузин А.М. О некоторых общих свойствах флюида в геологических процессах, явлениях и закономерностях (к обоснованию единой системы геолого-геофизического изучения недр). Часть 1 и 2 // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2015. Выпуск 2(12). <http://oilgasjournal.ru/top-pages/last-issue.html>
4. Кузин А.М. Флюиды в классификации разрывных нарушений. Отображение фазового состава флюида в зонах разрывных нарушений в параметрах сейсмического поля. Часть 3 // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. Вып. 1(16). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-16.art7>
5. Яковлев Л.Е., Поляк Б.Г. Проблема формирования континентальной коры в свете взаимодействия «вода-порода» // Вертикальная аккреция земной коры: факторы и механизмы. Труды ГИНРАН. М.: Наука, 2002. Вып. 542. С. 323–355.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ЗОН БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Кузнецов Г.В. * (ФГБУ «ВНИГНИ»)

Работа основывается на новом запатентованном способе прогноза типов геологического разреза высокоуглеродистых отложений битуминозного типа и методике его использования на основе инновационной технологии комплексного спектрально-временного прогноза, включающей новые сейсмические спектрально-временные, термобарические, и геохимические атрибуты. Проведена комплексная формализованная интерпретация исходных атрибутов различной физической природы с использованием современного вероятностно-статистического алгоритма. В качестве новых данных распределения нефтегазоперспективных зон предложена прогнозная карта типов геологического разреза баженовских отложений Западной Сибири с приемлемой доверительной вероятностью, на которой выделены нефтегазоперспективные зоны баженовских отложений на территории Западной Сибири.

Ключевые слова: высокоуглеродистые отложения битуминозного типа, катагенез, типы геологического разреза баженовских отложений Западной Сибири, комплексный спектрально-скоростной прогноз, нефтегазоперспективные зоны, спектрально-временные сейсмические атрибуты, внутрипластовое давление и температура, содержание органического вещества.

Представленная работа посвящена региональному прогнозу нефтегазоперспективных зон на основе нового запатентованного способа [1] и методики с использованием инновационной технологии комплексного спектрально-временного прогноза (КССП) [2,3,4] в высокоуглеродистых кремнисто-глинисто-карбонатных отложениях существенно биогенного генезиса на примере баженовских отложений Западной Сибири в пределах Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов, Тюменской, Омской, Томской областей и Красноярского края. Методика и технология комплексного, формализованного прогноза предусматривают использование атрибутов различной физической природы: сейсмических, термобарических, геохимического и современных вероятностно-статистических алгоритмов комплексирования для получения более точных и устойчивых результатов.

КССП является первой промышленной технологией, основанной на отслеживании вариаций двумерных спектральных характеристик сейсмической записи. Данная технология была успешно опробована во многих районах Западной и Восточной Сибири.

В настоящее время на территории Западно-Сибирской НГП ведется не только разработка и доразведка уже открытых месторождений, но также производится поиск залежей углеводородных флюидов в нетрадиционных объектах.

При изучении баженовских отложений требуются новые методические подходы для повышения надежности результатов, а при проведении региональных работ эти подходы заключаются, прежде всего, в прогнозировании типов геологического разреза и выявлении нефтегазоперспективных площадей с целью проведения дальнейших поисково-разведочных работ. Под типом геологического разреза понимается совокупность литофациальных разностей в определенном стратиграфическом диапазоне, характеризующаяся индивидуальной историей осадконакопления и условиями формирования пород-коллекторов, покрышек и ловушек для углеводородных скоплений, а также продуктивность целевых пород.

Типизация разреза должна быть выполнена таким образом, чтобы каждый тип существенно отличался от других наиболее значимыми для последующего прогноза свойствами. На рисунке 1 представлена блок-схема разработанной методики прогноза типов геологического разреза высокоуглеродистых отложений битуминозного типа. Отличительной принципиальной особенностью является комплексная, количественная интерпретация новых сейсмических спектрально-временных, термобарических (давление, температура) и геохимического (содержание органического вещества) атрибутов на основе применения современных математических алгоритмов.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Технология КССП разработана на базе спектрально-временного анализа (СВАН) сейсмической записи [5]. Использование данной технологии показало, что изменения структурного и вещественного состава в карбонатных и терригенных разрезах, наилучшим образом отображается в волновом сейсмическом поле в виде различных спектрально-временных образов (СВО). Результатом применения технологии КССП являются разрезы, кубы и карты типов геологического разреза и параметров ФЕС коллекторов.

Для проведения прогнозирования типов геологического разреза баженовских отложений были отобраны региональные профили с наилучшим качеством выделения и прослеживания баженовского отражающего горизонта.

В качестве исходной информации для динамической интерпретации использовались сейсмические трассы, расположенные в районе скважин. Временной интервал СВАН соответствует заданным интервалам абсолютных отметок кровли и подошвы баженовского пласта. Поскольку это время существенно переменно, все сейсмические спектрально-временные атрибуты (СВА) определялись в интервале $\Delta t=50$ мс, вмещающем реальные толщины баженовского горизонта.

В качестве исходных атрибутов использовались сейсмические СВА, термобарические показатели и геохимический параметр. Законы развития коллекторов в баженитах связаны с тепловыми аномалиями и АВПД. Термобарические атрибуты определяют степень катагенеза и упругие свойства среды. Геохимический параметр означает содержание органического вещества.

Количественная спектрально-временная и псевдоакустическая параметризации сейсмической записи на временных разрезах позволяет получить 7 атрибутов, в том числе три атрибута по оси частот и три по оси времен. СВА1 – «характеризуется отношением энергий высоких и низких частот СВАН-колонки», СВА2 – «определяется произведением удельной спектральной плотности на средневзвешенную частоту», СВА3 – «является произведением удельной спектральной плотности на максимальную частоту», СВА4 – «представляет собой отношение энергий больших и малых времен», СВА5 – «представлен произведением удельной спектральной плотности на средневзвешенное время», СВА6 – «является произведением удельной спектральной плотности на максимальное время»; и псевдоакустическую скорость [1].

Сейсмические атрибуты сертифицируются по максимальному значению коэффициента взаимной корреляции (КВК) с параметрами ФЕС коллекторов в эталонных скважинах и типами геологического разреза.

Сертифицированные атрибуты определяются по всем сейсмическим трассам с построением карт атрибутов. Комплексирование атрибутов осуществляется с использованием искусственных нейронных сетей (ИНС) по алгоритму Кохонена, либо вероятностно-статистического способа К-средних по Петрову А.В., учитывающему возможную взаимную корреляцию исходных сертифицированных атрибутов.

Помимо СВА в сертификации приняли участие термобарические атрибуты и геохимический параметр. Законы развития коллекторов в баженитах связаны с тепловыми аномалиями и АВПД. Термобарические определяют степень катагенеза и упругие свойства среды. Геохимический параметр – определяет содержание органического вещества. Несейсмические атрибуты определены по скважинной информации. Значительное разнообразие исходных атрибутов по физической природе в большой степени повышает достоверность комплексной интерпретации и надежность результатов прогноза. Доверительная вероятность разделения сертифицированных атрибутов (Р) составила 0.67-.85 (рис.3), что вполне достаточно для последующего их формализованного комплексирования.

Итогом применения предложенных нового способа и методики является карта нефтегазопродуктивных типов геологического разреза, доверительная вероятность которой составила по данным бурения вполне приемлемую величину, равную 0.82. На результативной карте типов геологического разреза нефтегазопродуктивных баженовских отложений выделяются такие известные месторождения, как Средне-Назымское, Большого Салыма, Ай-Пимское, Пякутинское и другие.

Использование прогнозной карты позволяет в значительной степени повысить геологическую (поисковую) и экономическую эффективность при планировании сейсморазведочных работ МОГТ

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

и бурении параметрических, поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, за счет повышения надежности и точности обоснования геологических условий их размещения на изучаемой территории.

Полученная карта, позволяет с большей долей достоверности картировать перспективные зоны развития баженовских отложений, что в свою очередь скажется на оптимизации размещения параметрических, поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, детальных геофизических, главным образом сейсмических, работ и оценки ресурсов на исследуемых нефтегазоперспективных объектах в высокоуглеродистых отложениях битуминозного типа.



Рисунок 1. Блок схема.

Литература

13. Копилевич Е.А., Сурова Н.Д., Скворцов М.Б., Кузнецов Г.В. Патент на изобретение РФ №2677981 «Способ выявления нефтегазопродуктивных типов геологического разреза в межскважинном пространстве в высокоуглеродистых отложениях битуминозного типа» 2019 г.
14. Копилевич Е.А., Мушин И.А., Давыдова Е.А., Афанасьев М.Л. «Комплексное спектрально-скоростное прогнозирование типов геологического разреза и фильтрационно-емкостных

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

- свойств коллекторов» // ОАО «НК Роснефть». Сер. Библиотека нефтяного инжиниринга. - Ижевск: АНО «Ижевский институт компьютерных исследований», 2010.
15. Копилевич Е.А., Сулова Н.Д., Скворцов М.Б., Кузнецов Г.В. «Возможности прогноза продуктивных зон баженовской свиты по анализу спектрально-временных атрибутов», «Геофизика» №1. 2016.
 16. Копилевич Е.А., Скворцов М.Б., Сулова Н.Д., Кузнецов Г.В. «Новая методика регионального прогноза высокопродуктивных баженовских коллекторов Западной Сибири», «Геология нефти и газа» №4. 2016.
 17. Мушин И.А., Бродов Л.Ю. «Спектрально-временной анализ сейсмических данных при структурно-формационной интерпретации», Геология и геофизика, № 9, 1985, с. 114-126.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

**ВРЕМЯ ВХОЖДЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА БАЖЕНОВСКОЙ И
АНАЛОГОВ ТОГУРСКОЙ СВИТ В ГЛАВНУЮ ЗОНУ
НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ В ЮЖНОЙ ЧАСТИ МАНСИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ
(ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)**

Кузнецов Р.О. (ИПНГ РАН)*

Новые идеи и достижения в разработке теории нефтидогенеза, достигнутые в последние десятилетия XX века – начале XXI веков, позволяют надёжно решать множество задач нефтегазовой геологии, например, рассчитывать время погружения органического вещества нефтематеринских свит в главную зону нефтеобразования в осадочных бассейнах или его частях.

Определение времени начала генерации углеводородов (УВ) является актуальной задачей для уточнения перспектив открытия их месторождений в пределах любой территории в осадочном бассейне или его частях, выявления мелких и мельчайших месторождений углеводородов (Конторович, 2016). Совпадение процесса интенсивной генерации с интенсивным ростом положительных структур позволяет уверенно прогнозировать, при прочих равных условиях, промышленные скопления и тип УВ, выявить наиболее перспективные территории для проведения поисково-разведочных работ и отработать новые методические приёмы в пределах хорошо изученных территорий. Такой территорией является южная часть Мансийской синеклизы (рис. 1), в центральной части которой расположено Демьянское куполовидное мезоподнятие (Конторович и др., 2001).



Рисунок 1. Территория исследования

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Основными нефтегазопроизводящими комплексами на исследуемой территории были выбраны глинистая нижнетогурская пачка шеркалинской свиты (аналог - тогурская свита в южной части Западно-Сибирского осадочного бассейна) и баженовская свита. Они формировались в относительно спокойные благоприятные периоды развития западно-сибирских суббассейнов, что способствовало накоплению существенных концентраций органического вещества, способных генерировать углеводороды. Для глинистой нижнетогурской пачки шеркалинской свиты был принят I тип ОВ, а для баженовской свиты - II тип ОВ.

Для определения времени вхождения органического вещества в главную зону нефтеобразования произведено литолого-стратиграфическое разделение всего осадочного мезозойско-кайнозойского чехла на основе каротажных диаграмм и опубликованных данных. Абсолютный возраст стратиграфических подразделений принят в соответствии со стратиграфической шкалой, уточнённой компанией Total (2015), на основе решений 31 Геологического конгресса в Бразилии в 2004 году (Gradstein et al., 2004). Для решения задач интерполяции при построениях карты времени погружения баженовской и аналогов тогурской свит в ГЗН, использованы структурные карты по основным отражающим горизонтам (Беляев и др., 2007 и др.), при верификации результатов, полученных при моделировании теплового поля (тепловой поток был принят постоянным), использованы данные об отражательной способности витринита (Фомин и др., 2001), современных температур в осадочном чехле и современных среднегодовых температур. Шкалы катагенеза и условий достижения главной зоны нефтеобразования приняты в соответствии с работой (Конторович, Трофимук, 1976). Началу главной зоны нефтеобразования отвечает значение отражательной способности витринита, равное 0,6%. При площадных построениях была учтена геолого-геофизическая информация по >50 поисковым и разведочным скважинам.

Для корректного восстановления времени вхождения баженовской и аналогов тогурской свиты необходимо откалибровать температурное и палеотемпературное поля. Калибровка температурного поля основывалась на отражательной способности витринита, а проверка производилась по распределению современных температур в осадочном мезозойско-кайнозойском чехле Западно-Сибирской геосинеклизы. На рисунке 2 приведено изменение современной температуры отложений с глубиной (линия – расчётные данные, квадраты – фактические данные) и отражательной способности витринита с глубиной в районе скважин Западно-Каренская 405 и 406.

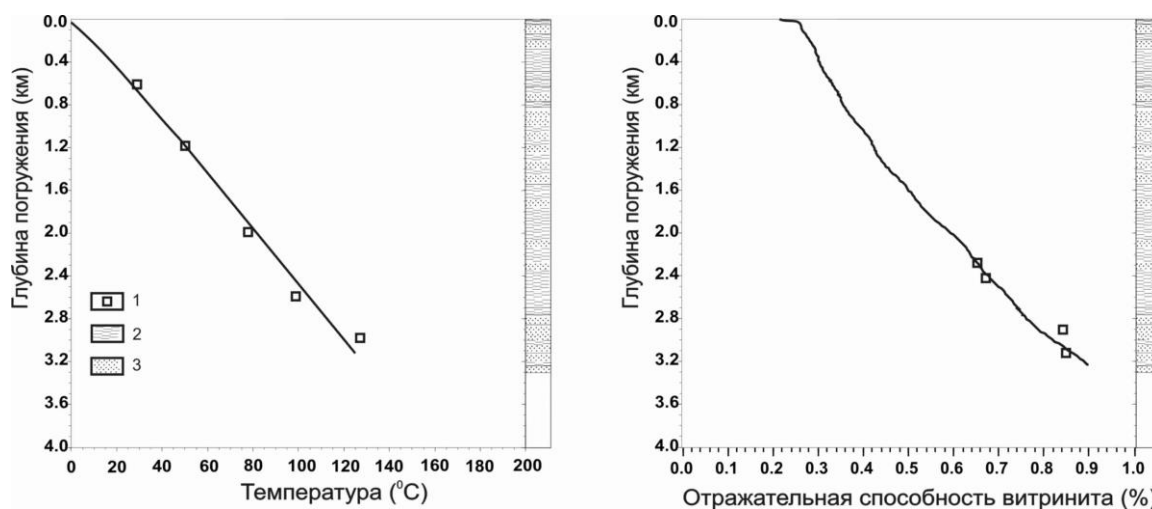


Рисунок 2. Изменение температуры и отражательной способности витринита с глубиной (на примере скв. Западно-Каренская 405). Условные обозначения: 1 - фактические данные, преимущественно отложения: 2 - глинистые, 3 - песчаные

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Отклонения расчётных температур от фактически замеренных в скважине может быть обусловлено несколькими причинами. Во-первых, в неогене, в результате общего воздымания территории, произошло уменьшение температуры отложений осадочного чехла на 5-10⁰С, во-вторых, несоответствие фактических данных и расчётных может быть обусловлено точностью модели теплового поля, в частности, во время накопления осадочного чехла принято, что тепловой поток постоянен, в-третьих, возможны погрешности при определении современных температур в скважинах.

На основе структурных построений, температурных, геохимических данных и современных компьютерных средств для территории южной части Мансийской синеклизы построена карта времени погружения отложений баженовской свиты в ГЗН в изолиниях (рис. 3).

Анализ карты показал, что на всей территории исследования органическое вещество баженовской свиты достигло главной зоны нефтеобразования. В районе Бобровской, Малосалымской впадин и Дальнемассивного прогиба отложения баженовской свиты достигли ГЗН примерно 50-60 млн. лет назад. Южнее, в Верхневахской впадине, процессы интенсивной генерации нефти начались около 45-60 млн. лет назад. Восточнее Малосалымской впадины, в районе Нижнешапшинского КП, ОВ баженовской свиты достигло условий ГЗН примерно 50 млн. лет назад, а на территории Западно-Салымского КП - 35 млн. лет назад. В районе Пывьяхской впадины и на Нивыреганском КП баженовская свита погрузилась в ГЗН около 50-60 млн. лет назад.

На территории Вадельпского КП процессы интенсивной генерации нефти начались около 70 млн. лет назад. В северо-восточной части исследуемой территории ОВ баженовской свиты погрузилось в ГЗН 25-45 млн. лет назад. Так, процесс интенсивной генерации УВ начался в районе Каренского и Крючковского КП 30-35 млн. лет назад, в Айкуторской впадине – 25-30 млн. лет назад, Южно-Владигорском прогибе – 30-40 млн. лет назад.

Около 90 млн. лет назад ОВ баженовской свиты достигло ГЗН на территории Верхнесалымского КП. Через 40-45 млн. лет интенсивная генерация углеводородов началась в Мунгенском заливе, Лумкойской и Кеумской впадинах. Для Соровского и Березовского КП характерно, что ГЗН баженовская свита достигла примерно 30 млн. лет назад, а на 10 млн. лет ранее интенсивная генерация углеводородов началась в пределах Вуемской впадины и Торь-Еганского КП.

В районе Демьянского куполовидного поднятия ОВ баженовской свиты достигло ГЗН около 30 млн. лет назад. Северо-восточнее, в Восточно-Демьянской и Тайгать-Еганской впадине, ОВ баженовской свиты достигло главной зоны нефтеобразования 45-55 млн. лет назад. В районах Северо-Демьянского и Нижнекеумского куполовидных поднятий процесс интенсивной генерации нефти начался примерно 25-45 млн. лет назад, а в районе Верхнекеумского куполовидного поднятия позже на 5-15 млн. лет - почти 20 млн. лет назад. В Самсоновской впадине ОВ баженовской свиты достигло ГЗН примерно 35 млн. лет назад.

Предварительный анализ времени достижения ОВ аналогов тогурской свиты ГЗН показывает, что на всей территории исследования органическое вещество достигло главной зоны нефтеобразования. Этот процесс начался приблизительно 90 млн. лет назад и имел продолжительность около 45 млн. лет.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

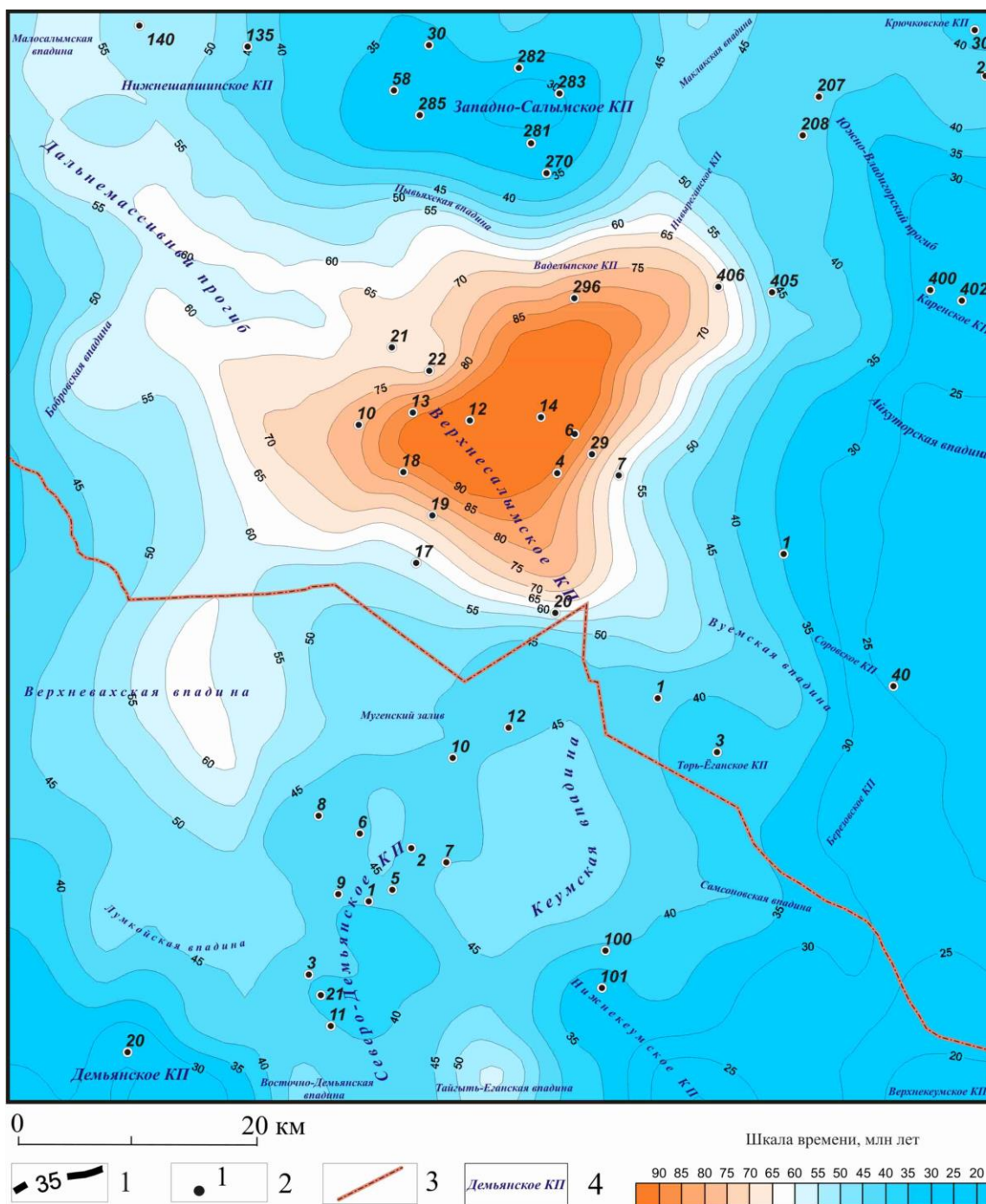


Рисунок 3. Карта времени вхождения органического вещества баженовской свиты в главную зону нефтеобразования.

Условные обозначения: 1 - изохоры; 2 - скважины, вскрывшие кровлю баженовской свиты; 3 - административная граница; 4 - тектонические элементы, выделенные в кровле баженовской свиты.

Таким образом, анализ времени погружения ОВ баженовской свиты и аналогов тогурской свиты показывает, что на всей территории исследования ОВ достигло главной зоны нефтеобразования позднем мелу – неогене (90-5 млн.лет назад). Это способствовало заполнению ловушек преимущественно нефтью.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Автор благодарен д.г.-м.н. В.Л. Шустеру за поддержку при подготовке данной публикации.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений, № 122022800274-8).

Список литературы

1. Конторович А.Э. Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма нефтегазового комплекса России // Наука из первых рук – 2016, № 1 с. 6-17.
2. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко А.И. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. - Т.42, № 11-12. - с. 1832-1845.
3. Беляев С.Ю., Кузнецов Р.О., Третьякова К.С. Современная структура осадочного чехла Широкого Приобья (Западная Сибирь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2007, № 7, с. 7-22.
4. Фомин А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О. Катаганез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. - 2001. - № 11-12. - с.1875-1887.
5. Конторович А.Э., Трофимук А.А. Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтидов и битуминозных пород / Под ред. Н.Б.Вассоевича. - М.: Наука. 1976. - с. 19-36.
6. Gradstein F.M., Ogg J.G., Smith A.G., et al. A new Geologic Time Scale with special reference to Precambrian and Neogene // Episodes.-2004.-V. 27. - № 2. p. 83-100.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН НА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОМ НГКМ

Левенец Н.А.(ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»)

Одним из важнейших факторов повышения качества бурения является обеспечение проведения наклонно-направленных скважин в четком соответствии с разработанным проектом. Так, для определения конкретных глубин и объемов поглощений бурового раствора был проведен анализ данных по осложнениям на различных глинах по четырем скважинам Среднеботуобинского месторождения, которая позволила сделать выводы по наличию в горных породах проницаемых каналов, где происходят поглощения и следовательно появление возможности дальнейшей разработки способов борьбы с ними [1].

Одним из важнейших факторов повышения качества бурения является обеспечение проведения наклонно-направленных скважин в четком соответствии с разработанным проектом. Так, для определения конкретных глубин и объемов поглощений бурового раствора был проведен анализ данных по осложнениям на различных глинах по четырем скважинам Среднеботуобинского месторождения, которая позволила сделать выводы по наличию в горных породах проницаемых каналов, где происходят поглощения и следовательно появление возможности дальнейшей разработки способов борьбы с ними.

На рис. 1 представлены зоны осложнений на Среднеботуобинском месторождении. Красная полоса – трапповые интрузии. В зоне осложнений они представляют наибольшую опасность, т. к. поглощения в них могут быть катастрофическими.

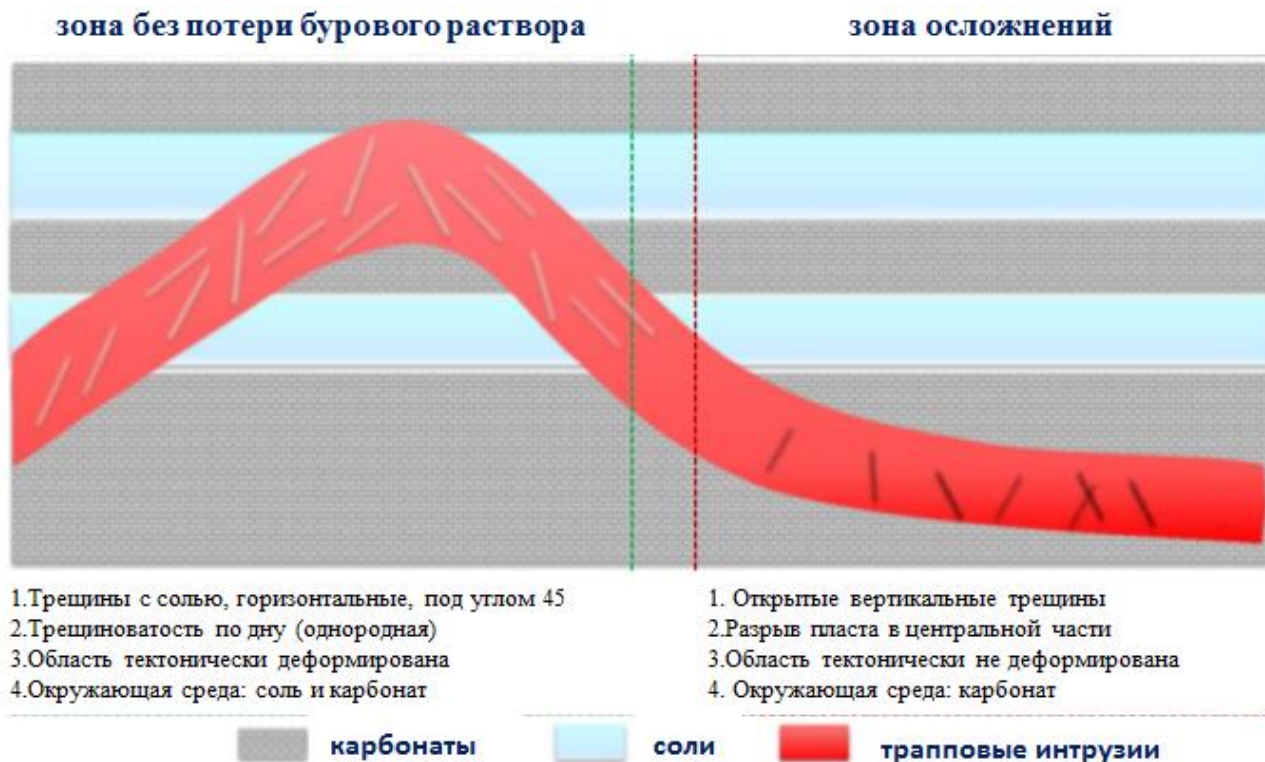


Рисунок 1. Зоны осложнений на Среднеботуобинском месторождении

Был проведен анализ промысловых данных об интенсивности поглощений бурового раствора при бурении пяти скважина на месторождении. При помощи программы для обработки электронных

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

таблиц MSExcel и специальной функции визуализации анализа данных «сводная таблица», обработаны более 4 000 значений интенсивности поглощений.

В результате анализа построены диаграммы, характеризующие интенсивность поглощений на всех интервалах бурения до глубины забоя. В результате полученных данных был построен сводный график, на котором видны интервалы поглощений в среднем по пяти скважинам. Красным обозначены катастрофические поглощения, жёлтым – средние, а зелёным – малые.

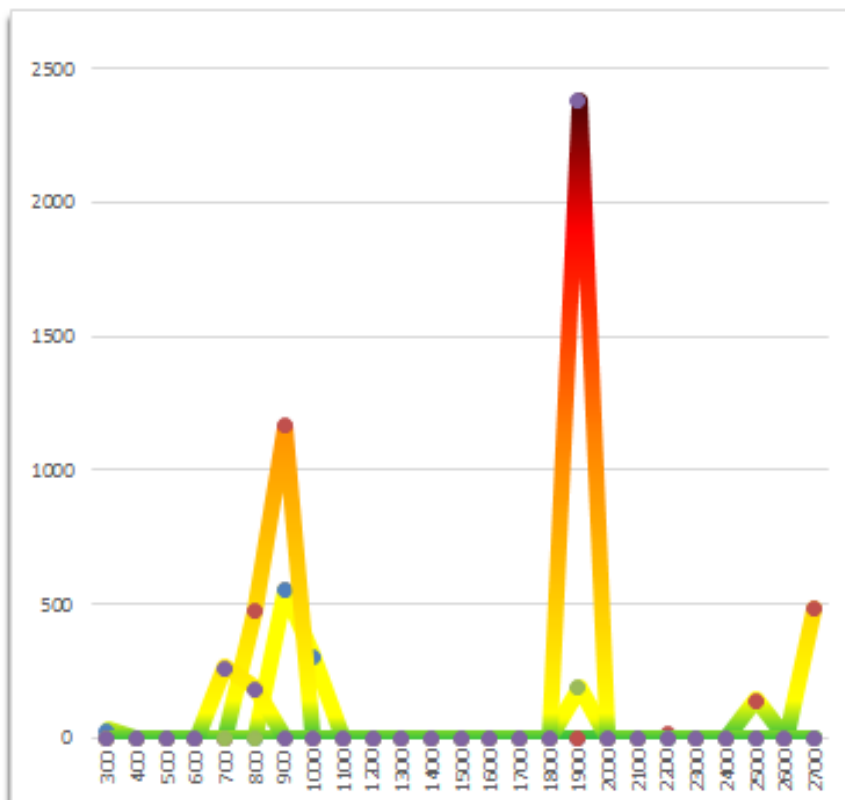


Рисунок 1. Объемы поглощений на четырех скважинах Среднеботуобинского месторождения

Согласно представленному рисунку катастрофические поглощения зафиксированы на глубине 1900–2700 м. Анализ фактических данных эксплуатационного бурения выявил, что количественный прогноз поглощений бурового раствора крайне необходим для контроля потери циркуляции - если глубина залегания траппов увеличивается, то увеличиваются и объемы поглощений, которые доходят до катастрофических (более 60 м³/ч). Попытки контролировать проблему поглощений в траппах привели к необходимости поиска путей решения данного вопроса [2].

Есть несколько методов ликвидации осложнений, таких как:

- подбор рецептур буровых растворов;
- бурение интервала начинать на пресном полимер-глинистом буровом растворе;
- при первых признаках появления каменной соли в шламе перейти на соленасыщенный полимерный буровой раствор;
- применение роторной КНБК с полноразмерными калибраторами для поддержания вертикальности ствола скважины;
- герметизировать устье скважины (на глубине КНБК 618 м.) совместно с трубным пространством;
- выбор конструкции долота 293/219 мм, позволяющий бурение с более высокой скоростью проходки;
- перед бурением траппов снизить производительность насосов и нагрузку на долото до минимально возможных значений;

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

- установка гипсоцементных мостов различной плотности в два этапа;
- применение состава Ultra-Block в качестве кольматирующей пачки перед проведением тампонажных работ.

Подводя итоги, можно определить, что при проведении анализа данных, можно сократить последствия осложнений, возникающих при бурении скважин в неустойчивых породах. На сегодняшний день разрабатываются различные способы, методы, а также закономерности, благодаря которым, эффективность работ на скважине повышается. Решить данную проблему без появления автоматизированных технологий, позволяющих предвидеть все осложнения и избежать их, практически невозможно. Вопрос разработки новых технологий по данной проблеме находится в приоритете, так как более оперативный анализ сможет дать информацию о вероятности осложнений, что, способно сократить расходы и время на строительство скважины.

Список литературы

1. Аманов М.А. Бутовые растворы для бурения наклонно-направленных и вертикальных скважин. Текст : непосредственный // Вестник науки и образования, 2021. - № 7(110). С. 29-32
2. Тузов Е.В., Вахромеев А.Г. Обоснование альтернативной конструкции скважин (на примере Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения). Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2021. - № 10

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Некоторые особенности генерации углеводородов в ниже-среднекембрийских отложениях Восточной Сибири.

С.П.Левшунова, Д.А.Горлов, г. Москва.

Введение.

Большая группа исследователей, занимаясь вопросами генерации углеводородов (УВ) органическим веществом (ОВ) ниже-среднекембрийских отложений Восточной Сибири, отмечала его особый характер, пытаясь при этом найти первопричину этого явления (Ал.А.Петров, 1994; В.А.Каширцев и др.). Установлено также, что наиболее изотопно легкие нефти (-32‰ - -37‰) приурочены к докембрийским и нижекембрийским отложениям (В.А.Гаврилов, И.Б.Кулибакина, Б.И.Старосельский, О.А.Арефьев, 1990). Объяснение этому они видят в более восстановленном характере биосферы в рассматриваемый период. Многолетние исследования Т.К.Баженовой с соавторами ОВ (1986, 1988) допалеозойских и палеозойских отложений Восточной Сибири привели ее к убеждению, что наиболее интересным является содержание водорода в дебитуминизированном керогене, которое возрастает при уменьшении содержания окислителей в столбе воды и в осадке (O₂, SO₄, Fe₂O₃). Резюмируя изложенное, можно отметить, что практически все исследователи, занимавшиеся вопросами геохимии ОВ древних допалеозойских отложений, отмечают или особый тип исходного ОВ, или более восстановленный характер биосферы, или обогащенность керогена водородом.

Результаты и выводы.

По нашему мнению, первопричиной этого явления является продекларированное еще в 1957 году на Международном Симпозиуме, посвященном возникновению жизни на Земле, утверждение, что первоначальная атмосфера на Земле была представлена в значительной степени водородом (В.А.Соколов, Б.П.Фесенков, Г.Юри, И.Ода и др.). Первоначально на Земле состояла атмосфера, состоящая из водорода и аммиака. Затем эти газы были удалены из атмосферы Земли: диссипировали в пространство. По И.Ода, на древней стадии существования Земли, когда кислорода в атмосфере еще не было, могли существовать первичные живые организмы, способные выделять или поглощать водород в водах первичного океана. Этим и может быть обусловлен восстановленный характер исходного ОВ для докембрийских и ниже-среднекембрийских образований Восточной Сибири. В качестве дополнительных источников водорода для рассматриваемых отложений данного региона может быть глубинный водород, высокие концентрации которого были отмечены в кимберлитовых трубках (свыше 50%), а также радиогенный, сопутствующий распаду урана в имеющихся на территории Восточной Сибири урановых месторождениях. Данный водород воздействует на заключенное в породах ОВ, способствуя повышенному образованию УВ. Так, в проведенных экспериментах по гамма-облучению образцов аргиллитов на источнике Сб0 с дозой облучения 150 тыс. рентген содержание сорбированных УВ газов возросло в 2 раза (С.П.Левшунова 1981, 1994). Указанным условиям на территории Восточной Сибири в наибольшей степени соответствуют ниже-среднекембрийские отложения Вилуйской гемисинеклизы с дополнительными источниками водорода в кимберлитовых трубках и Алгаминском месторождения циркона с высоким содержанием урана. В рассматриваемых отложениях пока обнаружены только твердые битумы, однако их вязкость повышается вблизи данного месторождения (скв.1 Синская), что повышает достоверность проведенного прогноза нефтегазоносности древних отложений Восточной Сибири.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ПОРОДАХ СКВАЖИНЫ АРКТИЧЕСКАЯ-1 БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО РЕГИОНА

*Литвиненко И.В. (ФГБУ «ВНИИОкеангеология», СПбГУ ИНОЗ), Куршева А.В. *, Моргунова И.П., Алексеева А.К. (ФГБУ «ВНИИОкеангеология»)*

С целью актуализации материала по глубокому бурению были проанализированы образцы кернового материала скважины Арктическая-1 (сводовая часть Арктического поднятия, Баренцево море), характеризующие мезозойские отложения в диапазоне от среднего триаса ладинского яруса (T_2l) до верхней юры яруса кимериджский (J_3km). Изученные образцы представлены преимущественно аргллитами алевритистыми.

Аналитическая процедура изучения органической составляющей отложений (рассеянное органическое вещество, далее РОВ) включала: экстракцию битумоидов, определение их группового состава, хроматографическое фракционирование с выделением суммы насыщенной и ароматической фракций УВ. Фракции алифатических и ароматических углеводородов были проанализированы с помощью газовой хроматографии-масс-спектрометрии (ГХ-МС), проведенной на системе Agilent 5973/6850 с квадрупольным масс-селективным детектором. Компоненты алифатической фракции - *n*-алканы, изопреноиды, терпаны, а также голоядерные и алкилзамещенные полиароматические углеводороды (ПАУ) из ароматической фракции анализировали с использованием применявшихся ранее методов [Петрова и др., 2017; Morgunova et al., 2019].

Слабокарбонатные ($C_{карб} < 3\%$) аргллиты изученных отложений характеризуются преимущественно невысоким содержанием органического углерода ($C_{орг} < 2\%$) с преобладанием в составе растворимых компонентов РОВ нейтральных соединений ($A_{хл}/A_{сп-б} = 1.6$) и незначительной битуминозностью ($\beta = 2.5-7.6\%$), свидетельствующей о сингенетичном характере битумоидов вмещающих пород [Баженова и др., 2000].

Несмотря на подобие геохимических характеристик органического вещества (ОВ) можно особо выделить карнийский аргллит интервала 4037+6.5 м, характеризующийся повышением содержания $C_{орг}$ до 4.5%, высоким содержанием битумоида по классификации Вассоевича ($A_{хл} = 0.20\%$) и максимальным содержанием углеводородов в породе для триасовых отложений (УВ=0.087%). Помимо этого, и для верхнеюрских кимериджских черных глин интервала 2416.2+3 м выявлена значительная обогащённость органическим веществом ($C_{орг} = 15.44\%$), битумоидами и углеводородами (УВ=0.464%), что согласуется с накоплением в результате орогенеза в позднеюрскую эпоху глинистых пород, обогащённых ОВ. Они являются аналогом баженовской свиты Западной Сибири, которые условно объединены под названием «черные глины» [Бро и др., 1993; Данюшевская, 1995].

Состав *n*-алканов в породах (табл. 1) свидетельствует о смешанном гумусо-сапропелевом генезе РОВ с ведущей ролью гидробионтной составляющей ($C_{15-19}/C_{27-31} \sim 2.5$) [Peters et al., 2005]. Для верхнетриасовых пород карнийского яруса T_3k и юрских отложений установлено чередование сапропелевых и гумусовых компонентов, что обусловлено, по-видимому, сменой трансгрессивно-регрессивных условий осадконакопления [Ступакова и др., 2015; Басов, 2009; Бро и др., 1993; Данюшевская, 1995]. Доминирование высокомолекулярных соединений, связанное с преобладанием терригенной составляющей, наиболее ярко проявляется в образце 4082+3.8 (T_3k) и согласуется с наличием в породе прослоев углефицированного растительного детрита.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Показатели соотношения нормальных алканов и изопреноидов ($Pr/n-C_{17}$; $Ph/n-C_{18}$) отражают изменения условий формирования РОВ от мелководно-морских до лагунных (рис. 2). Соотношение изопреноидов $Pr/Ph < 3$ (табл. 1) характеризует условия осадконакопления и преобразования как восстановительные [Тиссо и др., 1981; Peters et al., 1993; Abdullah, 1999; Костырева, 2005; Норина и др., 2014].

Индекс нечетности ($CPI (1) \sim 1.05$; $K_i \sim 0.88$) изученного кернового материала соответствует термально зрелому ОБ. Наименьшей степени трансформации отвечают отложения юрских пород ($CPI (1) \sim 1.10$; $K_i \sim 1.32$).

Таблица 1. Характеристика *n*-алканов и изопреноидов пород скважины Арктическая-1.

№ п.п.	Образец	Возраст	C_{15-19}/C_{27-31}	C_{17}/C_{27}	$CPI (1) (C_{22-30})$	Pr/Ph	Pr/C_{17}	Ph/C_{18}	K_i	OEP_{17-19}	OEP_{27-31}
1	2416.2+3	J ₃ km	4.16	3.40	0.99	0.99	2.09	2.37	1.20	1.01	1.06
2	2658.2+2.55	J ₂ k	0.94	0.84	1.19	2.55	1.57	0.72	1.18	1.11	1.34
3	2869.2+1.8	J ₂ bt	2.03	1.78	1.11	2.16	1.99	1.08	1.57	1.13	1.18
4	3828+1.4	T ₃ n	1.08	1.01	1.04	2.01	1.05	0.58	0.83	1.06	1.08
5	4001+9.3	T ₃ k	0.60	0.50	1.09	1.58	1.26	0.76	1.01	1.07	1.11
6	4037+5.62	T ₃ k	3.58	2.58	1.06	1.66	0.76	0.52	0.65	1.00	1.12
7	4037+6.5	T ₃ k	1.94	1.47	1.05	2.01	0.90	0.42	0.65	1.01	1.10
8	4082+3.8	T ₃ k	0.42	0.41	0.99	1.51	0.70	0.49	0.60	1.04	1.01
9	4216+5.6	T ₃ k	3.87	2.88	1.00	1.68	0.73	0.41	0.56	1.04	1.09
10	4488+1.35	T ₂ l	4.68	3.73	1.04	1.39	0.85	0.87	0.86	0.97	1.09
11	4488+2.55	T ₂ l	2.74	2.41	0.99	1.02	0.95	1.13	1.03	1.04	1.02
12	4505+1.35	T ₂ l	4.01	3.89	1.09	1.16	0.97	1.23	1.07	1.09	1.11

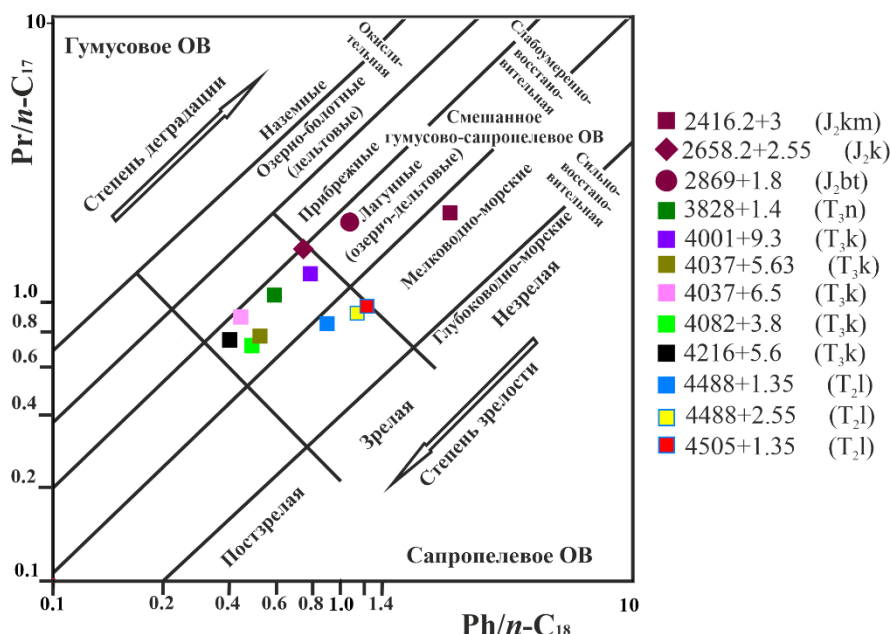


Рисунок 1. Характеристика генетического типа и фациальных условий осадконакопления РОВ мезозойских толщ скважины Арктическая-1. [Сопнан et al., 1980].

Состав молекулярных маркеров - стеранов и терпанов подтверждает преимущественно гумусово-сапропелевый генезис РОВ изученных пород, накопленного в обстановках прибрежного мелководья (см. табл. 2).

Так, преобладание стерана C_{29} над стеранами C_{27} и C_{28} (табл. 2) и примерно равные концентрации последних свидетельствуют о накоплении ОБ в мелководно-морских условиях [Кирюхина, 2013].

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Терпановые показатели условий формирования РОВ большинства изученных пород ($H_{29}/H_{30}<1$; $H_{35R}/H_{34R}<1$) соответствуют мелководно-морским и/или лагунным фациальным обстановкам осадконакопления. Исключение составляют юрские породы келловейского и кимериджского ярусов, для которых соотношение $H_{35R}/H_{34R}>1$. Учитывая, что данный показатель достигает максимальных значений в верхнеюрский период (2416.2+3 (J_3km)), наиболее вероятно, это обусловлено обширной трансгрессией и, соответственно, морскими условиями формирования РОВ. [Ступакова и др., 2015]. Следовые количества трициклических терпанов – хейлантанов (19Tt-20Tt), маркирующих поступление растительных компонентов, в образцах юрского периода так же могут быть связаны с преимущественно сапропелевым генезисом РОВ накопленного в мелководно-морских и/или лагунных условиях.

Таблица 2. Характеристика молекулярных маркеров (стерановых, гопановых, отражательной способности витринита) пород скважины Арктическая-1.

№ п.п.	Образец	Возраст	Стераны				Гопаны			R_c	Градации катагенеза (Вассоевич и др., 1976)
			C_{27} , %	C_{28} , %	C_{29} , %	$C_{29ab}/(ab+aa)S$	H_{29}/H_{30}	H_{35R}/H_{34R}	$Ts/(Tm+Ts)$		
1	2416.2+3	J_3km	28.12	21.12	50.76	0.3	0.7	2.1	0.26	0.72	МК ₂
2	2658.2+2.55	J_2k	29.93	23.06	47.01	0.5	0.8	1.2	0.07	0.73	МК ₂
3	2869.2+1.8	J_2bt	29.75	18.92	51.33	0.6	0.8	0.8	0.18	0.70	МК ₂
4	3828+1.4	T_3n	31.17	24.56	44.28	0.6	0.8	0.6	0.25	0.82	МК ₂
5	4001+9.3	T_3k	34.87	25.13	40.01	0.5	0.8	0.9	0.39	0.84	МК ₂
6	4037+5.62	T_3k	34.02	22.58	43.41	0.5	0.6	0.9	0.31	0.82	МК ₂
7	4037+6.5	T_3k	27.83	24.24	47.93	0.5	0.6	0.7	0.43	0.86	МК ₃
8	4082+3.8	T_3k	32.37	23.52	44.11	0.5	0.7	0.7	0.39	0.84	МК ₂
9	4216+5.6	T_3k	31.62	26.93	41.44	0.5	0.7	0.8	0.41	0.86	МК ₃
10	4488+1.35	T_2l	33.61	23.67	42.72	0.5	0.7	0.9	0.32	0.77	МК ₂
11	4488+2.55	T_2l	33.61	27.70	38.69	0.6	0.8	0.7	0.37	0.86	МК ₃
12	4505+1.35	T_2l	26.52	27.37	46.11	0.5	0.7	0.7	0.31	0.87	МК ₃

Оценка уровня термальной зрелости согласно расчётным данным отражательной способности витринита (R_c) [Radke, 1988] свидетельствует, что наибольшим уровнем преобразования мезозойских толщ скважины Арктическая-1 характеризуются средне- и верхнетриасовые породы (T_2l - T_3k - T_3n), минимальным - юрские отложения. Изученные породы находятся на катагенетической стадии зрелости МК₂-МК₃, что соответствует главной зоне нефтеобразования (ГЗН) [Вассоевич и др., 1976]. Данные градации катагенеза подтверждаются стерановыми и гопановыми коэффициентами зрелости ($C_{29ab}/(ab+aa)S \sim 0.5$; $H_{29}/H_{30} \geq 0.5$; $Ts/(Ts+Tm) \sim 0.3$).

Список литературы

1. Басов В.А., Василенко Л.В., Вискунова К.Г. и др. Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево-Северо-Карского палеобассейна в фанерозое // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4. – № 1. http://www.ngtp.ru/rub/2/3_2009.pdf
2. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А. и др. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Изд-во МГУ. – 2000. – 384 с.
3. Бро Е.Г., Устинов Ю.В., Устрицкий В.И. Геологическое строение и нефтегазоносность Баренцевоморского шельфа. СПб.: ВНИИОкеангеология. – 1993. – С. 17–37
4. Вассоевич Н.Б., Неручев С.Г., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием // Проблемы геологии и геохимии нефтяных и битуминозных пород. – М.: Наука. – 1976. – С. 47–62. (25 сессия МГК. Докл. сов. геологов).
5. Данюшевская А.И. Нефтегазопроизводящие толщи фанерозойских отложений арктических островов // Геохимия. – 1995. – № 10. – С. 1495–1505.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

6. Кирюхина Н.М. Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений шельфа Баренцева моря: Автореф. дис. ...канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 – Москва, 2013. – 23 с.
7. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, филиал «Гео». – 2005. – 183 с.
8. Норина Д.А., Ступакова А.В., Кирюхина Т.А. Условия осадконакопления и нефтегазоматеринский потенциал триасовых отложений Баренцевоморского бассейна // Вестник Московского Университета. – 2014. – Сер. 4. – № 1. – С. 6 – 16.
9. Петрова В.И., Батова Г.И., Куршева А.В., Литвиненко И.В., Моргунова И.П. Молекулярная геохимия органического вещества триасовых пород северо-восточной части Баренцева моря - влияние тектонических и магматических процессов // Геология и геофизика. – 2017. – Т.58. – №3-4. – С. 398–409.
10. Ступакова А.В., Кирюхина Т.А., Сулова А.А. и др. Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна // Георесурсы. – 2015. – Т.2. – № 61. – С. 13–27.
11. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир. – 1981. – 497 с.
12. Abdullah W.H. Organic facies variations in the Triassic shallow marine and deep marine shales of central Spitsbergen, Svalbard // Marine and Petroleum Geol. – 1999. – Vol. 16. – P. 467–481.
13. Connan J., Cassou A. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation level // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1980. – Vol. 44. – №1. – P.10–23. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(80\)90173-8](https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8)
14. Morgunova I.P., Petrova V.I., Litvinenko I.V., Kursheva A.V., Batova G.I., Renaud P.E., Granovitch A.I. Hydrocarbon molecular markers in the Holocene bottom sediments of the Barents Sea as indicators of natural and anthropogenic impacts // Marine Pollution Bulletin. – 2019. – Vol. 149. 110587. – P. 1–12.
15. Peters K. E., Moldowan J. M. The Biomarker guide. Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey. – 1993.
16. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide: vol. 2. Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth history, second ed. Cambridge University Press, Cambridge. – 2005. – 1155 p.
17. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // Marine and Petroleum Geology. – 1988. – Vol 5. – P. 224-236.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ПЕРСПЕКТИВЫ И НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ НА ПРИМЕРЕ ИЗУЧЕНИЯ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

Мейснер А.Л. (АО «ГНПП «Аэрогеофизика»), Колмаков А.В. (АО «ГНПП «Аэрогеофизика»)*

В настоящее время наблюдается смещение геологоразведочных работ на углеводороды в сторону малоизученных площадей, более глубоких литостратиграфических комплексов и объектов со сложным строением. Развитие цифровизации геолого-геофизических материалов и внедрение алгоритмов машинного обучения позволяет более эффективно интегрировать данные различных методов в интерпретационные модели.

В целом, методика комплексирования геолого-геофизических данных и получение интерпретационных моделей включает в себя следующие ключевые этапы:

1. Анализ существующих концептуальных моделей геологического строения.
2. Изучение строения фундамента, включающее структурную и петрофизическую характеристику.
3. Изучение осадочного чехла, включающее интерпретацию ОГ и разрывных нарушений вдоль сейсмических профилей, моделирование морфологии горизонтов осадочного чехла по данным потенциальных полей в пространстве между сейморазведочными профилями МОГТ-2D, прослеживание разрывных нарушений по всей площади, а также выявление зон распространения магматических образований.
4. Установление связи структурных форм фундамента и осадочного чехла
5. Подготовку тектонической основы для нефтегазогеологического районирования.
6. Оценку перспектив нефтегазоносности, базирующуюся на комплексной интерпретации материалов аэрогеофизической съемки, данных сейморазведки и бурения

Интенсивное изучение геологического строения и нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) проводилось более шестидесяти лет, но дискуссии по этим вопросам продолжаются. Основные представления о геологии и нефтегазоносности Енисей-Хатангского прогиба в настоящее время базируются на данных сейморазведки методом общей глубинной точки, привязанных к глубоким параметрическим и поисковым скважинам. В 2020 г. на участке в пределах ЕХРП площадью 53 974 км² в районе северо-восточной части Рассохинского мегавала и юго-западной периклинали Балахнинского мегавала была проведена аэрогравимагнитная съемка масштаба 1:50 000. Последующая комплексная интерпретация площадных данных аэрогеофизической съемки, сейморазведки 2D, профильной электроразведки и скважин глубокого бурения позволила уточнить геологическое строение, историю формирования и перспективы нефтегазоносности площади изучения.

Концептуальная модель

В тектоническом плане Енисей-Хатангский региональный прогиб традиционно рассматривается в составе Сибирской платформы, где отложения осадочного чехла залегают на архейско-нижнепротерозойском кристаллическом фундаменте.

Существуют две основные и принципиально отличные друг от друга точки зрения на происхождение ЕХРП. По мнению А.П. Афанасенкова, А.Н. Обухова, И.В. Лыгина и др. глубинное строение региона по интерпретации региональных магнитных и гравитационных полей сложно дифференцированное, но имеет единство с Сибирской платформой, от которой Таймырский блок отделен четко выраженной субширотной зоной линейных аномалий. Положительные аномалии, расположенные в центральной части ЕХРП свидетельствуют о существенно повышенных плотностях основания зоны по отношению к периферийным областям, что позволяет отнести их источники к существенно базифицированной коре, типичной для рифтовых структур. В пермо-

триасовое время рифтовая зона разорвала пассивную палеозойскую окраину Сибирского континента и отодвинула к северу Таймырский блок.

По мнению Д.Г. Кушнира и В.А. Конторовича особенности строения ЕХРП не могут быть объяснены только с точки зрения его рифтогенного происхождения. В ЕХРП аномалообразующий объект в низах земной коры, практически совпадающий в плане с юрско-меловым прогибанием и отражаясь на сейсмических и геоэлектрических разрезах, в гравитационном и тепловом полях, тянется на сотни километров. Появление объекта таких масштабов объясняется метаморфическими изменениями.

На участке аэрогеофизической съемки интерпретация данных показала, что основные магнитные объекты, которые находятся наиболее близко к дневной поверхности приурочены к бортовым частям ЕХРП и круто падают по направлению к осевой части. Магнитные объекты в осевой части прогиба, в основном, находятся на глубинах более 8 км. Кроме того, в центральной части вдоль разломов, ограничивающих Рассохинский мегавал в локальной составляющей аномального магнитного поля фиксируются положительные магнитные аномалии, вытянутые вдоль границ мегавала, маркирующие места внедрения интрузий преимущественно основного состава.

На флангах ЕХРП ниже мезозойских слоев на сейсмических разрезах наблюдаются отражения, имеющие наклоны в сторону осевой части ЕХРП. Верхним частям этих отражений соответствуют максимумы магнитного поля. Эти отражения, в комплексе с магнитными аномалиями, можно ассоциировать с пермско-раннетриасовыми магматическими образованиями. Основные линеаменты магнитного поля протягиваются субпараллельно оси прогиба.

Рассохинский и Балахнинский мегавалы в ЕХРП выделяются в гравитационном поле максимумом, который может быть связан с поднятием слоев на валу, а также внедрением тяжелых мантийных магматических пород в осевую часть прогиба под валом, где происходила деструкция земной коры. Это заключение подтверждается данными сейсморазведки, согласно которым в осевой части прогиба ниже юрско-меловой части разреза отсутствуют какие-либо отражения, что свидетельствует в пользу деструкции земной коры в доюрское время (Рисунок 1).

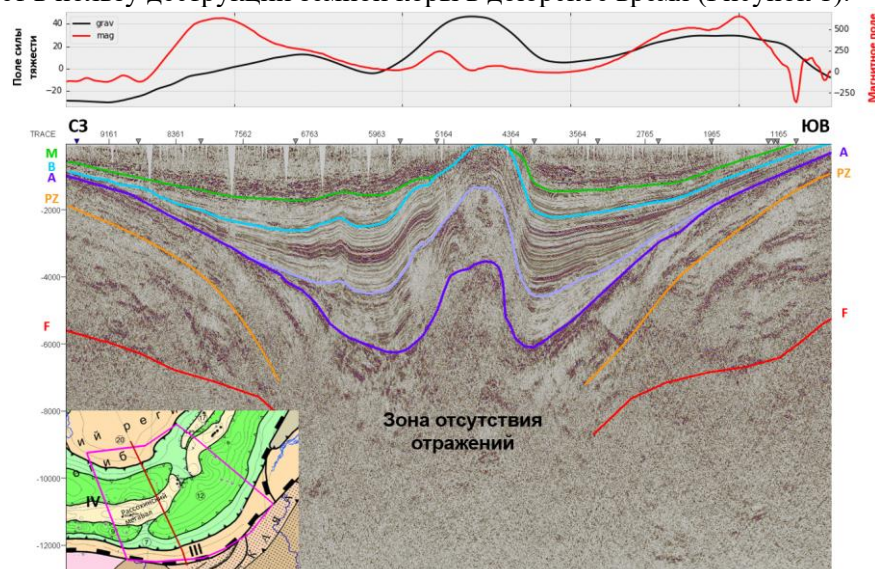


Рисунок 1. Временной сейсмический разрез по линии профиля 0146623. Отражение структур ЕХРП в гравитационном и магнитном полях

Хотя по геофизическим признакам ЕХРП отличается от Колтогорско-Уренгойского рифта, в частности, отсутствием положительной магнитной аномалии в осевой части, тем не менее существует ряд хорошо изученных рифтогенных прогибов, характеризующихся схожей

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

выраженностью в аномальном гравитационном и магнитном поле. Доступной цифровой базы данных характерных геофизических признаков для разных типов бассейнов и, в частности, рифтовых прогибов на данный момент не существует. Возможные аналоги были проанализированы из опубликованных источников. В качестве аналога был принят хорошо изученный континентальный рифт Тендахо в долине Афар в Эфиопии, который характеризуется практически идентичным с ЕХРП рисунком аномалий гравитационного и магнитного поля [David L. Bridges et al., 2012].

Юрское и раннемеловое время было этапом развития дислокаций в осадочном чехле и орогенеза в пределах Таймыра. По нашему мнению, орогенез Таймыра способствовал транспрессии в Енисей-Хатангском прогибе в результате которой выше рифтового грабена при боковом сжатии началось формирование инверсионных валов в зоне разломов. На рост валов также оказывало воздействие гравитационное сползание осадочного материала с бортов прогиба.

Изучение фундамента

Основой для изучения геологического строения фундамента является оценка его морфологии. Кроме этого результаты структурных построений по поверхности фундамента имеют определяющую роль в дальнейшем изучении как петрофизических свойств фундамента, так и структуры вышележащих горизонтов.

В методическом плане для оценки региональных особенностей вещественного состава верхней части фундамента применяется технология кластеризации моделей эффективной плотности и намагниченности с обязательным учетом скважинных данных или выходов пород фундамента на поверхность. Петрофизическая классификация пород фундамента осуществляется на основе двумерной гистограммы моделей эффективных петрофизических параметров геологической среды (плотность, магнитная восприимчивость) геологом-интерпретатором или с применением различных алгоритмов машинного обучения. Выделенные на двумерной гистограмме петрофизические классы характеризуются присущими им статистическими параметрами, которые позволяют соотнести их с геологическими образованиями.

При анализе структурной карты по поверхности кристаллического фундамента очевидно, что бортовые интрузии основного состава «ограничивают» наиболее погруженную часть площади. Трехмерное моделирование магнитных объектов, в свою очередь, показало, что угол падения данных образований направлен к осевой части прогиба. Интрузии на площади тяготеют к разломным зонам, которые являются глубинными, магмоконтролирующими или магмоподводящими зонами.

Отдельный интерес представляет центральная, осевая часть площади работ. Здесь наблюдается обширная область развития пород с максимальными значениями плотности и аномальными значениями намагничения. Данная область интерпретируется как область развития базифицированных пород.

В осевой зоне площади работ локализованы узкие аномалии с повышенными значениями намагниченности (1-1,5 А/м) субширотного простирания, совпадающие по расположению с областью развития Рассохинского мегавала, вдоль разломных зон. Есть вероятность того, что данные аномалии – это останцы вулканогенного магматизма пермо-триасового возраста, что находит свое подтверждение в скважинных данных.

Моделирование морфологии горизонтов осадочного чехла и фундамента

Формально, задача восстановления морфологии отражающих горизонтов в межпрофильном пространстве сейсмических данных заключается в изучении и обнаружении скрытых зависимостей между различными трансформациями наблюдаемых полей (гравитационное, магнитное) и

положением границ в узлах априорных данных (вдоль линий сейсмических профилей), где положение этих границ известно с высокой степенью достоверности.

Для решения поставленной задачи применялись алгоритмы машинного обучения с учителем, в частности - искусственные нейронные сети [А.В. Колмаков и др.]. Задачу восстановления морфологии отражающих горизонтов в межпрофильном пространстве сейсмических данных по данным потенциальных полей можно разделить на несколько основных этапов:

- Конструирование признаков;
- Обработка (препроцессинг) данных;
- Обучение модели. Прогнозирование целевых значений по набору входных признаков;
- Интерпретация модели прогноза, проверка альтернативных гипотез, формализация критериев прогноза.

Помимо восстановления морфологии отражающих горизонтов в межпрофильном пространстве сейсмических данных, данная методика позволяет проверить альтернативные варианты интерпретации отражающих горизонтов, в случаях неоднозначности их корреляции вдоль линий сейсмических профилей. Проверка альтернативных моделей осуществляется на основе множественных реализаций прогноза, основанных на различных наборах обучающих выборок.

В результате прогноза были получены структурные карты по четырем горизонтам осадочного чехла: горизонты А, Ia, Б, кровле карбонатного палеозоя (ОГ VII), а также поверхности фундамента. В ходе предварительного анализа данных выяснилось, что поле силы тяжести в редукции Буге в наибольшей степени коррелирует со структурным планом отражающих горизонтов А и Ia.

После получения результатов моделирования горизонтов проводился анализ отличий структурных планов, полученных при восстановлении морфологии по комплексу данных потенциальных полей и сейсморазведки и структурных планов, полученных только по данным сейсморазведки. Основные отличия в структуре по горизонту А, наблюдаются в областях Рассохинского мегавала и южного борта Енисей-Хатангского регионального прогиба. После анализа волнового поля временных сейсмических разрезов, а также на основании результатов прогноза, была предложена альтернативная модель корреляции отражающих горизонтов в местах неоднозначности интерпретации (Рисунок 2).

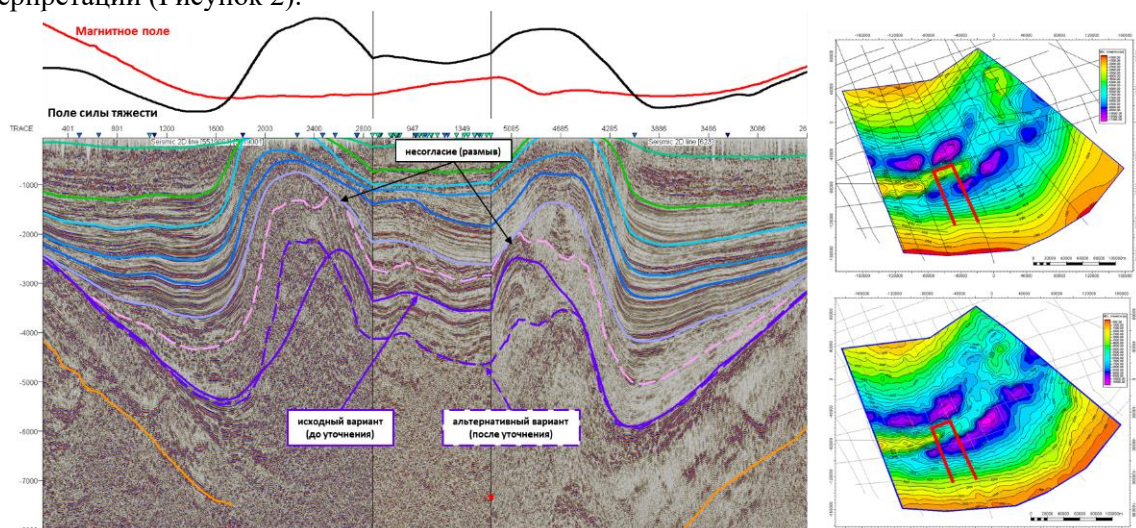


Рисунок 2. Временной сейсмический разрез по линии композитного профиля. Уточнение морфологии горизонтов осадочного чехла

Тектоническая основа для прогноза поисков залежей углеводородов

Для образования и сохранения залежей нефти и газа важны верхние 5–6 км осадочного чехла. На изучаемой площади в этих пределах осадочного чехла распространены мезозойские отложения. Поэтому, именно им отдается предпочтение при изучении тектоники района исследований. Так как подошва юрско-меловой поверхности является границей раздела между двумя главными структурно-тектоническими этапами и определяет современный тектонический план, а известные месторождения УВ в ЕХРП и перспективы нефтегазоносности связаны с верхним структурным этажом, то эта структурная поверхность (горизонт Ia) взята за основу для структурно-тектонической карты (Рисунок 3).

Рассохинский мегавал осложнен цепочкой локальных вершин. Центральная вершина вала занимает наиболее приподнятое гипсометрическое положение (-1000 м.) и одновременно обладает самой большой амплитудой (около 700 м.). Ярко выраженными тектоническими элементами являются разрывные нарушения северо-восточного простирания, протягивающиеся вдоль всей площади работ. Данные нарушения ограничивают систему поднятий.

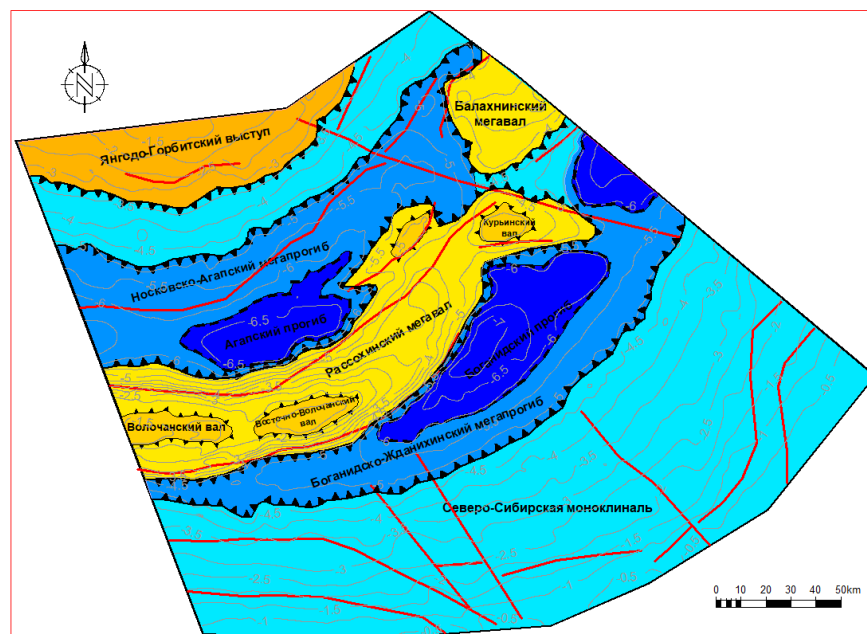


Рисунок 3. Структурно-тектоническая карта по подошве юрско-меловых отложений

Кроме того, площадь работ пересекают поперечные дизъюнктивные нарушения сдвигового типа. Хорошо выражен левосторонний сдвиг на границе Рассохинского и Балахнинского валов. Эта зона сочленения Рассохинского и Балахнинского валов, где имеются структурные объекты юрско-мелового комплекса отложений, представляет первоочередной поисковый интерес. Перспективность данных объектов, помимо структурного фактора, обусловлена тем, что здесь предполагается отсутствие размыва верхнеюрских и нижнемеловых отложений в сводовых частях антиклинальных структур.

Несмотря на активное развитие аппаратно-технической части дистанционных сейсмических методов и непрерывное совершенствование методических подходов к геологической интерпретации, отсутствие единого программного комплекса, позволяющего объединить в себе полный спектр решаемых задач, существенно осложняет процесс комплексирования геолого-геофизических данных. Широкий спектр существующих на сегодняшний день программных решений, условно можно разделить на три основных категории:

- 1) программное обеспечение, предназначенное для решения задач геофизического моделирования данных сейсмических методов (СИГМА3D, Geosoft Oasis Montaj и др.);

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

- 2) программное обеспечение, предназначенное для моделирования и интерпретации данных сейсморазведки и бурения (Petrel, OpendText, Geoplat и др.).
- 3) Прототипы программных продуктов, написанные на высокоуровневых языках программирования (Python, R, Matlab и др.), решающие узкий спектр задач, таких как прогноз морфологии отражающих горизонтов по данным потенциальных полей.

Исходя из вышесказанного, разработка единого программного обеспечения нацеленного на комплексирование несейсмических методов, данных сейсморазведки и бурения, по мнению авторов, представляется крайне актуальной задачей.

Список литературы

1. Кушнир Д.Г. Геодинамика полуострова Таймыр по геофизическим данным // «Геодинамика и тектонофизика», 2018 г.
2. Bridges et al., Magnetic stripes of a transitional continental rift in Afar // The Geological Society of America. Geology. 2012
3. А.В. Колмаков, А.Л. Мейснер, А.А. Трусов. Современные технологии построения структурно-тектонической модели геологической среды на основе данных аэрогравимагнитной съемки и сейсморазведки МОГТ-2D // ГеоСочи-2022

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЕГАЗОВЫЕ СИСТЕМЫ ЮГО-ВОСТОКА И ЗАПАДА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Докладчик *Ф.А. Мизурский (ФГБУ ВНИГНИ)*

Основные принципы, объекты и результаты исследований отдельных стадий нефтегазовых геологоразведочных работ (ГРП) в РФ были сформулированы в советское время и с тех пор не претерпели существенных изменений. Слабым местом отечественных ГРП является отсутствие объекта и результата исследований переходного *от осадочного бассейна* [5] к *зоне нефтегазоаккумуляции* [9, 11]. С нашей точки зрения, для этих целей следует использовать понятие «*нефтегазовая система*».

Первоначально американским геологом-нефтяником Уоллесом Г. Доу в 1972 году для иллюстрации связей нефть-нефть и нефть-материнская порода был предложен термин *oil system* [19]: «*нефтяная система - природная система, представляющая собой слой нефтегазоматеринской породы и всю связанную с ним нефть и газ, и которая включает в себя все геологические элементы и процессы, необходимые для формирования скоплений углеводородов*».

Н.В. Лопатиным [1] в 2006 году для обоснования направлений поисково-оценочных работ в РФ было предложено использовать понятие *углеводородной генерационно-аккумуляционной системы (УГАС или ГАУС)*, фактически, не разделяемое им по смыслу с понятиями: *углеводородная система (УВС)*, *нефтяная система (НС)* и *нефтегазовая система (НГС)*. Данное определение, вероятно, не совсем согласовано и принципиально мало отличается от дефиниции *нефтяной системы* Доу.

Практика применения за рубежом выявила несоответствие возможностей использования *НС* целям и задачам регионального прогноза на этапе, когда недостаточно сведений, в первую очередь, о нефтегазоматеринских толщах. Вероятно, именно это привело к тому, что *НС (oil system)* эволюционировал в понятие *total petroleum system* *тотальная* или *обобщенная нефтегазовая система* [20]: «*система, объединяющая основные элементы (исходная порода, порода-коллектор, экран и перекрывающая порода) и процессы (генерация-миграция-накопление и образование ловушек), а также всю генетически связанную нефть...*».

В 1980 году А. Перродон [21] предлагал термин *petroleum system*, имеющий аналогичный функционал, так же отвечающий задачам регионального этапа. *Petroleum systems* по [21]: «*геологические критерии, определяющие распределение залежей и, в частности, совокупное присутствие материнских пород, резервуаров и экранов*», и далее: «*конечный результат организованной последовательности геологических событий (в пространстве и в времени)*».

Таким образом, в основу термина *petroleum system*, который нами предлагается переводить как *нефтегазовая система (НГС)* (в том числе с целью принципиального отделения от *oil system*), заложены геологические процессы. Именно геологические процессы определяют историко-генетическую сущность *НГС*. Их, в отличие от нефтяной системы и нефтегазоматеринской толщи, определяющей наличие *НС*, всегда можно начинать исследовать на достаточно низкой степени изученности осадочного бассейна. Следует обратить внимание, что за рубежом достаточно длительная разработка формулировки объекта, удовлетворяющего задачам и целям регионального прогноза, привела к результатам аналогичным тем, к которым пришел И.О. Брод в середине прошлого столетия [7]. Соответственно, при выборе из двух подходов к нефтегазогеологическому районированию (условно: «*бассейновый*» и «*провинциальный*»), с точки зрения планирования ГРП, по нашему мнению, следует использовать первый. На разный функционал подходов к районированию указывал В.Д.Наливкин [6], показавший, что в большинстве вариантов нефтегазогеологического районирования, созданных в целях планирования отечественных поисково-разведочных исследований, по факту используется группирование уже открытых залежей в месторождения, месторождений в нефтегазоносные районы и т.д. Им справедливо было отмечено, что для планирования геологоразведочного процесса необходимо районирование по степени детализации, от общего к частному, а не наоборот.

Региональные ГРП позволяют на начальной стадии регионального этапа получать сведения о структурных планах, коллекторских и экранирующих свойствах, точно - о генерационном потенциале отдельных толщ чехла, исследовать притоки углеводородов, их масштабы и состав. Все

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

это составляет базу для формулировки следующего после осадочного бассейна объекта исследований – *Нефтегазовой системы (НГС)*, представляющей собой (чаще всего в исторической перспективе) взаимосвязанные очаг нефтегазовой генерации, пути миграции, область аккумуляции (включая условия сохранности).

Важным возможным, но не обязательным (например, для *предполагаемой НГС* без открытых залежей) элементом такой системы могут являться флюидодинамически закономерно расположенные в НГС залежи нефти и газа. В этом случае важнейшим критерием становится характер распределения залежей, притоков и проявлений жидких и газообразных УВ, позволяющий наметить газовую и нефтяную зоны и, таким образом, в первом приближении на основе исследований литологии, геохимии, современных и древних структурных планов, использования принципа Максимова-Гассоу получить начальные сведения об элементах НГС: области аккумуляции, путях миграции, очаге генерации. Именно особенности соотношения нефть-газ относительно уверенно устанавливаемые уже на начальных стадиях ГРП, а не детальные данные, как в случае нефтяной системы Доу, делают объект *нефтегазовая система* применимым для исследований на второй стадии регионального этапа.

Другим важным фактором является универсальность осадочно-миграционных процессов нефтегазообразования, позволяющая выполнять классификации НГС, выделять главные критерии перспектив отдельных НГС, такие, например, как богатство и реализованность потенциала материнских толщ, характер миграции, степень изолированности резервуаров [15]. Эти критерии и выполненные на их основе классификации помогают давать оценки и прогнозы перспектив нефтегазоносности значительных территорий, преимущественно качественного характера, которые на региональном этапе изученности, как показано в той же работе, являются более обоснованными, чем внешне эффектные количественные программные математические вычисления.

Историко-генетический подход, с одной стороны, определяет базовый набор материалов иллюстрирующих особенности отдельных НГС [20]. С другой стороны, такой подход позволяет упорядочить и критически рассмотреть представления геологов-нефтяников об исследуемых районах на основе аналогий с известными и изученными НГС [15], с привлечением современных представлений об эволюции земной коры.

На примере реконструкций НГС Лено-Тунгусской НПП становятся хорошо видны нестыковки в общепринятых представлениях о геологической истории, и, как следствие, о региональных закономерностях нефтегазоносности в достаточной степени изученного региона.

Рассмотрение перспектив нефтегазоносности Восточной Сибири на основе использования НГС в настоящее время известны, однако существенно отличаются методическими подходами и уровнями проработанности. Например, в монографии В.В. Пайразяна [8], проводится выделение УВС не генетически (очаг - зона транзита – область аккумуляции), а по аналогии с, вероятно, существенно устаревшими представлениями о нефтегазоносных комплексах. В результате вместе объединены гигантские территории Восточной Сибири с очевидно разными механизмами нефтегазосбора, вероятно, несколько нефтегазовых систем и их фрагменты. Достаточно адекватно существующим представлениям об истории развития Сибирской платформы «структура онтогенеза УВ генерирующего и аккумулирующего Лено-Тунгусского нефтегазоносного осадочного бассейна» рассмотрена в работе [10]. Основываясь на близких взглядах, «История нефтегазообразования и нефтегазонакопления в рифейских и вендских отложениях западной части Сибирской платформы» изложена в докторской диссертации Ю.А. Филиппова [13]. Вероятно, в наибольшей степени приблизились к критическому рассмотрению процесса формирования скоплений УВ авторы работы [16], обратившие внимание на ряд проблем, возникающих при восстановлении истории развития бассейнов седиментации. Например, отмечено, что «до сих пор нет свидетельств (типа характерных структур растяжения или утонения коры)» широко признаваемого большинством геологов исключительно рифтогенного образования рифейских прогибов («авлакогенов»). Признается, что: «до 3 км (а местами и более) рифейского разреза размыто под довендской поверхностью несогласия на флангах Иркинеево-Ванаварской впадины», в результате того, что: «Рифейская толща Сибирского кратона подверглась интенсивному разломообразованию (местами поднятия до 2 км) и приобрела в это время глыбовое строение». В то же время, не объясняются геодинамические механизмы этого внутриплатформенного тектогенеза, значительно удаленного

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

(на сотни км) от складчатого обрамления. Весьма, спорной выглядит также модель генерации основных масс УВ Юрубчено-Куюмбинской зоны, верхнерифейскими породами (в первую очередь ирэмекенской толщей), сохранившими материнский потенциал в постколлизионных складчатых синформах. В настоящее время эта модель масштабной нефтегазовой системы с очагом (очагами-?) генерации в погребенных складчатых толщах, вероятно, не имеющая аналогий в мире, является общепризнанной для запада Сибирской платформы [13] (Рис.1).

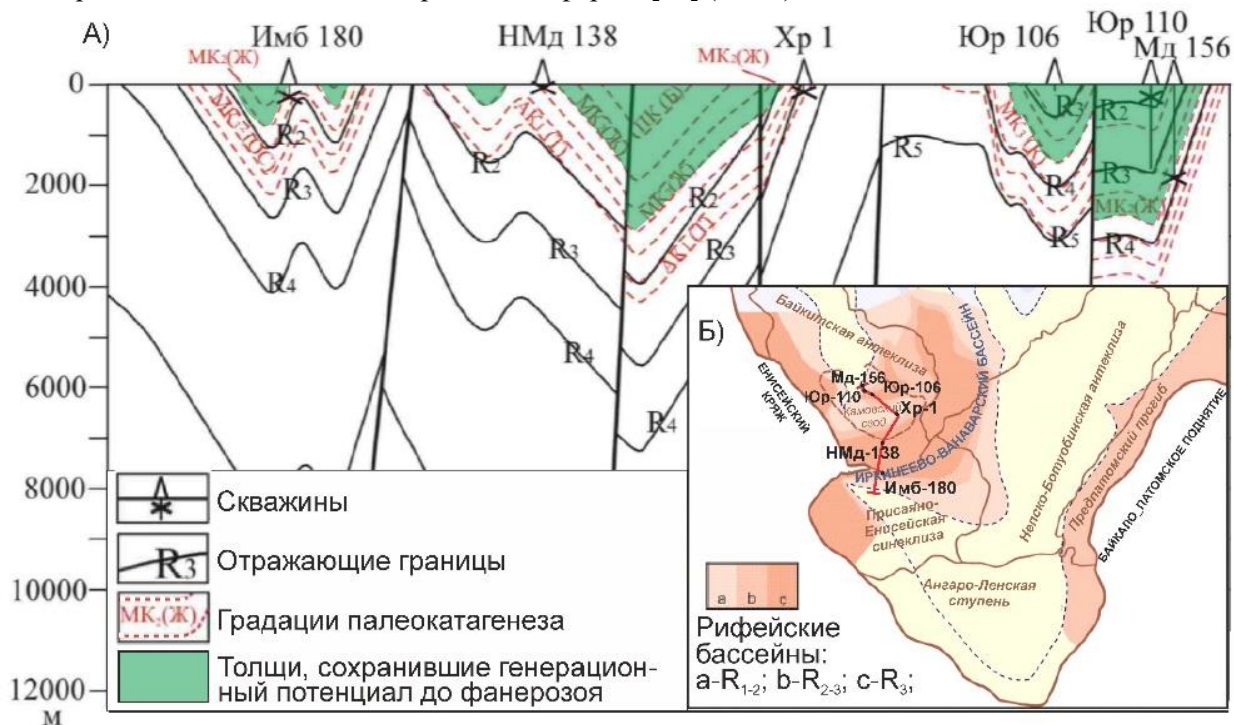


Рисунок 1. Палеотектонический разрез на время предвендского размыва (А) с элементами катагенеза [по 13] через Иринеево-Ванаварский рифейский палеобассейн (Б) [по 16].

В большей степени сбалансированные представления о нефтегазовых системах юга Сибирской платформы изложены Г.Ф.Ульмишекком. Им в англоязычных работах [17, 18] для НГС юго-востока и запада Сибирской платформы предложены названия *Baikal-Patom Foldbelt Riphean - Craton Margin Vendian* и *Yenisey Foldbelt Riphean - Craton Margin Riphean total petroleum systems* соответственно.

Для обеих НГС определяющим моментом является то, что: «Сохранение скоплений уникально по длительности, с раннего палеозоя до настоящего времени и объясняется наличием мощного недеформированного нижнекембрийского соляного экрана».

Для понимания генерационно-аккумуляционных процессов, сформировавших промышленные скопления УВ Лено-Тунгусской провинции, нами были выполнены реконструкции геологической истории развития перикратонных областей запада [3] и юго-востока [2] Сибирской платформы.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

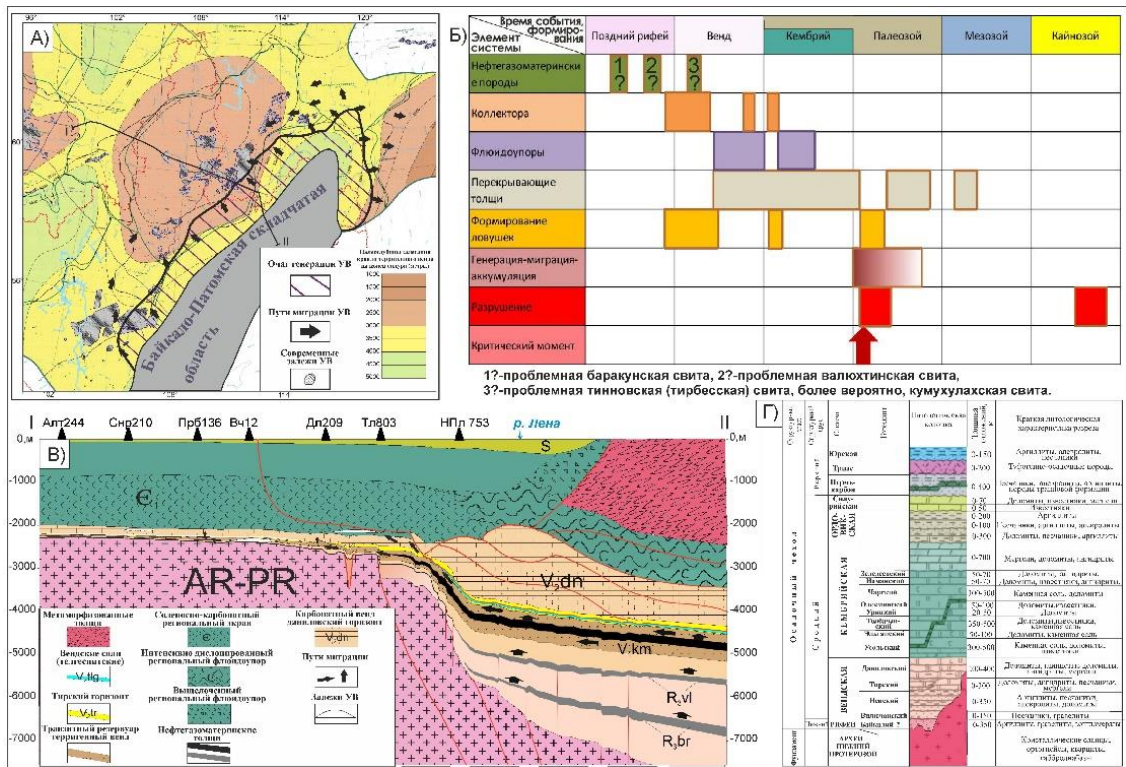


Рисунок 2. Схема (А), шкала событий (Б), разрез (В) латеральной изолированной богатой Предпатомской НГС на конец силура. Обобщенная стратиграфическая колонка (Г).

НГС юго-востока, названная нами Предпатомской, в основных чертах соответствует принципам, изложенным Г.Ф.Ульмишекком [18] (Рис.2). Бассейн седиментации, сформировавший осадочные толщи НГС, функционировал с позднего рифея до середины палеозоя. Его депозитр располагался в пределах современного Байкало-Патомского нагорья. Максимальные объемы генерации, миграции и аккумуляции пришлось на конец силура, когда масштабный седиментогенез в условиях континентальной окраины сменился орогенезом. Расстояния латеральной миграции в транзитном резервуаре терригенного венда, по аналогии с некоторыми НГС мира [22], достигали сотен километров. В настоящее время основная роль в качестве нефтегазоматеринских пород отводится верхнерифейским (баракунской, валухтинской, качергатской и др.) или нижневендской тирбесской (тинновской) свитам. Однако, отсутствие этих отложений во внутриплатформенных районах слабо дислоцированных и мало метаморфически измененных и, наоборот, интенсивная их преобразованность в складчатой области, там, где они исследовались, ставят под вопрос эти представления. Современными работами существенно упорядочивается не только стратиграфия докембрия Предпатомского прогиба [14], но и подвергается сомнению сама природа некоторых стратиформ [4]. На наш взгляд, на роль наиболее вероятного источника УВ Предпатомской НГС может претендовать кумухулахская свита, обнажающаяся на южном борту Березовской впадины. Малые толщины этой черносланцевой толщи (около 30 м), автохтонный характер залегания в пределах внутриплатформенного, слабо дислоцированного разреза, вероятная стратиграфическая привязка к низам венда, делают её перспективным объектом исследований.

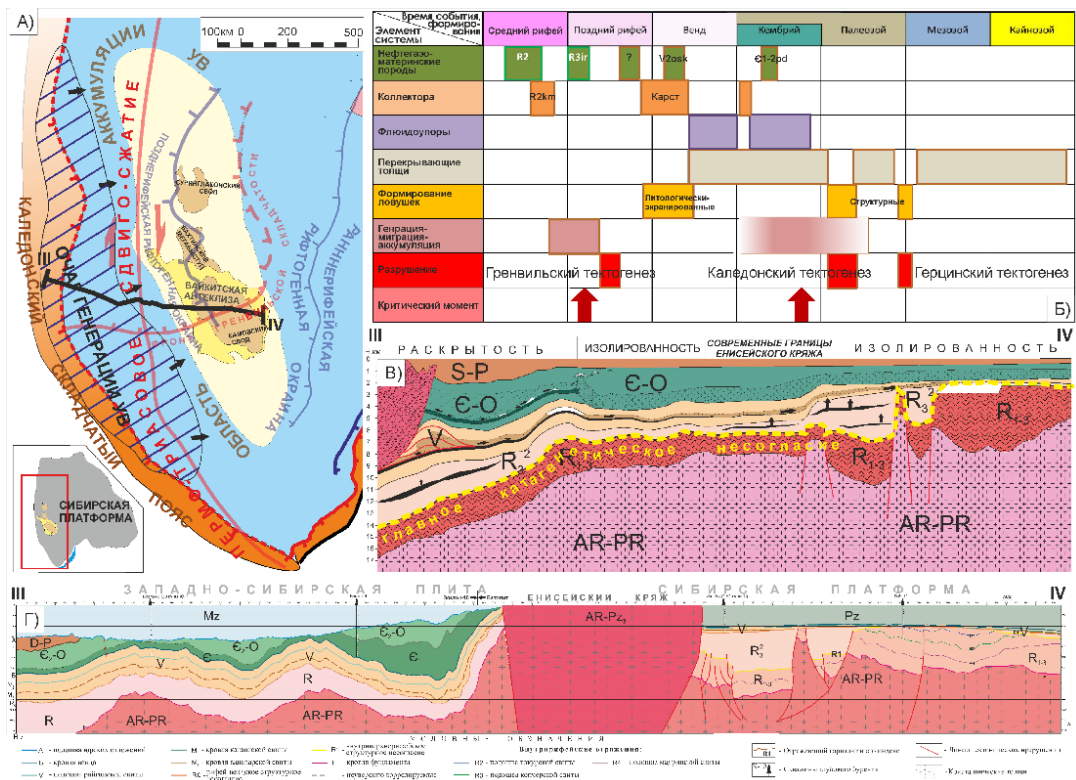


Рисунок 3. Схема (А), шкала событий (Б), разрез (В) латеральной изолированной богатой Приенейской НГС на конец силура. Геологический разрез по композитному сейсмическому профилю Восток10-Батолит (Г).

Реконструкции процессов нефтегазообразования на западе Сибирской платформы имеют более сложный характер. Несмотря на твёрдую и достаточно давнюю установленность такого события, как герцинский тектогенез [3], учитываемого даже зарубежными нефтяниками [17], в отечественной нефтяной геологии эти выводы не получили заслуженного признания. При этом, значение герцинских трансформных дислокаций для УВ реконструкций сложно переоценить.

Во-первых, характер южной границы древних кристаллических образований Енисейского кряжа и Камовского свода, расположенной по азимуту около 10°, позволяет установить субширотное простиранье гренвильского фронта складчатости, подтверждая известные выводы [12]. Этот же характер указывает на значительную надвиговую составляющую этого погребенного орогена.

Во-вторых, меридиональные глобальные герцинские трансформные дислокации в значительной степени нарушили и разрушили единую Приенейскую НГС, вероятно, существенно разобшив очаг генерации и область аккумуляции, переформировав и уничтожив множество залежей УВ.

Таким образом, нефтегазовые системы, сформировавшие главные месторождения УВ Лено-Тунгусской провинции образовались в позднем докембрии – первой половине палеозоя на современных западной и юго-восточной перифериях Сибирской платформы. Они имеют близкие черты строения, главные из которых - высокая степень изолированности резервуаров областей аккумуляции нижнекембрийскими солями и дальняя латеральная миграция УВ. Последнее обстоятельство определило значительную сложность исследований очагов генерации. На юго-востоке платформы очаг расположен в современном плане в поднадвиговой части Байкало-Патомского нагорья. На западном склоне Байкинской антеклизы возможно наличие неисследованных бурением нефтематеринских толщ в постгренвильском ярусе рифея (R₃² на Рис.3).

Список литературы

1. Лопатин Н.В. Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ // Геоинформатика. - 2006 - №3

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

2. Мигурский Ф. А. Геодинамика каледонской Байкало-Патомской складчатой области и ее влияние на нефтегазоносность Предпатомского перикратонного прогиба // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2022. – № 3 с. 3-17.
3. Мигурский Ф.А. Геодинамическая модель западной периферии Сибирской платформы // Разведка и охрана недр. – 2023.- №2. с. 3–12.
4. Мигурский Ф.А. Главные особенности и общие черты геологического строения периферийных областей Сибирской платформы / В сборнике: Новые идеи в геологии нефти и газа. Сборник научных трудов. Ответственный редактор А.В. Ступакова. 2021
5. Мигурский Ф.А. Осадочные бассейны и бассейны седиментации: терминология, главные отличия, принципы выделения, классификации и использования в нефтегазовой геологии // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – с. 7–16.
6. Наливкин В.Д. Нефтегеологическое районирование. – В кн.: Принципы нефтегеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр. М.: Недра, 1976
7. Основы геологии нефти и газа / И. О. Брод, Н. А. Еременко.: Изд-во Моск. ун-та, 1953. - 339 с.
8. Пайразян В.В. Углеводородные системы (бассейны древних платформ России). М.: Спутник+, 2010
9. Прищепа О.М. Зоны нефтегазоаккумуляции – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли//Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2008
10. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах. мира // В.Н. Данилов, Н.А. Малышев, В.А. Скоробогатов и др. - М.: Изд-во Академии. горных наук, 1999
11. Трофимук А.А., Карогадин Ю.Н., Мовшович Э.Б. Проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа на примере понятия «зона нефтегазоаккумуляции»// Геология и геофизика, 1982. №5
12. Тектоническая история Енисей-Байкитского региона / А. К. Башарин, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович. - // Геология и геофизика. - 1996. - Т. 37, № 4. - с. 23-38
13. Филиппов Ю. А. Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы: диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук: 25.00.12 / Красноярск, 2015
14. Chumakov N., Semikhatov M., Sergeev V. (2013). Vendian reference section of southern Middle Siberia. *Stratigraphy and Geological Correlation*. 21. 359-382. 10.1134/S0869593813040023.
15. Demaison, G., Huizinga, H.J., 1994. Genetic classification of petroleum systems using three factors: charge, migration and entrapment. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.), *The Petroleum System from Source to Trap*. AAPG
16. Frolov S., Akhmanov G., Bakay E., Lubnina N., Korobova N., Karnyushina E., Kozlova E. (2014). Meso-Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins. *Precambrian Research*. 259. 10.1016/j.precamres.2014.11.018
17. Gregory F. Ulmishek Petroleum geology and resources of the Baykit High Province, East Siberia, Russia // U.S. Geol. Survey Bull. 2201-F, U.S. Department of Interior, U.S. Geol. Surv., 2001. 18 p.
18. Gregory F. Ulmishek Petroleum Geology and Resources of the Nepa-Botuoba High, Angara-Lena Terrace, and Cis-Patom Foredeep, Southeastern Siberian Craton, Russia// U.S. Geol. Survey Bull. 2201-C, U.S. Department of Interior, U.S. Geol. Surv., 2001. 16 p.
19. Magoon L.B., Dow W.G. The petroleum system - From source to trap. AAHG, 1994.
20. Magoon, L.B. & Schmoker, J. (2000). Chapter PS The total petroleum system–The natural fluid network that constrains the assessment unit. Chapter PS in US Geological Survey Digital Data Series 60
21. Perrodon, A. (2007). Petroleum Systems: Models and Applications. *Journal of Petroleum Geology*. 15. 319 – 325
22. Selley Richard C., Sonnenberg Stephen A. Elements of Petroleum Geology Third Edition. — Academic Press, 2014

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ СРЕДНЕГО КАРБОНА НА ВОСТОКЕ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ (РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН)

*Мирнов Р.В. * (ООО «РН-БашНИПИнефть»), Митин А.А. (ООО «РН-БашНИПИнефть»)*

Отложения среднего карбона на территории Башкортостана характеризуются региональной нефтегазоносностью. Разрез каширского и верейского горизонтов содержит пласты-коллекторы, представленные органогенно-обломочными известняками и микрокристаллическими доломитами [4], которые имеют площадное распространение. Флюидоупорами для них служат выдержанные пачки верейских известковых глин и каширско-подольских низкопроницаемых известняков. Однако подавляющее большинство залежей среднего карбона приурочены к северо-западу Республики: к районам Верхнекамской впадины, северной части Бирской седловины и западной части Башкирского свода. Кроме нефтяных, присутствуют также скопления газа и нефти с газовой шапкой.

Такое распространение залежей обуславливает необходимость изучения возможных источников генерации и путей миграции углеводородов. Н.П. Егорова [1,2] отмечала особенный состав нефти московского яруса северо-запада Башкортостана, где они имеют низкую плотность и вязкость, а также низкую сернистость, что нехарактерно для нефти терригенной толщи карбона и нижезалегающих продуктивных пластов. Егорова предполагала, что изменение состава нефти могли происходить вследствие их длительной диффузии из нижележащих пластов, в то же время, отмечая, что этому предположению противоречит повышенное содержание ароматической фракции в углеводородах московского яруса.

Исследование керн скважин, пробуренных в последние годы, выявило наличие мощных пачек темно-серых известняков, обогащенных органическим углеродом, в разрезе верейского и каширского горизонтов Бымско-Кунгурской впадины и севера Башкирского свода (Рисунок 1).



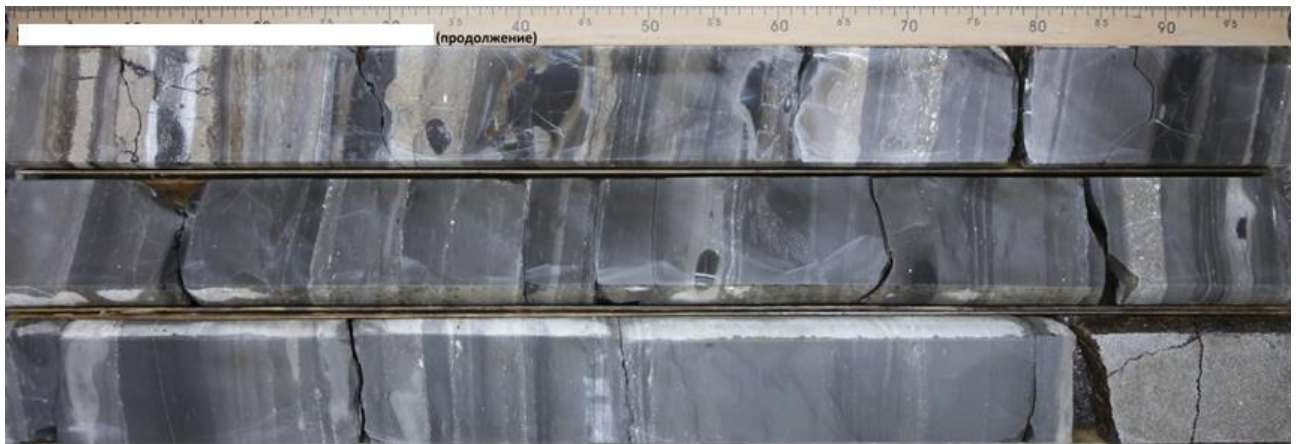


Рисунок 1. Темно-серые углеродистые кремнеизвестняки верейского (сверху) и каширского (снизу) горизонтов в керне скважин северо-восточной части Башкирского свода

В породах отмечаются многочисленные спикулы губок, включения пирита и детритного органического вещества (Рисунок 2), свидетельствующие об относительно глубоководных условиях осадконакопления в восстановительной среде. Содержание органического углерода в них достигает 2-5 %, а степень зрелости в единичных изученных образцах по результатам пиролитических исследований соответствует началу «нефтяного окна». Описанные пачки углеродистых пород могут служить самостоятельным источником генерации углеводородов московского яруса. Учитывая региональное погружение на северо-восток, а также наличие многочисленных тектонических нарушений (грабенообразных прогибов пермского заложения) на северо-востоке Башкирии, их зрелость может быть достаточной для генерации жидких углеводородов.

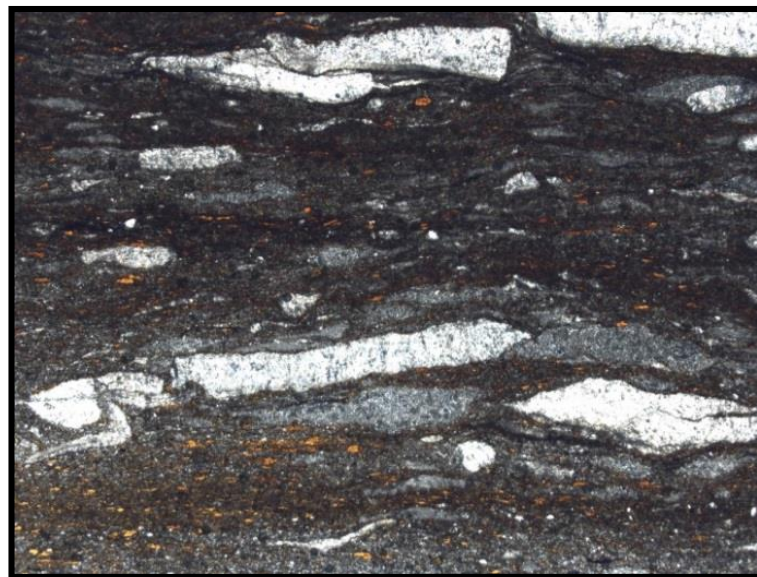


Рисунок 2. Известняк иламово-микрозернистый углеродистый с перекристаллизованными органогенными остатками. Фото илيفا без анализатора. Длина фото 2 мм

Авторами работы был проведен специальный отбор 28 устьевых проб нефти для выяснения возможности латеральной миграции в отложениях московского яруса из отдельного источника генерации. Пробы были отобраны из скважин, вскрывших одновременно продуктивные пласты верейского, каширского горизонтов, а также пласты терригенной толщи нижнего карбона. После

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

отбора были определены: плотность нефти, содержание серы, никеля, ванадия и проведено хроматографическое определение компонентного состава углеводородов C4-C8 устьевых проб нефти с целью взаимной корреляции нефтей, а также определены компоненты-биомаркеры методом хроматомасс-спектрометрии, позволяющие установить генетическую связь нефтей. Результаты проведенных исследований показали сходство проб нефти среднего карбона и их резкое отличие в составе от проб из коллекторов нижнего карбона и фамена.

Принято считать, что одним из основных источников углеводородов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции являются депрессионные высокоуглеродистые «доманикоидные» отложения стратиграфического диапозона от доманикового горизонта до турнейского яруса. Выше по разрезу выделяется мощная визейская глинистая толща, которая служит региональным флюидоупором. Следующим региональным флюидоупором являются известковые глины и мергели верейского горизонта. Между ними развита мощная (в несколько сотен метров) «рассеивающая» толща кавернозных коллекторов серпуховского и башкирского возраста. Если рассматривать возможность вертикальной миграции нефти, то следовало бы ожидать наибольшего объема залежей в башкирских и верейских пластах коллекторов, расположенных непосредственно под мощной глинистой пачкой (региональным флюидоупором). Однако основной объем запасов нефти на изучаемой территории сосредоточен в вышележащих коллекторах каширского горизонта. При этом отмечается недозаполненность ловушек, возрастающая в юго-западном направлении (Рисунок 3). Учитывая фактические данные, приведенные выше, латеральную миграцию в отложениях следует рассматривать в качестве основного механизма заполнения ловушек московского яруса на северо-западе Башкирии.

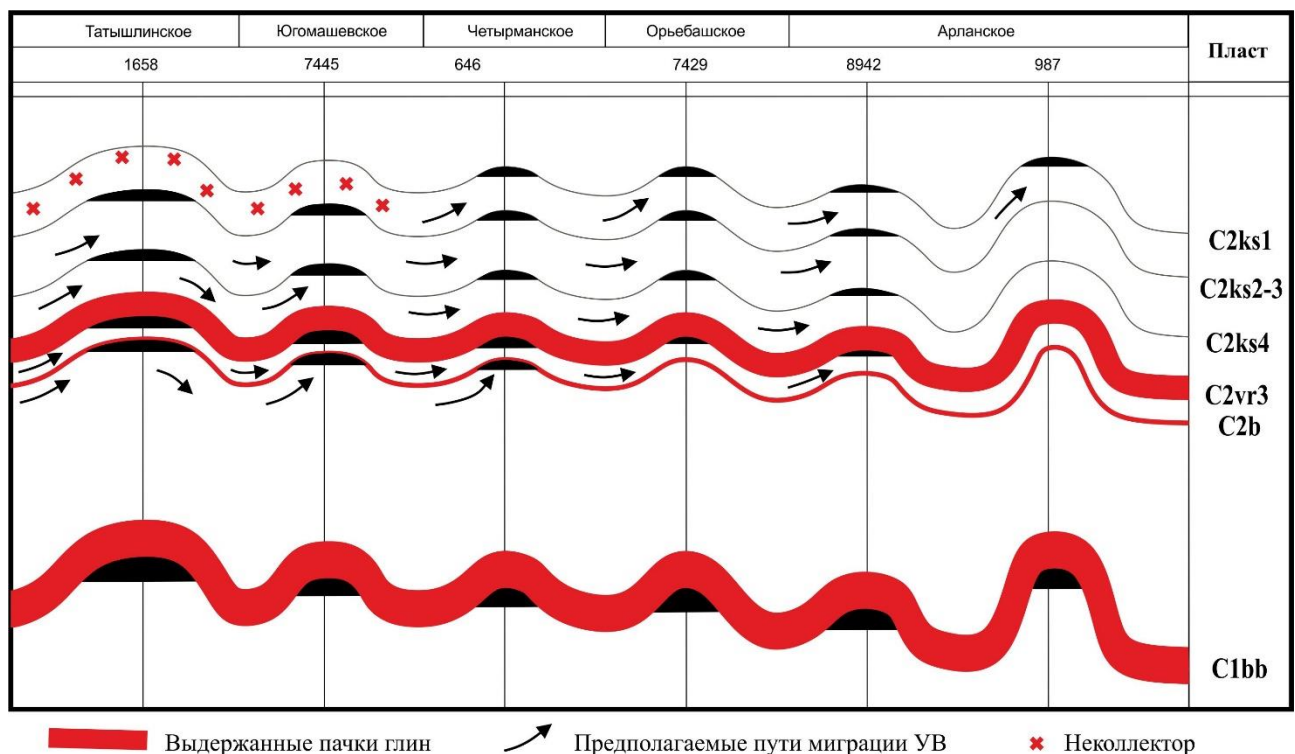


Рисунок 3. Схематический профиль через северо-западную часть Башкортостана и предполагаемые пути миграции углеводородов (вне масштаба)

Одним из существенных доказательств латеральной миграции нефти в указанной зоне служат результаты опробования скважин, где непосредственно выше газонасыщенных интервалов получены притоки нефти. При вертикальной миграции углеводородов, верейская глинистая покрывка, удержавшая газ, тем более воспрепятствовала бы вертикальной миграции нефти.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Важный вопрос, требующий решения - установление генезиса газовых залежей, которые распространены на севере Башкортостана и в смежных регионах Пермского края. Он может иметь глубинные источники – девонские или докембрийские газоматеринские породы. Н.П. Егорова предполагала, что нефте- и газоматеринскими породами могут служить также углистые аргиллиты терригенной толщи нижнего карбона [1], с чем авторы работы согласиться не могут. В этом случае сложно объяснить факт отсутствия газа в залежах нижнего карбона рассматриваемой зоны – все залежи являются нефтяными.

Газ содержит аномально большое количество азота (до 60 %) - характерного элемента для так называемого «раннего» газа, образованного в «диагенетической зоне образования газа». Органическое вещество в отложениях московского яруса относится к гумусово-сапропелевому типу, и может служить источником газа на ранних стадиях катагенетического преобразования [3,5]. Таким образом, основными источниками генерации углеводородов для ловушек среднего карбона могли служить верейские и каширские углеродистые кремнеизвестняки, которые фациально замещают мелководные карбонаты на севере и северо-востоке Башкортостана. Предложенная модель выглядит наименее противоречивой, но, безусловно, требует проверки геохимическими исследованиями биомаркеров и изотопного состава углеводородных флюидов и битумоидов потенциальных нефтегазоматеринских толщ.

Список литературы

1. Егорова Н.П. К вопросу об источниках нефти в среднем карбоне Западной Башкирии. / Н.П.Егорова // Труды УфНИИ. 1967. - Уфа. -Вып.ХХ. - с.240-250.
2. Егорова Н.П. Геохимическая характеристика нефтеносных толщ палеозойского разреза западной Башкирии (средний карбон-нижняя пермь). / Н.П.Егорова, Л.И.Леонова // 1965. Уфа.
3. Каримов А.К. О факторах, обусловивших продуцирование преимущественно газообразных углеводородов в некоторых осадочных толщах Узбекистана. Сб. «Генезис углеводородных газов и формирование месторождений». М., «Наука», 1977. С. 254-258.
4. Мирнов, Р. В. Седиментационная цикличность и литологические особенности строения каширского горизонта на северо-западе Башкортостана. Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 7. – С. 79-81. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-7-79-81.
5. Рогозина Е.А., Наливкин В.Д., Неручев С.Г., Радченко О.А., Успенский В.А. Этапы газообразования их влияние на распределение нефти и газа. Сб. «Генезис углеводородных газов и формирование месторождений». М., «Наука», 1977. С. 36-43.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ НА ТЕМПЕРАТУРУ НАЧАЛА ЗАМЕРЗАНИЯ ГРУНТОВ РАЗНОГО ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА

*Михайлова А.А. (Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова),
Мотенко Р.Г. (Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова)*

В настоящее время активно производится хозяйственное освоение территорий, занятых многолетнемерзлыми и сезонно-мёрзлыми породами, связанное со строительством, разработкой месторождений полезных ископаемых и сельскохозяйственной деятельностью.

Развитие строительства в северных областях страны, освоение новых месторождений нефти и газа на Арктическом побережье Северного Ледовитого океана привело к необходимости изучения мёрзлых заторфованных грунтов, а также грунтов, загрязнённых нефтью.

Температура начала замерзания (оттаивания) T_{bf} , °С – это температура, при которой в порах грунта возникает (исчезает) лёд, она определяет состояние грунта, глубину сезонного промерзания (протаивания) и другие теплофизические процессы, от которых, в свою очередь, будет зависеть прочность, надёжность и долговечность эксплуатации сооружений.

Заторфованность.

Эксперименты проводились на песчаном и глинистом грунтах. В грунтах твёрдое органическое вещество может быть представлено в виде неразложившихся растительных остатков, гумуса или входить в состав органоминеральных комплексов. По распространению в песках, как и в прочих дисперсных грунтах, твёрдое органическое вещество подразделяется на рассеянное, локально-распространённое и регионально распространённое (Грунтоведение, 2005).

Рассеянное твёрдое содержится в песках виде отдельных скоплений, тонких плёнок или «поверхностных рубашек» вокруг песчаных зёрен. Наиболее широко среди песков встречается регионально распространённое органическое вещество в заторфованных песках (Песчаные грунты России, 2021).

В глине могут присутствовать органические вещества. Особенно актуально это в тех случаях, когда залежи глины находятся неглубоко, в поверхностных массивах, а также в поймах рек и озёр, на дне водоемов. Такой материал может содержать примеси торфа, чернозема, гумуса. Глубокие же слои глины, которую добывают в карьерах, практически не имеют в своем составе органики.

По ГОСТу 23740-2016: заторфованный грунт – песчаный или глинистый грунт, содержащий в своем составе от 3% (для песка) и от 5% (для глинистого грунта) до 50% (по массе) торфа; торфяной грунт (торф) – органический грунт, содержащий в своем составе 50% (по массе) и более органического вещества, представленного растительными остатками и гумусом.

Органическое вещество оказывает влияние на состав, строение и свойства грунтов. Оно может иметь высокую физико-химическую активность и может быть агрессивным к твёрдым и иным компонентам.

Жидкая компонента.

Состав жидкой компоненты разнообразен и может быть представлен неорганическими, органическими и смешанными жидкостями, а также эмульсиями. *Неорганические жидкости* в песках представлены природными или техногенными водными растворами электролитов или неэлектролитов. Самый распространённой в песках является вода, содержащая различные растворённые соли. По классификации Р.И. Злочевской (1988) вода в грунтах относится к трем основным категориям: связанная, переходного типа и свободная (Грунтоведение, 2005).

В песчаных грунтах, характеризующихся большим содержанием слабосвязанной (практически свободной) воды, температура начала её замерзания близка к температуре замерзания объемной (чистой) воды. При этой температуре происходит замерзание всей свободной воды, а продолжительность замерзания зависит от влажности песка и интенсивности охлаждения. В глинистых грунтах температура начала кристаллизации связанной воды оказывается существенно ниже, чем в песках.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Физико-химические и механические свойства мёрзлых пород невозможно рассматривать и прогнозировать их изменение без анализа фазового состава влаги. Почти все горные породы содержат жидкую фазу, представленную водой. Вода в грунтах находится в твёрдом, жидком и газообразном состоянии, которая зависит не только от температуры, но и от характера её связи с твёрдой компонентой грунта.

Необходимо отметить, что исследование в цикле замерзания происходит с переохлаждением, поэтому могут возникать погрешности в измерении температуры начала замерзания. Можно выделить два основных источника погрешности: первый – скачкообразное изменение количества незамерзшей воды в грунте при переходе его из талого состояния в мерзлое в начальный момент кристаллизации (Старостин, 2008), второй – зависимость температуры на границе раздела фаз «лёд – вода» от скорости кристаллизации (Гречишев и др., 1980). Первый фактор дает существенную ошибку в определении температуры начала замерзания при малой влажности грунта. Второй – связан с неравновесным состоянием системы и зависит от скорости обмена теплом между грунтом и окружающей средой. Поэтому необходимо проанализировать полученные результаты по определению температуры начала замерзания ($T_{\text{бз}}$, °C), полученную в цикле замерзания и в цикле оттаивания как температуру «конца плавления» или «температуру оттаивания».

Нефтяное загрязнение.

Органические жидкости и их смеси в песках могут быть представлены природными и техногенными образованиями. Песчаные грунты часто выступают в качестве коллекторов нефти, а также часто подвержены вторичному антропогенному загрязнению нефтью и продуктами на её основе, поэтому необходимо отдельно рассматривать нефтепродукты как органическое вещество в песчаных грунтах. В нефтезагрязненных пластах количество органического вещества, преобразованного в нефть, составляет от первых процентов до 15 % (Васильев, 2012).

Большая часть месторождений нефти и газа России находятся в криолитозоне, площадь которой составляет более 65 % площади всей страны. В последние десятилетия высокие темпы развития нефтедобывающей и перерабатывающей промышленности в зоне распространения многолетне- и сезонномерзлых пород создали острую геологическую проблему, которая заключается в загрязнении природных и природно-технических систем и объектов нефтью и нефтепродуктами (Основы геокриологии, 2008).

Глинистые минералы широко распространены в углеводородсодержащих коллекторах. Располагаясь на поверхностях зерен породы в поровом пространстве в виде пленок, отдельных пластинок, мостиков через поровое пространство, они имеют большую удельную поверхность и высокую адсорбционную активность (Михайлов, 2014).

В глинистых породах возможна специфическая адсорбция ионов из раствора на поверхность благодаря действию Ван-дер-Ваальсовых сил притяжения или электростатических сил, возникающих при поляризации атомов поверхности адсорбируемыми ионами. На поверхности породы образуется большое количество адсорбционных центров. Избыток ионов одного знака или заряда поверхности вызывает притяжение или соответствующую ориентировку диполей воды и других полярных веществ противоположного знака. Адсорбция на поверхности углеводородов (УВ) приводит к образованию адсорбционно-связанной нефти (Тарасевич, 1975).

Образование адсорбционно-связанной нефти обусловлено адсорбцией поверхностно-активных компонентов нефти на поверхности породообразующих минералов. Адсорбированные компоненты нефти формируют на поверхности породы нефтяные слои-пленки за счет адгезии неполярных углеводородов нефти (Михайлов, 2014).

Наибольшие экологические проблемы связаны с техногенными загрязнениями почв грантов, в частности загрязнением нефтепродуктами.

Нефть и нефтепродукты проникают в почву, грунты, растекаются по земной поверхности, попадают в водоемы, испаряются в атмосферу. В зимнее время при загрязнении территории нефтепродуктами происходит определённая консервация распространения загрязнения. Ареал загрязнения расширяется во время паводков (Основы геокриологии, 2008).

Общие экологические последствия поступления нефти, нефтепродуктов и других загрязнителей в природную среду приводит к: изменению свойств почвы грунтов и почвенного покрова;

загрязнению поверхностных и почвенных грунтовых вод и донных отложений; изменение химического состава растений и трансформации растительного покрова; общий деградации ландшафтов изменению социально-экономических условий жизни населения.

Влияние нефтяного загрязнения на свойства пород мало исследованы, к настоящему моменту установлено, что нефтяное загрязнение практически не изменяет температуру начала замерзания (оттаивания) заторфованных песчаных грунтов, лишь уменьшает длительность фазовых переходов (Михайлова, 2022), в процессе загрязнения мёрзлых грунтов нефтепродуктами, происходит изменение их микростроения и пористости, особенно в процессе циклического промерзания-протаивания. Как известно, это приводит к изменению теплофизических, прочностных и деформационных и др. свойств мёрзлых грунтов. Температура определяет состояние породы (талое или мёрзлое), а это, соответственно, играет важную роль для существования биогенной компоненты эколого-геологической системы.

Объект исследования и методика проведения эксперимента.

Объектом исследования являются модельные грунты различного гранулометрического состава нарушенного сложения: песок мелкий однородный, каолинистая глина пылеватая лёгкая и слабозаторфованный верховой торф. Для приготовления заторфованных образцов использовался торф, отмытый дистиллированной водой. Для исследования влияния степени заторфованности (I_r , %) образцы подготавливались по следующей методике. К сухой навеске чистого грунта добавляли торф, в зависимости от заданной заторфованности. Были приготовлены образцы со следующими значениями заторфованности: $I_r \approx 5\%$ (с примесью торфа), $I_r \approx 10\%$ (слабозаторфованный) и $I_r \approx 40\%$ (сильнозаторфованный), заданная влажность составила 20% для песка и 20 и 40% для каолинистой глины. Для создания искусственного загрязнения была использована смесь нефтей из нескольких месторождений севера Западной Сибири. Диапазоны нефтяного загрязнения были выбраны в соответствии с классификациями и на основании ранее проведенных исследований: $Z_n \approx 2,5\%$ и $Z_n \approx 10\%$.

Методика исследования.

Для определения температуры начала замерзания (оттаивания) был использован криоскопический метод. Метод, известный довольно давно, применялся при исследованиях П. И. Андриановым, А. П. Боженовой, И. В. Бойко и др. Метод является прямым методом определения температуры начала замерзания, основан на том, что при фазовом переходе происходит выделение или поглощение избытка энергии в виде теплоты кристаллизации. Была отработана модифицированная методика определения температуры начала замерзания с использованием прецизионных измерителей температур ПИТ-1 и ПИТ-2. Для записи изменения ЭДС (температуры образца) во времени использовались хромель-копелевые термопары. Свободные концы термопары помещались в сосуд Дьюара (термос). В сосуде поддерживалась температура $0\text{ }^\circ\text{C}$ за счёт тающего льда, приготовленного из дистиллированной воды. Погрешность измерения составляет $\pm 0,01\text{ }^\circ\text{C}$. Полученные значения фиксировались и обрабатывались с помощью программного обеспечения для этих приборов (COM Thermo Reliase 20.9.21.0). По окончании опыта записывалось показание термопары при $0\text{ }^\circ\text{C}$. Влажность исследуемого образца грунта определяли весовым методом после высушивания при температуре $105\text{ }^\circ\text{C}$. Повторность определения – двойная.

Исследования проводились в цикле замерзания и оттаивания. Цикл замерзания проводилось при двух режимах: $-10\text{ }^\circ\text{C}$ и $-20\text{ }^\circ\text{C}$, а цикл оттаивания – при комнатной температуре в воздушной среде. В результате эксперимента получено изменение ЭДС (температуры образца) во времени – термограммы замерзания и термограммы оттаивания.

Влияние режима замораживания.

Режим замерзания влияет на температуру переохлаждения и длительность кристаллизации. $T_{\text{пер}}$ повышается, а длительность кристаллизации уменьшается с понижением температуры среды для чистых, с примесью торфа и слабозаторфованных грунтов (рис. 1), для сильнозаторфованных – определение температуры начала замерзания и переохлаждения затруднено. У песчаных грунтов

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

температура переохлаждения ниже, длительность кристаллизации больше, чем у каолинитовых глин.

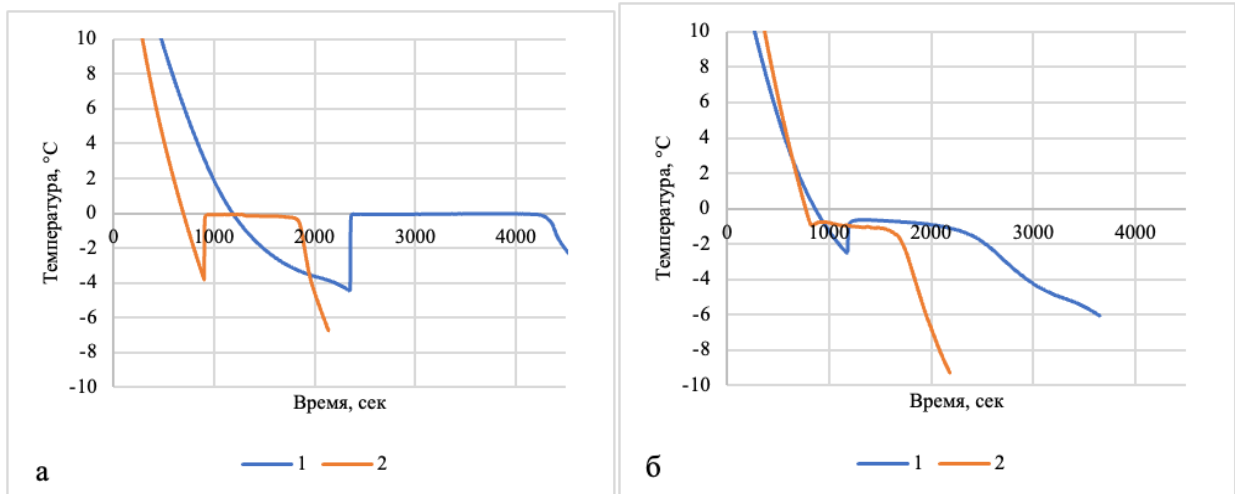


Рис. 1. Влияние режима замораживания для песка (а), каолинитовой глины (б)
 $I_r = 10\%$ $Z_n \approx 2,5\%$ $W = 20\%$: 1 – при $-10\text{ }^\circ\text{C}$; 2 – при $-20\text{ }^\circ\text{C}$

Влияние степени заторфованности.

При увеличении степени заторфованности температура оттаивания для песков изменяется в диапазоне от 0 до $-0,15\text{ }^\circ\text{C}$, глин – от $-0,6$ до $-1,2\text{ }^\circ\text{C}$, и длительность фазовых переходов уменьшается. Это связано с различиями фазового состава влаги в мёрзлых грунтах (уменьшение количества льда).

Влияние нефтяного загрязнения.

При увеличении нефтяного загрязнения температура начала замерзания и температура оттаивания изменяются незначительно, температура переохлаждения понижается, у песчаных грунтов длительность фазовых переходов уменьшается, а у каолинитовых глин – увеличивается (рис. 2).

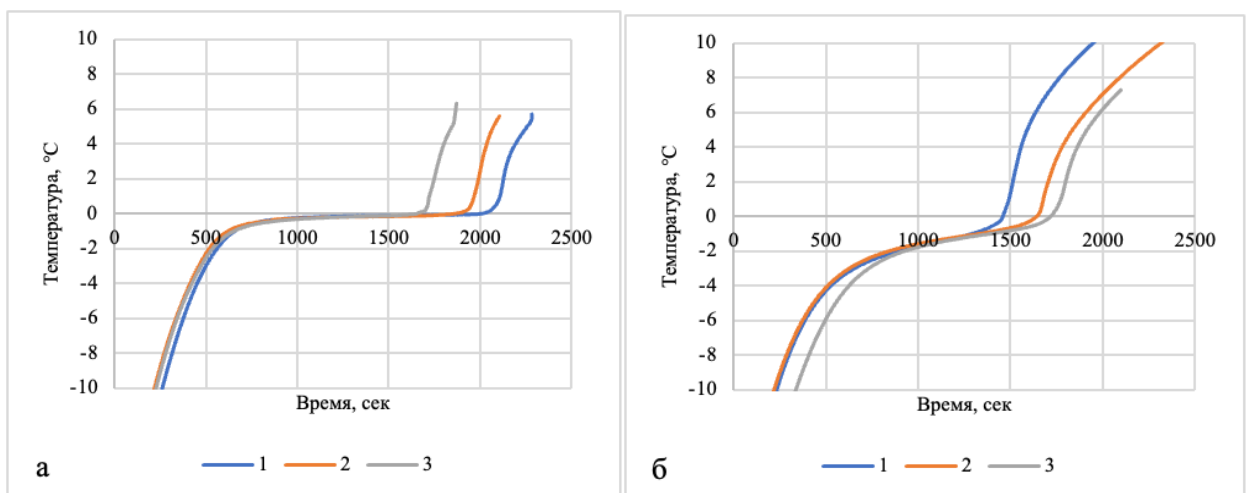


Рис. 2. Термограммы оттаивания. Влияние нефтяного загрязнения на T_{bf} песка (а), каолинитовой глины (б) при $I_r \approx 10\%$: 1 – $Z_n = 0\%$; 2 – $Z_n \approx 2,5\%$; 3 – $Z_n \approx 10\%$

Совместного влияния степени заторфованности и нефтяного загрязнения на температуру начала замерзания не выявлено. Нефтяное загрязнение оказывает влияние только на длительность фазовых переходов (рис. 3).

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

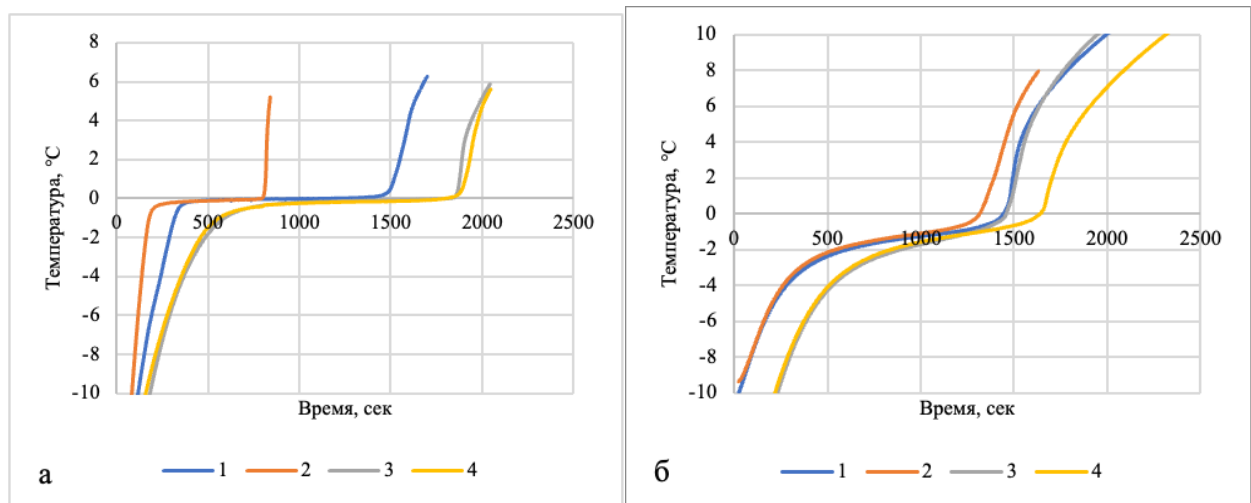


Рис. 3. Термограммы оттаивания. Совместное влияние степени заторфованности и нефтяного загрязнения на T_{bf} песка (а), каолинитовой глины (б): 1 – $I_r = 0\%$, $Z_n = 0\%$; 2 – $I_r = 0\%$, $Z_n \approx 2,5\%$; 3 – $I_r \approx 10\%$, $Z_n = 0\%$; 4 – $I_r \approx 10\%$, $Z_n \approx 2,5\%$

Выводы

1. Изучено состояние вопроса о формировании процесса замерзания грунтов разного гранулометрического состава, факторах, влияющих на температуру начала замерзания.
2. Проведены экспериментальные исследования песчаного грунта при влажности 20% и каолинитовой глины при влажности 20 и 40%, с заданными значениями степени заторфованности 5%, 10% и 40%; нефтяного загрязнения 2,5% и 10%. Проведено 152 эксперимента по определению температур замерзания (оттаивания). Цикл замерзания проводился при двух режимах: $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$.
3. Было получено по 76 термограмм (зависимости температуры от времени) для цикла замерзания и цикла оттаивания.
4. Предварительная оценка результатов показала:
 - температура переохлаждения повышается, а длительность кристаллизации уменьшается с понижением температуры среды;
 - при увеличении степени заторфованности температура оттаивания понижается, и длительность фазовых переходов уменьшается;
 - при увеличении нефтяного загрязнения температура начала замерзания и температура оттаивания изменяются незначительно, температура переохлаждения понижается, у песчаных грунтов длительность фазовых переходов уменьшается, а у каолинистых глин – увеличивается;
 - совместного влияния торфа и нефти на температуру начала замерзания не выявлено, нефтяное загрязнение оказывает влияние только на длительность фазовых переходов.
5. Свойства для талого и мёрзлого грунта чрезвычайно отличаются, и условия для существования биоты зависят от температуры грунта. Поэтому важно прогнозировать эту температуру и процессы замерзания, чтобы оценить возможность временного существования микробценозов, фитоценозов, зооценозов.

Список литературы

4. Васильев В. В. Методы оценки качества нефтегазоматеринских пород: Учеб. пособие. Ухта: УГТУ, 2012.
5. ГОСТ 23740–2016 Грунты. Методы лабораторного определения содержания органических веществ.
6. ГОСТ 25100–2020 Грунты. Классификация.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

7. Гречищев С.Е. Криогенные физико-геологические процессы и их прогноз / С.Е.Гречищев, Л.В. Чистотинов, Ю.Л. Шур. М., Недра, 1980, 383 с.
8. Грунтоведение. Классический университетский учебник. Под ред. Трофимова В.Т., М.: Изд-во МГУ, 2005, 1024 с.
9. Михайлов Н. Н., Сечина Л. С., Моторова К. А. Роль глинистых минералов в образовании адсорбционно-связанной нефти в породах-коллекторах углеводородного сырья // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. — 2012. — № 1(5).
10. Михайлова А. А., Мотенко Р. Г. Оценка влияния нефтяного загрязнения на температуру начала замерзания (оттаивания) заторфованных песчаных грунтов // Инженерные изыскания в строительстве. Материалы четвертой Общероссийской научно-практической конференции молодых специалистов. — М.: М., 2022. — С. 71–80.
11. Основы геокриологии. Ч. 6. Геокриологический прогноз и экологические проблемы в криолитозоне / Под редакцией Э.Д. Ершова. - М.: Изд-во МГУ, 2008. - 768 с.
12. Песчаные грунты России: в 2 томах. Том 1 / В. Т. Трофимов [и др.]; под ред. В. Т. Трофимова. — М.: Издательство Московского университета, 2021, 394 с.
13. Роман Л. Т. Мерзлые торфяные грунты как основания сооружений. Новосибирск. Наука, 1987, 224 с.
14. Старостин Е.Г. Определение количества незамерзшей воды по кинетике кристаллизации // Криосфера Земли, 2008, т. XII, No 2, с. 60–64.
15. Тарасевич Ю.И., Овчаренко Ф.Д. Адсорбция на глинистых минералах. Киев: Наук. думка, 1975. 350 с.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

РАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС МЕТОДОВ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ КАЗАНСКИХ ОРГАНОГЕННЫХ ЛОВУШЕК МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ

Мударисова Р.А., Лукьянова Р.Г. (Казанский (Приволжский) федеральный университет)*

На территории Волго-Камского региона в нижнеказанских отложениях выявлены ловушки сверхвязкой нефти (СВН), представляющие собой органогенные постройки, характеризующиеся сложным строением коллекторов, неравномерным нефтенасыщением и дискретным распространением. Малая глубинность расположения ловушек, небольшие размеры и сложность геологического строения затрудняют процесс их поисков традиционной сейсморазведкой. Процессы возникновения, миграции и эволюции биогермов контролируются изменением палеогеоморфологии и уровня моря. В результате формируются мелкие многорядные и многопериодные органогенные постройки. На основе сочетания сейсморазведки со структурным бурением и гравиразведкой, а также с учетом направления миграции биогермов вверх по разрезу, возможно спрогнозировать развитие казанских органогенных ловушек на территории Волго-Камского региона.

Одним из примеров таких органогенных структур является Горская ловушка, контролирующая месторождение СВН с узким диапазоном промышленных скоплений в казанском терригенно-карбонатном битуминозном комплексе, расположенная в структурном плане в краевой части северо-восточного борта Мелекесской впадины, на границе республики Татарстан и Самарской области. Продуктивные отложения камышлинского горизонта казанского яруса представлены реликтивно-органогенными и оолитовыми известковистыми доломитами и залегают несогласно на отложениях сакмарского яруса, на глубине 260-300 метров.

Проведенные авторами палеотектонические реконструкции в комплексе с исследованиями вещественного состава коллекторов показали, что формирование Горской ловушки связано с развитием на исследуемой территории в позднедевонское и раннекаменноугольное время Усть-Черемшанского некомпенсированного прогиба Камско-Кинельской системы (ККСП) и образованием на его внешней бортовой части рифовых построек. Рост Горской структуры возобновлялся и в более позднее время после образования ККСП в окское, башкирское и раннеказанское время [1]. Поскольку некомпенсированные прогибы ККСП сформировались в результате взаимодействия тектонических и седиментационных процессов, то, в зависимости от палеоглубин погружения осевых и бортовых зон прогибов, им присуща четкая структурно-фациальная зональность осадочных образований. Многочисленными теоретическими исследованиями, а также данными глубокого бурения доказана генетическая и пространственная связь между развитием некомпенсированных прогибов и рифогенных сооружений [2, 3]. По мнению С.С. Эллерна: «Миграция глубоководных (некомпенсированных) прогибов из подвижной области на платформу создает предпосылку для смещения зон рифостроительства. Процесс этот длительный и может приводить к развитию на платформах ... некомпенсированных прогибов и обрамляющих их органогенных построек» [3].

С началом казанского века усилившиеся тектонические опускания территории привели к расширению морского бассейна в западном направлении. Исследуемая Горская ловушка приурочена, по В.И. Игнатьеву [4], к зоне развития фаций нормально-соленого моря, преимущественно барьерных рифов: органогенных мшанково-криноидные-брахиоподовых известняков и доломитов (рисунок 1). В красоярское время в условиях умеренно-теплого

(жаркого) и относительно сухого климата происходило образование глинистых пород, служащих флюидоупором для камышлинских отложений.

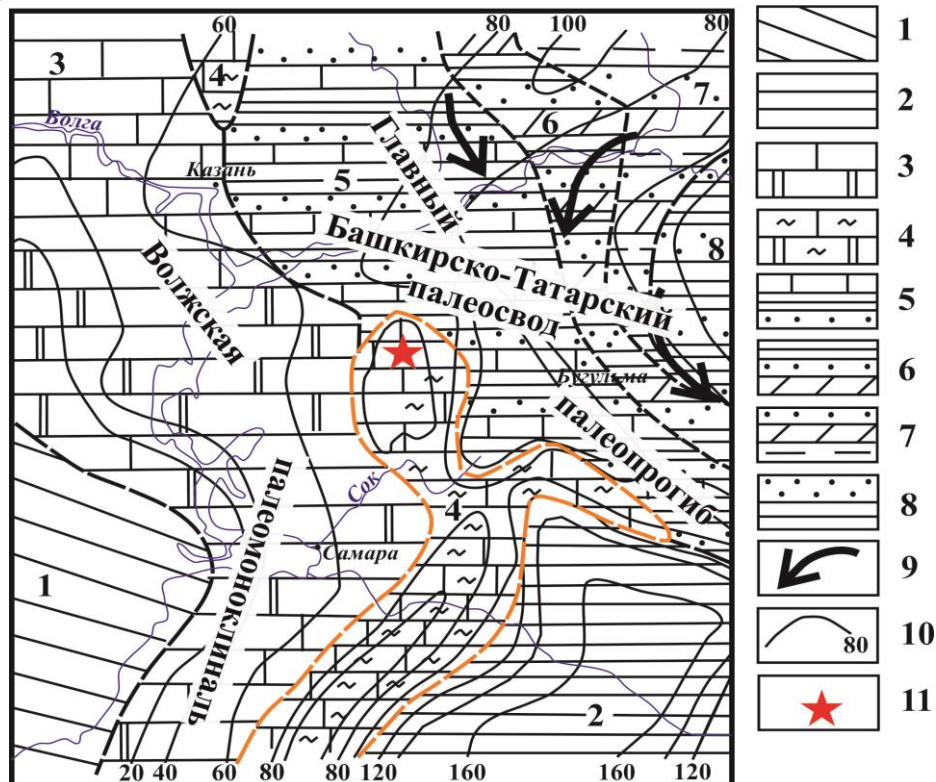


Рисунок 1. Выкопировка из литолого-палеогеографической карты Волго-Уральской области для раннеказанского времени (Игнатъев, 1976 [4]), с дополнениями автора. Условные обозначения: 1 – равнинная суша центральных областей Русской платформы; 2 – морские фашии некомпенсированной Бузулукской впадины; 3 – фашии западной мелководной осолоненной части моря; 4 – фашии нормально-соленого моря, зоны преимущественно барьерных рифов: органогенные мшанково-криноидные-брахиоподовые известняки и доломиты; 5 – морские фашии; 6 – фашии опресненных морских мелководий, лиманов, заливов, подводных и надводных дельт; 7 – фашии приморской низменной аккумулятивной равнины; 8 – фашии всхолмленной аккумулятивной равнины; 9 – направление стока и морских течений; 10 – линии равных толщин; 11 – Горская ловушка.

Время раннеказанского (камышлинского) карбонатного осадконакопления отличалось повторяющимися трансгрессией и регрессией бассейна. Колебания уровня моря, поднятия и опускания структуры обусловили возникновение нескольких зон горизонтальной циркуляции, расположенных этажно. Согласно авторской интерпретации данных, собранных на изучаемой территории, история осадконакопления и стратиграфическая последовательность могут быть представлены в виде восьми этапов: 1) начало роста рифогенной структуры и образование ооидной отмели; 2) обширное повышение уровня моря и последующее затопление рифогенной структуры и ооидной отмели; 3) небольшое отступление моря, возобновление роста рифогенной структуры, образование новых и утолщение ооидной отмели; 4) небольшая трансгрессия моря, утолщение ооидной отмели; 5) относительное падение уровня моря; 6) обширная трансгрессия; 7) относительное падение уровня моря, эрозионная поверхность из-за субаэрального обнажения, начало разрушения залежи, образование брекчии; 8) затапливание карбонатной платформы из-за относительного повышения уровня моря (рисунок 2).

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Для прогнозирования ловушек СВН в казанских отложениях, подобных Горской, необходимо принимать во внимание и комплексировать геологические факторы, выделенные ведущими учеными, изучавшими скопления СВН в разные годы: генетический, палеотектонический, литофациальный и геохимический, а также современные исследования и наиболее вероятное распространение скоплений СВН, приуроченных к органогенным структурам. На территории восточного борта Мелекесской впадины выявление ловушек подобного типа прогнозируется вдоль фациальной зоны нормально-соленого моря, зоны преимущественно барьерных рифов (рисунок 1) [5].

Эволюция рифообразования во времени и в пространстве подчиняется единому историко-геологическому процессу, связана с направленным развитием осадочно-породного бассейна и является периодической в течении по крайней мере одного тектонического цикла [3], в случае Горского поднятия - герцинского. Для Горской структуры отмечается закономерное смещение разновозрастных биогермов в горизонтах осадочного чехла вверх по разрезу в северо-восточном направлении (рисунок 3).

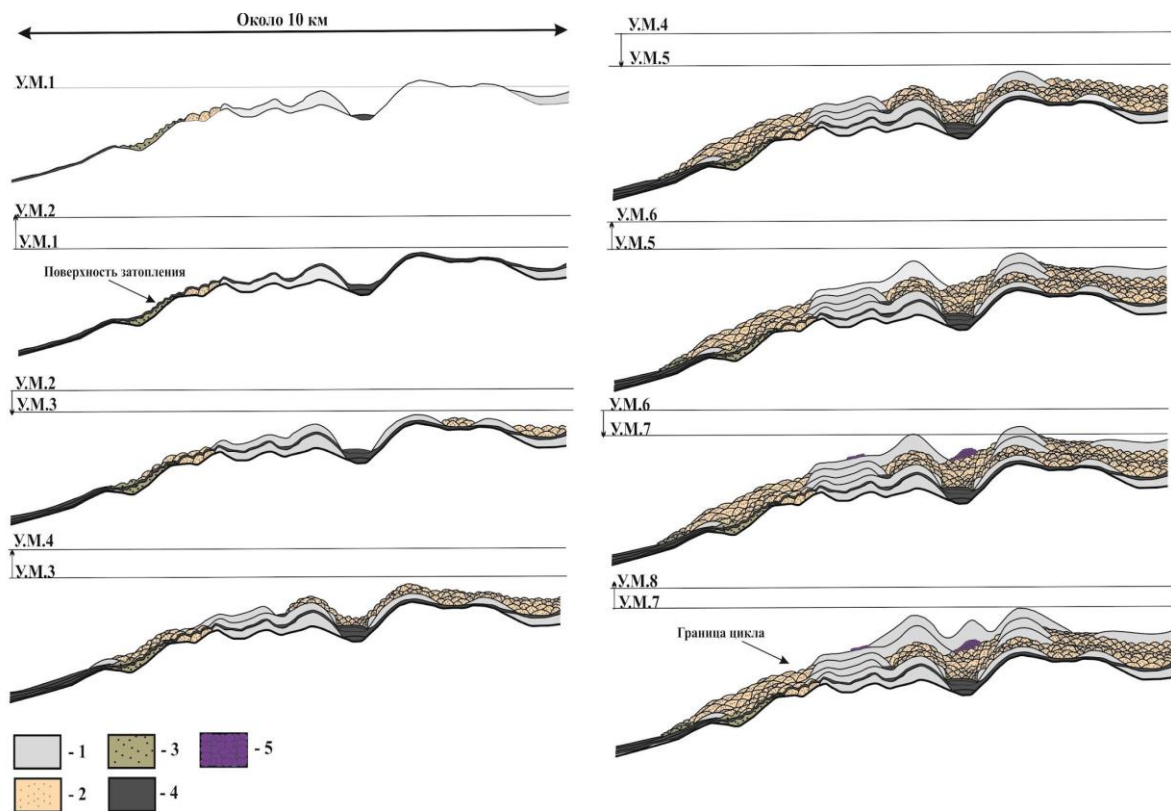


Рисунок 2. Восемь этапов осадконакопления карбонатных отложений в результате повышения и понижения относительного уровня моря. Условные обозначения: 1 – органогенные фации, 2 – лагунные ооидные мелководные фации, 3 – фации открытого шельфа, 4 – глубоководные фации, 5 – брекчии

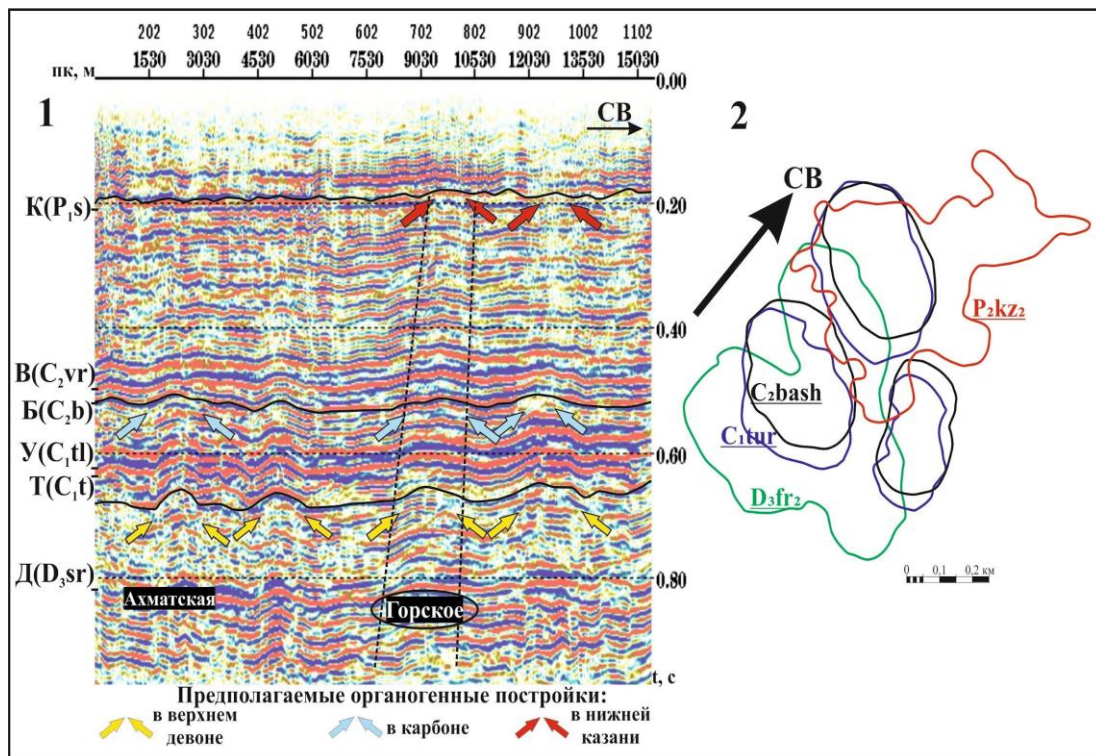


Рисунок 3. 1 – отображение Горского поднятия в волновом поле по временному разрезу 044679; 2 – схема сопоставления структурных элементов по кровле франского, турнейского, башкирского ярусов и камышлинского горизонта казанского яруса

Большинство казанских органогенных ловушек СВН имеют незначительные размеры и амплитуды, залегают на небольших глубинах, а также характеризуются высокой неоднородностью органогенных и оолитовых фаций и доломитизацией внутри ловушки, что затрудняет их выявление сейсморазведкой, а первичное их изучение проведено в 20 веке структурным бурением, т.к. большая часть республики Татарстан покрыта сетью структурных скважин.

Современный уровень развития сейсморазведочных исследований в модификациях МОГТ 2D и 3D позволяет достоверно картировать органогенные постройки, развитые как в верхнедевонских и нижнекаменноугольных, так и в среднекаменноугольных отложениях. Отражение на волновой картине варьируется в зависимости от типа органогенной структуры, ее размеров и физических свойств резервуара. Скорость формирования подобных построек намного выше, чем осадение нерифовых образований (рисунок 3), поэтому наблюдаются очевидные аномалии разницы времени пробега сейсмической волны в сейсмопрофиле из-за достаточно больших масштабов органогенных построек, где можно четко наблюдать холмообразное строение ловушки. Кроме того, региональное распространение бортовых структурно-фациальных зон ККСП и связанных с ними ареалов развития органогенных построек при достаточно высокой степени изученности территории Татарстана сейсморазведкой позволяет выделять их на сейсмопрофилях, а в случаях, когда они не выделяются в верхней части осадочного чехла, предполагать их развитие (рисунок 3), основываясь на выявленных авторами закономерностях смещения биогермов.

Так как верхняя часть разреза, благодаря существующей сети структурных скважин, хорошо изучена данными ГИС и лабораторными исследованиями керна, она является объектом, благоприятным для изучения высокоточной гравиразведкой. Результативность гравиметрического

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

метода при прогнозировании структур во многом зависит от наличия априорной информации о плотностных особенностях пород, являющейся физико-геологической основой интерпретации аномального гравитационного поля [6]. Очевидно, что плотностные характеристики органогенных структур карбонатного состава и вмещающих пород казанского яруса, сложенных песчано-глинистыми породами с прослоями карбонатов и сульфатов, значительно отличаются. Поэтому, гравитационные аномалии, создаваемые подобными структурами, а также песчаными линзами, могут являться поисковыми признаками ловушек СВН [6].

Органогенные постройки, выявленные в верхнедевонских отложениях, могут служить поисковым признаком для установления карбонатных ловушек в казанских отложениях, для опознания которых необходимо учитывать миграцию биогермов вверх по разрезу. Прогноз ловушек сверхвязкой нефти раннеказанского возраста с использованием данной методики позволит значительно расширить ресурсную базу Волго-Камского региона.

Список литературы

1. Успенский Б.В., Валеева У.Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан - Казань: Изд-во ПФ «ГАРТ». – 2008. – 347 с.
2. Мирчинк М.Ф., Хачатрян Р.О., Громека В.И., Митрейкин Ю.Б., Мкртчян О.М., Натров Г.В. Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов // Москва: Изд-во «Недра». – 1965. – 214 с.
3. Эллерн С.С. О периодичности рифообразования и распространении рифовых образований в осадочно-породных бассейнах платформ // в сборнике «Осадочные бассейны и их нефтегазоносность» – Москва: Издательство Наука. - 1983. – С. 94-104.
4. Игнатъев В.И. Формирование Волго-Уральской антиклизы в пермский период / Казань: Изд-во Казанского государственного университета. – 1976. – 256 с.
5. Мударисова Р.А., Лукьянова Р.Г., Успенский Б.В. Установление времени и условий формирования и разрушения залежи сверхвязкой нефти на территории восточного борта Мелекесской впадины // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – №3 (256). – С.20–25.
6. Слепак З.М. Планета Земля. Строение и энергетика планеты. Нефтяная геология, геофизика, экология. Зеленые технологии: монография / Казань: Издательство Казанского университета. - 2022. – 177 с.

**ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ХАРАКТЕРИСТИКА
ВЕРХНЕСИЛУРИЙСКО-НИЖНЕДЕВОНСКИХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ВАЛА
ГАМБУРЦЕВА И СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА**

*Нечаев М.С. * (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Ульныров И.Л. (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН),*

В северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции одним из перспективных на поиски залежей углеводородов районов является Гряда Чернышева. среднеордовикско-нижнедевонский нефтегазоносный комплекс (НГК) оценивается как наиболее перспективный НГК на гряде Чернышева. На прилегающих с запада к гряде территориях Варандей-Адзвинской структурной зоны (ВАСЗ) нижнедевонские отложения являются основным объектом промышленного освоения [1].

В пределах Хоседаюского НГР на гряде Чернышева промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях гердьюского горизонта верхнего силура на Усино-Кушшорском и в карбонатах нижнего девона на Южно-Степковожском месторождениях, приуроченных соответственно к Хоседаюскому валу и к Северному (Степковожскому) блоку (рис. 1) [2]. В пределах вала Гамбурцева выявлено три нефтяных месторождения, приуроченных к одноименным структурам – Нядейское, Хасырейское и Черпаюское. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях среднеордовикско-нижнедевонского НГК (рис. 1). На всех месторождениях залежи нефти выявлены в карбонатных отложениях нижнего девона, а также верхнего силура – на Черпаюском и Хасырейском месторождениях.

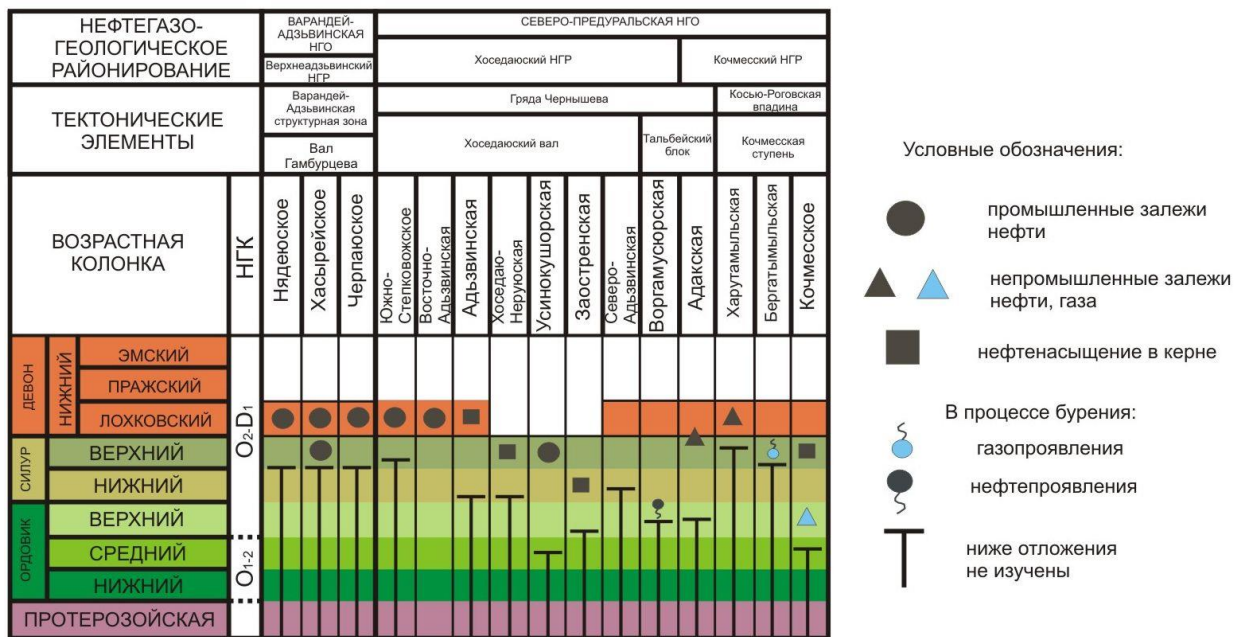


Рисунок 1. Схема нефтегазоносности ордовикско-нижнедевонских отложений гряды Чернышева и прилегающих территорий (по [2] с изменениями)

Верхнесилурийские отложения ВАСЗ представлены преимущественно доломитами и известняками, часто с глинистой примесью. Окраска серая, от светлых до темных тонов, подчеркивающая различные виды слоистости от сложной неправильной, узловатой, косой до неотчетливой тонкой. Структуры в большинстве случаев микрозернистые, пелитоморфные, комковатые, комковато-стустковые. В том числе, органогенно-детритовые в известняках и алевропелитовые и пелитовые в доломитах с обломочной и глинистой примесью. Карбонатные породы-коллекторы верхнесилурийско-нижнедевонского возраста на территории вала Гамбурцева относятся к трещиноватым каверново-поровым типам [3, 4]. Отложения обладают средними

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

значениями пористости в пределах 7-11% при проницаемости 2 до 31 мД [5]. Верхнесилурийские породы, характеризующиеся коллекторскими свойствами, сосредоточены преимущественно в верхней части гребенского горизонта. Состав и мощность (до 300-400 м) известково-доломитовой толщи различается на всех трех площадях. В целом она характеризуется существенно известковым составом. В ней можно выделить глинисто-известковую, известковую и доломитовую пачки. Здесь стоит обратить особое внимание на доломитовую пачку. Она сложенная нефтенасыщенными вторичными доломитами, известковистыми, мелко и среднезернистыми массивной текстуры. Поры размерами от 0,02-0,5 мм, хаотично разбросаны по породе. В породе присутствуют небольшие трещины длиной до 15 мм. В породах известково-доломитовой пачки наблюдается проявление палеокарста в виде пор, забитых глинистым и битуминозным веществом. Проявление палеокарста оказывает влияния на фильтрационно-емкостные характеристики пород известково-доломитовой толщи. Вверх по разрезу известково-доломитовая толща сменяется глинисто-доломитовой. Она однородна по составу и имеет мощность 70-80 м. Глинисто-доломитовая толща сложена доломитами известковистыми, глинистыми, мелкозернистыми со слоистой текстурой и биокластовой структурой. Породы представлены иловыми, илово-водорослевыми, илово-остракодово-водорослевыми, узорчатыми и полосчатыми доломитами с прослоями домеритов и аргиллитов. Трещины, хаотично расположенные в породе, имеют длину 2-30 мм с шириной – 0,01–0,02 мм. Выше по разрезу следует сульфатно-карбонатная толща. Толща представлена тонким и грубым переслаиванием ангидритов, доломитов, домеритов и аргиллитов. Здесь можно наблюдать пачку переслаивания ангидрито-доломитов, ангидритов и водорослевых, волнисто-слоистых и узорчатых доломитов мощностью до 40 м. В некоторых случаях между фаунистически доказанными толщами нижнего девона и кыновско-саргаевского горизонта выделяется толща глинисто-карбонатных и карбонатных пород (брекчиевая). Она представлена ассоциацией линзовидно-комковатых, глинисто-карбонатных известняков и известняковых конгломерато-брекчий [4].

Следуя петрофизическим данным – коллекторы квалифицируют к группе слабопроницаемых. Согласно микроскопическому анализу отмечается, что пустотное пространство определено наличием связанных между собой трещинами межкристаллических, вторичных пор и каверн различной морфологии. Преимущественное распространение открытых и закрытых пор и каверн на данном промежутке позволяет определить тип коллектора как трещинно-каверно-поровый или трещинно-поровый. Интервалы разреза, где получены притоки нефти представляют собой перекристаллизованные пористо-кавернозные мелкозернистые доломиты с неясной узорчатой текстурой. Иногда в породе присутствуют единичные реликты детрита, которые нередко являются основным фактором образования пустот в результате выщелачивания. Породы нижнего девона вала Гамбурцева залегают на верхнесилурийских отложениях и перекрываются (с размывом) верхнедевонскими глинистыми толщами [4]. Литологически они разделены на три толщи: известково-доломитовую, глинисто-доломитовую, и сульфатно-карбонатную. Основные коллекторские горизонты нижнедевонских отложений приурочены к верхней части известково-доломитовой толщи. Анализируя распределения пористых разностей пород в разрезах скважин, можно отметить, что они связаны с доломитами мелко и среднезернистыми, образованными в результате доломитизации осадков литоральной зоны. Но также большую роль на коллекторские свойства этой толщи оказывает проявление палеокарста.

На севере гряды Чернышева известны выходы нижнедевонских отложений в естественном залегании. Нами был изучен наиболее представительный разрез нижнего девона расположенный на руч. Дэршор в среднем течении р. Адзъва. Нижнедевонские отложения в разрезе ручья Дэршор литологически разделены на шесть пачек [6]. Они представлены доломитами и доломитами глинистыми в пачках IV, II, I, а также доломитами известковыми и доломитами известковистыми в пачке III овинпармского горизонта и доломитами и доломитами глинистыми в пачках VI, V сочемкыртинского горизонта. В разрезе пористо-кавернозные породы-коллекторы установлены в доломитовой пачке (пачка II) овинпармского горизонта. Они сложены доломитами, мелко и среднезернистыми, биогермными, формирование которых происходило в зоне изолированной

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

сублиторали и связано с небольшими биогермами и биостромами. Формирование коллекторских свойств связано с интенсивным развитием постседиментационных процессов выщелачивания колоний строматопор и табулят в зоне интенсивной трещиноватости пород разреза. По кавернозным и трещиноватым доломитам вполне могла происходить миграция флюидов нефти. Мы можем наблюдать следы миграции, которые остались в виде примазок и гнезд с битумом и жидкой нефтью. В пачке III в известняках темно-серых глинистых с прослоями мергелей темно-коричневых обнаружены примазки и гнезда с битумом, а так же следы нефти. Это может свидетельствовать о том, что данные глинисто-карбонатные породы могут являться нефтематеринскими. В кровле пачки седиментационных и обломочных доломитов со строматолитами (пачка VI) обнаружены явные следы выхода на поверхность, такие как многочисленные эрозионные карманы на поверхности напластования, большое присутствие каверн различных форм и размеров и брекчиевая, разрушенная структура в кровле. В самих породах присутствуют различные следы выветривания (палеокарст), развитие глинистых прослоек белесо-зеленого, зелено-голубого цвета.

Список литературы

1. Юрьева З.П. Положение залежей нефти в разрезах нижнедевонских отложений (Тимано-Печорская провинция) // Геология нефти и газа. – 2015. – № 3. – С. 3–13.
2. Данилов В.Н. Гряда Чернышева: геологическое строение и нефтегазоносность. СПб., Реноме, 2017
3. Жемчугова В.А., Мельников С.В., Данилов В.Н. (2001). Нижний палеозой Печорского нефтегазоносного бассейна (строение, условия образования, нефтегазоносность). М.: Издательство Академии горных наук, 109 с.
4. Майдль Т.В. Литология и коллекторы продуктивных отложений нижнего девона вала Гамбурцева // Геология и ресурсы горючих полезных ископаемых европейского Севера СССР: Тр. Ин-та геологии Коми НЦ УрО АН СССР. Сыктывкар, 1989. Вып.69. С.34-46.
5. Теплов Е.Л., Костыгова П.К., Ларионова З.В. и др. (2011). Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. СПб.: ООО «Реноме», 286 с.
6. Цыганко В.С., Девон западного склона севера Урала и Пай-Хоя (стратиграфия, принципы расчленения, корреляция). Екатеринбург: УрО РАН 2011. 356 с.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ГЕНЕТИЧЕСКАЯ ТИПИЗАЦИЯ НЕФТЕЙ НА ОСНОВЕ С3 И С4 БЕНЗОЛОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИСКРИМИНАНТНОГО АНАЛИЗА

Обласов Н.В. (АО «ТомскНИПИнефть»), Эфтор И.В. (АО «ТомскНИПИнефть»), Гончаров
И.В. (АО «ТомскНИПИнефть»), НИ ТПУ)*

Благодаря использованию хроматомасс-спектрометрии стало возможным получение большого количества информации, заключенной в органическом веществе пород и нефтей. Как правило в геохимии нефтей применяются различные молекулярные отношения различных групп соединений, которые в основном являются источником информации об исследуемом веществе. Эти отношения позволяют определить условия осадконакопления, тип исходных биопродуцентов, термическую зрелость органического вещества и даже оценить степень микробальной переработки нефтей в залежи. Весь этот массив получаемых данных вынуждает прибегать к использованию различных статистических методов для их обработки. Поскольку применение таких методов позволяет в максимальной мере охватить наиболее полный объём имеющейся информации для каждого отдельного образца и использовать её для целей интерпретации. Применение различных статистических методов и подходов в химии называют «хеометрикой» [Heberger, 2008, Peters et al., 2005].

Некоторые приемы из хеометрики получили широкое распространение в органической геохимии нефтей и пород. Так, наиболее часто можно встретить применение иерархического кластерного анализа (НСА) и анализа главных компонент (РСА). Оба метода позволяют на основе полученных характеристик пород или нефтей произвести группировку образцов на различные семейства. Как правило, исходными данными в выборках для проведения этих анализов служат биомаркерные и молекулярные параметры, характеризующие окислительно-восстановительные условия осадконакопления и тип исходных биопродуцентов [Peters et al., 2013; Diasty et al., 2020].

Ранее была выполнена работа, в которой мы применили линейный дискриминантный анализ (LDA) и попытались оценить вклад нижнесреднеюрского органического вещества в генезис нефтей Краснотенинского месторождения [Обласов и др., 2023]. В ней было отмечено два важных момента. Во-первых, использование НСА и РСА на образцах с близкой генетической природой не даёт чётких результатов в дифференциации их генезиса. Данные методы анализа лишь пригодны для разделения проб со значительным отличием в молекулярных параметрах, генерированными разновозрастными нефтегазоматеринскими породами. Во-вторых, использование LDA на основе уже ранее выполненной генетической типизации позволило не только получить визуальное разделение на плоскости графика первых двух дискриминантных функций, но и по образуемым центроидам используемых множеств оценить долю участия нижнесреднеюрского органического вещества в генезисе нефтей Краснотенинского месторождения. При этом получаемые дискриминантные функции могут быть в дальнейшем также использоваться при добавлении уже новых точек на график и определении их принадлежности к генетическому типу или семейству. Описанное свойство данного статистического метода анализа также было положено в основу текущей работы. Использование большого количества различных генетических типов нефтей легко может быть размещено на одном графике первых двух дискриминантных функций.

В органической геохимии LDA применяется уже не впервые. Ранее подобные расчеты выполнялись в работе [Zhang et al., 2019], где были использованы биомаркерные отношения нефтематеринских пород для создания модели LDA. Позже в созданную модель подставлялись нефти для определения их источника. Данный подход оказался довольно эффективным на уровне одного бассейна. Но что если применить такой подход для нефтей из различных регионов и бассейнов. Можно ли создать универсальную модель для генетической типизации и объединения в семейства всех нефтей России, которая будет рассчитана на уже ранее исследованных образцах? Наибольшую сложность в данном случае представляет различное содержание «классических» углеводородов-биомаркеров: стеранов и гопанов. В некоторых нефтях и конденсатах высокомолекулярные биомаркеры вовсе отсутствуют в силу высокого катагенеза либо особенностей состава исходной органики. Среди лёгких углеводородов также присутствует много

компонентов, соотношения которых могут хорошо отражать фациальные условия накопления исходного органического вещества и уровень термической зрелости [Гончаров, 1987], среди них относительно малоизученными остаются С3 и С4 бензолы. В мировой геохимической практике уже есть работы, где их распределение изучается в разных нефтях и делаются попытки применения [Cheng et al., 2015; Остроухов, Пронин, 2022; Обласов и др., 2023]

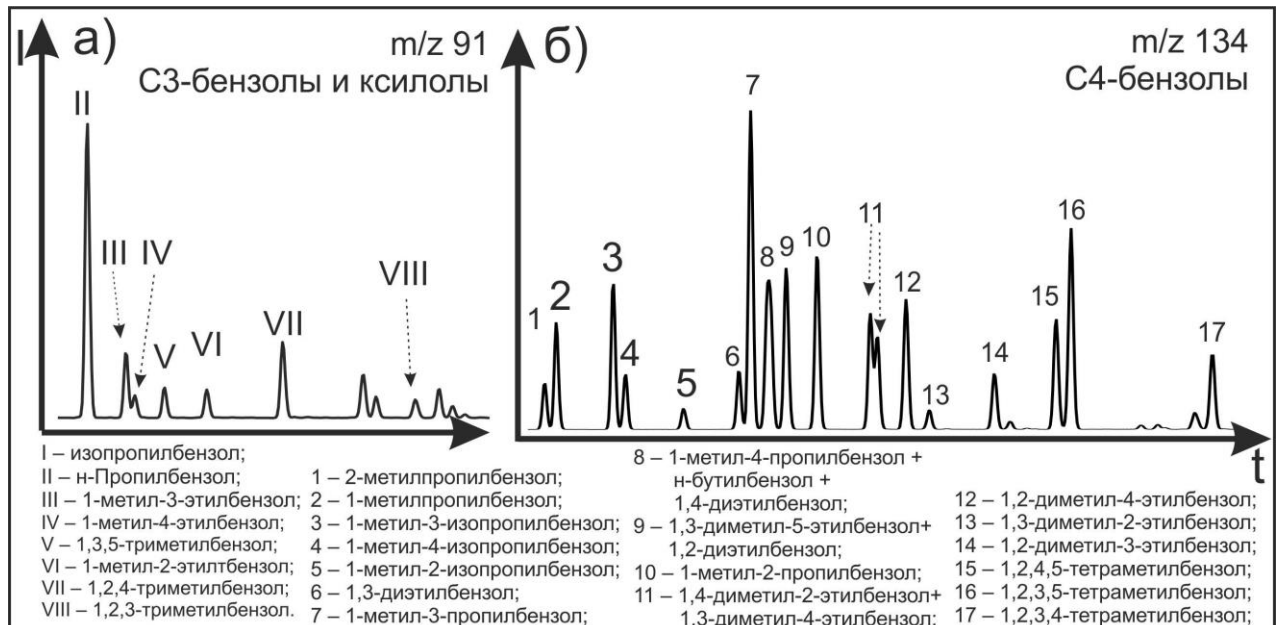


Рисунок 1. Типичные хроматограммы распределения в нефтях триметилбензолов и ксилолов по $m/z 91$ (а), и тетраметилбензолов по $m/z 134$ (б) в составе исследуемых нефтей по данным [Обласов и др., 2023]

На рисунке 1 приведены типовые хроматограммы С3 и С4 бензолов с расшифровкой пиков. Для создания универсальной модели LDA нами были использованы результаты хроматомасс-спектрометрических анализов 300 проб небиodeградированных нефтей из различных регионов России, которые связаны с разнофациальными и разновозрастными нефтематеринскими породами. В их числе 3 генетических типа нефтей Томской области: баженовский, тогурский, палеозойский [Гончаров и др., 2012]; нефти баженовского и смешанного типа центральной части Западной Сибири (Красноленинское и Салымское месторождения) [Обласов и др., 2023], а так же нефти севера Западной Сибири (Ванкорское и Лодочное месторождения) [Гончаров и др., 2023]; Волго-Уральского (нефти месторождений Муханово-Ероховского прогиба) и Тимано-Печорского регионов (им. Р. Требса, Лабаганская, Тобойская, Мядсейская, Харьгаинская); 3 генетических типа нефтей месторождений Краснодарского края (Ахтырский, Сладковский и Николаевский) [Обласов и др., 2020]; нефти месторождений Восточной Сибири. Расчёт LDA выполнялся в программе Past 4.12b [Hammer et al., 2001].

В дальнейшем содержание всего набора компонентов, перечисленных на рисунке 1, было рассчитано в нефтях и использовано в дискриминантном анализе. Поскольку нефти были сняты без использования внутреннего стандарта содержание каждого компонента рассчитывалось относительно суммы компонентов каждой группы соединений (С3 и С4 бензолов). Далее, чтобы разные порядки входящих величин не искажали конечный результат, была применена минимаксная нормализация на диапазон 0–1. Из 26 входных молекулярных параметров было выбрано 12 наиболее контрастных и эффективных для целей разделения нефтей на группы и семейства, которые были использованы для расчёта дискриминантных функций. Чтобы число входных параметров было близким с минимальным количеством образцов в одной из групп, так как большое количество входных данных может исказить результат расчета LDA [Büyükoztürk et al., 2008]. Согласно

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

рекомендациям, изложенных в [Тюрин, 2015], были выбраны те параметры, которые имеют по модулю наибольшие значения структурных коэффициентов.

Согласно полученным результатам дискриминантных функций на графике (рисунок 2) нефти, в целом, распределились согласно своим генетическим типам. Чётко выделяется пять крупных групп:

Первая – это нефти баженовского генетического типа (Томская область и центральная часть Западной Сибири). Их источник – это породы баженовской свиты являются типичной глубоководной морской нефтематеринской породой, накопление органического вещества которой происходило в восстановительных условиях с сероводородным заражением придонных вод. Общеизвестно, что породы баженовской свиты содержат кероген типа II.

Вторая – нефти, связанные с углистым органическим веществом нижней и средней юры Западной Сибири. Источником этих нефтей послужили породы углистых аргиллитов и углей с преобладающим вкладом высшей наземной растительности, захоронившейся в окислительных условиях болот, озёр и прибрежной части моря (преимущественно кероген типа II-III).

Третья – нефти Волго-Уральского региона, которые были генерированы доманиковой нефтематеринской толщей пород (верхний фран–турней). Накопление органического вещества этих пород происходило в резко восстановительных условиях с аноксией фотического слоя. Кероген этих нефтематеринских пород относится к типу II и II-s.

Четвертая – нефти Тимано-Печорской провинции. Накопление которых также происходило в схожих морских или озёрных условиях как у нефтей Волго-Уральского региона, но характеризующихся меньшим уровнем сероводородного заражения и аноксии фотического слоя. Кероген этих нефтематеринских пород также относится к типу II и II-s.

Пятая группа расположилась в центре диаграммы, в неё вошли все остальные нефти - это палеозойские нефти Томской области, нефти баженовского типа севера Западной Сибири (Ванкорское, Лодочное месторождения), нефти Ахтырского и Сладковского типов Краснодарского края, нефти Восточной Сибири. Вероятно, все эти нефти объединяют умеренные окислительно-восстановительные либо слабо-окислительные условия накопления исходных нефтематеринских пород, формирование которых происходило преимущественно в морской бескислородной среде без признаков глубокого сероводородного заражения вод бассейна. Кероген этих пород, вероятно, должен относиться к типу II или III.

Таким образом, если учесть геохимические характеристики всех нефтей, то на диаграмме можно проследить некоторые закономерности, которые позволяют предположить зонирование диаграммы по условиям накопления исходного органического вещества (рисунок 2).

Необходимо отдельно отметить нефти Волго-Уральского региона. В их ряду тетраметилбензолов количественно доминируют соединения пренитола (1,2,3,4-тетраметилбензол) и изодурола (1,2,3,5-тетраметилбензол), которые согласно работе [Остроухов, Пронин, 2023] могут быть взаимосвязаны с присутствием в органическом веществе арилизопреноидов изорениератана и палеорениератана. Примечательно, что одни из самых больших структурных коэффициентов для корня второй дискриминантной функции были получены именно на этих соединениях, что смещает эти нефти в самый нижний правый угол диаграммы дискриминантных функций. С нефтями Тимано-Печорской провинции схожая ситуация, но в них количество изодурола меньше, а содержание пренитола всё ещё остаётся высоким. Поэтому нефти Тимано-Печоры занимают промежуточное положение между нефтями, центральной части диаграммы и нефтей Волго-Урала.

Полученные структурные коэффициенты для модели LDA представлены на рисунке 3. По сути это многокомпонентные молекулярные параметры, которые можно использовать для других нефтей и накапливать более широкую статистику их применения.

В качестве проверки и валидации работоспособности модели изначально в расчётах не участвовали нефти Николаевского генетического типа, источником которых послужило окисленное органическое вещество с преобладающим вкладом высшей наземной растительности [Обласов и др., 2020], нефти баженовского генетического типа с Приразломного месторождения (центральная часть Западной Сибири), две нефти с месторождения Нельма о. Сахалин, нефти Башкирии (Волго-Уральский бассейн, месторождения: Петропавловское, Грачевское, Белебеевское, Стахановское) и небольшое количество различных нефтей Республики Беларусь. Поскольку их было совсем мало

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

для объединения в отдельные группы. Их подстановка производилась в уже настроенные формулы дискриминантных функций (рисунок 3).

Нефти Николаевского генетического типа расположились в группе ниже-среднеюрских нефтей Западной Сибири, что дополнительно подтверждает их связь с органическим веществом II-III типа керогена, и это несмотря на то, что выборка по нефтям, которые формировались в окисленных условиях со II-III типом керогена, изначально подбиралась только по Западной Сибири. Нефти месторождения Нельма о. Сахалин расположились близко к Сладковскому генетическому типу Кубанского региона. Вероятно, оба нефтематеринских источника для этих нефтей имеют схожие условия накопления исходного ОВ. Интересным также выглядит подстановка различных нефтей Республики Беларусь (месторождения: Березинское, Вишанское, Дубровское, Сосновское и Северо-Домановичское) в полученную нами модель. Данные нефти явно образуют две генетические группы: первая схожа с палеозойскими нефтями Томской области, когда как вторая близка к нефтям Тимано-Печерского региона. И наконец, нефти Республики Башкортостан, которые расположились обособлено от остальных нефтей Волго-Уральского бассейна, однако они также формировались в резко восстановительных условиях с аноксией фотического слоя. Скорее всего, причина здесь кроется в термической зрелости пород, из которых были генерированы обе группы нефтей. Хотя для создания модели подбирались нефти различных этапов термической эволюции.

Резюмируя вышесказанное можно сказать, что полученная модель может иметь глубокий геохимический смысл и находить практическое применение в качестве дополнительной характеристики условий накопления исходного органического вещества. Имеется связь, как с условиями накопления исходного органического вещества, так и с соединениями предшественниками. Полученные структурные коэффициенты можно использовать для дальнейшего расчёта новых исследуемых нефтей, а использование C3 и C4 бензолов позволит вовлечь даже лёгкие нефти и конденсаты.

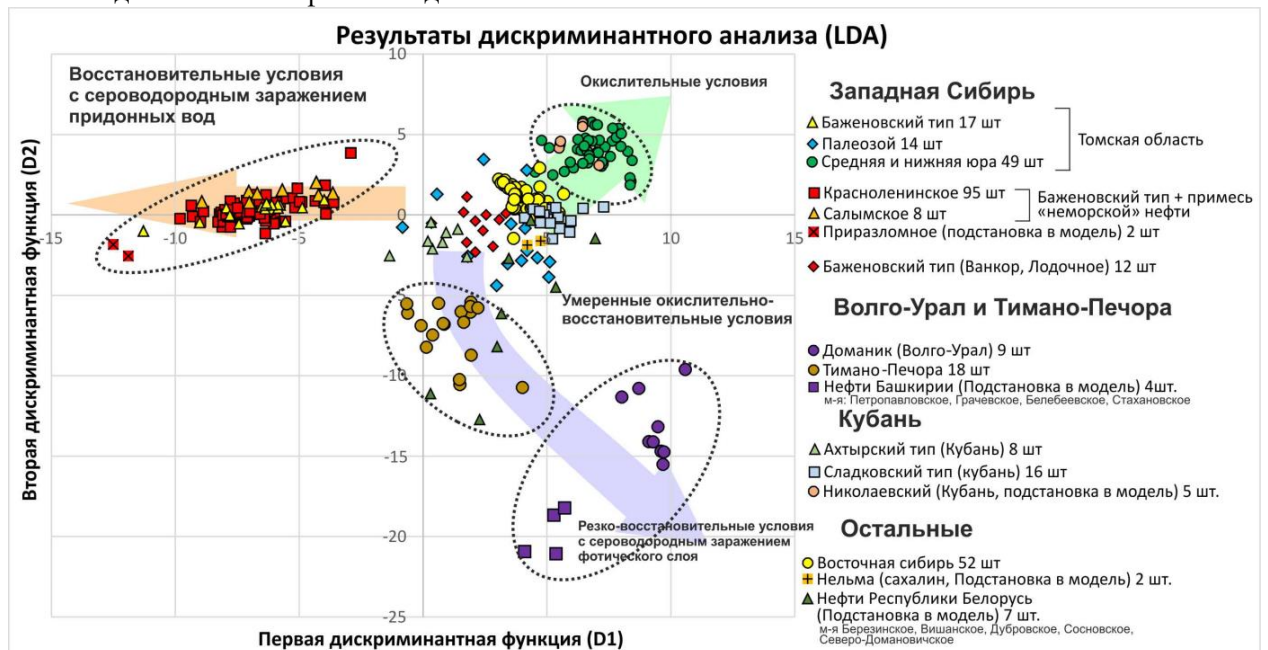


Рисунок 2. Результат дискриминантного анализа проб нефтей различных генетических типов и один из вариантов его интерпретации

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

$$D1 = -4.74 \cdot II - 1.68 \cdot V - 2.57 \cdot VII - 0.52 \cdot VIII + 3.36 \cdot (1) + 3.64 \cdot (4) + 8.71 \cdot (8) + 7.03 \cdot (9) - 26.97 \cdot (10) + 14.86 \cdot (14) + 8.96 \cdot (16) + 1.08 \cdot (17) - 1.01$$

$$D2 = 18.91 \cdot II + 10.29 \cdot V + 5.93 \cdot VII + 5.92 \cdot VIII - 1.47 \cdot (1) + 3.57 \cdot (4) - 12.03 \cdot (8) + 2.05 \cdot (9) - 1.62 \cdot (10) - 2.09 \cdot (14) - 19.52 \cdot (16) - 13.87 \cdot (17) - 5.06$$

II, V, VII... – Относительная концентрация триметилбензолов (в сравнении с суммой всех триметилбензолов);
(1), (4)... – Относительная концентрация тетраметилбензолов (в сравнении с суммой всех тетраметилбензолов).
Римскими и арабскими цифрами обозначен номер компонента, указанный на рисунке 1.

Рисунок 3. Формулы нахождения первых двух дискриминантных функций для добавления нефтей в полученную модель LDA

Список литературы

1. Heberger, K., Chemoinformatics – multivariate mathematical–statistical methods for data evaluation, in Medical Applications of Mass Spectrometry. 2008, Elsevier. p. 141-169.
2. El Diasty, W.S., El Beialy, S.Y., Mostafa, A.R. et al. Chemometric Differentiation of Oil Families and Their Potential Source Rocks in the Gulf of Suez. Nat Resour. 2020, 29, p. 2063–2102.
3. Peters K. E.; Coutrot D.; Nouvelle X.; Ramos L. S.; Rohrback B. G.; Magoon L. B.; Zumberge J. E. Chemometric differentiation of crude oil families in the San Joaquin Basin, California. AAPG Bull. 2013, 97, p. 103–143.
4. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. – Cambridge, U.K.: Cambridge University Press. – 2005. – 1155 p.
5. Zhang, L., Bai, G., Zhao, X., Zhou, L., Zhou, S., Jiang, W., et al. (2019). Oil-source Correlation in the Slope of the Qikou Depression in the Bohai Bay Basin with Discriminant Analysis. Mar. Pet. Geology. 109, 641–657.
6. Hammer, Øyvind, Harper, David A.T., and Paul D. Ryan, 2001. Past: Paleontological Statistics Software Package for Education and Data Analysis. Palaeontologia Electronica, vol. 4, issue 1, art. 4: 9pp
7. Büyüköztürk, Ş. & Çokluk-Bökeoğlu, Ö. (2008). Discriminant function analysis: Concept and application. Egitim Arastirmalari - Eurasian Journal of Educational Research, 33, 73-92.
8. Bin Cheng, Tieguan Wang, Haiping Huang, Guangli Wang, Bernd R.T. Simoneit, Ratios of low molecular weight alkylbenzenes (C0–C4) in Chinese crude oils as indicators of maturity and depositional environment, Organic Geochemistry, Volume 88, 2015, p. 78-90.
9. Гончаров И.В., Обласов Н.В., Сметанин А.В., Самойленко В.В., Фадеева С.В., Журова Е.Л. Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2012. №11. с.8-13.
10. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 181 с.
11. Гончаров И. В., Веклич М. А., Обласов Н. В. [и др.] Природа углеводородных флюидов месторождений севера Западной Сибири (геохимический аспект) // Геохимия. – 2023. – Т. 68, № 2. – С. 115-138.
12. N.V. Oblasov, I.V. Goncharov, M.A. Veklich, S.V. Fadeeva, V.V. Samoilenko. Family of fluids of the krasnoleninsky arch fields according isotope and molecular geochemistry // Book of Abstracts of the Communications presented to the 28th International Meeting on Organic Geochemistry, 2017. – P.604-605.
13. Обласов Н.В., Гончаров И.В., Эфтор И.В. Применимость статистических методов анализа геохимических данных для генетической типизации нефтей и оценки вклада

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

- нижнесреднеюрского органического вещества в их составе на примере Красноленинского месторождения // XXVI научно-практическая конференция "Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири". – Ханты-Мансийск, 2023. – с.314–323.
14. Обласов Н.В., Гончаров И.В., Эфтор И.В. Природа нефтей и газов Красноленинского месторождения (Западная Сибирь) // XXVI научно-практическая конференция "Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири". – Ханты-Мансийск, 2023. – с.112–119.
 15. Остроухов С. Б. Тетраметилбензолы в нефтях как новые геохимические индикаторы по установлению аноксидных условий осадконакопления / С. Б. Остроухов, Н. В. Пронин // Химия и технология топлив и масел. – 2023. – № 1(635). – С. 35-40.
 16. Тюрин, В.В., Щеглов, С.Н. Дискриминантный анализ в биологии. – Краснодар: Кубанский гос. ун-т, 2015. – 126 с.
 17. Кашапов Р.С., Обласов Н.В., Гончаров И.В., Самойленко В.В., Гринько А.А., Трушков П.В., Фадеева С.В. Определение кинетических параметров пиролитической деструкции органического вещества нефтегазоматеринских пород // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2019. - Т.14. - №1.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ОСОБЕННОСТИ КИНЕТИКИ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ В ПОРОДАХ ДОМАНИКОВОЙ ТОЛЩИ МУХАНОВО-ЕРОХОВСКОГО ПРОГИБА

Обласов Н.В. (АО «ТомскНИПИнефть»), Гончаров И.В. (АО «ТомскНИПИнефть», НИ ТПУ), Эфтор И.В. (АО «ТомскНИПИнефть»), Трушков П.В. (АО «ТомскНИПИнефть»), Самойленко В.В. (АО «ТомскНИПИнефть»), Фадеева С.В. (АО «ТомскНИПИнефть», НИ ТПУ), Кашапов Р.С. (АО «ТомскНИПИнефть», НИ ТПУ), Веклич М.А. (АО «ТомскНИПИнефть»)*

В Волго-Уральской провинции главной нефтематеринской породой является доманиковая толща среднефранско–турнейского возраста [Ступакова и др., 2015; Варламов и др., 2017; Ульмишек и др., 2017]. В скважинах Муханово-Ероховского прогиба нами была обнаружена «обратная ступенька» в изменении пиролитических параметров пород по разрезу доманиковой толщи (Рис. 1). Основная суть «обратной ступеньки» – более глубоко залегающие породы являются менее термически зрелыми (породы имеют меньшие значения T_{max} и PI , большие значения HI). Однако в скважинах нет предпосылок для обратного геотермического градиента либо несогласного залегания, поэтому эта особенность должна иметь другое объяснение. Дельта T_{max} и HI между нижней и верхней частью формации составляет в среднем от -3 до -8 °С и от 44 до 160 мг УВ/г Co_{org} , соответственно. Верхняя и нижняя части ступеньки позволяют условно разделить доманиковую нефтематеринскую толщу на две части: надбурегская (турней, фамен, надбурегская часть мендымского горизонта) и подбурегская (подбурегская часть мендымского горизонта и семилукский горизонт).

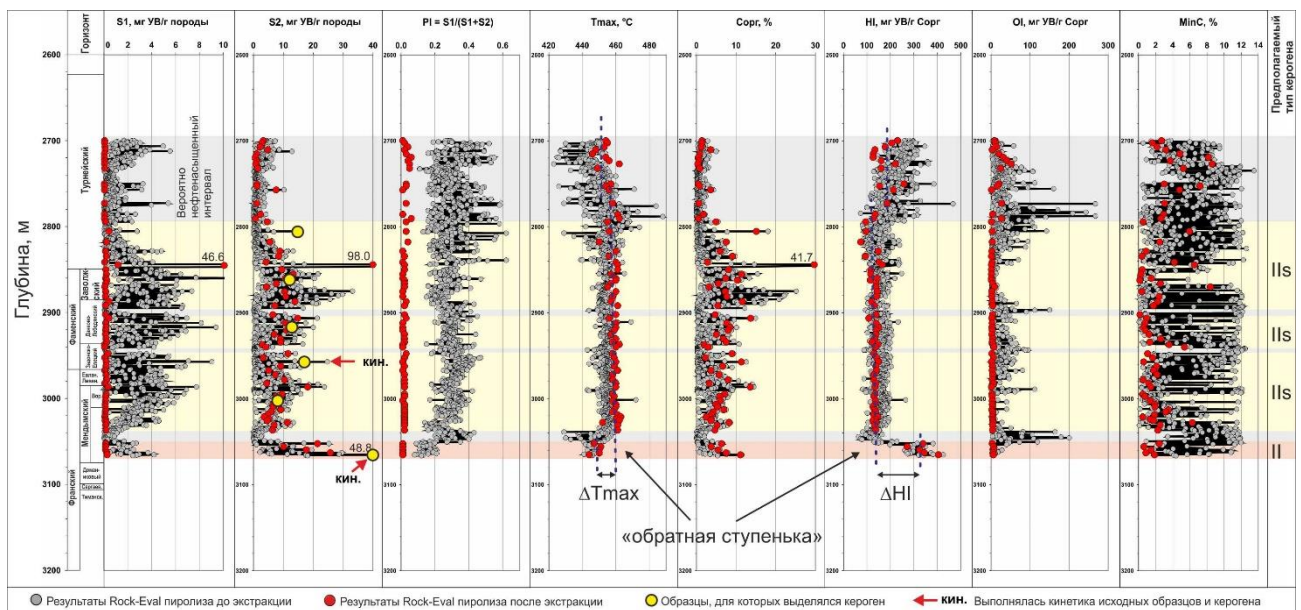


Рисунок 1. Изменение параметров Rock-Eval пироллиза пород в разрезе доманиковой толщи скв.1 Кутулукского лицензионного участка

Возможные причины «обратной ступеньки»:

- Разный тип керогена (исходные биопродукты, фациальные условия, как следствие, химический состав, кинетика нефтегенерации);
- Разный литологический состав (каталитический эффект, диффузионный/удерживающий эффект минеральной матрицы породы);
- Отличие скорости образования углеводородов при геологических и лабораторных (Rock-Eval пироллиз) скоростях нагрева.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Вся совокупность пиролитических и молекулярных параметров даёт основание утверждать, что надбурегская часть во всех скважинах содержит кероген типа II_s. Это органическое вещество с высоким содержанием серы. Косвенно об этом говорят высокие значения содержания метилдибензотиофенов к метилфенантренам (MDBT/MPhen). В среднем для изученных нами скважин (Новоключевская 623, Скифская 160, Лещёвская 501, Митяевская 1000, Неприковская 9001, Покровско-Сорочинская 78, Кутулукская 1, Бузулукская 447) этот параметр изменяется от 2.02 до 2.74. Для подбурегской части разреза значения MDBT/MPhen изменяются более широко – в среднем от 0.28 до 1.92. Это говорит о том, что в подбурегской части толщи наряду с керогеном типа II может содержаться и кероген, который обогащён серой. Хорошо известно, что кероген типа II-s в ходе термической эволюции раньше начинает генерацию по сравнению с керогеном типа II. Это связано с влиянием высокого содержания радикалов серы, которые ускоряют процесс нефтеобразования (Lewan, 1998).

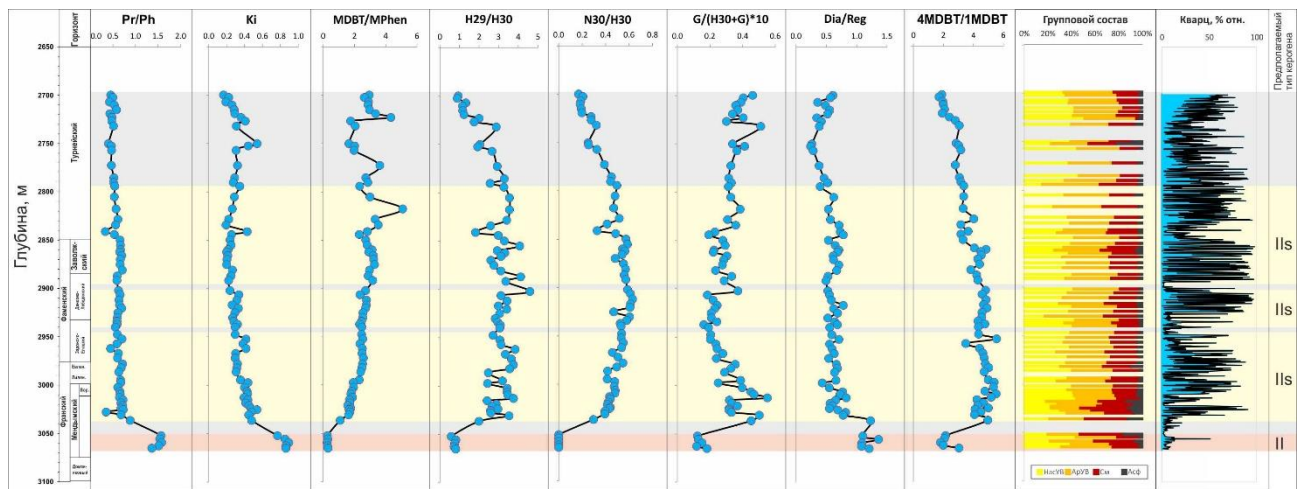


Рисунок 2. Изменение молекулярных параметров, группового состава битумоидов и содержания кварца в составе пород в разрезе доманиковой толщи скв.1 Кутулукского лицензионного участка

В породах верхней и нижней части разреза присутствует сильное отличие в содержании минералов кварца (Рис. 2). Поэтому версия влияния минерального состава пород может быть справедливой. Между составом экстрактов (параметры MDBT/MPhen, Pr/Ph) и минеральным составом (в данном случае показано содержание кварца) прослеживается очень хорошая взаимосвязь (Рис. 3). Вероятно, все эти изменения отражают фациальные условия накопления осадков, которые могли быть непостоянными по площади простираения бассейна осадконакопления. Особенно это касается подбурегской толщи. Однако, для неё нет полной аналогии с надбурегской, т.к. имеют место сильные отличия, например, в молекулярном параметре H29/H30 на основе состава гопанов (Рис. 3в).

Между некоторыми молекулярными и Rock-Eval параметрами есть взаимосвязь (Рис. 3). Особенно хорошо она прослеживается между водородным индексом (HI), индексом продуктивности (PI) и 4MDBT/1MDBT. В данном случае молекулярный параметр 4MDBT/1MDBT может очень хорошо отражать степень реализации генерационного потенциала, но по причине его фациальной зависимости здесь он не применим для оценки катагенеза, т.к. в одной и той же скважине на близкой глубине присутствуют породы с кардинально разными значениями 4MDBT/1MDBT (Рис. 2). Создаётся впечатление, что надбурегская толща в процессе реализации генерационного потенциала ушла вперёд относительно подбурегской толщи. При этом обе толщи имеют единый общий тренд корреляций разных параметров (Рис. 3), что может говорить о схожести типа исходного ОВ. Начальный HI может быть близким для верхней и нижней части толщи, и может составлять около 450–500 мг УВ/г Сорг.

В надбурегской нефтематеринской толще содержится кероген типа II-s, поэтому причина обратной ступеньки может быть вызвана эффектом минеральной матрицы по аналогии с формацией

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Монтерей [Rahman et al., 2018]. Для проверки этой версии для двух образцов пород было выполнено выделение концентрата керогена и Rock-Eval пиролиз (Таблица 1). Для образца из верхней (надбурегской) части разреза у керогена значение параметра Tmax снизилось в среднем на 10 °С относительно исходной породы, тогда как для образца из подбурегской части изменение Tmax не столь существенно (3 °С). Таким образом, по результатам экспериментов подтверждается более сильное влияние минеральной матрицы на значения пиролитического параметра Tmax в случае керогена из надбурегской части доманиковой толщи, которая содержит кероген типа II-s. Чтобы оценить скорость нефтеобразования для двух образцов сверху и снизу были проведены расчёты и сделано сопоставление кинетик нефтеобразования для современного оставшегося генерационного потенциала в геологическом и лабораторном масштабе времени. К сожалению, эти образцы уже с существенно реализованным потенциалом, поэтому они не показывают начальное состояние.

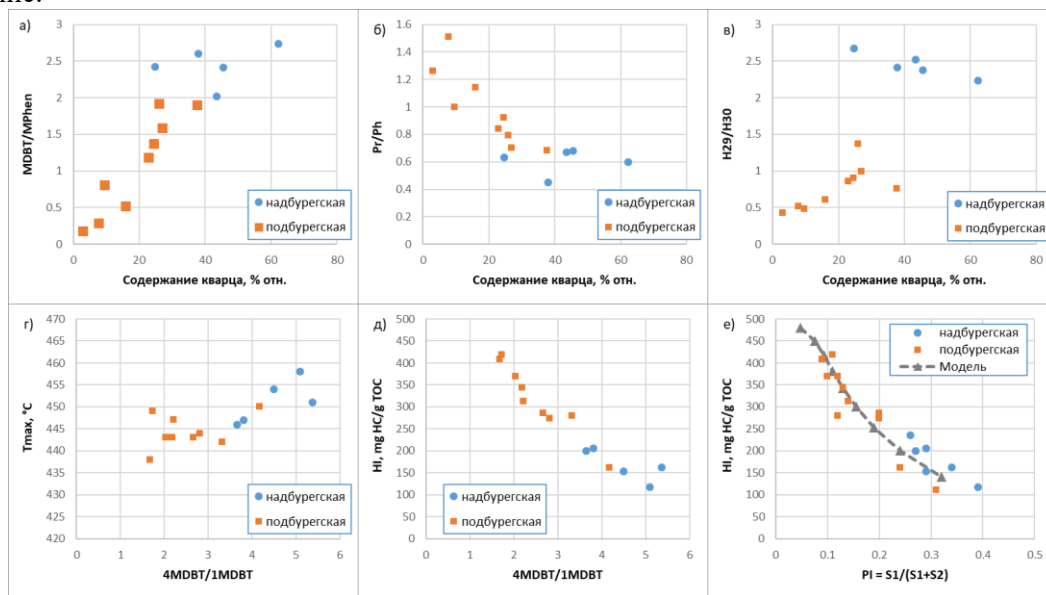


Рисунок 3. Графики взаимосвязи между значениями некоторых молекулярных параметров битумоидов, содержанием кварца и Rock-Eval пиролитическими параметрами (для построения графиков использованы средние значения толщ в скважинах Новоключевская 623, Скифская 160, Лещёвская 501, Митяевская 1000, Неприковская 9001, Покровско-Сорочинская 78, Кутулукская 1, Бузулукская 447)

Таблица 1. Результаты Rock-Eval пиролиза исходных пород после экстракции и выделенного из них концентрата керогена (скв. Кутулукская 1)

Глубина, м	Тип образца	S1	S2	PI	Tmax	Sorg	NI	OI
надбурегская толща								
2805.3 м	Порода	0.08	1.8	0.04	457	2.2	85	4
	Кероген	4.58	49.2	0.09	443	53.8	91	9
2862.19 м	Порода	0.48	8.9	0.05	457	6.8	132	1
	Кероген	5.72	97.8	0.06	448	74.8	131	8
2917.4 м	Порода	0.40	12.0	0.03	455	8.5	141	4
	Кероген	4.53	103.3	0.04	453	75.1	138	6
2957.2 м	Порода	0.82	12.5	0.06	457	10.1	123	1
	Кероген	4.70	79.5	0.06	445	62.5	127	12
3002.33 м	Порода	0.14	8.1	0.02	457	6.4	126	2
	Кероген	2.8	56.5	0.05	443	49.3	115	10
подбурегская толща								
3065.25 м	Порода	0.88	35.9	0.02	442	9.9	361	3
	Кероген	2.13	192.8	0.01	439	57.7	334	10

Несмотря на значительные отличия пиролитического параметра T_{max} , для исходных образцов пород получились близкие значения $E_a \max$ (52 и 54 ккал/моль) в распределении остаточного генерационного потенциала по энергиям активаций (Рис. 4). Для обоих выделенных керогенов $E_a \max$ составил 52 ккал/моль. При сравнении кинетики в геологических условиях (скорость нагрева $1^\circ\text{C}/\text{млн лет}$) пик генерации углеводородов для обоих исходных образцов, а также их керогенов приходится на близкие значения температуры и на близкие расчётные значения EasyRoDL (Рис. 5). Однако, для керогена генерация немного смещена в область меньшего катагенеза и меньших температур. При этом, смещение примерно одинаковое как для образца породы из надбурегской части, так и образца из подбурегской части доманиковой толщи.

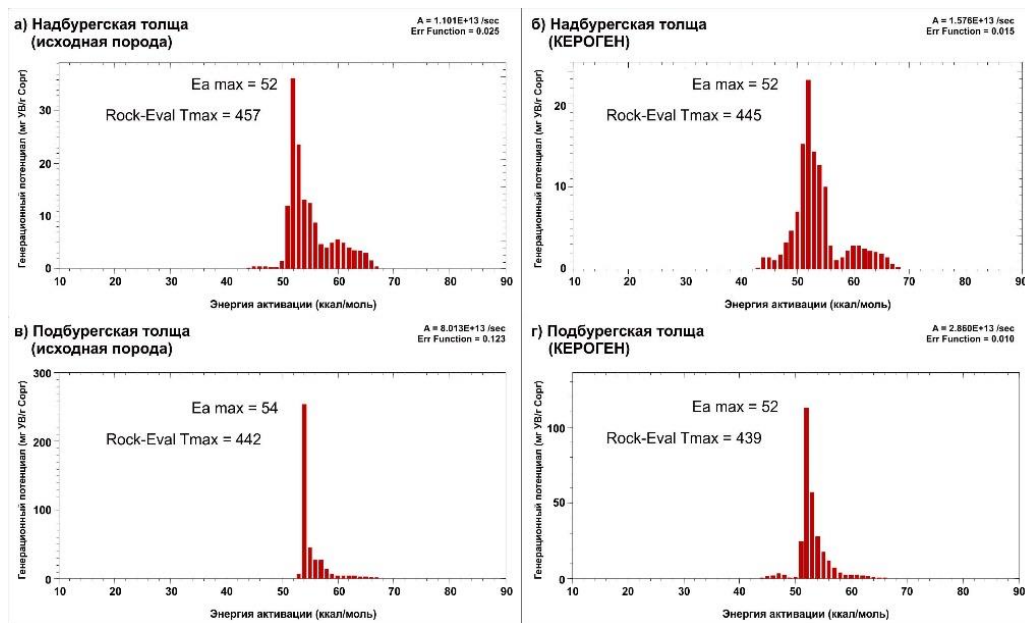


Рисунок 4. Кинетические спектры реализации остаточного генерационного потенциала надбурегской и подбурегской части доманиковой толщи, полученные для пород и выделенных из них керогенов

Для того, чтобы было удобно сравнивать полученные результаты, кинетические спектры были пересчитаны и представлены в виде графиков скорости реализации генерационного потенциала $d(HI)/d(T)$ от отражательной способности витринита (Рис. 5а,в) и температуры (Рис. 5б,г) при скорости нагрева $1^\circ\text{C}/\text{млн лет}$. Как видно из графиков, пик генерации углеводородов для обоих исходных образцов, а также их керогенов приходится на близкие значения температуры и на близкие значения R_o . Однако, для керогена генерация немного смещена в область меньшего катагенеза и меньших температур. При этом, смещение примерно одинаковое как для образца породы из надбурегской части, так и образца из подбурегской части толщи. Таким образом, мы видим, что пик генерации, оставшегося к настоящему времени генерационного потенциала верхнего и нижнего интервала, в геологическом масштабе времени имеет примерно одинаковое положение и почти не зависит, сравниваются ли между собой исходные образцы породы или кероген.

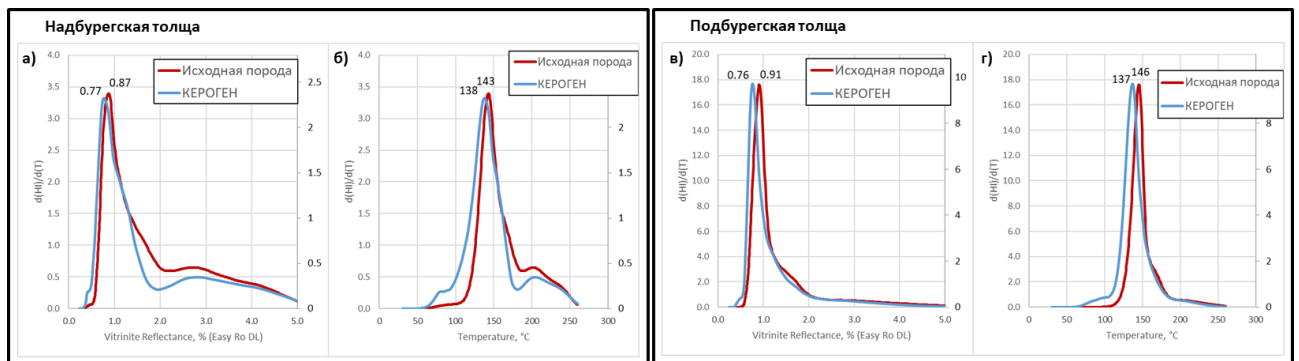


Рисунок 5. Сравнение скорости реализации остаточного генерационного потенциала $d(HI)/d(T)$ в зависимости от расчётной величины R_o и температуры, рассчитанных для образцов пород и выделенных из них керогенов при скорости нагрева $1\text{ }^{\circ}\text{C/млн лет}$

После получения кинетики исходных пород и её применения для расчёта генерации было обнаружено, что в лабораторном и геологическом масштабе времени пики генерации УВ имеют разную последовательность (Рис. ба,в). В условиях Rock-Eval пиролиза образец породы подбурегской части толщи первым достигает пика генерации при $485\text{ }^{\circ}\text{C}$, вторым пика достигает образец надбурегской части при $500\text{ }^{\circ}\text{C}$. Разница между этими значениями соответствует разнице параметра T_{max} , которую мы получили для исходных образцов. При переходе к геологическим условиям меняется последовательность образцов пород по достижению пика генерации (Рис. бб,г). При рассмотрении кинетики для керогена такого реверса последовательности пиков не наблюдается.

Таким образом, становится более ясна причина наличия «обратной ступеньки» по параметру T_{max} – вероятно, значительную роль играет эффект минеральной матрицы, который влияет на кинетику генерации УВ в лабораторном масштабе времени, который ускоряет образование и выделение УВ для одного образца породы относительно другого. Другой вопрос – как происходит это влияние? Возможно, влияет разная скорость освобождения УВ из матрицы пород, которые имеют разную плотность и прочность. Другой возможный вариант – каталитический либо ингибирующий эффект минеральной матрицы.

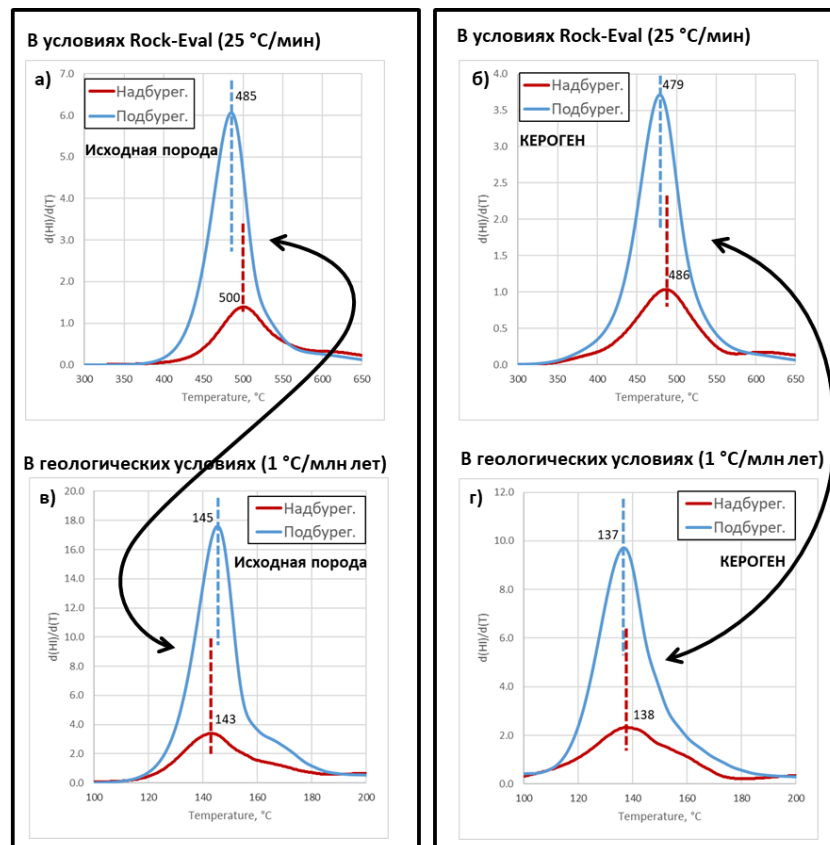


Рисунок 6. Сравнение скорости реализации остаточного генерационного потенциала $d(HI)/d(T)$ в зависимости от температуры, рассчитанной для образцов пород и выделенных из них керогенов при скорости нагрева $1\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{млн лет}$ (геологические условия) и $25\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{мин}$ (условия Rock-Eval пиролиза)

Список литературы

1. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И. и др. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // *Геология нефти и газа*. – 2017. – №5. – С. 51–65.
2. Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А. и др. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // *Георесурсы*. – 2015. – 2 (61). – С. 77–86.
3. Ульмишек Г.Ф., Шаломеенко А.В., Холтон Д.Ю. и др. Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области // *Геология нефти и газа*. – 2017. – №5. – С. 67–77.
4. Lewan M.D. Sulphur-radical control on petroleum formation rates // *Nature*. – 1998. – 391. – pp. 164–166.
5. Rahman H.M., Kennedy M., Löhr S. et al. The influence of shale depositional fabric on the kinetics of hydrocarbon generation through control of mineral surface contact area on clay catalysis // *Geochim. Cosmochim. Acta*. – 2018. – 220. – pp. 429–448.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

**ИТОГИ КОМПЛЕКСНОГО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЗОНЫ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА**

Обухов А.Н., Смирнов М.Ю., Ухлова Г.Д., Каламкарров С.Л., Лошакова И.Ф., Корнеев А.А., Иванова С.Р.(ВНИГНИ)*

К 2014 году центр Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) оставался самой малоизученной частью Енисей-Хатангской НГО. Это интересная зона сочленения Рассохинского и Балахнинского мегавалов и глубоких северного Агапского и юго-восточного Боганидо-Жданихинского мегапрогибов была разбурена в 1980-тых годах. На Рассохинском мегавалу это были скважины Волочанские №1 и 2 (1989-1990), а на Балахнинском – Новые №1 и 2 (1980-1081 гг.). Скважины, поставленные исходя из общих региональных соображений без достаточных поисковых работ оказались неуспешными. Прошедшее изучение западной части ЕХРП и особенно сейсмические материалы, полученные на Пясинской и Новотаймырской площадях (Таймырнефтегеофизика, 2012-2015 г.) показали развитие Пайяхской неоконской клиноформной зоны в восточном направлении. Проявился интерес недропользователей к центру ЕХРП, и с 2014 года начался новый этап регионального изучения. Проведенные федеральные геологоразведочные работы по Тарейской, Северо-, Восточно- и Центрально-Таймырским, Северо-Авамской, Новокубалахской площадям (Рис. 1) покрыли равномерной сетью Агапско-Носковский мегaproгиб и сочленение Рассохинского и Балахнинского мегавалов. А в 2020-2021 годах комплексная геолого-геофизическая съемка на южной прибортовой Анабаро-Хатангской площади закрыла и всю центральную область ЕХРП. Общий объем этих важных работ составил более 15,5 тыс. пог.км.

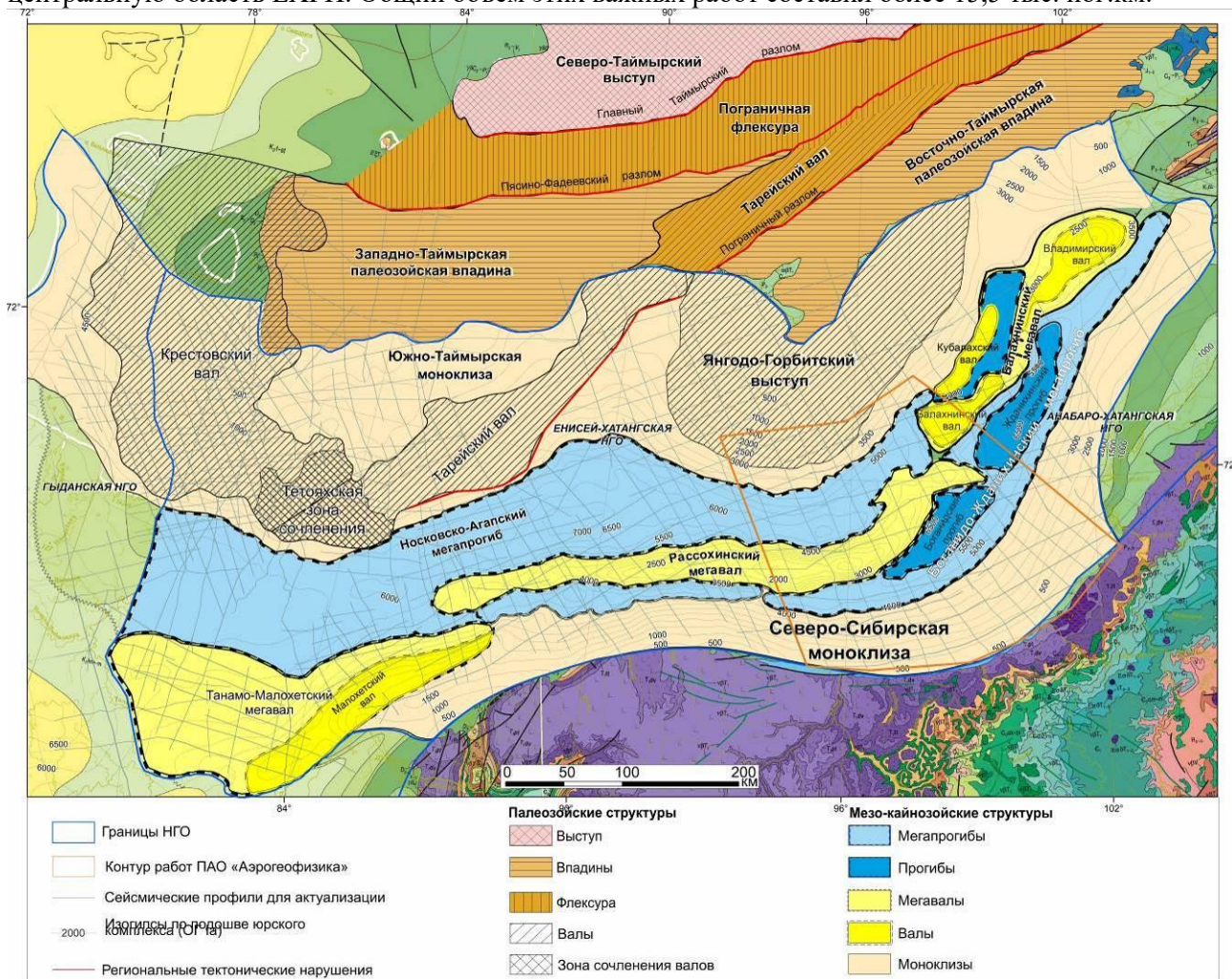


Рисунок 1. Структурно-тектоническая карта ЕХРП

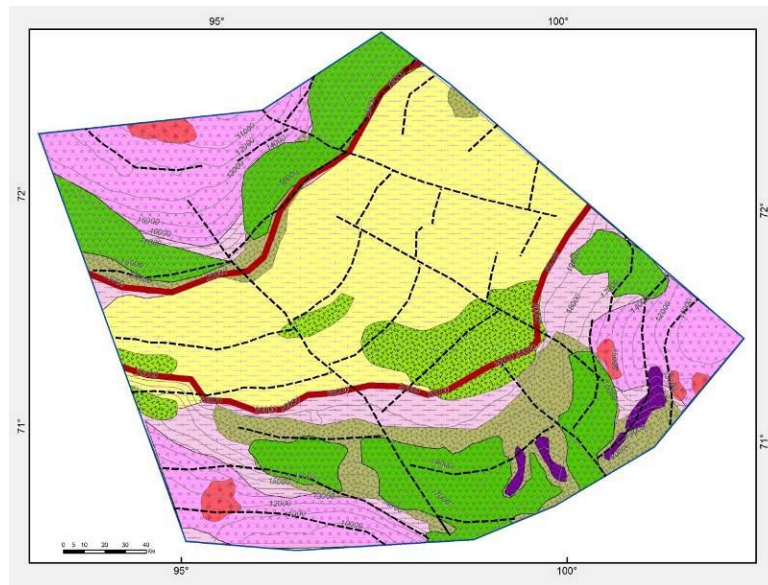
В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

В целом, состояние изученности центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба в настоящее время соответствует региональному этапу. Достигнутая плотность сейсмических профилей превысила 0,15 км/кв. км. Однако расстояние между профилями изменяется от 15 до 40 км, что не позволяет надежно локализовать все перспективные объекты в межпрофильном пространстве.

Поэтому в 2020 г. здесь проведена высокоточная комплексная аэрогравимагнитная съемка масштаба 1:50 000 объемом 118 743 пог.км. на площади 53 974 км² (ФГБУ «ВНИГНИ» и АО «ГНПП «Аэрогеофизика»). Целью съемки было изучение регионального геологического строения восточной части Рассохинского мегавала и юго-западной части Балахнинского мегавала Енисей-Хатангского прогиба с последующим выделением нефтегазоперспективных комплексов и зон возможного нефтегазонакопления и уточнением нефтегазогеологического районирования. Дополнительно во ФГБУ «ВНИГНИ» было проведено объединение всего массива геолого-геофизических, буровых и ретроспективных данных по центральной области ЕХРП в единый увязанный интерпретационный проект. Также был создан общий географический проект в отечественном комплексе ГИС INTEGRO. В результате получена уточненная структурная модель изученной аэрогеофизическими методами центральной части ЕХРП, представляющая собой комплект структурных и гравимагнитных карт и интерпретированных сейсмических профилей.

Результаты аэрогеофизических работ использовались для актуализации геолого-геофизической модели ЕХРП по материалам комплексных сейсмических съемок последнего десятилетия [4]. От высокоточных гравимагнитных данных ожидалось в первую очередь уточнение рифтовой модели ЕХРП [1] и характеристика состава и глубины залегания фундамента, информация по доюрским комплексам и возможность уточнения структурных карт по юрско-меловым комплексам в межпрофильном пространстве, а также выявление дополнительных критериев прогноза нефтегазоносности недр.

Для анализа осадочного чехла проводилось редуцирование гравимагнитных полей для вычленения вклада в гравимагнитные поля глубинных зон - поверхности Мохо и фундамента. Оценка глубины залегания основных петрофизических комплексов фундамента выполнялась на основе расчета глубин верхних кромок магнитных объектов. В результате обосновано, что фундамент на площади работ в северной и южной прибортовых зонах представлен комплексами метаморфических пород с средними значениями плотности и намагниченности архей-раннепротерозойского возраста. Это кристаллические сланцы, кварциты, гранито-гнейсы и гнейсы, прорванными интрузиями гранитоидов и гранодиоритов. Разлит прибортовой магматизм основного состава (силловые интрузии долеритов, внедрения массивов габброидов, амфиболизированных габброидов и амфиболитов), выражен высокими положительными значениями моделей эффективной плотности и намагниченности. Осевая часть резко отличается от бортовых и представлена по моделированию АО ГНПП «Аэрогеофизика» гипербазитами, внедренными в период пермотриасового рифтогенеза, здесь также аномально резко (до 18 км) увеличивается глубина залегания фундамента (Рис. 2).



Вещественно-петрофизические комплексы

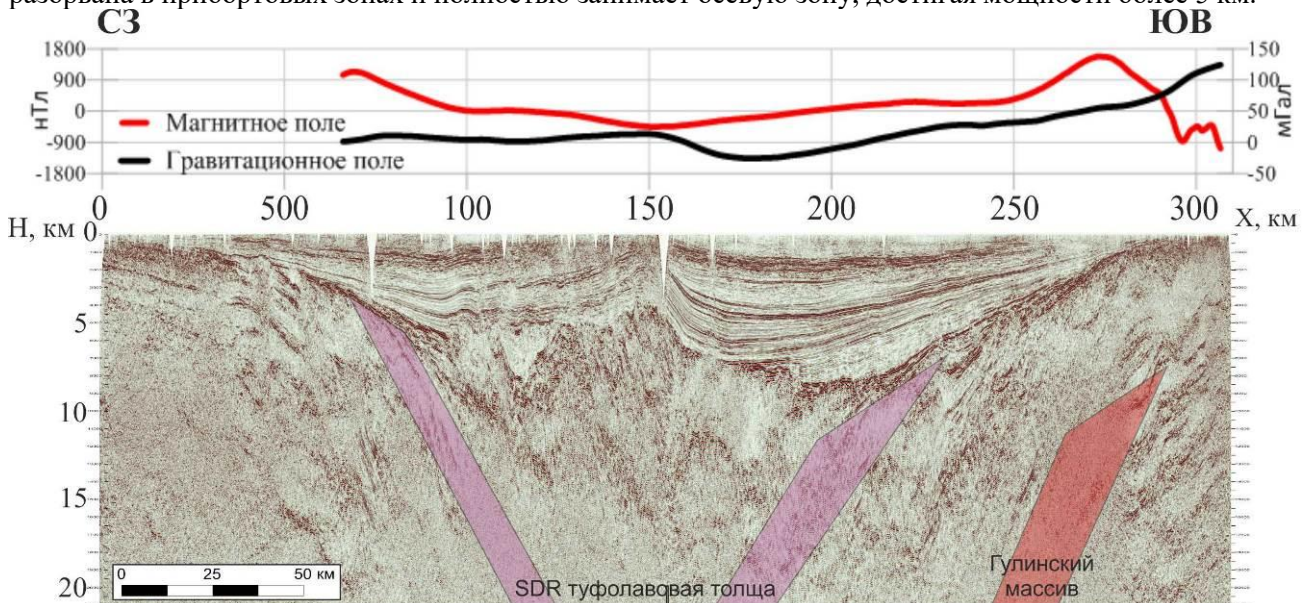
- амфибализированные габброиды, амфиболиты, габбро – породы повышенной магнитности и высокой плотности
- эффузивные породы основного состава (базальтоиды) – высокомагнитные породы высокой плотности
- метамулканы – породы средней- повышенной плотности и намагниченности
- ультраосновные породы - породы высокой плотности, высокомагнитные отрицательно намагниченные
- граниты, гранито-гнейсы - породы низкой плотности и магнитные (ферромагнитные породы)
- гнейсы, гранито-гнейсы - породы средней намагниченности и плотности
- кристаллические сланцы, гнейсы - породы средней намагниченности и плотности
- гипербазиты - высокоплотностные породы с аномальными значениями намагничения
- Разрывные нарушения фундамента
- Рифтовая зона

Рисунок 2. Схема вещественного состава фундамента ЕХРП и контуром рифтовой зоны

В центральной части структура фундамента сильно разрушена в результате процесса рифтогенеза. Разрывные нарушения по горизонтальному градиенту поля силы тяжести и по резкому изменению характера полей образуют субширотную и поперечную северо-западную ориентировку со сдвиговой компонентой, характерной и для горного Таймыра.

Важным результатом является подтверждение и конкретизация рифтовой модели ЕХРП. Из-за различия прибортовых и осевых зон ЕХРП предложено выделять два типа фундамента: кристаллический гранито-гнейсовый архейско-протерозойский фундамент по бортам площади и гетерогенный вулcano-магматический пермо-триасовый фундамент в центральной части площади (Рис.2, 3), при этом необходимо их раздельное картирование.

Выполнено картирование раннетриасовых магматических тел (туфолавова́я трапповая толща, силлов, интрузий) под юрско-меловым чехлом. Туфолавова́я толща имеет фрагментарное развитие: разорвана в прибортовых зонах и полностью занимает осевую зону, достигая мощности более 5 км.



В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Рисунок 3. Положение магнитных объектов - туфолавоваы толщй силлов (фиолетовые) и интрузий (глубинная часть Гулинского массива- красный) по сейсмическому разрезу 0146 624

Подтверждено, что пологие сейсмические отражения по бортам ЕХРП являются отражениями от вулканической триасовой толщй (Рис. 3) и являются границами SDR (Seaward dipping reflectors). Границы SDR хорошо изучены на бортах Срединно-Атлантического рифта и являются сейсмическими отражениями от рифтовых вулканических базальтовых формаций [5]. В ЕХРП это отражения от туфолавоваы толщй, которая на прилегающем плато Путорана (Сибирская трапповая провинция) представлена чередованием лавовых покровов (90 %) и маломощных горизонтов туфов, туффитов и осадочных пород (до 10 %), создающих как и на океанических окраинах сейсмические облики наклонной осадочной толщй. Таким образом доказано существование под мезозойской толщей верхнепермско-нижнетриасового туфолавоваго комплекса-аналога траппов Путорана и Таймыра.

Для подготовки структурно-тектонической модели центральной зоны ЕХРП по данным потенциальных полей было проведено моделирование морфологии следующих сейсмических отражающих горизонтов: Ф (поверхность фундамента), VII (кровля карбонатного палеозоя) в пространстве между сейсмическими профилями, А (подошва разновозрастных пермо-триасовых вулканогенно-осадочных отложений (кровля палеозойских отложений)), Ia (подошва юрских отложений (кровля разновозрастных доюрских отложений)), Б (кровля «баженовской пачки» (верхняя часть юрских отложений)).

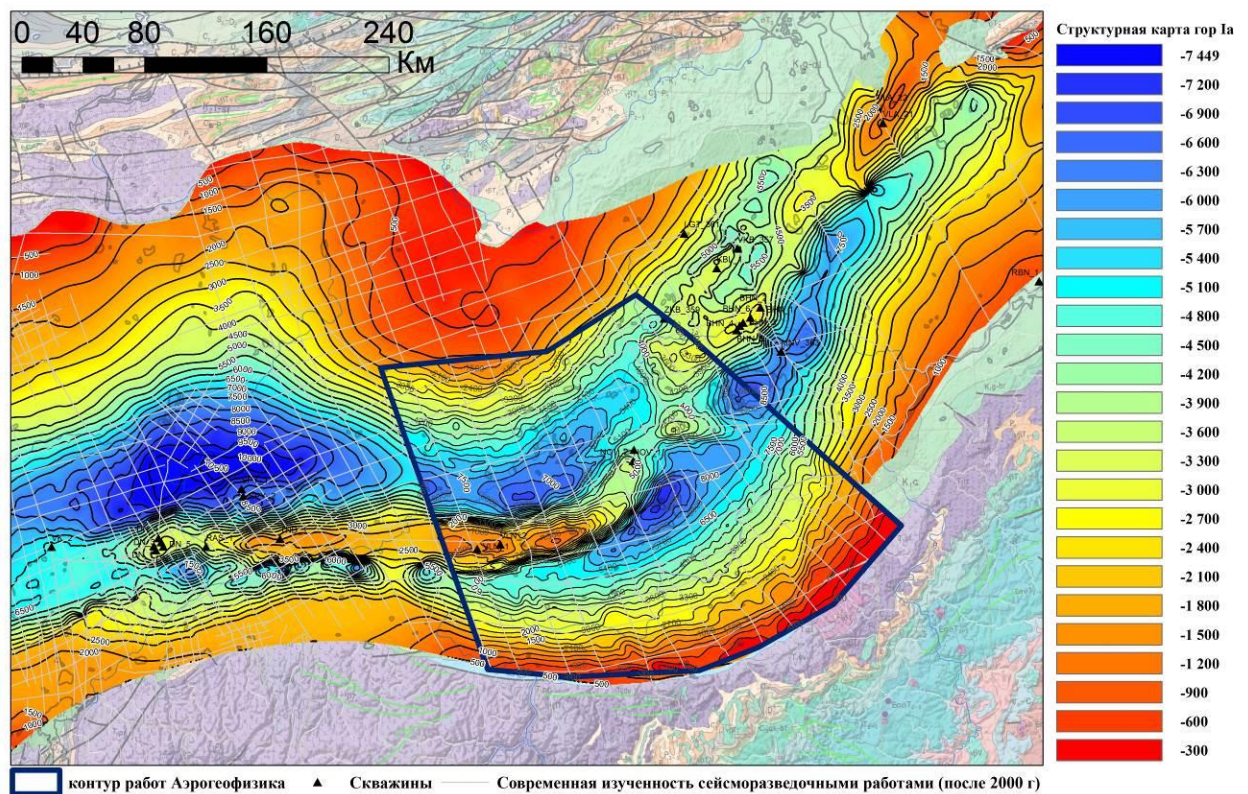


Рисунок 4. Структурная карта по подошве юрских отложений (горизонт Ia) в центре- карта по результатам моделирования (комплексированиеданных потенциальных полей и сейсморазведки)

По результатам геофизического моделирования в межпрофильном пространстве по юрско-меловым горизонтам подтверждена эффективность уточнения аэрогеофизическими данными картопостроений сейсмических съемок 2014-2022 гг. в зоне пересечения контура аэрогеофизической съемки (Рис.5).

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Выполнена оценка перспектив нефтегазоносности, базирующаяся на комплексной интерпретации материалов аэрогеофизической съемки, сейсмических и буровых данных. В зоне сочленения Рассохинского и Балахнинского мегавалов уточнены контуры и увеличена площадь Пайтурминской, Западно-Курьинской и Курьинской структурных ловушек и выявлена новая ловушка в районе скв. Новая 2 (расположена на контуре объекта), расширены новые зоны клиноформных комплексов в Боганидо-Жданихинском прогибе и на южном борту выделена перспективная зона в палеозойских терригенно-карбонатных отложениях (Рис. 5).



Рисунок 5. Сводная схема прогноза УВ и направлений геологоразведочных работ с учетом выделенных перспективных зон и объекты по сейсмическим съемкам 2014-2022 годов. Особенностью выполненных аэрогеофизических работ является их комплексность: проводился совместный анализ массива сейсмических и аэрогравимагнитных данных методами нейронных сетей, а не простое сравнение карт, построенных по разным методам.

Проведенные федеральные комплексные сейсморазведочные работы в центральной зоне ЕХРП показали важность и геологическую эффективность соблюдения стадийности геологоразведочные работ. Причина неуспешности глубокого бурения и в частности Новых скважин на Рассохинском мегавале объясняется заложением скважин до получения надежной геологической модели нефтегазоносных областей [2]. А надежная геологическая модель может быть получена только в результате комплексирования самих ГРП и интерпретации их результатов. Комплексирование в настоящее время стало самостоятельной технологической потребностью развития науки, продиктованной той самой цифровизацией и огромным массивом информации, которую необходимо хранить, структурировать и представлять для анализа. Также ясно, что анализ и даже сравнение поступающих в ходе проводимых ГРП геолого-геофизических данных должен производиться с помощью технологий искусственных нейронных сетей [3]. Необходимо также использование суперкомпьютеров и создание отечественных интерпретационных систем. В нашем случае комплексирование – это создание единых цифровых моделей НГО то есть связанных карт нефтегазогеологического районирования и комплектов структурно-тектонических карт. Эти карты основаны на двух цифровых продуктах: интерпретационном сейсмическом проекте (в данном случае на проекте в программном комплексе Petrel) и графическом проекте в ГИС INTEGR0, с системой постоянной актуализации их содержания как по детальности картирования, так и по количеству и разнообразию геолого-геофизических фактических материалов. В ФГБУ «ВНИГНИ» развивается методология проведения региональных ГРП. В настоящее время в комплекс методов регионального геологического изучения нефтегазоносных территорий входит сейсморазведка МОГТ 2D совместно с гравимагнитным профилированием, электроразведка, геохимия и теперь предлагается добавить аэрогеофизические исследования. И здесь комплексирование не призывает использовать при анализе все геолого-геофизические данные, а

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

практический организационно-программный метод проведения геологоразведочных работ, их обработки и интерпретации, представления полученных данных. И в конечном результате - это технология хранения и организации доступа к новым исходным и обработанным данным, которые служат еще и основой для дальнейшего планирования ГРП и количественной оценке ресурсов УВ.

В целом аэрогеофизические работы в центральной части ЕХРП позволили объединить различные геологоразведочные проекты последних лет в единую геологическую модель и являются важным дополнением комплекса региональных исследований нефтегазоносности территорий и акваторий России. Они сопровождаются действительно комплексным подходом с апробированной технологией цифрового анализа (нейронные сети) сейсмических и гравимагнитных данных. Добавление в этот комплекс электроразведочных данных - задача текущего момента.

Список литературы

1. Афанасенков А.П., Лыгин И.В., Обухов А.Н. и др. Объемная реконструкция тектонических элементов Енисей-Хатангской рифтовой системы по результатам комплексной геолого-геофизической интерпретации // Геофизика. 2017. № 2. С. 60–70.
2. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Виценовский М.Ю. и др. Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации // Геология нефти и газа. № 3. 2018. С. 5–26.
3. Бабаянц П.С., Блох Ю.И., Буш В.А., Трусов А.А. Интерпретация аэрогеофизических данных при поисках месторождений нефти и газа // Разведка и охрана недр. 2006. № 5. с. 13-18.
4. Балдин В.А., Мунасыпов Н.З. Неопротерозойско-палеозойские и триасовые комплексы Гыдана и Таймыра // Геофизика, 2017, №3. С. 76-88.
5. Cramez C. Atlantic-Type Divergent Margins, Home Page of a conference on "Atlantic-Type Divergent Margins". 2014, <http://homepage.ufp.pt/biblioteca/DivergentMargins/Index.htm>.

УДК 622.244.44.

Разработка ингибированных буровых растворов для бурения скважин в отложениях подверженных обвалообразованию, осыпанию и сужению ствола.

Омонов О.С. (ГУ «ИГИРНИГМ») Солижонов С.О.(ERIELL)

В естественных условиях залегания горные породы находятся в состоянии всестороннего сжатия. После вскрытия пласта бурением на контуре скважины образуется локальное силовое поле, которое приводит к различным деформациям пород на стенках скважины: от вязкого пластичного течения до хрупкого разрушения. Характер этих деформаций определяется свойствами пород и предельной формой проявления горного давления [1].

Анализ горно-геологических условий бурения, сопровождаемых частыми осыпями и обвалами, показывает, что в большинстве случаев эти осложнения возникают при вскрытии глин и глинистых пород с аномально-высокими и поровыми давлениями, объемной плотностью, пористостью, проницаемостью, влажностью и минерализацией пластовой воды. Обваливания и осыпания пород зачастую приводят к сужению ствола скважины и приводит тяжелым прихватам бурильного инструмента, а также снижению технико-экономических показателей бурения [2]. С учетом вышеизложенного можно сделать вывод, что их предупреждение является одной из актуальных задач при бурении скважин, чем бороться после возникновения затрачивая большие средства для ликвидации.

Устойчивость стенок скважин, сложенных глинистыми породами, в первую очередь зависит от качества применяемых буровых растворов. Зачастую при бурении на нефть и газ пренебрегают вводом ингибирующих реагентов в буровой раствор, что приводит к возникновению кавернообразования, осыпей и обвалов пород, сужению ствола слагающих стенки скважин в процессе их проводки, которые приводят к затяжкам, посадкам и прихватам бурильного инструмента, снижению механической скорости, а также к увеличению расхода тампонажных материалов, ухудшению качества крепления кавернозных участков ствола скважины. Успешное предупреждение данных геологических осложнений позволяет значительно повысить технико-экономические показатели строительства скважин.

Большую роль при этом играют правильный подбор типа и свойств бурового раствора, параметров режима промывки, технологии бурения и ряд других факторов. Для снижения интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор, повышения устойчивости стенок скважины используют так называемые ингибированные растворы, в состав которых входит неорганический электролит или полиэлектролит. Качество промывочной жидкости играет большую роль в успешной проводке скважин без осложнений [3].

Проведенные нами исследования реологических свойств ингибирующих буровых растворов показали, что величина вязкости и СНС глинистого раствора оказывают непосредственное влияние на обвалообразование и осыпания пород и сужению ствола скважины. В результате лабораторных работ получен полимерный буровой раствор (карбоксиметилцеллюлоза в композиции с унифлоком), который служит основой для создания малоглинистого ингибированного бурового раствора.

Порядок приготовления малоглинистого ингибированного бурового раствора следующий:

1. В два лабораторных стакана набирается 0,5 литра пресной воды.
2. В один стакан добавляется бентонитовая или Шорсуйская глина и КМЦ, оставляется на 3 часа для диспергирования.
3. Во второй стакан добавляется унифлок, оставляется на 3 часа для диспергирования.
4. Полученные растворы смешивают и устанавливается стакан в верхнеприводную мешалку. При установленной скорости перемешивания около 600 оборотов в минуту, добавляется ингибитор (доломит, известковую пудру, мраморную пудру) в необходимом количестве.
5. Затем через фильтровальную бумагу отбирается фильтрат полученного ингибирующего бурового раствора.

6. Берутся стеклянные колбы с образцами глины (масса сухого образца глины 1,8 г) куда добавляют отобранный фильтрат. Колбы с образцами глины оставляются на 4 часа для капиллярной пропитки.
7. Аккуратно вынимают пропитанный образец глины и определяют массу на электронных весах.
8. По величине увлажнения образца вычисляют текущую скорость увлажнения:
- 9.

$$V_t = K' \cdot \frac{m_2 - m_1}{m_1 \cdot t} 100$$

- где V_t — текущая скорость увлажнения, см/ч;
 K' — глубина пропитки образца, принимается равным 1 см;
 m_2 — масса увлажненного образца, г;
 m_1 — исходная масса образца, г;
 t — время увлажнения образца, ч.

10. По текущей скорости увлажнения вычисляют показатель увлажняющей способности по формуле (1):

$$P_0 = V_t \cdot e^{(0,85-K)\ln \tau} \quad (1)$$

- где P_0 — показатель увлажняющей способности, см/ч;
 V_t — текущая скорость увлажнения, см/ч;
 K — коэффициент коллоидальности глины, используемой для приготовления образцов (для отобранных образцов равен 0,08004);
 t — время увлажнения образца, ч.

11. Время устойчивости ствола скважины вычисляют по формуле (2):
- 12.

$$T_{уст} = \frac{15,35 \cdot R_{скв} \cdot \rho_{раст}}{P_0 \cdot P_{пор}} e^{-0,01\alpha} \quad (2)$$

- где $T_{уст}$ — время устойчивости ствола скважины, сут;
 $R_{скв}$ — радиус скважины, м;
 P_0 — показатель увлажняющей способности, см/ч;
 α — угол наклона скважины, принимается равным 0;
 $\rho_{раст} / P_{пор}$ — принимается равным 1.

Результаты исследования технологических параметров ингибированных буровых растворов и влияние их фильтрата на показатель увлажняющей способности и время устойчивого состояния ствола скважины представлены в таблице №1.

Результаты лабораторных исследований различных ингибированных растворов.

Таблица №1

№	Состав ингибированного бурового раствора	Технологические параметры				Масса сухого образца глины, m ₁ , г	Масса увлажнённого образца m ₂ , г	T _{уст} , дни	Π ₀ , м/ч
		P, г/см ³	T, сек	B, см ³ /30 мин	СНС _{1/10}				
1	NaOH, Na ₂ CO ₃ , бентонитовая глина, КМЦ, унифлок, доломит.	1,1- 1,3	30-45	6	5/15	1,8	12,21	13,32	0,037
2	NaOH, Na ₂ CO ₃ , бентонитовая глина, КМЦ, унифлок, мраморная пудра.	1,1- 1,3	35-50	5	5/15	1,8	15,65	9,96	0,050
3	NaOH, Na ₂ CO ₃ , бентонитовая глина, КМЦ, унифлок, известняковая пудра.	1,1- 1,3	35-60	4,5	5/15	1,8	14,04	11,30	0,044
4	NaOH, Na ₂ CO ₃ , КМЦ, унифлок, шорсуйская глина, доломит.	1,1- 1,3	25-40	6	3/12	1,8	12,67	12,76	0,039
5	NaOH, Na ₂ CO ₃ , КМЦ, унифлок, шорсуйская глина, мраморная пудра.	1,1- 1,3	25-45	6	3/12	1,8	16,75	9,23	0,054
6	NaOH, Na ₂ CO ₃ , КМЦ, унифлок, шорсуйская глина, известняковая пудра.	1,1- 1,3	30-55	5	3/12	1,8	15,02	10,46	0,047

Исходя из полученных результатов можно сделать вывод, что использование результатов вышеприведенных лабораторных исследований, дадут возможность успешно пробурить скважины в отложениях подверженных обвалам, осыпям горных пород, сужениям ствола скважины и кавернообразованиям.

Полученные составы бурового раствора переданы для внедрения на объектах АО «Узбекнефтегаз» со сложными горно-геологическими условиями.

Список литературы

1. Гайдаров М.М.-Р., Норов А.Д., Хабутов А.А статья «Устойчивость глинистых пород при бурении скважин», журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море», выпуск №7, 2013г.
2. Омонов О.С., Юлтыев Р.Ф. Технологические решения для бурения скважин в отложениях, подверженных обвалообразованию. //Сборник материалов научной конференции «Нефтегазогеологическая наука Узбекистана и роль молодежи в решении ее проблем». - Ташкент, 2015. - С. 99-102.
3. Омонов О.С., Якубджанов Г.М., Солижонов С.О. Технологическое решение освобождения прихваченных бурильных и обсадных колонн. //Сборник научной конференции «Современный прогноз углеводородного потенциала недр и прогрессивные технологии поисково-разведочных работ на нефть и газ». - Ташкент, 2016. - С. 139-142.

**ИСТОЧНИКИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ
СРЕДНЕЮРСКИХ УГЛЕЙ КАА-ХЕМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Ондрар С.А. * (ТувИКОПР СО РАН), Бушнев Д.А. (ИГ Коми НЦ УрО РАН)*

Каа-Хемское месторождение расположено в восточной части Улуг-Хемского угольного бассейна в Республике Тыва. Угленосность месторождения, как и бассейна в целом, связана преимущественно с пластом Улуг среднеюрского возраста мощностью от 0,85 до 12 м (в среднем 7,38 м). Площадь месторождения составляет порядка 180 км². Основным направлением использования каа-хемских углей, кроме традиционного энергетического, является их применение при коксовании в шихте с отощёнными углями. Неоднородность и многокомпонентность вещественного состава углей позволяет рассматривать угольный пласт как угольно-газовую залежь, содержащую нетрадиционные ресурсы углеводородов (УВ) - метан угольных пластов. Газоносность угленосного бассейна в советский период изучалась только с позиции ведения безопасной добычи горючего ископаемого. В настоящей работе исследованы петрографические и геохимические особенности углей, оказывающие влияние на их генерационные свойства.

Изучены 15 образцов угля пласта Улуг и вмещающих углистых пород, отобранных в четырех обнажениях в бортах Каа-Хемского угольного разреза на участках Северный и Южный. Мацеральный состав углей определялся в шлифах в проходящем свете с использованием классификации Международного комитета по петрологии углей и органических ископаемых (ICCP). Соотношение мацералов устанавливалось для каждого образца методом подсчета не менее 500 точек. Замеры отражательной способности витринита в аншлифах проводились на микроскоп-спектрофотометре МСФП-2 (ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск) при длине волны 546 нм в воздушной среде и пересчитывались в значения отражательной способности витринита в иммерсионной среде (R_0). Для образцов двух обнажений (с Северного и Южного участков) состав насыщенной и ароматической фракций битумоидов исследован методами ГЖХ и ХМС, описанными в [1].

В петрографическом составе углей доминируют мацералы группы витринита (95-99 %). Среди них существенно преобладает гелинит (87-99 %), он образует бесструктурную гелефицированную основную массу и является углеобразующим мацералом пласта Улуг, связывая другие компоненты угля. Цвет гелинита от яркого буровато-оранжевого до красно-коричневого (Рисунок 1). В изученных разрезах телинит содержанием 8-11 % с клеточной структурой идентифицирован в углистых алевролитах в основании пласта Улуг (Рисунок 1 В). Содержание компонентов группы липтинита в углях варьирует от 0,8 до 5,4 %. Среди них преобладает кутинит, реже споринит, резинит и липтодетринит (Рисунок 1). Кутинит формируется из кутикуловых слоев эпидермиса листьев, хвои, побегов и стеблей. В изученных шлифах образует тонкие прямые, иногда волнистые полосы ярко желтого цвета. Тонкая кутикула указывает на гумидный климат в период формирования углей. Споринит встречается в виде мелких микроспор, а также фрагментов макроспор. Редкие включения инертинита (0-1,6 %) представлены фрагментарным инертдетринитом, обломками семифузинита, фузинита и секретинита. Замеренная отражательная способность витринита R_0 равна 0,57-0,59 %.

Установлено влияние микрокомпонентного состава углей на выход хлороформенного битумоида – высокие концентрации битумоидов характерны для образцов углей с повышенным содержанием мацералов группы липтинита ($R^2=0,66$). Как известно, липтинитовые компоненты богаты водородом.

Геохимическая характеристика углеводородов-биомаркеров насыщенной фракции битумоидов из углей и углистых пород свидетельствует о доминирующем террагенном типе исходного ОВ, сформированного из остатков высших наземных растений в окислительных условиях, с некоторым вкладом аквагенного, образованного из остатков водных макрофитов. На это указывают

одномодальное распределение нормальных алканов с максимумом в области $n\text{-C}_{23}\text{-C}_{25}$, существенное преобладание пристана над фитаном (Pr/Ph 7-8,6), доминирование ситостана C_{29} над холестераном C_{27} . Оценка вклада водной и терригенной растительности в состав ОВ была сделана с применением коэффициентов P_{aq} и P_{wax} [2-3].

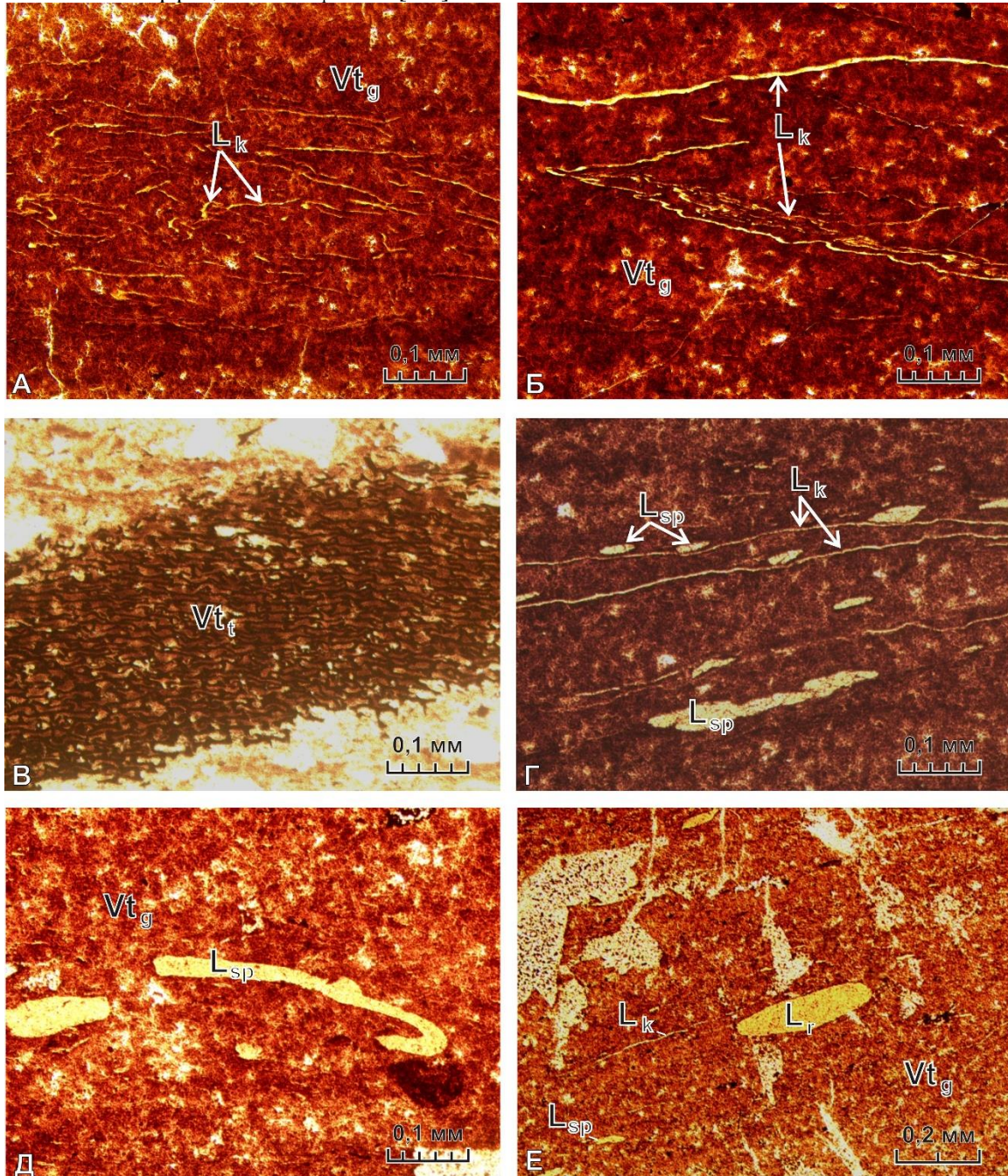


Рисунок 1. Микрокомпонентный состав углей пласта Улуг на Каа-Хемском месторождении: Vt_g – гелинит, Vt_t – телинит, L_k – кутинит, L_{sp} – споринит, L_r – резинит; обр. №№: А – 269-2, Б – 270-4, В – 269-6, Г – 269-5; Д – 269-4; Е – 270-6.

Отличительной особенностью битумоидов каа-хемских углей в сравнении с ранее изученными межегейскими углями [4] является преобладание в ароматической фракции ретена, присутствие кадалена, а также 6-изопропил-1-изогексил-2-метилнафталина, являющихся маркерами хвойных, вносящих значительный вклад в состав исходного ОВ. Вероятно, часть кутинита и резинит образовались за счет хвойных.

Пиролиз единичного образца каа-хемского угля показал, что ОВ имеет довольно значительный для угля водородный индекс ($HI=296$ мгУВ/гТОС), минимальный кислородный ($OI=4$ мгУВ/гТОС) при $T_{max}=429$ °С и обладает высоким углеводородным потенциалом.

Способность генерировать УВ при пиролизе и, соответственно, значение пика S_2 зависит от таких факторов как степень метаморфизма и петрографический состав углей. Значение S_2 растет в ряду углей с отражательной способностью витринита R_o примерно до 0,7 % или MK_1^2 по шкале градации катагенеза по [5], а затем по мере роста метаморфизма начинает снижаться. Но количество УВ пиролиза может варьировать в зависимости от петрографического состава. Наиболее высокий S_2 со значением более 200 мг УВ/г орг. С показывают угли с высоким содержанием липтинита [6]. Среди мацералов в группе липтинита альгинит, кутинит и суберинит содержат более высокую долю алифатических фрагментов в своей структуре, чем другие липтиниты, такие как споринит и резинит, поэтому они более склонны к образованию жидких углеводородов [7].

Таким образом, в гумусовых углях Каа-Хемского месторождения на восточной окраине Улуг-Хемского бассейна зафиксирован существенный вклад хвойных в состав ОВ и повышенные содержания мацералов группы липтинита (кутинита), по всей видимости, вносящие основной вклад в их генерационный потенциал. Полученные геохимические и пиролитические характеристики, а также выводы по источникам ОВ каа-хемских углей и их генерационным способностям хорошо коррелируются с опубликованными данными по среднеюрским углям и горючим сланцам осадочных бассейнов сопредельной Монголии [8].

Список литературы

1. Бушнев Д.А., Ондар С.А., Бурдельная Н.С. Геохимия органического вещества углей Улуг-Хемского бассейна // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 11. С. 1499–1510.
2. Ficken K.J., Li B., Swain D.L., Eglinton G. An *n*-alkane proxy for the sedimentary input of submerged/floating freshwater aquatic macrophytes // *Org. Geochem.*, 2000, v. 31, p. 745–749.
3. Zheng Y., Zhou W., Meyers P., Xie S. Lipid biomarkers in the Zoige-Hongyuan peat deposit: Indicators of Holocene climate changes in West China // *Organic Geochemistry*. – 2007. – V. 38. – P. 1927.
4. Ондар С.А., Бушнев Д.А. Органическое вещество и геохимия углей среднеюрского возраста Межегейского месторождения (Улуг-Хемский бассейн, Тыва) // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2022. – Т. 333. – № 11. С. 71–80.
5. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. – 250 с.
6. Teichmüller M., Durand B. Fluorescence microscopical rank studies on liptinites and vitrinites in peat and coals, and comparison with results of the rock-eval pyrolysis // *International Journal of Coal Geology*. – 1983. – Vol. 2(3). P. 197–230.
7. Sykes R., Snowdon L. R., Johansen P. E. Leaf biomass – a new paradigm for sourcing the terrestrial oils of Taranaki Basin // *Eastern Australasian Basins Symposium II. Petroleum Exploration Society of Australia, Special Publication / Boulton, P.J., Johns, D.R., Lang, S.C. (Eds)*. – 2004. – P. 553–574.
8. Erdenetsogt B.-O., Hong S. K., Choi J., Lee I. Depositional environment and petroleum source rock potential of Mesozoic lacustrine sedimentary rocks in central Mongolia // *Marine and Petroleum Geology*. – 2022. – Vol. 140. – P. 105646.

О ЧЕМ ДУМАЮТ НЕЙРОННЫЕ СЕТИ, ЕСЛИ СПРОСИТЬ ИХ О НОВЫХ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЯХ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА?

Орлов Д.М. (ООО «Диджитал Петролеум», Сколковский институт науки и технологий)*

Являясь частью бурно развиваемых в последнее десятилетие технологий искусственного интеллекта (ИИ), языковые модели генерируют ответы на задаваемые вопросы с помощью алгоритмов машинного обучения и обработки естественного языка. Они используют большие наборы данных, такие как тексты, диалоги и статьи, чтобы понимать, как люди общаются и какие ответы могут быть подходящими для заданного вопроса. Когда пользователь задает вопрос, языковая модель анализирует его, используя методы обработки естественного языка, чтобы определить его смысл и контекст. Затем модель использует свою базу знаний и опыт работы с текстами, чтобы сгенерировать наиболее подходящий ответ на вопрос. Некоторые языковые модели также могут использовать машинное обучение, чтобы улучшить свою работу с каждым новым вопросом и ответом. Например, они могут использовать обратную связь от пользователя, чтобы узнать, какие ответы были наиболее полезными или точными, и использовать эту информацию для улучшения своей работы в будущем. Поэтому ответом языковой модели на вопрос о новых цифровых технологиях в геологии нефти и газа будет наиболее релевантный и активно обсуждаемый в профессиональной среде топик. В частности, нейросеть Chat GPT, большая языковая модель, обученная компанией OpenAI, дала следующий ответ на просьбу сгенерировать название доклада по теме новых цифровых технологий в нефти и газа: «Искусственный интеллект в геологии нефти и газа: помощник или конкурент для специалистов?».

Эффективность нейросетевых технологий для решения задач обработки естественного языка и общения данных не вызывает сомнений. Но для решения конкретных прикладных промышленных задач большую роль играет точность прогнозов и рекомендаций. Как и любая другая нейронная сеть, нейронные сети, специализированные на решении задач геологии нефти и газа, обрабатывают информацию, полученную из различных источников, чтобы определить связи и закономерности в данных. При проведении разведочных работ и разработке месторождений полезных ископаемых, включая нефть и газ, необходимо принимать высокорисковые и капиталоемкие решения по управлению активом. Основные риски связаны с высоким уровнем неопределенности при интерпретации геологической информации о залежах, вызванных ограничениями технологий разведки. На данный момент нет надежных моделей, которые позволяют смоделировать различные технологические сценарии разработки запасов полезных ископаемых и выбрать оптимальный вариант. Использование инструментов искусственного интеллекта может помочь снизить неопределенность оценки потенциала добычи из пластов и значительно снизить риски при принятии капиталоемких решений по выбору или коррекции системы разработки месторождения. Сегодня перспективными и активно внедряемыми технологиями являются методы предиктивной аналитики, гибридное моделирование физических и технологических процессов и многокритериальная оптимизация при построении надежных геологических моделей резервуаров.

В Сколковском институте науки и технологий проводятся исследования в области применения технологий больших данных, машинного зрения, глубокого обучения и многокритериальной оптимизации для решения проблем разведки и разработки месторождений различных полезных ископаемых. Результаты некоторых R&D проектов в рамках направления геологии нефти и газа, выполненных в институте, продемонстрировали серьезный коммерческий потенциал и легли в основу продуктовой линейки программного обеспечения, разработанного компанией ООО «Диджитал Петролеум»:

- Система 4Field для объективной оценки потенциала нефтяной залежи;
- Система DeepCore для автоматического анализа пород по изображениям керна;
- Система InLog для оптимизации работы с данными геофизических исследований скважин.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

4Field представляет собой инструмент для оперативной оценки потенциала залежи углеводородов [1, 2]. Основная функция инструмента - оценка распределения коэффициента извлечения нефти на основе данных, введенных пользователем (рис. 1). В качестве прогнозной модели используется подход машинного обучения, разработанный под специфику задачи. Прогнозная модель обучена на более чем 3000 примеров реальных данных о нефтесодержащих пластах и более чем 5000 синтетических моделей пластов. Модель отличается робастностью и стабильностью, позволяет работать с данными произвольной «полноты». Инструмент полезен в случае, когда возможности для полномасштабного геологического и гидродинамического моделирования пласта ограничены. Позволяет преодолеть ключевую проблему традиционного процесса оценки коллектора: требуемое огромное количество времени и трудозатрат.

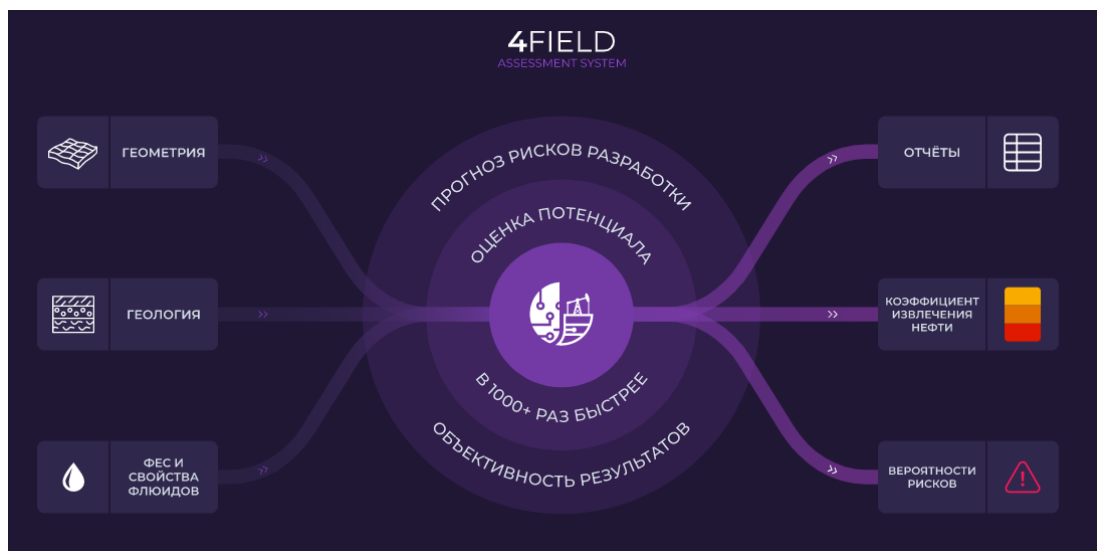


Рисунок 1. Принципиальная схема работы системы 4Field

Важнейшим компонентом процессов разведки, разработки и добычи углеводородов являются лабораторные исследования, которые требуют значительных временных и финансовых затрат. Ошибки в планировании таких исследований могут привести к задержке первой добычи углеводородов и дополнительным расходам на разведку. Следовательно, актуальной задачей является оптимизация лабораторных исследований, включающая автоматизацию рутинных операций и максимальное извлечение полезной информации из проводимых исследований. Система DeepCore позволяет в режиме реального времени извлекать из изображений полноразмерного керна, уложенного в ящики, отдельные столбики керна с привязкой по глубине, а также автоматически определять тип породы и его текстуру для терригенных и карбонатных коллекторов (всего имеется около 20 интерпретационных моделей).

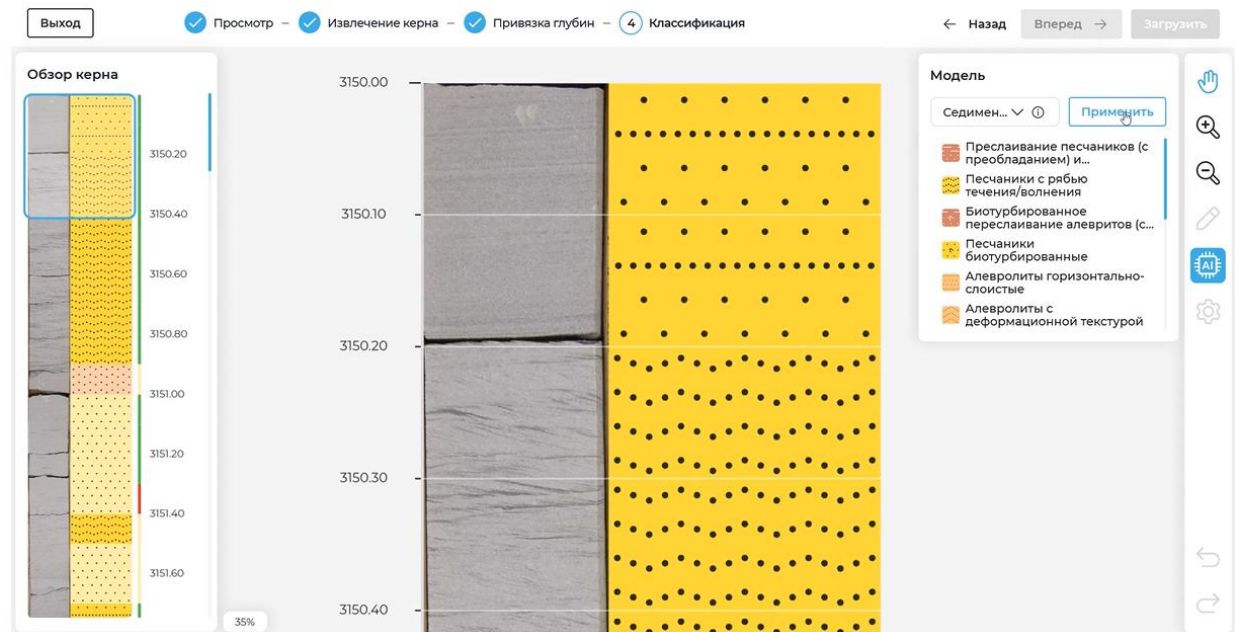


Рисунок 2. Пример работы системы DeepCore

DeepCore позволяет за считанные секунды получать информацию о седиментологических характеристиках резервуара, включая литологические, структурно-текстурные и фильтрационно-емкостные свойства [3, 4]. Благодаря большой базе данных о различных условиях осадконакопления были также созданы алгоритмы автоматизированного фациального анализа. В результате работы системы на выходе пользователь получает в цифровом виде необходимое первичное описание (рис. 2). Описание может быть выгружено как в виде таблиц, так и в виде готовых графических планшетов. Эксперту остаётся только просмотреть результаты работы алгоритмов и, при необходимости, внести небольшие изменения, избавляя его от рутинной описания пород.

Большая часть характеристик пласта, определяемых по данным геофизических исследований, не являются непосредственно измеряемыми параметрами и требуют применения специальных эмпирических или численных методик. Точная и надёжная интерпретация данных каротажа может быть выполнена либо с привлечением экспертов высокого уровня, либо с применением data-driven алгоритмов, таких как дискриминантный анализ, логистическая регрессия и методы машинного или глубокого обучения [5]. Область применимости data-driven подходов для интерпретации данных ГИС довольно велика: от создания скриптов по автоматическим предобработкам различных las-файлов в единый массив увязанных данных до разработки интеллектуальных систем трехмерного картирования свойств пород коллекторов в объеме залежи путем увязки ГИС и сеймики. В настоящий момент система InLog [6] может решать три класса задач: автоматически восстанавливать недостающие, поврежденные или утерянные фрагменты одних методов ГИС, используя данные других методов ГИС на тех же глубинах; автоматически классифицировать каротажные данные для определения распределения литотипов по стволу скважины и определения продуктивных и непродуктивных зон коллектора; прогнозировать минеральный состав породы с помощью данных стандартного комплекса каротажа (гамма-картаж, объемная плотность, каверномер и др.).

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Список литературы

1. Makhotin, I., Orlov, D., & Koroteev, D. (2022). Machine Learning to Rate and Predict the Efficiency of Waterflooding for Oil Production. *Energies*, 15(3), 1199.
2. Makhotin, I., et al. (2022). Machine learning for recovery factor estimation of an oil reservoir: A tool for derisking at a hydrocarbon asset evaluation. *Petroleum*, 8(2), 278-290.
3. Baraboshkin, E.E., et al. (2020). Deep convolutions for in-depth automated rock typing. *Computers & Geosciences*, 135, 104330.
4. Baraboshkin, E.E., et al. (2022). Core box image recognition and its improvement with a new augmentation technique. *Computers & Geosciences*, 162, 105099.
5. Tekic, Z., & Koroteev, D. (2019). From disruptively digital to proudly analog: A holistic typology of digital transformation strategies. *Business Horizons*, 62(6), 683-693.
6. Meshalkin, Y., et al. (2020). Well-Logging based lithology prediction using Machine Learning. *Data Science in Oil & Gas*, 2020(1), 1-5.

Моделирование процессов образования и геохимическая характеристика углеводородов органического вещества и нефтей доманиковой НГМТ Волго-Уральского НГБ.

Орлова А.Ю., с.н.с. Полудеткина Е.Н.

Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – это высокоуглеродистая тонкослоистая формация, способная как производить углеводороды (УВ) собственными нефтегазоматеринскими толщами (НГМТ), так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара. Как известно, массовое образование УВ в породах связано с максимумом генерации нефти, отвечающего градации катагенеза МК2. Вместе с тем, уже на ранних этапах катагенеза (ПК-МК1) в породах доманика Южно-Татарского свода отмечается сильная битуминозность и включения битумов в трещинах, кавернах.

Для воссоздания геолого-геохимической истории развития углеводородного потенциала Южно-Татарского свода и прилегающей территории был использован метод бассейнового моделирования в программном пакете Temis Flow 2016 по профилю, проходящему через восточный склон ЮТС, Благовещенскую впадину и Бельскую депрессию. В результате моделирования условий катагенетического преобразования нефтематеринских пород положение верхней границы главной зоны нефтеобразования (ГЗН) в исследуемом районе проходит на глубине около 1700-3000м. Нефтематеринские отложения верхнего девона находятся в самом начале ГЗН. В то время как каменноугольные НМТ еще недостаточно зрелые. Степень выработанности НМТ верхнего девона в пределах изучаемой территории низкая, что говорит о высоком потенциале этих отложений, в то время как вендские отложения в пределах наиболее погруженной части профиля израсходовали свой потенциал до 90-100%.

Насыщение углеводородами по профилю неравномерно, наиболее перспективной является восточная часть профиля, где НМТ более преобразованы. Насыщение верхнего девона происходит за счет собственных НМТ (в среднем до 10%), а не за счет миграции из нижележащих. НМТ мало преобразованы и количества сгенерированных УВ недостаточно для миграции на ЮТС, но в пределах Благовещенской впадины идет миграция вверх по восстанию из более погруженной части в сторону Бельской депрессии.

По данным пиролиза ОВ везде одинаково и относится к керогену типа II - значения водородного индекса в ОВ достигает 400-600 мг УВ/г ТОС, при содержании ОВ свыше 2% HI всегда высокое и практически не меняется при изменении его концентрации. Углеводородный состав изученных отложений соответствует типу керогена, установленному пиролитическим методом. Он оказался практически одинаковым для всех изученных образцов, что подтверждается распределением различных алкановых, стерановых и терпановых углеводородных коэффициентов. Состав УВ отвечает морским условиям преимущественно карбонатной седиментации, геохимический режим в диагенезе восстановительный (от слабо- до резковосстановительных обстановок).

Данные по пиролизу (по замерам T_{max} после экстракции), значениям показателя отражения витринита, рассчитанного по ароматическим УВ, соответствуют грациям катагенеза ПК-началу МК1. С ними согласуется изопреноидный коэффициент K_i , значения которого везде больше 1, что свойственно малообразованному ОВ. В то же время, стерановые и гопановые коэффициенты зрелости характеризуются величинами близкими к равновесным, свойственных пику генерации (градиация МК2) – это противоречие связано с влиянием карбонатного материала на изомеризацию этих УВ; в карбонатных осадках она

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

начинается рано и уже в мало преобразованных породах они могут достигать равновесных концентраций.

Изотопный состав насыщенных и ароматических УВ отвечает морскому ОВ. Области накопления менялись от относительно глубоководных до мелководных, лагунных, о чем свидетельствуют отношения изоалканов и н-алканов.

Алканы представлены полным рядом от C12 до C36, максимум приходится на низкомолекулярную область, что типично для морского водорослевого ОВ. Содержание изоалканов высокое. В их составе отмечены изоалканы от i14 до i20, доминируют пристан и фитан, причем фитана значительно больше Pr/Ph. По соотношению Pr/nC17 и Ph/nC18 ОВ попадает в область морского бассейна с восстановительным режимом в диагенезе.

Цикланы представлены терпанами и стеранами. В состав терпановых УВ входят трициклановые и гопановые УВ. Гопановые УВ преобладают $t_{23}/H_{30} < 1$, что, как и доминирование t_{23} среди трицикланов, говорит о мелководности бассейна и карбонатном составе осадков. Существование морского бассейна повышенной солености подтверждается высоким значением отношения гомогопанов $C_{35}/C_{34} > 1$ и присутствием гаммацера. В группе гопанов преобладает гопан H30, гомогопаны представлены полным рядом C31-C35, S-конфигурации преобладают над R-конфигурациями. Отношение адиантана и гопана $H_{29}/H_{30} < 1$, что подтверждает карбонатный состав осадков. Этот вывод подтверждается также и преобладанием трисноргопана Tm, что также говорит и о невысокой зрелости пород.

Распределение стерановых УВ C27:C28:C29 отвечает мелководно-морским (лагунным) обстановкам, а преобладание C29 – о примеси наземного органического материала. Примесь глинистого материала способствует образованию диастеранов: отношение диа- и регулярных стеранов довольно низкие. Для уточнения фациального состава осадков и окислительно-восстановительного режима, в котором накапливалось исходное для нефти ОВ, используется соотношение диастеранов и алкановых УВ. Это соотношение характеризует аноксичные обстановки в морских карбонатных осадках. Об обогащенности материнских пород, вмещающих исходное органическое вещество, карбонатным материалом свидетельствуют параметры DIA/REG и Ts/Tm.

Ароматические УВ представлены моно- и триароматическими стероидами, фенантrenom с изомерами и бензтиофенами. Среди моноароматических стероидов преобладает MA28, MA27 и MA29 находятся примерно в равных концентрациях с небольшим преобладанием MA29. Такое распределение характерно для морских преимущественно глинистых осадков, хотя по содержанию серосодержащих ароматических УВ они тяготеют к области морских. Соотношение 4-метилбензтиофенового гомолога и фенантрена (4-MDBT/P) указывает на примесь кремнистого материала, хотя в количественном отношении она невелика (не более 10%).

Триароматические стероиды представлены УВ TAC20-TAC28, в которых доминирует TA28.

Изученные нефти из данково-лебедянского, мендым-доманиковского и доманиковского горизонтов некоторых месторождений (Ромашкинское, Центральное-Азнакаевское и др.) также оказались весьма близкими по своим свойствам. По составу и распределению алкановых УВ, генетическим коэффициентам они похожи между собой и сопоставимы с аналогичными коэффициентами ОВ, что предполагает считать доманиковое ОВ источником этих нефтей. Углеводородный состав битумных включений, выделенных из пород, такой же, как и в нефтях; отличаются они только отсутствием низкомолекулярных УВ.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ПАЛЕОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНО-ТАЙМЫРСКОГО ПНГР ПО ДАННЫМ БУРЕНИЯ

Докладчик Перетолчин К.А. (ООО «Газпромнефть-НТЦ»), Вилесов А.П. (ООО «Газпромнефть-НТЦ»), Еришова Д.К. (ООО «Газпромнефть-НТЦ»), Букатова Е.М. (ООО «Газпромнефть-НТЦ»), Севрюков Д.А. (ООО «Газпромнефть-ГЕО»)*

Введение

На левом берегу залива р. Енисей в 2021-2022 гг. по заказу ООО «Газпромнефть-ГЕО» были пробурены первые поисковые скважины, вскрывшие палеозойский комплекс до среднеордовикских отложений. Скважины дали новые материалы, которые позволяют значительно уточнить представления о палеогеографии района и условиях осадконакопления в ордовикское, силурийское и девонское время. При бурении первой и второй скважин на Лескинском ЛУ был выполнен отбор керн в палеозойских отложениях и получен важный фактический материал для проведения детальных седиментологических исследований, диагностики условий осадконакопления и разработки региональных седиментационных моделей. Работа основана на изучении кернового материала двух поисковых скважин в районе работ и анализе результатов интерпретации сейсморазведочных данных 2D и материалов ГИС. Интеграция результатов анализа данных сейсморазведки 2D и седиментологических исследований позволяет выполнить более обоснованные палеогеографические реконструкции района работ для крупных осадочных последовательностей палеозоя

Палеогеография позднего ордовика

Основой для построения схематичной палеогеографической карты послужила карта толщин между ОГ top_O_carb и VIII (Рис. 1а). Для интерпретации карты толщин и палеогеографической реконструкции использованы региональные материалы и результаты седиментологического анализа керн [2]. Карта толщин охватывает средний и верхний ордовик. Для среднего ордовика по результатам анализа керн сделан вывод о пологонаклонной модели шельфовой окраины – терригенно-карбонатном рампе. К позднему ордовика прослежена трансформация рампа в окаймленную карбонатную платформу. Эти изменения седиментационной модели довольно хорошо подтверждаются и сейсмическими материалами как по характеру волнового поля (вставки на рис. 1), так и в результирующей карте толщин ССК между ОГ top_O_carb и VIII. Для описываемого интервала на северо-западе характерны высокоамплитудные протяженные отражения, отождествляемые авторами с глубоководными обстановками, в районе выделяемого рифового барьера характер сейсмической записи сменяется на хаотичный, а высокоамплитудные оси синфазности маркируют предполагаемый склон барьерной системы.

В северо-западной части района исследований выделяется зона сокращенных толщин ССК (около 50-100 м), которая интерпретируется нами как зона глубоководной части шельфа (Рис. 1б). Можно предположить распространение здесь конденсированных пород, возможно, являющихся нефтегазоматеринскими. С юго-запада на северо-восток, поперек Енисейского залива, наблюдается значительное и быстрое увеличение толщин сейсмокомплекса от 100-150 м до 700-850 м, что соответствует зоне склона и краевого рифового барьера карбонатной платформы. С поздним ордовиком связан один из этапов раннепалеозойского рифообразования, максимум которого приходится на катийский век [4, 5, 6 и др.]. На восточном обрамлении Тимано-Печорской плиты, в разрезах западного склона Урала, и по юго-западному обрамлению Сибирской платформы установлены позднеордовикские краевые рифы окаймленных карбонатных платформ [4, 6, 7; и др.]. В забарьерной зоне толщины ССК сокращаются до 600-700 м, с локальными увеличениями до 750-800 м, соответствующими, по-видимому, мелководно-шельфовым органогенным постройкам позднего ордовика. В керне скв. 178 в верхнеордовикском интервале установлены известняки и доломиты мелководной сублиторали внутренней зоны карбонатной платформы.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Палеогеография ландоверийского времени раннего силура

Следующая палеогеографическая реконструкция выполнена для ландоверийского времени раннего силура. За основу была взята карта мощностей ССК между ОГ VIIa и VIIa_bot, маркирующих соответственно кровлю и подошву нижнесилурийских отложений (рис. 1в). На ландоверийское время приходится мощная глобальная и региональная трансгрессия, наиболее значительная на протяжении всего силура [3]. На значительной площади окраин Сибирского палеоконтинента, а также в его обширной погруженной интракратонной зоне формировались конденсированные отложения – граптолитовые сланцы. Интервал разреза с пачками граптолитовых сланцев хорошо выделяется и прослеживается по сейсмическим разрезам. Для него характерны высокоамплитудные, протяженные отражения с выдержанными по площади сейсмофациальными характеристиками. Граптолитовые сланцы представлены в керне скв. 1 (рис. 1г). Содержание Сорг в них достигает 10-12%, а в отдельных образцах 16%. Седиментация глинисто-кремнисто-карбонатных илов происходила в обстановках глубин ниже штормового базиса, в условиях аноксии как самих осадков, так и придонного слоя воды [2].

По карте мощностей (рис. 1в) полигон исследований можно разделить на две зоны. Западная часть с толщинами ССК от 100 до 350-400 м может быть выделена в зону относительно глубоководного бассейна (в нее попадает и район бурения скважин). Восточная часть характеризуется постепенным увеличением толщин сейсмокомплекса до 450-700 и более метров. Она соответствует, по-видимому, обстановкам внешней части шельфа – нижнему рампу, возможно, дистальной части среднего рампа, – в пределах которого возрастает роль карбонатной седиментации. При корреляции сейсмических разрезов переход от зоны относительно глубоководного бассейна к нижнему рампу прослеживается по снижению амплитуд сейсмических отражений внутри комплекса, появлению пологопадающих в север-северо-западном направлении отражений, примыкающих к ОГ VIIa_bot по типу подошвенного прилегания (рис. 1г, вставка).

Палеогеография позднего силура – начала раннего девона

Силурийско-нижнедевонский ССК ограничен сверху ОГ top_D1_carb, снизу – ОГ VIIa. Стратиграфически он охватывает интервал разреза с венлокского отдела силурийской системы по локховский ярус (предположительно) нижнего девона. Как показывают результаты анализа керна, ГИС и сейсморазведки 2Д, к сейсмокомплексу приурочен сложный этап формирования карбонатных аккумулятивных систем на протяжении продолжительного времени, в котором условно можно выделить первую и вторую стадии. На первой стадии происходило активное развитие амплитудных изолированных карбонатных платформ (вероятно, и изолированных рифов), разделенных зонами с некомпенсированной седиментацией. На второй – аккреция изолированных карбонатных систем в единую окаймленную карбонатную платформу и развитие краевой барьерной рифовой системы. Результирующая карта толщин, фактически, позволяет реконструировать палеогеографическую ситуацию на момент завершения второй стадии формирования ССК (рис. 2а). По карте толщин сейсмокомплекса (рис. 2а) видно, что в полигоне исследований выделяются две зоны: на северо-западе зона сокращенных толщин, которая отнесена нами к области глубоководной части шельфа, к востоку и юго-востоку от нее зона увеличенных толщин, отнесенная нами к крупной окаймленной карбонатной платформе. Край платформы в сейсмической записи выражен высокоамплитудными, крутопадающими отражениями по ОГ top_D1_carb (рис. 2б, вставки). По краю карбонатной платформы намечается краевая рифовая система. В пределах платформы по увеличенным толщинам и хаотичному характеру сейсмической записи без выраженных осей синфазности намечаются изолированные карбонатные платформы, по-видимому, венлокского возраста, включенные в состав окаймленной платформы и перекрытые мелководными осадками забарьерной лагуны. Край изолированной карбонатной платформы вскрыт в скв. 1, а рифогенное ядро в скв. 2. В керне подняты высокоемкие каверново-поровые доломитовые коллекторы верхней части рифового склона [2] и рифового ядра. Согласно региональным материалам по рифовым системам силура в обрамлении Сибирского кратона период активного рифообразования охватывает хронологический трек с конца телического времени ландоверия по гомерское время венлока [6].

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Палеогеография этапа раннедевонского эвстатического снижения

Реконструкция выполнена для стратиграфического интервала между ОГ VII и top_D1_carb. Точная возрастная датировка этого интервала пока не получена. Можно лишь предполагать, что она связана с падением уровня моря на рубеже силура-девона и последующей трансгрессией [8], которая сформировала региональный флюидоупор, хорошо прослеживаемый по материалам сейсморазведки в виде региональных высокоамплитудных протяженных осей синфазности, по кровле которых прослежен ОГ VII. Данные отражения в скважинах приурочены к толще аргиллитов, переслаивающихся с известняками. Общая мощность толщи составляет более 300 м. На карте мощностей в пределах распространения ССК выделяются три области (рис. 2в). Самая северо-западная область – в районе устья Енисейского залива и острова Сибирякова – характеризуется сокращенными толщинами сейсмокомплекса от 200 до 400-600 м. Можно предположить, что унаследовано в этом районе сохранились обстановки глубоководной части шельфа (рис. 2г), т.е. могут быть развиты нефтегазоматеринские породы. К юго-востоку от области глубокой части шельфа прослеживается протяженная линейная зона резкого увеличения толщин ССК до 1400-1500 м, которая протягивается с юго-запада на северо-восток. Ширина зоны достигает 20-30 км. Следует отметить, что пояс увеличенных толщин развит унаследовано вдоль края окаймленной карбонатной платформы нижележащего ССК. На сейсмических временных разрезах, пересекающих пояс увеличенных толщин, наблюдается характерное клиноформное строение: внутри ССК отмечается подошвенное прилегание (downlap) на ОГ top_D1_carb и подошвенное налегание (onlap) (вставка на рис. 2) на склон карбонатной платформы позднесилурийско-раннедевонского возраста. Можно предположить, что выделенная зона увеличенных толщин является проградационным осадочным комплексом, который сформировался на этапе низкого стояния уровня моря при выносе глинисто-терригенного и карбонатно-глинистого материала за бровку осушенной карбонатной платформы (рис. 2г). Далее к востоку и юго-востоку прослеживается обширная область сокращенных толщин ССК с толщинами от 100 до 300 м. В период максимального падения уровня моря область представляла собой субаэральную равнину, где протекали процессы эрозии и карстования карбонатной платформы, сформированной на предыдущем этапе. В последующем раннедевонская трансгрессия привела к полному затоплению этой равнины.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

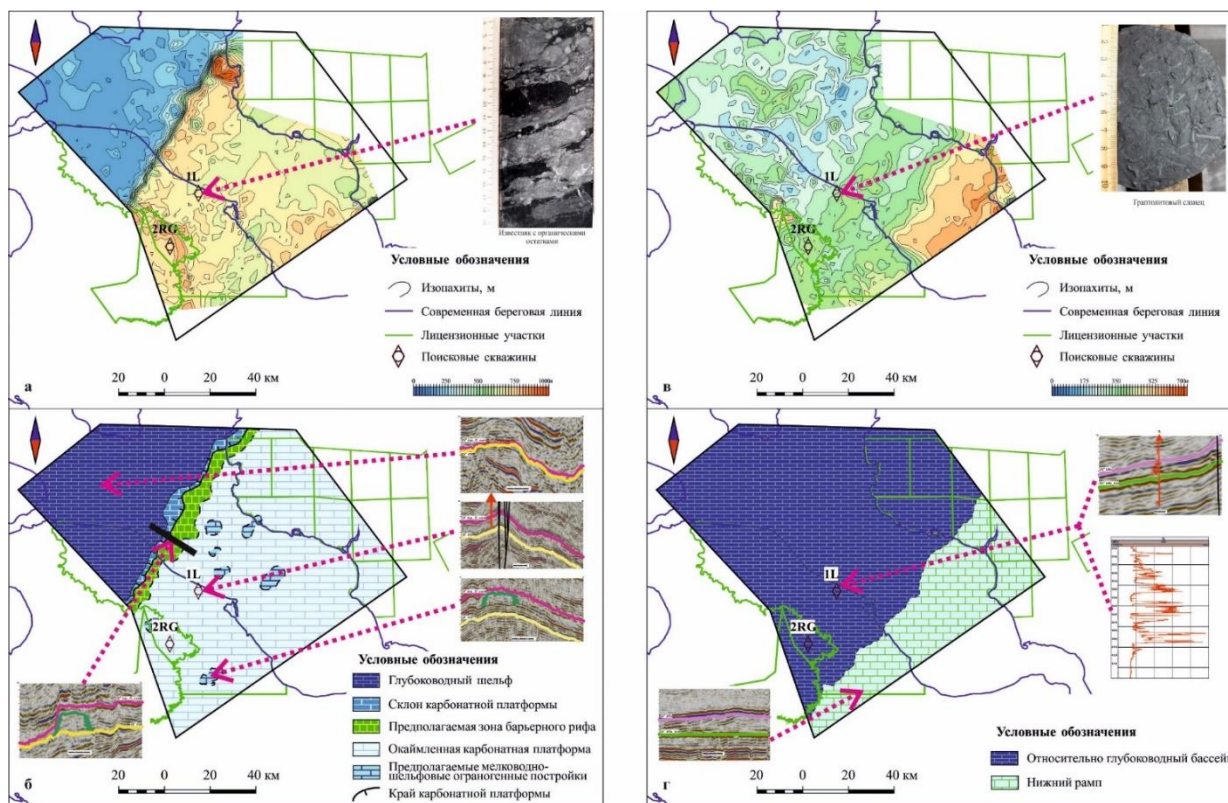


Рис. 1. Карты толщин сейсмокомплексов между отражающими горизонтами (ОГ) top_O_carb и VIII (а) и ОГ VIIIa и VIII_bot (в) и схематичная палеогеографические карты Западного Таймыра на позднеордовикское время (б) и лlandoверийское время раннего силура (г).

Палеогеографические реконструкции построенные на материалах первой скважины были подтверждены бурением второй скважины и легли в основу построения литологической модели при проведении 3D моделирования углеводородных систем. Дальнейшие уточнения будут производиться на основании углубленных лабораторных анализов керна и материалов ГИС по второй скважине. Учет результатов скважины 118 АО «Росгеология» будет возможен после завершения 2 очереди бурения, когда будет вскрыт целевой интервал разреза ниже верхнеордовикского.

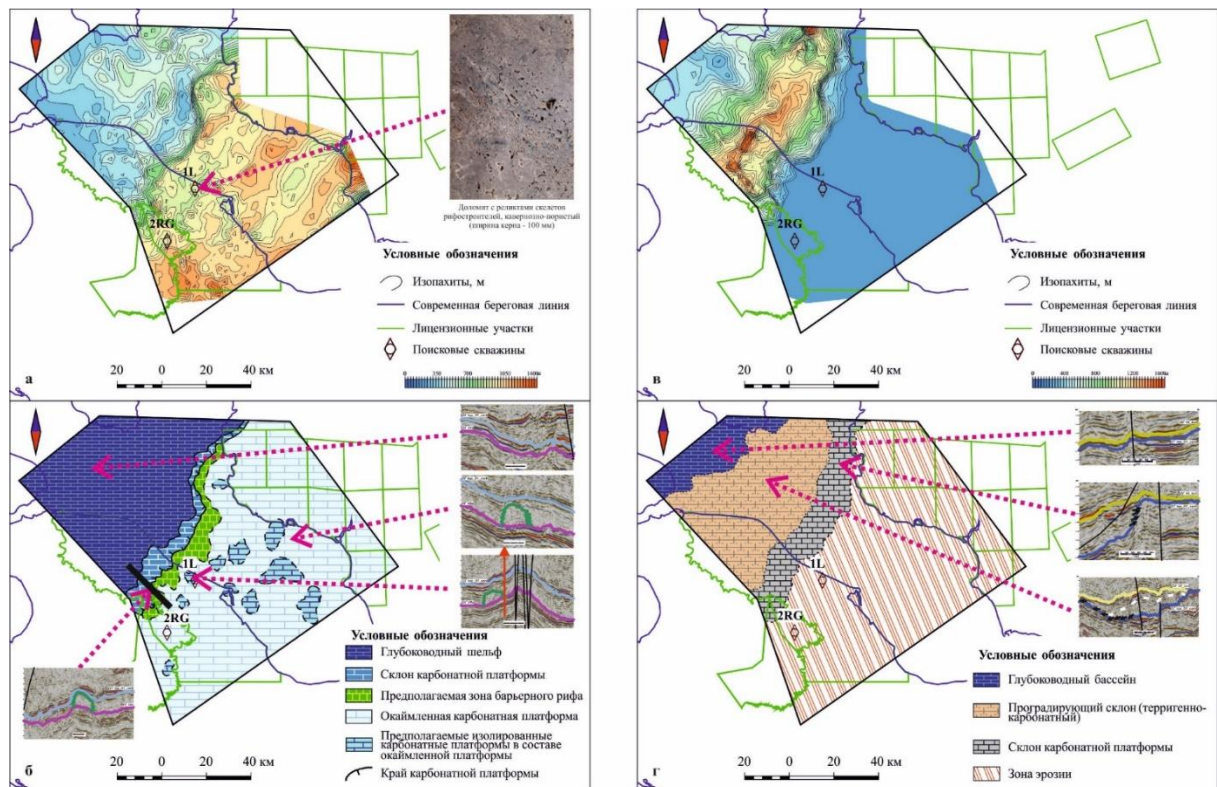


Рис. 2. Карты толщин сейсмокомплекса между ОГ top_D1_carb и VIIa (а) и VII_bot и между ОГ top_D1_carb (в). Схематичные палеогеографические карты Западного Таймыра на конец силура – начало раннего девона (б), и для этапа раннедевонского эвстатического снижения (г)

Список литературы

1. Вилесов А.П., Перетолчин К.А., Ершова Д.К., Букатова Е.М., Севрюков Д.А., Ужегова Ю.А., Минич А.А. Палеогеографические реконструкции палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения. PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(4):40-54. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-40-54>
2. Вилесов А.П., Ершова В.Б., Соловьева А.Д. Литологическая и седиментологическая характеристика разреза палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района (по данным бурения). PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(4):14-27. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-4-14-27>
3. Тесаков Ю.И., Предтеченский Н.Н., Лопушинская Т.В., Хромых В.Г., Базарова Л.С., Бергер А.Я., Ковалевская Е.О. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Силур Сибирской платформы. Новосибирск: «Гео», 2000. - 407 с.
4. Webby B. Patterns of Ordovician Reef Development. Phanerozoic reef patterns (Editors – Kiessling W., Flugel E., Golonka J.). Tulsa, 2002. - P. 129-180.
5. Кузнецов В.Г. Рифы позднего ордовика и биологический кризис на границе ордовик-силур // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2018. - Т. 26. - №3. С. 261-266. DOI: 10.7868/S0869592X1803002X
6. Сенников Н.В., Обут О.Т., Хабибулина Р.А. и др. Рифовые комплексы Алтайского позднеордовикско-раннесилурийского бассейна – строение, классификация, палеобиоты и палеогеографическое положение // Геология и геофизика. – 2022. – С. 41-55. – DOI 10.15372/GiG2022112.
7. Antoshkina A.I. Late Ordovician–Early Silurian facies development and environmental changes in the Subpolar Urals // Lethaia, 2008. – Vol. 41. – Pp. 163–171. DOI 10.1111/j.1502-3931.2008.00111.x
8. Конторович А.Э., Старосельцев Б.С., Сурков Б.С. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 5. Тунгусский бассейн. Новосибирск, 1994. - 91 с.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

СТРОЕНИЕ ФУНДАМЕНТА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ ПО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Пиманова Н.Н. (ФБГУ ВНИГНИ), Мячев С.Б. (ФБГУ ВНИГНИ), Пашков В.Г. (ФБГУ ВНИГНИ)*

На территории юго-восточной части Вилюйской синеклизы (Намский участок) были проведены комплексные геофизические работы, включавшие сейсморазведку, МТЗ, ЗСБ и предполагающие переобработку ретроспективных данных съемок потенциальных полей. Исследования были направлены на прогноз площадей, перспективных на углеводороды. Если для сейсморазведки и электроразведки приоритетной задачей было изучение особенностей строения осадочного чехла, то обработка и интерпретация данных потенциальных полей была направлена на изучение вещественного строения кристаллического фундамента и трассирование его структурно-тектонических элементов.

Для обработки данных потенциальных полей и анализа комплекса геофизических данных использовалась ГИС ИНТЕГРО. Она обладает большим набором возможностей для расчета различных характеристик полей, решения 2D и 3D прямой и обратной задач, а также для визуализации и редактирования как площадных и профильных данных, так и 3D сред.

Аномальное магнитное поле района работ обусловлено внутренней структурой фундамента и рельефом его кровли, так как для пород архейского фундамента характерны достаточно высокие значения магнитной восприимчивости, а породы осадочного чехла района работ практически немагнитные [1, 2, 4]. Выходы траппов здесь не закартированы.

Сопоставление на исследуемой площади положения региональных аномалий магнитного поля и региональных аномалий гравитационного поля, имеющих близкие размеры и направление простираения, показало несовпадение их границ, что позволяет предположить разную природу их источников.

В гравитационном поле кроме структуры и состава пород фундамента отражаются структура, состав и мощность осадочного чехла. Поэтому для изучения фундамента из гравитационного поля были исключены аномалии, создаваемые осадками. Для этого была построена 3D восьмислойная плотностная модель, в основу геометрического каркаса которой были положены сейсмические данные о рельефе опорных горизонтов осадочного чехла. Плотность слоев в 3D модели задавалась на основе анализа петрофизических данных предшествующих исследований [1, 2, 6].

Расчет гравитационного эффекта от построенной 3D модели показал, что крупная отрицательная аномалия гравитационного поля в районе Лухнинской впадины, расположенной в северной части площади, целиком обусловлена рельефом осадочных слоев.

Для получения редуцированного за влияние осадков гравитационного поля из наблюдаемого поля было вычтено поле, рассчитанное при решении прямой задачи от 3D модели осадочного чехла.

Анализ этого остаточного поля, свободного от эффекта осадочной толщи, выявил, что на большей части площади (в центральной и северной областях) располагается крупный интенсивный максимум поля, связанный с повышенной плотностью пород фундамента, а в южной части площади картируется крупный линейно вытянутый в широтном направлении интенсивный минимум также имеющий источниками разуплотненные породы фундамента и более глубоких частей разреза.

Для изучения глубинного строения проводилось построение 3D распределений эффективной плотности и эффективной намагниченности с использованием решения обратной задачи грави- и магниторазведки методом быстрого преобразования Фурье [3, 5]. При решении обратной задачи гравиразведки использовалось редуцированное поле, а для расчета распределения эффективной намагниченности - наблюдаемое магнитное.

Анализ распределения 3D эффективной плотности показал, что источником положительной аномалии гравитационного поля (которая на карте редуцированного поля занимает почти всю центральную и северную части участка) является плотное тело, расположенное непосредственно под поверхностью фундамента (рис.1). При этом оно имеет форму толстого пласта мощностью около 25 км и погружается с юга на север согласно с погружающейся поверхностью фундамента.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Как видно из рис.1, на севере участка кровля этого тела постепенно углубляется ниже поверхности фундамента и уходит до глубины 30 км.

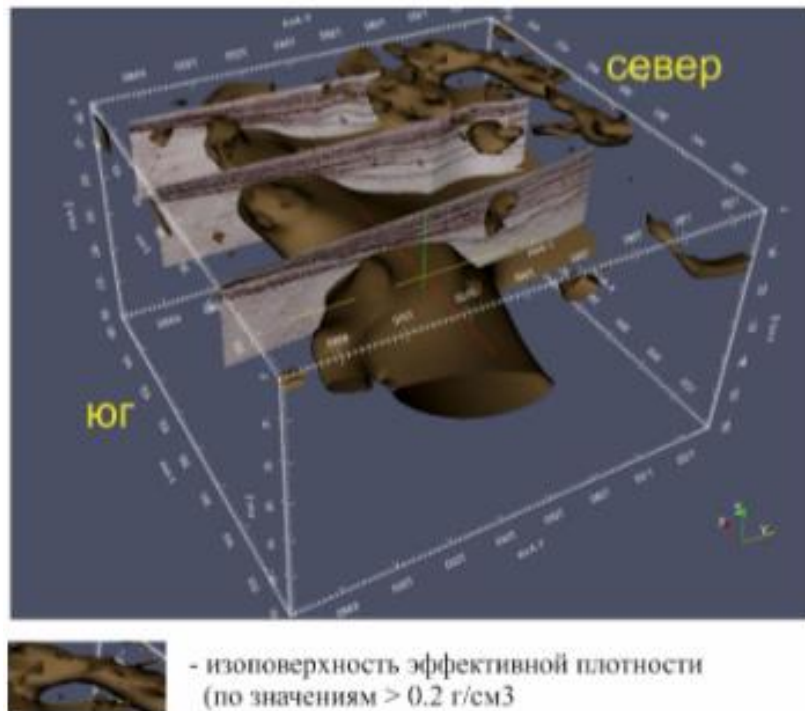


Рисунок 1. Плотное тело, ограниченное изоповерхностью положительных значений эффективной плотности и пересекающие его сейсмические разрезы по профилям

Сопоставление вертикальных сечений 3D распределения эффективной плотности с сейсмическими разрезами показывает, что рассматриваемая область повышенной плотности в фундаменте очень хорошо пространственно совмещается с «прозрачными» областями сейсмического разреза (рис.2а,б).. Такие области на сейсмическом разрезе обычно интерпретируются как внедрение интрузивных тел.

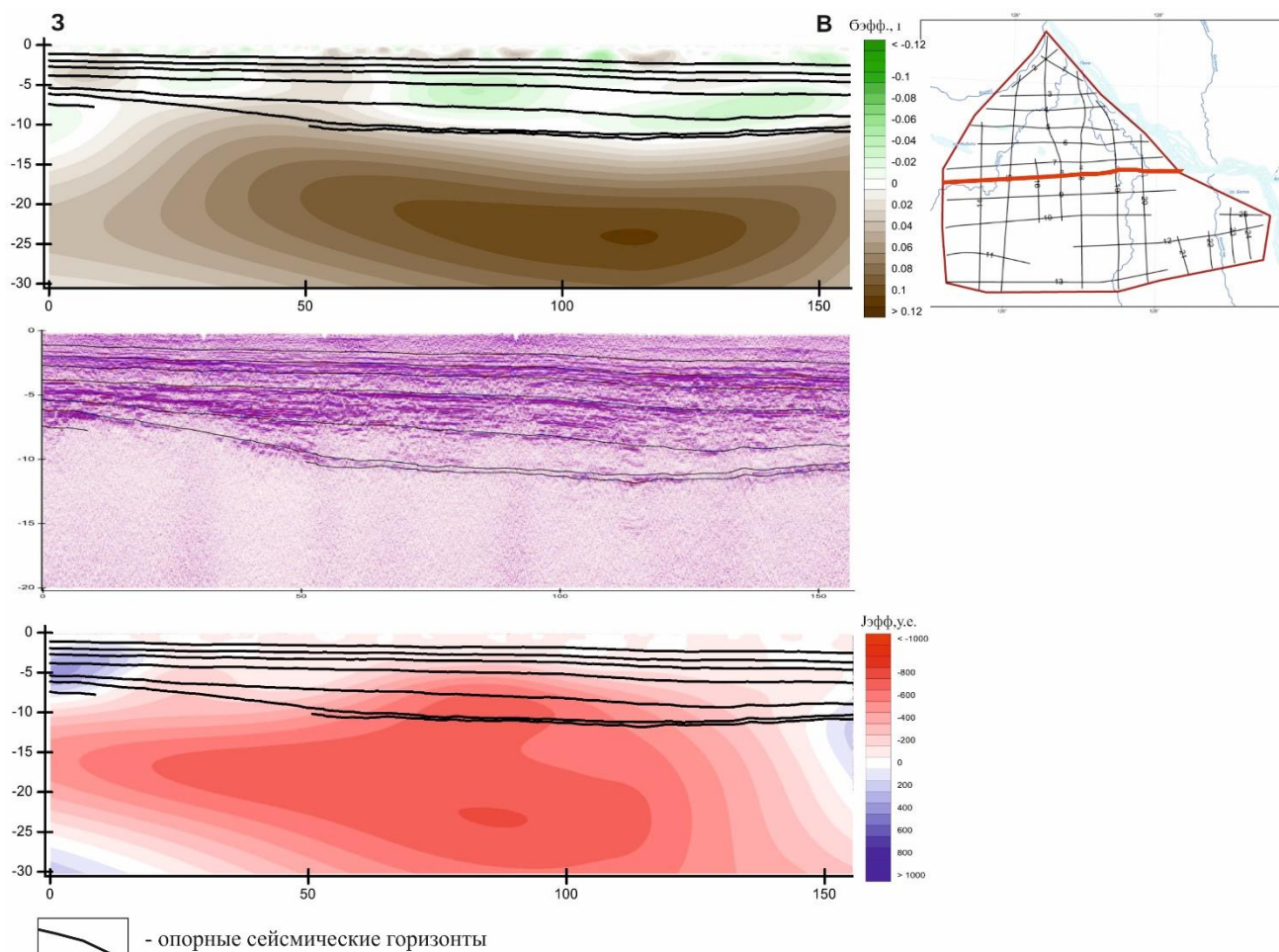


Рисунок 2. Сопоставление разреза эффективной плотности (а), эффективной намагниченности (в) и сейсмического разреза (б) по субширотному сейсмическому профилю, расположенному вдоль плотного интрузивного тела

Как видно из рисунка 2в, где приведено сечение 3D модели распределения эффективной намагниченности по сейсмическому профилю, расположенному вдоль описываемого тела, оно практически немагнитно.

На геоэлектрическом разрезе, полученном по данным МТЗ (рис. 3), область этого плотного и немагнитного объекта характеризуется более низкими сопротивлениями (20-100 Ом*м), чем породы, кристаллического фундамента, расположенные южнее (>100 Ом*м). В северной части района работ над верхней кромкой рассматриваемого тела сопротивление пород фундамента резко уменьшается (<20 Ом*м), что отчасти может объясняться влиянием внедрения магматических масс. Однако, с другой стороны, такое уменьшение сопротивления может быть связано с тем, что породы фундамента в северной части района работ располагаются в под наиболее погруженной частью Лухнинской впадины, где картируется также понижение плотности, и это может быть связано с повышенной трещиноватостью пород в результате тектонической проработки.

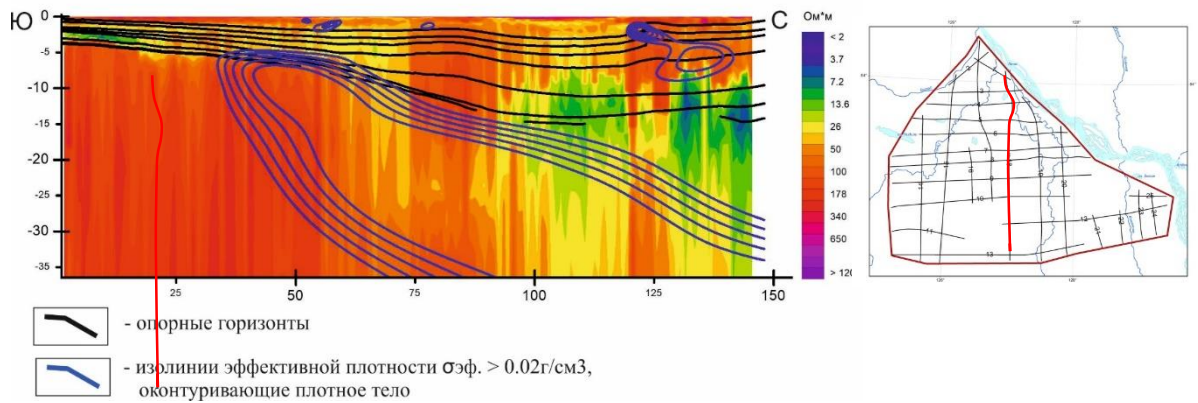


Рисунок 3. Сопоставление контура плотного тела (синие изолинии) и геоэлектрического разреза по меридиональному профилю, расположенному вкост простирания тела

Анализ разрезов 3D распределения эффективной плотности и намагниченности показывает, что намагниченные породы локализируются по южной границе описываемого интрузивного тела уходя, на глубину вдоль его контакта с соседним блоком (рис.4).

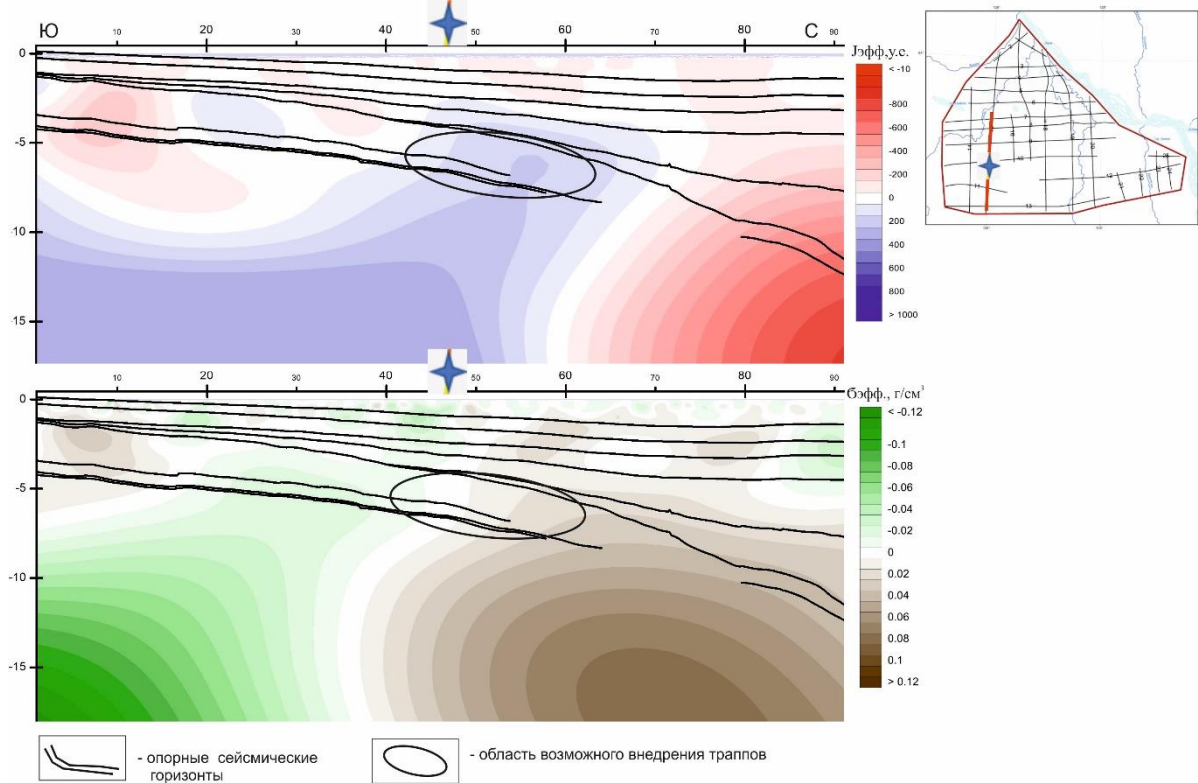


Рисунок 4. Фрагмент распределения эффективной плотности и повышенной намагниченности по сечениям вдоль субмеридионального сейсмического профиля (вкост простирания плотного тела)

Пространственное представление области повышенной намагниченности на рисунке 5 в виде изоповерхности с эффективной намагниченностью больше 100у.е. показывает, что она приурочена к верхней части этого плотного тела и его южному контакту на всем его протяжении с запада на восток.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

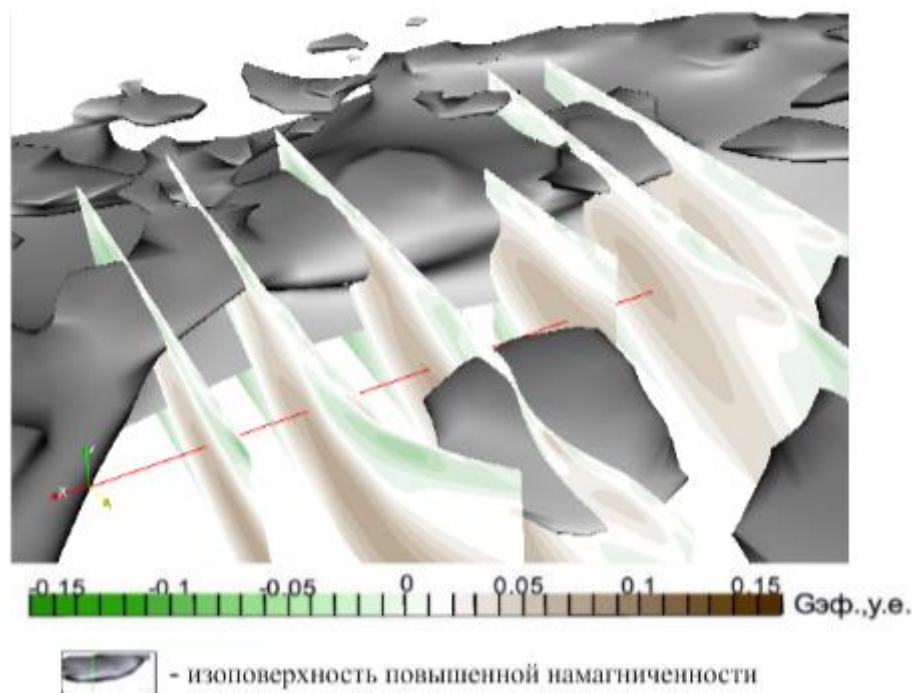


Рисунок 5. Вид изоповерхности, ограничивающей область с повышенной эффективной намагниченностью ($J > 100$ у.е.) и разрезы эффективной плотности по субмеридиональным профилям

Анализ распространения участков повышенной плотности и намагниченности в области залегания осадочных пород чехла позволяет предполагать их связь с внедрением траппов. Так область сейсмического разреза на рисунке 6 (выделенная овалом), пространственно совмещается с областью повышенной намагниченности и плотности в нижней части осадочного разреза на рисунке 4, приуроченной к «макушке» интрузивного тела, и может рассматриваться как участок возможного внедрения траппов.

Такие области повышенной намагниченности и плотности в нижней части осадочного разреза часто пространственно совпадают на сейсмическом разрезе с участками потери корреляции опорного горизонта, интерпретируемого как фундамент.

Анализ разрезов эффективной намагниченности показывает, что источники магнитного поля на участке работ расположены не только в верхней части фундамента, но и в более глубоких горизонтах земной коры. В частности, в пределах южного блока фундамента картируется крупная интенсивно магнитная область на глубинах ниже 10-15 км. Причем, ее границы практически совпадают с разуплотненным блоком в нижней части земной коры. Такое соотношение плотностных и магнитных свойств, как в этом довольно крупном глубинном блоке, нетипично для геофизической практики и вызывает трудности при геологической интерпретации.

Выводы

В результате моделирования потенциальных полей и анализа комплекса геолого-геофизических данных получены новые сведения о составе и строении фундамента в юго-восточной части Вилуйской синеклизы. В ее пределах закартированы области, отличающиеся контрастами плотности и намагниченности. Так, в центральной части участка работ закартировано плотное немагнитное пластообразное интрузивное тело, имеющее падение на север. Установлено, что источники магнитного поля расположены в верхней его части на границе с фундаментом и по южному контакту этого тела. То есть подтвердилось предположение о разной природе источников, закартированных здесь, гравитационного и магнитного полей.

Анализ положения областей повышенной плотности и намагниченности в нижней части осадочного чехла с особенностями сейсмических разрезов, соответствующих им, позволяет предполагать их связь с внедрением траппов.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Использование возможностей ГИС ИНТЕГРО для визуализации 3D среды позволило изучить положение отдельных аномалообразующих объектов гравитационного и магнитного полей и установить их взаиморасположение, что важно для дальнейшей геологической интерпретации полученных результатов.

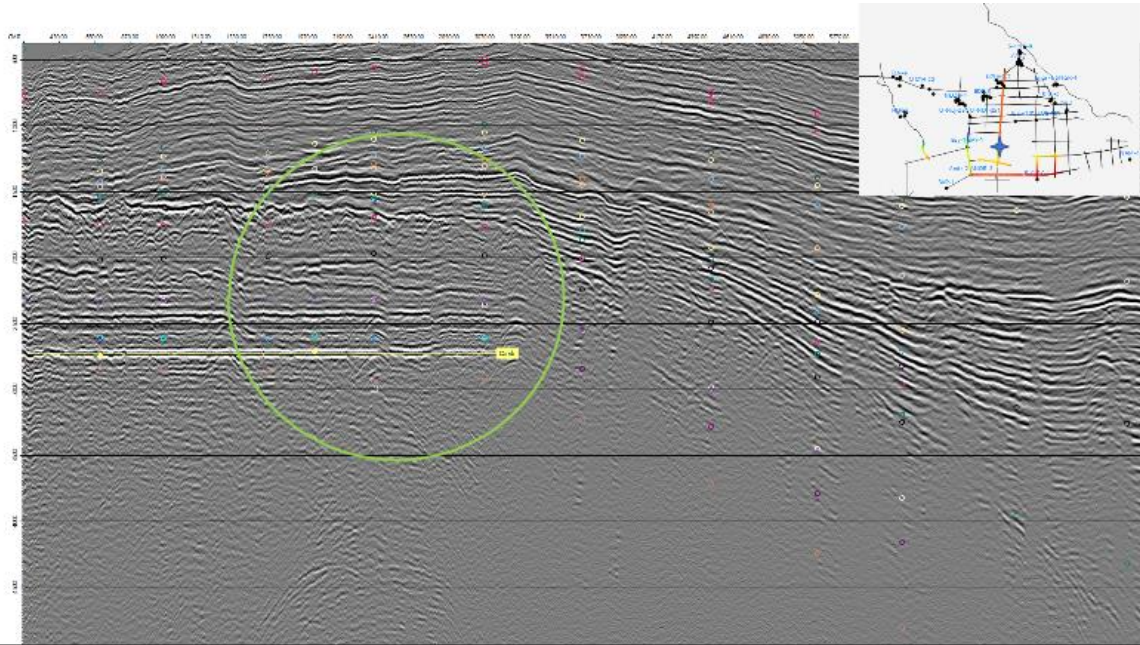


Рисунок 6. Сейсмический разрез с выделенной областью (зеленый контур) возможного внедрения траппов

Список литературы

1. Бабаян Г.Д., Дортман М.И., Дортман Б.Л. Закономерности распределения физических свойств горных пород. //Геологические результаты геофизических исследований в Якутской АССР. Иркутск, 1972, с. 5-16.
2. Берзин А.Г. Структуры и нефтегазоносность Вилюйской синеклизы и прилегающей части Предверхооянского прогиба. Дисс. на соиск. уч. ст. докт.г.-м. н. Якутск. 2002.
3. Мицын С.В. О численной реализации спектрального метода решения обратной задачи гравиразведки. Геоинформатика, 2018, №3, с.89-97.
4. Николаевский А.А Глубинное строение восточной части Сибирской платформы. М. Наука 1968, 173с.
5. Пиманова Н.Н., Спиридонов В.А., Шаров Н.В., Мицын С.В. Трехмерное плотностное моделирование земной коры юго-восточной части Фенноскандинавского щита в ГИС INTEGRO. Геоинформатика, 2019, №1, с.24-35.
6. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика).Справочник геофизика. М., «Недра», 1976, 527с.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ГАЗОГИДРАТЫ ЮЖНОГО КАСПИЯ

Поletaев А.В. (Институт нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики),

Поletaева, Е.В. (Институт нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики)

В Азербайджане первая крупная работа по изучению газогидратов Каспийского моря проведена в период с 1972 по 1986 гг. Анализ равновесных параметров давления и температуры показал, что зона гидратообразования в условиях Каспийского моря существует ниже изобаты 250 м. В результате морских исследований на дне Каспийского моря открыты скопления газогидратов, названные Буздаг, Элм, и одно проявление газогидратов на валу Абиha. Установлено, что скопление Буздаг приурочено к одноименному грязевому вулкану вала Шатского на глубинах 480-500 м. В 17-ти поднятых грунтовых колонках обнаружены газогидраты в виде льдоподобных полупрозрачных метановых образований различной формы и размеров. Газогидратное скопление Элм, протяженностью около 4 км, располагается на глубинах моря 560 м. В пяти из семи случаев колонки оказались гидратоносными [1, 4].

В работе [2] приведены результаты морских исследований, выполненных в 5 милях от газогидратопроявления Элм. По сейсмоакустической записи была выделена диапировая структура. В центральной части диапира наблюдалось характерное затухание акустического сигнала, что, вероятно, обусловлено газоносностью отложений. В 16 поднятых грунтовых колонках обнаружены гидратосодержащие грязевулканические отложения.

В 2004 г. опубликована работа [9], основанная на изучении термобарических параметров Южного Каспия. Исходя из анализа данных, автор прогнозирует наличие газогидратов в осадочных породах до глубин 3000 м, в зоне глубин моря - 1000 м.

Комплексирование сейсмических и термодинамических данных региона проведено группой исследователей [6] для площади Апшерон. Авторы рассмотрели два глубоководных 20 с профиля, пересекающих Южный Каспий, и выяснили, что газогидраты выявляются до 2 с. Они изучали газогидраты на глубинах моря от 200 до 715 м. Из анализа термобарической зоны стабильности газовых гидратов авторы сделали вывод, что глубина залегания газогидратов в отложениях площади Апшерон может устанавливаться до ~1350 м.

Анализ опубликованных материалов по газогидратам Каспийского моря показал, что почти все работы базируются лишь на изучении скопления газогидратов Элм, Боздаг [1, 2, 4], площади Абшерон [6], а также термодинамических факторов региона [1, 4, 5, 8, 9] с целью определения возможной зоны их скопления.

При изучении верхней части разреза глубоководных отложений Южного Каспия использованы 17 региональных сейсмических профилей и данные термодинамики региона [7]. По двум площадям Южного Каспия использованы данные скоростного анализа. Перевод сейсмического материала из временного разреза в глубинный осуществлялся с помощью глубинно-временной диаграммы. Интерпретация данных производилась с помощью лицензионного программного комплекса Kingdom Suite 2017. Индикатором газогидрата на временном разрезе могут быть аномальные изменения сейсмических характеристик волн: амплитуда, частота, фаза, скорости продольных и поперечных волн и т.д. Наиболее широко применяемым сейсмо-разведочным признаком газогидрата является наличие на сейсмических записях отражающего сейсмического горизонта Bottom Simulation Reflector (BSR) и ярких пятен [10, 11]. По этим критериям интерпретированы все временные разрезы. В работе использованы также данные по газовой съемке (1282 пробы газа), проведенной в пределах Южного Каспия, и данные геолого-геофизических исследований и др. материалы.

Построена карта изменения поддонной глубины при фиксированной температуре 24°C и рассчитано термодинамическое равновесие для газов двух газогидратных скоплений - Боздаг и Элм. Скопления кристаллогидратов в акватории Южного Каспия характеризуются неравномерным распределением в породах. Положение их определяется неоднородностью температурного поля и

давления по площади и разрезу. На основе данных термодинамического равновесия рассчитаны объемы зон газогидратов. Исходя из расчетов установлено, что суммарные объемы газа газогидратов для изучаемой площади отложений составляют $1,15 \times 10^{13} \text{ м}^3$.

В результате интерпретации 17 сейсмических временных разрезов, секущих глубоководную зону, выделены границы зон газогидратов. Расчеты произведены для всей глубоководной зоны, объем пород которой составляет $6,99365 \times 10^{12} \text{ м}^3$. Суммарные объемы газа, рассчитанные для изучаемой площади, составляют 8,06 трил. м^3 . Результаты газовой съемки в пределах глубоководной части Южного Каспия показали, что для этой зоны характерна газогенерация с преобладанием двух компонентов - метана и этана. Интенсивные выходы гомологов метана установлены только в ряде зон вблизи структур Д-12, Д-13, Д-15, Д-19, Д-29, Д-66, Д-71, Гюнешли и Чираг. Для других зон интенсивность их проявления минимальна. Таким образом, можно ожидать, что газогидраты, имеющие в составе гомологи метана, будут установлены в зонах структур Д-12, Д-13, Д-15, Д-19, Д-29, Д-66 и Д-71.

На основе интеграции геолого-геофизических и геохимических данных построена модель плиоцен-четвертичных отложений глубоководной части Южного Каспия с целью выявления скоплений газогидратов (рис. 1а). Кроме того в модели заложены результаты расчетов термодинамического равновесия в пределах глубоководной части Южного Каспия. Анализ полученной модели позволяет сделать вывод, что газогидраты, в состав которых входят гомологи метана, будут установлены в зонах структур Д-12-Д-15, Д-19, Д-45, Д-56, Д-59, Д-66 и Д-71. Ранжирование данных по объемам в пределах структур (рис. 1б) показало, что в 10 первых структурах 1 - Д-11, 2 - Д-60, 3 - Д-10, 4 - Д-28, 5 - Д-25, 6 - Д-16, 7 - Д-41, 8 - Д-19, 9 - Д-13, 10 - Д-71 содержится $6,12 \times 10^{11} \text{ м}^3$ газа, в то время как для всех остальных 46 структур объем газа составляет $6,40 \times 10^{11} \text{ м}^3$.

Из модели видно, что толщины гидратоносных горизонтов увеличиваются в зонах, где плиоценовые отложения располагаются на более гипсометрически повышенных участках, к которым в первую очередь относится зона Абиha, а также области в зонах структур Д-21 и Д-42. В этих зонах толщины гидратоносных горизонтов варьируют в интервале от 200 до 350 м. Это обуславливается тем, что плиоценовые отложения обладают значительными объемами УВ и имеют высокий генерационный потенциал. Следует отметить, что зоны Д-21 и Д-42 характеризуются сложным геологическим строением, осложнены разломами и грязевыми вулканами.

Для зон, связанных с грязевыми вулканами, характерно отсутствие значительных толщин газогидратов, варьирующих в интервале от 50 до 200 м.

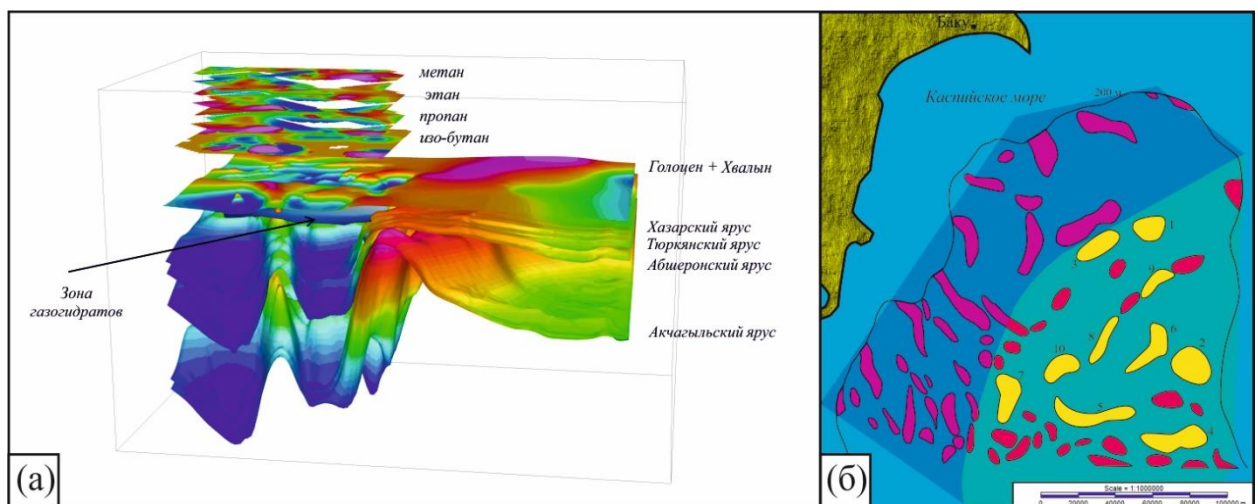


Рис. 1. Геолого-геохимическая модель плиоцен-четвертичных отложений (а) и карта распределения объемов газа по площади (б).

Установлено, что газогидраты формируются в зоне диагенеза, нижняя граница которого фиксируется приблизительно на глубине 500 м при максимальной температуре 24°C. Анализ геохимического материала показывает, что антропоген-плиоценовые отложения характеризуются повсеместными интенсивными выходами УВ газов, активность проявления которых меняется в зависимости от территориальной принадлежности. Углеводородные газы, сформированные в диагенетической зоне, имеются в достаточных объемах и могут создавать участки кристаллизации. Другим важным фактором является увеличение объемов газогидратов в зонах стабильности. Это обуславливается поступлением значительных объемов газогидратов из подстилающих отложений в зоны стабильности [3]. Подстилающими отложениями являются нижележащие отложения плиоцен-четвертичного возраста.

Анализируя результаты бассейнового моделирования и изучения изотопного состава УВ газов Южного Каспия, можно заключить, что поступление УВ газов в верхнюю часть разреза происходит благодаря вертикальной миграции углеводородов, формирующихся в термокаталитической зоне. Причем, углеводородные газы могут и не быть привязанными к нефтегазовым или газовым месторождениям больших глубин. Пористость и проницаемость ВЧР значительно отличаются от данных по подстилающим их отложениям ПТ. Коллекторы ПТ образуют мощную переслаивающуюся толщу, в которой каждый проницаемый слой отделен мощными умеренно уплотненными глинами, изолирующими его от соседних слоев. Миграция УВ газов из термокаталитической зоны способствует дальнейшему накоплению газогидратов в пределах зоны стабильности.

Исходя из вышеизложенного в глубоководной части Южного Каспия выделяются две газогидратные зоны:

- северо-западная кристаллогидратная прогнозная зона;
- перспективная юго-восточная зона.

Список литературы

1. Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. Субмаринные газовые гидраты. СПб.: ВНИИОкеангеология, 1994. 193 с.
2. Гинсбург Г.Д., Грамберг И.С., Гулиев И.С. и др. Подводногрязевулканический тип скоплений газовых гидратов // Докл. АН СССР. 1988. Т. 300. № 2. С. 416–418.
3. Гулиев И.С., Дадашев Ф.Г., Полетаев А.В. Изотопы углеводородных газов Азербайджана. Баку: Изд-тво Nafta-Press., 2013. 107 с.
4. Гусейнов Р.А., Дадашев Ф.Г. Углеводородные газы Каспийского моря. Баку: Нафта-Пресса, 2000. 128 с.
5. Bogoyavlensky, V.; Yanchevskaya, A.; Kishankov, A. Forecast of Distribution and Thickness of Gas Hydrate Stability Zone at the Bottom of the Caspian Sea. *Energies* 2021, 14, 6019.
6. Diaconescu C.C., Kieckhefer R.M., Knapp J.H. Geophysical evidence for gas hydrates in the deep water of the South Caspian Basin Azerbaijan // *Marine and Petroleum Geology*. 2001. V. 18. P. 209–221.
7. Geothermal Atlas of Azerbaijan / Eds. Ali-Zadeh A.A, Aliyev S.A. Geological Institute of Azerbaijan National Academy of Sciences. 2001. 151 p.
8. Hadi Gerivani, Bentolhoda Gerivani. Potential map of gas hydrate formation in Caspian Sea based on physicochemical stability evaluation of methane hydrate. *Marine Georesources & Geotechnology*, 2017, 35(1): 136-142
9. Muradov Ch.S. The Area of formation of the South Caspian gas hydrates // *South-Caspian basin: geology, geophysics, oil and gas content*. Baku: Nafta-Press. 2004. P. 322–332.
10. Naresh, K. Exploration of Gas Hydrates Geophysical Techniques / K.Naresh, R.Sanjeev // Springer: Verlag Berlin Heidelberg, - 2011, - p. 281.
11. Sloan Dendy E., Koh Carolyn A. Clathrate Hydrates of Natural Gases. Third Edition. CRC Press. 2007. 721 p.

ФОРМАЦИИ ТРИАСОВОГО НГБ ЗАПАДА СКИФСКОЙ ПЛИТЫ

Попков И.В. (Кубанский государственный университет), Попков В.И. (Кубанский государственный университет), Дементьева И.Е. (Кубанский государственный университет)*

Детальные литолого-стратиграфические исследования отложений триаса запада Скифской плиты позволили расчленить мощный разрез на серии и свиты, выявить особенности их строения, формационный состав слагающих толщ, условия их залегания с восстановлением обстановок осадконакопления. Проведено районирование территории по типам разрезов. Выделены четыре зоны: Ирклиевско-Ладовская, Алексеевская, Азово-Кавказская и Тимашевская (рис. 1).

Ирклиевско-Ладовская зона расположена на стыке Восточно-Европейской платформы и Скифской плиты. Развитые здесь морские терригенные отложения нижнего и среднего триаса выделены в качестве морской сероцветной терригенной формации. Накопление ее происходило со второй половины индского и до середины ладинского веков в условиях углубляющегося морского бассейна. В более погруженной части бассейна разрез представлен преимущественно аргиллитами и алевролитами с подчиненными прослоями глинистых мергелей и песчаников. В оленекских отложениях обнаружены дайки кварцевых диабазов, которые являются возможными каналами базальтов, приуроченных к верхнеанизийским-нижнеладинским отложениям. На Челбасской площади в верхней части разреза (староминская свита) вскрыты пласты базальтов мощностью от 6 до 20 м [3]. Севернее в прибрежно-морских условиях разрез ирклиевской серии сложен преимущественно песчаниками и аргиллитами с прослоями гравелитов и мелкообломочных конгломератов.

На разных участках зоны отложения перекрывается крыловской, великовечненской свитами или нижним мелом. Крыловская свита (верхнеладинский подъярус-карнийский ярус) сложена чередованием тонкослоистых аргиллитов, алевролитов и песчаников, реже мергелей. Характерной особенностью свиты является наличие в разрезе дацитов, риодацитов и риолитов. На некоторых площадях, например, Староминской, скв. 100, вулканогенные породы резко преобладают в разрезе, образуя вулканогенную толщу в 670 м. На других площадях, например, Кугоейской вулканические породы отсутствуют. Данный комплекс пород выделен в качестве вулканогенно-терригенной формации.

Завершает разрез триаса Ирклиевско-Ладовской зоны карбонатная формация норийского яруса (великовечненская свита). Разрез сложен известняками темно-серыми, тонкозернистыми, массивными, прослоями глинистыми с углистыми остатками. В строении формации принимают участие также темно-серые и серые, местами бурые доломиты и доломитовые мергели с редкими глинистыми прослоями.

В пределах Алексеевской зоны развиты красноцветные и пестроцветные континентальные обломочные отложения леушковской свиты, соответствующие грубообломочной красноцветной континентальной формации, сохранившейся от размыва в локальных депрессиях рельефа поверхности палеозойского фундамента [4]. Нижняя часть разреза свиты сложена конгломерато-брекчиями, гравелитами и крупнозернистыми песчаниками. На Расшеватской площади присутствуют валунно-галечниковые отложения. Верхняя часть представлена переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями гравелитов и мелкообломочной брекчии. Размер обломочного материала уменьшается вверх по разрезу. Отложения являются одного возраста с породами бамбакской свиты Северного Кавказа [5], но разные по условиям образования.

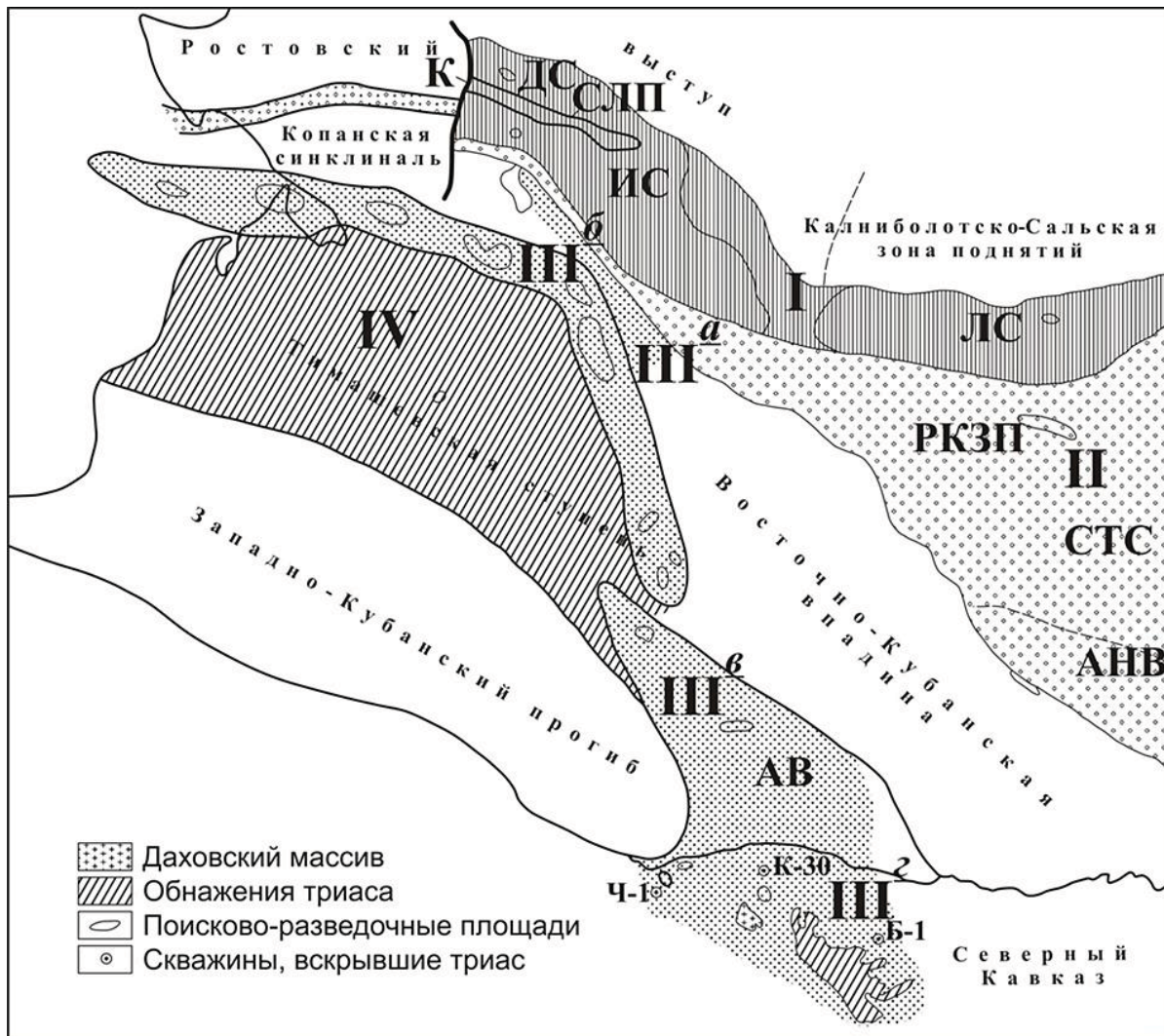


Рисунок 1. Структурно-формационное районирование отложений триаса Западного Предкавказья и Северного Кавказа.

I – Ирклиевско-Ладовская зона: ДС – Добреньковская синклиналь; СЛП – Старомиинско-Ленинградское поднятие, ИС – Ирклиевская синклиналь, ЛС – Ладовская синклиналь, К – Канеловский разлом; II – Алексеевская зона: РКЗП – Расшеватско-Кропоткинская зона поднятий, СТС – Ставропольский свод, АНВ – Армави́ро-Невинномы́ский вал; III – Азово-Кавказская зона: IIIа – Ленинодарская подзона, IIIб – Каневско-Березанская подзона, IIIв – подзона Адыгейского выступа, IIIг – Кавказская подзона; IV – Тимашевская зона.

Азово-Кавказская зона расчленена на четыре подзоны: Ленинодарскую, Каневско-Березанскую, Адыгейского выступа и Кавказскую. Ленинодарская подзона сложена тонкослоистыми карбонатными отложениями березанской серии, а на отдельных участках – массивными известняками и доломитами великовечненской свиты. Вулканогенно-осадочные образования крыловской свиты и органогенно-обломочные известняки основания бейсугской встречены только на Граничной площади. В составе березанской серии выделены бузиновская и выселковская свиты, сложенные тонким чередованием глинистых известняков, мергелей и известковистых аргиллитов. Между ними залегает каневская свита, представляющая собой горизонт массивных органогенно-обломочных известняков с прослоем известняковой конгломерато-брекчии. На некоторых площадях (Восточно-Крыловская, Березанская, Бриньковская, Граничная др.) вскрыты пласты базальтов. Серия представляет собой карбонатную формацию, которая охватывает верхнеиндский подъярус,

оленекский и анизийский ярусы, нижнеладинский подъярус. В залегающей выше вулканогенно-терригенной формации крыловской свиты на Граничной площади обнаружен пласт андезитов мощностью 64 м.

Вышележащая терригенная (аргиллито-алевролитовая) формация верхнего триаса залегают с размывом на подстилающих отложениях. В ее составе преобладают аргиллиты при подчиненном значении алевролитов и редкими прослоями песчаников и известняков. Соответствует ясенской серии, сменяемой вверх по разрезу карбонатной формацией великовечненской свиты.

Характерной особенностью Каневско-Березанской подзоны является наиболее полный разрез морских верхнетриасовых отложений (аргиллито-алевролитовая формация) и редко вскрытые скважинами тонкослоистые известковистые осадки березанской серии, содержащие в верхней части разреза пласты базальтов выселковской свиты мощностью от 6 до 50 м. На отдельных площадях присутствуют вулканогенно-осадочные образования крыловской свиты, сменяемые нижними горизонтами ясенской серии.

Известняки великовечненской свиты имеют высокую карбонатность, характерную для рифовых образований. Предполагается, что такие известняки распространены вдоль Каневско-Березанского вала и северной окраины Тимашевской ступени.

Подзона Адыгейского выступа. На севере и юге выступа вскрыты под нижней юрой непрерывные разрезы бейсугской и крыловской свит, а также частично отложения среднего и нижнего триаса. На Майкопской площади встречены карбонатные отложения березанской серии и великовечненской свиты. Они же распространены на западном и северо-западном склонах выступа.

Тимашевская зона приурочена к одноименной ступени. В скважинах вскрыт разрез крыловской свиты (вулканогенно-терригенная формация). Максимальная мощность формации установлена на Тимашевской площади - 1134 м. В основании свита сложена переслаивающимися песчаниками и аргиллитами (66 м). Выше залегают яшмовидные породы, радиоляриты и радиоляриевые аргиллиты (439 м). Ещё выше разрез представлен преимущественно дацитами с прослоями аргиллитов (300 м). Суммарная мощность пластов вулканических пород составляет 228 м. Верхняя пачка сложена переслаивающимися пластами дацитов и аргиллитов (329 м). Общая мощность вулканических пород 167 м. В пределах зоны изучены только отложения крыловской свиты, которые погружаются к югу. В этом же направлении увеличиваются мощности вулканических пород и кремнистость осадочных, в том числе за счет радиолярий, а также происходит фациальное замещение песчаников тонкими прослоями алевролитов. Все это указывает на углубление морского бассейна и удаление от области сноса обломочного материала.

Выводы

Выполненное формационное расчленение триасовых отложений запада Скифской плиты существенно отличаются от предшествующих представлений по данному вопросу [1]. Триасовый цикл седиментации начался с накопления красноцветной терригенной формации нижнего триаса. В индском, оленекском и анизийском веках осадконакопление в Иркиевско-Ладовской и Азово-Кавказской зонах происходило в разных фациальных условиях: в прибрежно-морских и мелководных в первой и относительно глубоководных во второй. Начиная с ладинского века, до норийского включительно седиментация в обеих зонах происходила в одинаковых мелководных условиях, а в пределах Тимашевской – в глубоководных. Осадконакопление сопровождалось излиянием магм различного состава.

Завершается триасовый цикл седиментации накоплением карбонатной формации верхнего триаса.

Полученные результаты позволяют более обосновано подойти к решению нефтегеологических задач. Анализ имеющейся информации о притоках УВ из триасового разреза показывает, что наибольший практический интерес представляют карбонатные отложения. Однако, их первичные емкостно-фильтрационные свойства в силу значительных катагенетических преобразований крайне низкие. Тем не менее, в них возможно формирование высокеемких коллекторов, так как карбонатные разности пород в жестких термобарических условиях, типичных для триасового разреза, подвержены процессам формирования вторичной емкости в результате трещиноватости, выщелачивания, доломитизации и других процессов. Поэтому основной особенностью распространения коллекторов является приуроченность наиболее проницаемых разностей к достаточно ограниченным, локальным участкам повышенной флюидопроводимости, а сами зоны коллекторов приобретают "островной" (пятнистый) характер. В результате образуются латерально изолированные или весьма трудно сообщающиеся в гидродинамическом отношении системы. В таких условиях внутрислоевая миграция флюидов находится в прямой зависимости от степени новейшей тектонической трещиноватости горных пород. Учитывая «очаговый» характер распространения участков повышенной трещиноватости, а также анизотропию проницаемости трещиноватых пород (проницаемость по вертикали существенно выше, чем по латерали) [6], формирование залежей углеводородов в этих условиях путем дальнейшей латеральной миграции следует считать маловероятной.

Отмечается, что нефть заполняет трещины наиболее поздней генерации, а более ранние выполнены обычно вторичными минералами [6]. Это свидетельствует о поступлении углеводородов в породы тогда, когда они уже имели низкую проницаемость, практически соответствующую современной. В пользу этого говорит и факт водонасыщенности пор матрицы (не нарушенных трещинами блоков пород). Следовательно, залежи нефти и газа в низкопроницаемых породах триаса могли сформироваться лишь путем вертикальной миграции по трещинам и разрывам. Вертикальная миграция флюидов способствует развитию дополнительных пустот за счет процессов выщелачивания и растворения. Повышенная трещинная и каверновая емкость в таких зонах создает то полезное пространство, которое при благоприятных условиях может служить резервуарами углеводородов.

Финансирование. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-27-00037.

Список литературы

1. Летавин А.И. Тафрогенный комплекс молодой платформы юга СССР. М.: Наука, 1978. 148 с.
2. Попков В.И., Пинчук Т.Н. Литология палеозойских отложений Западного Предкавказья // Геология, география и глобальная энергия. 2011. № 3 (42). С. 71–77.
3. Попков В.И., Чаицкий В.П., Попков И.В., Пинчук Т.Н. Строение ирклиевской серии триасовых отложений Западного Предкавказья // Геология, география и глобальная энергия. 2020. № 1(76). С. 38–45.
4. Чаицкий В.П., Попков В.И., Попков И.В., Пинчук Т.Н. Континентальные отложения нижнего триаса запада Скифской плиты // Геология, география и глобальная энергия. 2020. № 1(76). С. 57–66.
5. Чаицкий В.П., Попков В.И., Попков И.В., Пинчук Т.Н. Триас Северного Кавказа // Геология, география и глобальная энергия. 2020. № 2 (77). С. 11–21.
6. Паламарь В.П., Попков В.И., Праздников А.В., Рабинович А.А. Прогнозирование нефтегазоносности и совершенствование методики поисков и разведки скоплений углеводородов в низкопроницаемых породах // Известия ВУЗов. Геология и разведка. 1985. № 3. С. 107–110.

**ПРИРОДНЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОБЪЕКТЫ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ –
МЕГАРЕЗЕРВУАРЫ ГИГАНТСКИХ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Пуланова С.А. (Институт проблем нефти и газа Российской академии наук)

Введение

В докладе изложены основы понятий о мегарезервуарах скоплений нефти и газа и их приуроченности к определенным природным объектам. Проведена оценка поисковых критериев их выявления, анализ и систематизация представлений о влиянии различных геолого-геохимических факторов на формирование и нефтегазоносность мегарезервуаров.

Поиск и разработка уникальных и гигантских по запасам месторождений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочных толщ супербассейнов (мегабассейнов), является актуальным направлением геолого-разведочных работ в настоящих условиях. Одним из основных признаков отнесения к этой категории бассейнов – величина накопленной добычи свыше 5 млрд баррелей в нефтяном эквиваленте и наличие мегарезервуаров в них. Понятие природного резервуара имеет много толкований, но четкого определения не сформировано [1]. Охарактеризуем «природный резервуар – как природную емкость для нефти, газа и воды, существование которой обусловлено соотношением коллектора с плохо проницаемыми породами; природный резервуар характеризуется типом коллектора, соотношением коллектора с непроницаемыми породами, емкостью, гидродинамическими условиями и пластовой энергией, формой и условиями залегания» [2, с. 42].

Рядом исследователей с учетом рекомендаций академика А.Э. Конторовича предлагается усилить направления развития России за счет технологий поисков, разведки и разработки месторождений традиционной нефти и освоения залежей нетрадиционной нефти (сланцевая нефть, тяжелая нефть, природные битумы и др.). Такой системный подход к оценке перспектив нефтегазоносности регионов охватывает разведку и разработку глубоких горизонтов в традиционных коллекторах, а также в плохопроницаемых коллекторах с нетрадиционными ресурсами, нефть в фундаменте, морскую разведку и добычу на шельфе, а также сланцевые формации – сланцевая нефть и газ. Особенно востребована и актуальна оценка научно-методических (геологических и геохимических) подходов к прогнозу и поискам мегарезервуаров с аккумулирующими в них уникальными и гигантскими по запасам скоплениями нефти и газа.

Природные геолого-геохимические объекты

Мегарезервуары могут быть представлены углеводородными (УВ) скоплениями в различных природных геолого-геохимических средах как в традиционных, так и в нетрадиционных коллекторах.

1. Мегарезервуары осадочной толщи НГБ в традиционных коллекторах

Распределение УВ образует традиционную прерывистую дискретную (discontinuous) нефтяную систему (conventional petroleum system). Возможность накопления в мегарезервуарах осадочного чехла гигантских по запасам скоплений нефти и газа объясняется рядом благоприятных геодинамических, лито-фациальных и геохимических факторов процессов генерации, миграции, аккумуляции и сохранности залежей. Для образования подобных месторождений требуются «отличные» (по классификации Тиссо и Вельте, 1984) нефтематеринские свиты с соответствующими генерационными показателями и значительные объемы осадочного выполнения бассейна [3] (Рисунок 1).

Исследования по изучению масштабности скоплений УВ в меловых продуктивных комплексах Западной Сибири (апт-сеноман), к которым приурочены уникальные и гигантские по запасам месторождения нефти и газа, показали, что размещение залежей УВ сырья с различными запасами имеет определенные закономерности: наиболее крупные по запасам залежи приурочены к приподнятым частям крупных положительных структур – сводам, мегавалам и крупным валам и связаны с максимальными величинами высот ловушек, которые имели максимальную глубину погружения [4, 5].

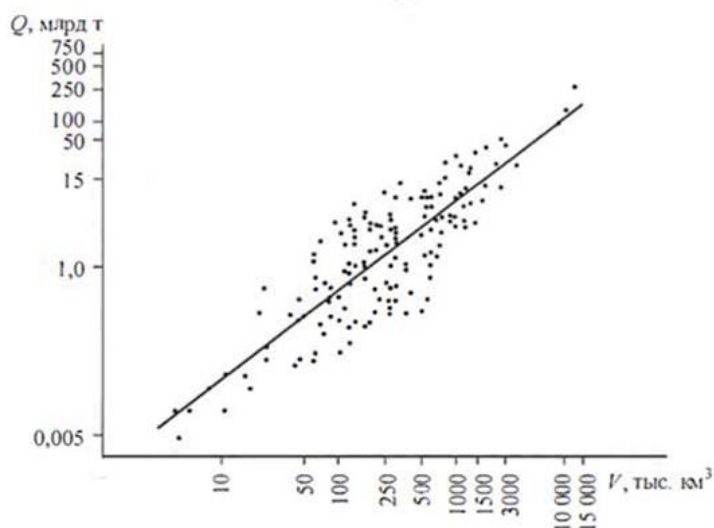


Рисунок 1. Зависимость величины начальных потенциальных геологических ресурсов (Q , млрд т) УВ от объема осадочного выполнения седиментационных бассейнов на основе обобщения материалов по 195 НГБ мира (V , тыс. км³) [3]

2. Мегарезервуары в нетрадиционных коллекторах, связанные с промышленно ванадиеносными тяжелыми нефтями и природными битумами

Подобные скопления часто характеризуются огромными запасами и являются мегарезервуарами. Это – нефтяная система низкопроницаемых коллекторов (tight petroleum system). Такие мегаскопления известны в Волго-Уральском (Республика Татарстан), Прикаспийском (Республика Казахстан) регионах, в Восточной Сибири, в Западно-Канадском и Венесуэльском НГБ. Это, как правило, битумные пески, а также тяжелые окисленные гипергенно преобразованные высоковязкие нефти, приуроченные к неантиклинальным ловушкам эрозионных врезов, являющиеся нетрадиционными источниками УВ сырья. В мировом масштабе запасы битума и тяжелой нефти оцениваются в 5,6 трлн баррелей в более чем 70 странах. Наибольшие запасы тяжелых нефтей обнаружены в Венесуэле, а запасы природных битумов в Западной Канаде.

3. Мегарезервуары нетрадиционных низкопоровых коллекторов сланцевых формаций

Продуктивные прослои в сланцевой нефтематеринской толще – это протяженные непрерывные резервуары (continuous reservoirs) или тонкие ловушки несогласного залегания (unconformity subtle traps). Нефтяные системы сланцевых формаций являются исходными или нефтематеринскими (source-rock petroleum system), в которых образование и накопление УВ происходят одновременно в породах-источниках и породах-накопителях [6, 7]. Эти скопления УВ часто представляют собой мегарезервуары: в силу огромных площадей и высокой насыщенности УВ они обладают гигантскими запасами [6]. Так, формация Woodbinestone нефтематеринских сланцевых отложений на глубине около 1,7 км простирается на территориях штатов Техас, Луизиана и Миссисипи на 500 км в длину и 50 км в ширину (США). Формация Баккен в НГБ Williston на территориях США и Канады занимает более 500 тыс. км². Площадь распространения баженовской свиты более 1 млн км². Основываясь на современных данных [8], нефтяной потенциал доманиковой толщи оценен 143,6 млрд т., газовый – 59,8 трлн. м³, остаточный потенциал сохранившихся в толще генерации УВ оценен в 98,2 млрд т. нефти и 24,2 трлн. м³ газа. Наиболее перспективные участки высокоуглеродистой доманиковой формации на территории Тимано-Печорского НГБ расположены на площади более чем 80 тыс. км².

Большим плюсом разработки мегарезервуаров сланцевых формаций, высоковязких нефтей и природных битумов при учете больших экологических рисков и их нивелировании современными технологиями, является значительная обогащенность каустобиолитов промышленно важными металлами, РЗЭ, платиноидами и др. [9]. Эти природные минеральные ресурсы, стоимость которых в мире неуклонно увеличивается, могут восполнить финансовый дефицит и уменьшить экономические проблемы страны. Во многих публикациях отмечается, что алюминий, литий, кобальт, медь и никель – те главные металлы, которые востребованы в производстве электромобилей и литиевых

батареи, а также используются сейчас при конструировании механизмов возобновляемых источников энергии (солнечных и ветряных электростанций). Известны примеры комплексного извлечения U, Ge, V, Mo и других промышленно важных металлов из УВ сырья и сланцевых формаций в США, Канаде, Китае и ряде других стран.

4. Мегарезервуары в разуплотненных порово-кавернозных коллекторах эрозионных выступов кристаллического фундамента в пределах НГБ

Примером нефтей месторождений с гигантскими запасами в трещиноватых гранитных блоках-коллекторах сложного типа, местами тектонически экранированных, служат Белый Тигр (Вьетнам), Мара и Западная Мара (Венесуэла), Юрубчено-Тохомское Восточной Сибири и др. Вероятно и группа месторождений Красноленинского свода Западной Сибири (Рогожниковское и др.) пока с невыясненными запасами.

Наиболее полный анализ открытия мегарезервуаров с гигантскими запасами отдельно нефти и газа в мегабассейнах мира к 2021 году приведен в работе [4]. Из 555 бассейнов мира месторождения-гиганты выявлены в 15 бассейнах. Объемы добычи и оценка извлекаемых запасов показаны на рисунке 2.

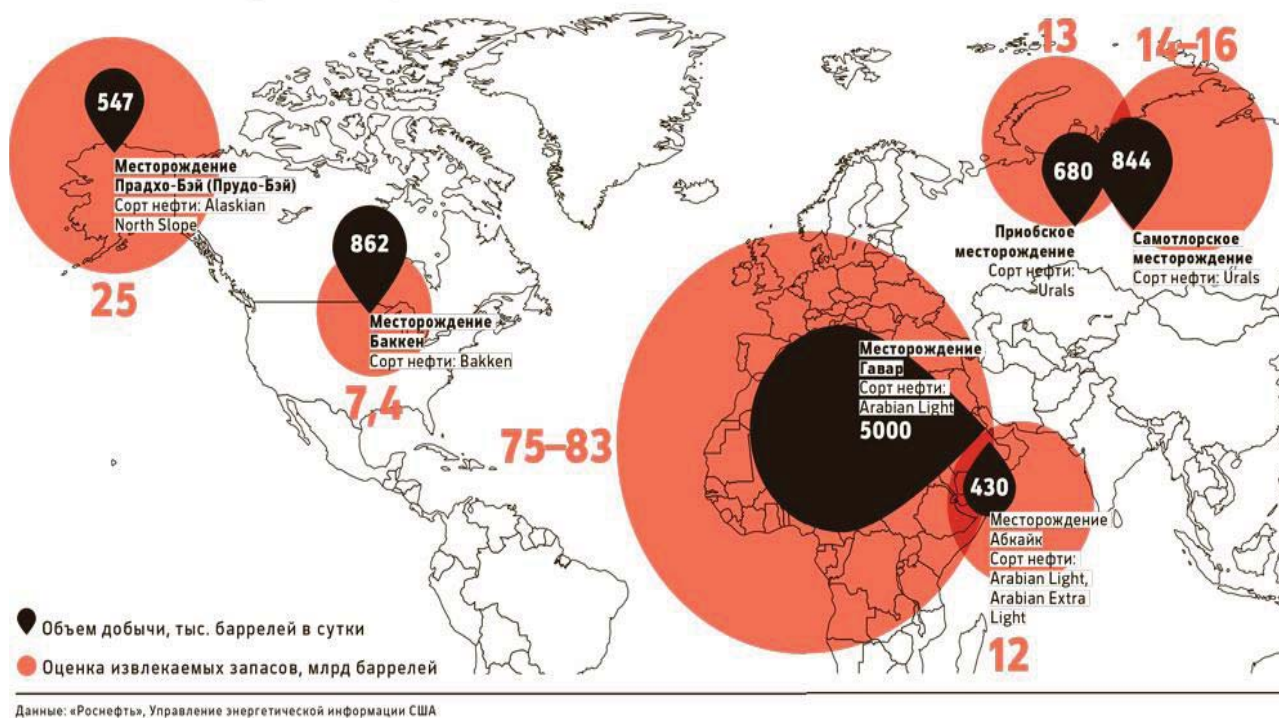


Рисунок 2. Крупнейшие месторождения нефти в России, США и Саудовской Аравии
<https://neftok.ru/strany/krupnejshie-mestorozhdeniya-nefti.html>

Количественные критерии прогноза нефтегазоносности

Количественные критерии прогноза нефтегазоносности на основе детального анализа большинства НГБ разработаны в ряде работ А.Э Конторовича с соавторами и др. [3, 10], а использование и методические разработки продолжены и развиты в последующих многочисленных работах российских исследователей. Оценка количественного прогноза нефтегазоносности при использовании теории статистических решений, распознавания образов, а также аппарата регрессионного, корреляционного и логико-дискретного анализов основана на геолого-математическом моделировании закономерностей размещения залежей нефти и газа.

Построенные с привлечением подобных расчетов карты прогнозной оценки перспектив нефтеносности отдельных нефтегазосодержащих толщ, и на их основе сводные карты для всего НГБ,

позволяют решать задачу оценки потенциальных ресурсов нефти и газа в пределах всего бассейна и наметить зоны высоких запасов в мегарезервуарах осадочного чехла.

Заключение

Для образования мегарезервуаров (месторождений-гигантов) необходимо совмещение благоприятных факторов широкого круга природных процессов генерации, миграции, аккумуляции и сохранности скоплений, и все субстанции должны быть мегамасштабными, т.е. совмещение генерации мегамасс УВ с нефтесборных осадочных мегаплощадей, образование природного мегарезервуара-ловушки и надежной мощной мегапокрышки. Такие процессы подробно проанализированы на примерах Западно-Сибирского и Арабо-Персидского бассейнов [4].

Однако разрыв этой цепочки, сбой процессов формирования залежи нефтяного или газового скопления, также может привести к образованию гигантских месторождений. Это – мегарезервуары битумных песков и твердых битумов. При этом необходимы восходящие движения в НГБ, процессы воздымания и тектонических перестроек, способствующие активной субвертикальной или восходящей миграции УВ и выходу их в близповерхностные зоны гипергенного преобразования и биodeградации. Для формирования мегарезервуаров в фундаменте, кроме больших объемов разуплотненных с хорошими фильтрационно емкостными свойствами коллекторов, необходимы большие площади исходных нефтематерианских отложений с высокими генерационными свойствами.

При оценке влияния наиболее значимых геолого-геохимических факторов на формирование крупных по запасам месторождений УВ предполагается усилить внимание к изучению: 1) геохимических особенностей исходного органического вещества; 2) условий его захоронения на обширных нефтесборных площадях, способствующих генерации УВ в больших масштабах; 3) геодинамических процессов, приводящих к массивной аккумуляции УВ в крупные ловушки.

Список литературы

1. Абукова Л.А., Филиппова Д.С., Исаева Г.Ю., Сафарова Е.А. Геофлюидодинамическая спецификация мегарезервуаров нефти и газа // SOCAR Proceedings Special Issue.2022. No. 2. 057-068.
2. Еременко Н.А., Чилингар Г.В. Геология нефти и газа на рубеже веков. М: Наука, 1996.
3. Конторович А.Э. Геология нефти и газа: Избранные тр. Т. III. Методы прогноза нефтегазоносности. Планирование геолого-разведочных работ. Новосибирск: СНИИГТиМС, 2008. 331 с.
4. Высоцкий В.И., Скоробогатов В.А. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2021. № 1–6'. С. 20–25.
5. Пуанова С.А., Виноградова Т.Л Сравнительная характеристика природных углеводородных систем различного генезиса // Нефтехимия. 2016. Т. 56. № 4. С. 326–336.
6. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И. и др. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 112–124.
7. Пуанова С.А. Мегарезервуары углеводородов – аккумуляторы гигантских по запасам скоплений нефти и газа // SOCAR Proceedings Special Issue No. 2. 2022. 039-051.
8. Прищепа О.М., Баженова Т.К., Никифорова В.С. и др. Уточнение геохимических особенностей распределения органического вещества в доманиковых отложениях Тимано-Печорской НГП. Успехи органической геохимии: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. с участием иностр. ученых. Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2022. С. 212–215.
9. Puanova S.A. Features of the Trace Element Composition of Carbonaceous Formations // Moscow University Geology Bulletin, 2022, Vol. 77, No. 5, pp. 540–551.
10. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов // Труды института геологии и геофизики, вып. 143. Издательство «Наука» Сибирское отделение. Академия наук СССР. Новосибирск. 1971. 167 с.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ОПЫТ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ НА СКВАЖИНАХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ СОСТАВОМ ULTRA BLOCK

Распопова М.В., ассистент ФГБОУ ВО ТИУ

В системе приоритетов долгосрочной энергетической политики России важнейшую роль играют проекты, предусматривающие разработку месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока. Часть из них характеризуется наличием в геологическом разрезе пластовых трапповых тел.

Трапповые тела располагаются по всему разрезу отложений венда – нижнего палеозоя, на разных стратиграфических уровнях, имеют значительный диапазон как по мощности, так и по площади. [1]. При углублении скважины в интервале траппов отмечается системное поглощение промывочной жидкости разной степени интенсивности вплоть до катастрофических. При этом, регистрировались случаи газонефтеводопроявления (ГНВП) с одновременными поглощениями в вышележащих траппах.

Опираясь на опыт для решения проблем, связанных с потерей циркуляции бурового раствора в процессе строительства скважины (полной или частичной) при прохождении осложненных интервалов в Восточной Сибири, было предложено использовать тампонажный состав с высокой фильтрационной способностью ULTRA BLOCK.

ULTRA BLOCK представляет собой мелкодисперсный порошок кремового цвета (рис. 1). Состав с высоким содержанием твердой фазы и высокой фильтрацией. За счет сверхвысокой фильтрации состава при перепаде давления жидкая фаза состава отфильтровывается, формируя плотную пробку в интервале поглощения.



Рисунок 1. ULTRA BLOCK

Принцип действия основан получением седиментационно-устойчивой суспензии методом затворения на технической воде или солевом растворе с высоким содержанием твердой фазы и практически мгновенной фильтрацией, закачиваемой в зону поглощения.

Проведены лабораторные исследования состава ULTRA BLOCK, которые показали, что при взаимодействии с технической водой ULTRA BLOCK набирает мелкую волокнистую структуру, находясь в емкости при перемешивании полученная смесь выглядит достаточно жидкой, но при попытке замерить условную вязкость полученной смеси, сетка на воронке Марша моментально набивается мелкими волокнами, препятствуя протечке смеси. Аналогичная ситуация при наборе в

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

воронку Марша, минуя очистительную сетку, выпускной носик воронки забивается волокнами- условную вязкость замерить невозможно.

Для имитации поглощающей породы выбран крупный щебень, которым заполнен прозрачный цилиндр от фильтр-пресса.

ULTRA BLOCK смешивается с технической водой в концентрации от 200 до 350 кг/м³ и закачивается в цилиндр.

Моделирование процесса формирования пробки состава в лабораторных условиях представлено на рис. 2.



Рисунок 2. Процесс формирования пробки в лабораторных условиях

Приготовленный состав ULTRA BLOCK прокачивается через имитатор поглощающей породы при давлении 7 атм, отфильтрованная вода собирается в нижнем стакане и формируется пробка (рис. 3).



Рисунок 3. Сформированная пробка состава ULTRA BLOCK.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Промышленные испытания состава ULTRA BLOCK проведены на скважине Среднеботуобинского месторождения при бурении интервалов трапповой интрузии, во всех случаях был получен положительный результат.

В интервал бурения 929-933 м наблюдалось поглощение с интенсивностью 60-65 м³/ч, в составе кольматационной пачки (КП) в зону поглощения был закачан реагент ULTRA BLOCK. После вымыва ULTRA BLOCK наблюдалась интенсивность поглощения бурового раствора 9 м³/ч, циркуляция 80%.

На глубине 1324 м зафиксировано поглощение бурового раствора интенсивностью 8-10 м³/ч. После вымыва с затрубного пространства КП, циркуляция 100%, поглощение отсутствует. При дальнейшем бурении интенсивность поглощения не превышала 2-3 м³/ч.

Преимущества состава ULTRA BLOCK:

- нет зависимости от температурного диапазона в интервале поглощения;
- нет зависимости от содержания H₂S в интервале поглощения;
- высокая скорость приготовления состава в условиях буровой (нет необходимости применять специализируемую технику);
- минимизация рисков при приготовлении и закачки состава;

Область применения ULTRA BLOCK:

- эффективное решение для ликвидации поглощений бурового раствора, в том числе катастрофических;
- ликвидация поглощений при цементировании скважин (в качестве буфера).

Таким образом, использование реагента ULTRA BLOCK для ликвидации поглощения в интервале трапповой интрузии эффективно как при индивидуальном использовании, так и в составе с другими кольматационными наполнителями. Даже в сравнении с аналогичными кольматационными составами реагент отечественного производства показал наибольшую эффективность.

Список литературы

1. Эффективная изоляция трапповой интрузии на Восточных блоках Среднеботуобинского НГКМ методом установки гипсоцементных мостов различной плотности в два этапа / Р. Ф. Шакиров, А. К. Мельник, Ю. В. Медведев, А. В. Самойлович. – Текст : непосредственный // Сфера. Нефть и газ. – 2020. – № 5. – С. 30-32.
2. Отчет промышленных испытаний комплексного реагента для ликвидации поглощений ULTRA BLOCK, Якутия, 2020 г. – 5 с.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

СРЕДНЯЯ ЮРА-НИЖНИЙ МЕЛ (БАЙОС-ГОТЕРИВ) ШЕЛЬФА БАРЕНЦЕВА МОРЯ, ШПИЦБЕРГЕНА И НОВОЙ ЗЕМЛИ

Рогов М.А. (Геологический институт РАН, г. Москва)

Юрские и меловые отложения Баренцевоморского региона привлекают большое внимание как российских, так и зарубежных (в первую очередь норвежских) исследователей. Это связано как с доказанной нефтегазоносностью данного стратиграфического интервала, так и с тем, что через этот регион в течение юры и мела происходил обмен фаунами между бассейнами северо-западной Европы и Арктикой. В настоящей работе рассматривается строение и стратиграфия по аммонитам средней юры – нижнего мела трёх районов, принципиально различающихся по степени изученности и доступности материала: Шпицбергена, шельфа Баренцева моря и Новой Земли.

Юрские и нижнемеловые отложения на Шпицбергене широко представлены в естественных обнажениях и скважинах и интенсивно изучаются вот уже более 150 лет, в том числе более 60 лет - по материалам геологической съёмки, осуществляемой советскими и российскими специалистами (Ершова, 1983). Несмотря на отдельные нерешенные вопросы в целом степень изученности этого региона можно оценить как высокую. Рассматриваемый стратиграфический интервал, относящийся к подгруппе Янусфьеллет, достигающей 500 м мощности (Dyrvik et al., 1991), с размывом залегает на нижнеюрских отложениях и перекрывается барремскими образованиями континентального генезиса. Бат-готеривские отложения в целом хорошо охарактеризованы руководящими группами окаменелостей – в первую очередь аммонитами, двустворками, фораминиферами и диноцистами. По аммонитам надёжно устанавливается присутствие всех ярусов и подъярусов от бата до готерива, но полная последовательность зон и более дробных стратиграфических подразделений тут пока не установлена (рис. 1). Базальная часть подгруппы Янусфьеллет датируется ранним батом (зона *Arcticoceras ischmae*), тоарско-ааленские окаменелости известны только из конгломерата, залегающего в основании подгруппы (Bäckström, Nagy, 1985). До сих пор на Шпицбергене не установлены достоверные находки аммонитов самых верхов бата – низов среднего келловоя, и можно предполагать наличие здесь регионального перерыва. Выше верхнеюрская последовательность практически полная – не установлено только присутствие двух зон в среднем и верхнем оксфорде. Находки аммонитов также не известны из самых верхов кимериджа и нижней части волжского яруса, но во всех детально изученных разрезах и в естественных обнажениях и в скважинах между последними кимериджскими и первыми волжскими видами всегда присутствует достаточно мощный интервал (20-70 м) без аммонитов (Рогов, 2021). Несмотря на широкое распространение у норвежских исследователей представлений о существовании на Шпицбергене перерыва на границе юры и мела (Dallmann, 1999; Jelby et al., 2020) по аммонитам доказательства такого перерыва отсутствуют. В валанжине, несмотря на сравнительную редкость аммонитов, фиксируется достаточно полная зональная последовательность (Ершова, 1983; Барабошкин, 2004). Ситуация с нижнеготеривским подъярусом напоминает ситуацию с нижневолжским интервалом: здесь также редки аммониты, и в большинстве случаев последние верхневаланжинские аммониты отделены от первых верхнеготеривских находок мощным интервалом без аммонитов.

На шельфе Баренцева моря среднеюрские – нижнемеловые отложения вскрыты большим количеством скважин, пробуренных как в норвежском, так и в российском секторах. На западе Баренцева моря мощности этого интервала обычно невелики и редко превышают 100-200 м (Wierzbowski, Smelgor, 2020). В норвежском секторе Баренцева моря пробурено большое количество скважин с полным отбором керна, но лишь незначительная часть этих материалов изучена и опубликована. В российском секторе Баренцева моря мощности среднеюрских-готеривских отложений возрастают до 1-1,5 км, но их изучение затруднено тем, что большая часть скважин была пробурена с незначительным выходом керна (в интересующем нас интервале керном в среднем охарактеризовано менее 10% мощности каждой скважины). При этом имеющиеся находки аммонитов ещё в 80е годы были распределены между специалистами из разных производственных

организаций и за редким исключением изображения этих находок не публиковались (Рогов, 2021; Mikhailova et al., 2021), а лишь приводились в списках (Шульгина, Бурдыкина, 1992). В этой связи судить о полноте разрезов байоса-готерива шельфа Баренцева моря сложно: можно лишь наметить те зоны по аммонитам, которые надёжно устанавливаются, но в связи с чем нет находок на других уровнях – не ясно. В отличие от Шпицбергена здесь фиксируются достаточно мощные толщи аалена-байоса, причём находки верхнебайосских аммонитов рода *Cranocephalites* отмечаются достаточно часто (Wierzbowski, Smelror, 2020). Следует также отметить частые находки в верхнем байосе – нижнем бате глендонитов (Mikhailova et al., 2021), широко распространённых в этом интервале в Сибири, но не встреченных западнее российского сектора Баренцева моря.

Наконец, на Новой Земле коренные выходы юрских и меловых отложений не известны, но начиная со второй половины 19 века находки окаменелостей этого возраста постоянно находили в виде отдельных обломков пород и конкреций, переотложенных в четвертичное время. Уже к 60м годам такие находки были сделаны более чем в 40 местонахождениях по всей Новой Земле (Дибнер, 1962; Бодылевский, 1967). К началу 80х годов XX века обобщение имеющихся данных позволило прийти к выводу, что «...в течение всего мезозоя (от триаса до позднего мела включительно) на некоторых участках Северного и Южного островов Новой Земли отлагались прибрежно-морские и морские осадки, полностью размытые в четвертичное время» (Черкесов, Бурдыкина, 1981, с. 86).

Частота находок переотложенных окаменелостей разных интервалов мезозоя на Новой Земле резко различается, но эта неравномерность может в значительной мере контролироваться не столько былым присутствием здесь отложений соответствующего возраста, сколько их составом. Самые древние среднеюрские окаменелости представлены многочисленными верхнебайосскими аммонитами рода *Cranocephalites*, в том числе видами, известными из норвежского сектора Баренцева моря. Нижнебатские аммониты тоже встречаются регулярно. В отличие от Шпицбергена находок средне-верхнебатских видов здесь не известно, но зато имеются доказательства присутствия нижнего келловея и низов среднего келловея (Черкесов, Бурдыкина, 1981). Находки оксфордских аммонитов на Новой Земле дают возможность обосновать присутствие всех подъярусов, но никаких окаменелостей кимериджского и ранневожского возраста здесь до сих пор не обнаружено. Находки аммонитов средне- и поздневожского, а также рязанского и ваанжинского возраста на Новой Земле довольно многочисленны, хотя характеризуют отдельные сравнительно узкие стратиграфические интервалы. Но в отличие от шельфа Баренцева моря и Шпицбергена никакие свидетельства присутствия здесь верхнего валанжина и готерива нет. Следует отметить, что вожско-валанжинские окаменелости Новой Земли за редким исключением приурочены к метаногенным карбонатам (Hryniewicz et al., 2015), которые характеризуются высокой насыщенностью окаменелостями и большой плотностью, что является благоприятными факторами для сохранения подобных окаменелостей в переотложенном виде.

Несмотря на существенные различия в особенностях распространения среднеюрских-нижнемеловых отложений в разных районах Баренцевоморского региона можно отметить некоторые их общие черты. Наиболее древние находки среднеюрских аммонитов в регионе отвечают началу позднего байоса, когда в Арктике появились и широко расселились первые представители эдемичного семейства *Cardioceratidae*, определявших облик арктических аммонитовых фаун вплоть до конца кимериджа. Находки верхнебатских-нижнекелловейских аммонитов распределены очень неравномерно, что по всей видимости отражает характер распространения соответствующих отложений, тогда как верхнекелловейские и оксфордские виды встречаются во всех рассмотренных районах. Не ясно, с чем связано отсутствие следов кимериджа на Новой Земле. Не исключено, что отложения этого возраста здесь, так же как на Шпицбергене и шельфе Баренцева моря были представлены черносланцевыми фациями, которые плохо сохраняются при переотложении. Но нельзя исключать и существования перерыва в осадконакоплении в кимеридже на Новой Земле. Вожско-валанжинский интервал повсеместно представлен достаточно полно, тогда как отсутствие готерива на Новой Земле, как и в случае с кимериджем, может объясняться двояко – или неблагоприятными для переотложения фациями или

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

1. Барабошкин Е.Ю. (2004) Нижнемеловой аммонитовый зональный стандарт Бореального пояса // Бюл. МОИП. Отд.геол. Т.79. Вып.3. С.44-68.
2. Бодылевский В.И. (1967) Юрские и меловые фауны Новой Земли // Зап. Горного Ин-та. Т.ЛIII. Вып. 2. С.99-122.
3. Дибнер В.Д. (1962) Мезозойские отложения Новой Земли // Тр. НИИГА. Т. 130. С.58-75.
4. Ершова Е.С. (1983) Объяснительная записка к биостратиграфической схеме юрских и нижнемеловых отложений архипелага Шпицберген. Л.: ПГО Севморгеология. 88 с.
5. Рогов М.А. (2021) Аммониты и инфразональная стратиграфия кимериджского и волжского ярусов Панбореальной надобласти // Труды геологического института. Вып. 627. 732 с.
6. Черкесов О.В., Бурдыкина М.Д. (1981) О стратификации мезозоя Новой Земли по находкам переотложенной фауны // Палеонтологическая основа стратиграфических схем палеозоя и мезозоя островов Советской Арктики. Сборник научных трудов. Ленинград: НИИГА. С.85-99.
7. Шульгина Н.И., Бурдыкина М.Д. (1992) Биостратиграфические схемы юры и нижнего мела шельфов Баренцевого, Норвежского и Северного морей // Геологическая история Арктики в мезозое и кайнозое. Книга 1. Материалы чтений памяти В.Н. Сакса. СПб: ВНИИОкеангеология. С. 106-114.
8. Bäckström S.A., Nagy J. (1985) Depositional history and fauna of a Jurassic phosphorite conglomerate (the Brentskardhaugen Bed) in Spitsbergen // Norsk Polarinstittut Skrifter. Nr. 183. 61 p.
9. Dallmann W.K. (Ed.) (1999) Lithostratigraphic Lexicon of Svalbard. Review and recommendations for nomenclature use. Upper Paleozoic to Quarternary. Tromsø: Norsk Polarinstittut. 318 p.
10. Dypvik H., Nagy J., Eikeland T. A., Backer-Owe K., Andresen A., Haremo P., Bjerke T., Johansen H., Elverhøi A. (1991) The Janusfjellet Subgroup (Bathonian to Hauterivian) on central Spitsbergen: a revised lithostratigraphy // Polar Research. Vol. 9.no. 1. P.21-43.
11. Hryniewicz K., Hagström J., Hammer Ø., Kaim A., Little C. T., Nakrem H. A. (2015) Late Jurassic–Early Cretaceous hydrocarbon seep boulders from Novaya Zemlya and their faunas .. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. Vol. 436. P. 231-244.
12. Jelby M. E., Śliwińska K. K., Koevoets M. J., Alsen P., Vickers M. L., Olausen S., Stemmerik L. (2020) Arctic reappraisal of global carbon-cycle dynamics across the Jurassic–Cretaceous boundary and Valanginian Weissert Event // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. Vol. 555, 109847.
13. Mikhailova K., Rogov M., Ershova V., Vereshchagin O., Shurekova O., Feodorova A., Zakharov V. (2021) Middle Jurassic–Lower Cretaceous glendonites from the eastern Barents Shelf as a tool for paleoenvironmental and paleoclimatic reconstructions // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. Vol. 579. 110600.
14. Wierzbowski A., Smelror M. (2020) The Bajocian to Kimmeridgian (Middle to Upper Jurassic) ammonite succession at Sentralbanken High (core 7533/3-U-1), Barents Sea, and its stratigraphical and palaeobiogeographical significance // Volumina Jurassica. Vol. XVIII. No.1. P. 1-22.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА
СРЕДНЕБОТУОБИНСКОМ НГКМ И ИХ РЕШЕНИЯ**

Рожкова Д.С. (ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»)

Месторождения Восточно-Сибирской провинции, являются основным и важным нефтегазодобывающим регионом России, на которой расположена одна из самых крупных трапповых отложений – Сибирские траппы.

Большинство из них характеризуется наличием в геологическом разрезе пластовых трапповых тел (силлов - интрузивных залежей) внутри осадочного чехла. Трапповые тела располагаются по всему разрезу отложений венда - нижнего палеозоя, на разных стратиграфических уровнях, имеют широкий диапазон по площади и по мощности [1].

Геологическое строение разреза весьма различно. Оно зависит от глубины. Например, в интервале 735-831 м можно наблюдать вулканическую, трещиновато-порую породу, представленную долеритами серого, темно-серого цвета, мелкокристаллическую, массивную плотную и крепкую. На рис.1 подробнее представлены состав пласта и часто встречающиеся в данных интервалах осложнения.

Зона поглощений, м	Стратиграфический разрез	Описание пород	Тип коллетора	
1	735-831	Интрузии диабазов	Долерит серый, темно-серый, мелкокристаллический, массивный, плотный, крепкий.	вулканическая порода, трещиновато-порювая
2	1478-1541	Осинский горизонт	Доломит темно-серый, серый, скрыто- мелкокристаллический, массивный, плотный, неравномерно глинистый, средней крепости. Ангидрит белый, светло-серый, скрытокристаллический, плотный, слабой крепости.	трещиноватые
3	1817-1932	Телегеспитский горизонт	Песчаник прозрачный, кварцевый, средне-мелкозернистый, средней степени сортированности, зерна полуокатанные и плохоокатанные. Доломит серый, темно-серый, скрыто-мелкокристаллический, массивный, плотный, крепкий. Ангидрит белый, светло-серый, скрытокристаллический, плотный, слабой крепости.	трещиновато-пористый
4	1932-1952	Ботубобинский горизонт	Песчаник прозрачный, кварцевый, средне-мелкозернистый, плохосортированный, зерна полуокатанные и плохоокатанные.	высокопористый, высокопроницаемый

Рисунок 1. Технологические проблемы при бурении эксплуатационных скважин

При бурении скважин на Среднеботубобинском нефтегазоконденсатном месторождении встречаются проблемы, которые приводят к задержкам или ухудшению качества при строительстве скважин [2]. Это могут быть поглощения бурового раствора, критический износ буровых долот и снижение скорости бурения и проч.

В интервале 720,32 – 846,32 м. по вертикали залегают пластовые **интрузии диабазов (трапов)** мощностью ≈ 130 м в которых вероятно поглощение бурового раствора интенсивностью от 3 м³/час до полного ухода. Данный вид поглощений обусловлен наличием пустот различной интенсивности. Практика борьбы с трапповым видом поглощения говорит о том, что для ликвидации катастрофических поглощений, нужно использовать: цементные мосты со специальными добавками, профильные перекрыватели и специальные составы буровых растворов. Цель данной работы - провести сравнительный анализ эффективности наполнителей для ликвидации поглощений различных типов.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

На рис.2 представлены наполнители для буровых растворов, обладающие нужными свойствами для остановки поглощений при бурении.

1. Карбонат кальция. Зачастую является наполнителем для резиновых смесей, представляет собой микрорамор.
2. К-МIX. В его состав входят натуральные добавки, такие как ореховая скорлупа и ракушки.
3. КС (Кольматант селективный). Состоит из отходов дроводобывающей промышленности.

Наименование наполнителя	Средний размер частиц, мм	Концентрация, кг/м ³		Тип кольматанта		
		от	до	Гранулы	Чешуйки	Волокна
CaCO ₃ - 50	0,05	50	100	+	-	-
CaCO ₃ - 150	0,15	50	100	+	-	-
CaCO ₃ - 600	0,6	50	100	+	-	-
К-МIX 3	1-3	10	50	+	+	+
К-МIX 5	3-5	10	70	+	+	+
К-МIX 10	3-10	10	80	+	+	+
КС-1	до 1	10	140	-	+	-
КС-3	до 3	10	50	-	+	-
Итого концентрация:		200	690			

Рисунок 2. Применяемые технологии для ликвидации катастрофических поглощений

Для оценки эффективности буровых растворов использован специальный прибор - тестер проницаемости тампонирующего раствора производства OFITE (PPT - Permeability Plugging Tester). В него вставляются специальные пластины, имитирующие трещиноватость траптовых отложений (рис.3). Сквозь эти пластины пропускается буровой раствор, что позволяет определить самый подходящий вариант состава для данного типа траптовых отложений.



В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Рисунок 3. Приборы для оценки эффективности материалов для ликвидации поглощений

По результатам тестов, проведенных с разными пластинами и растворами, возможно сделать выводы:

- применение наполнителей средней и малой размерности малоэффективно при борьбе с поглощениями;
- отсутствует эффективность при использовании фабричных смесей без дополнительных добавок;
- в составе необходимы компоненты различной твердости для обеспечения плотности упаковки фильтрационной корки.

Следовательно, эффективным наполнителем при ликвидации поглощений в трапповых интрузиях является К-МИКС-20 и К-МИКС-50 вместе с гранулированной лузгой семечек и резиновой крошкой, которые представлены на рис.4.



Резиновая крошка



**ПГС (гранулированная
лузга семечек)**



К-МIX-20/50

Рисунок 4. Наполнители бурового раствора

Таким образом, необходим контроль фракционного состава твердой фазы бурового раствора для обеспечения тонкой фильтрационной корки, минимальной фильтрации, исключения кольтации продуктивного пласта твердой фазой и вероятности отрыва корки при вызове притока.

Список литературы

1. Ивченко, О.В. Особенности формирования продуктивных горизонтов Непско-Ботуобинской антеклизы в связи с их вторичным засолением / О.В. Ивченко // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития: Сборник трудов Международной научно-практической конференции. ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет». - Ставрополь: АРГУС Ставропольского гос. аграрного ун-та, 2020. – 492 с. – С. 62-68.
2. Тузов Е.В., Кутузова Т.Ю. Технологические решения в бурении трапповой интрузии на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении (Восточная Сибирь) // Науки о Земле и недропользование, 2021. – №44(3). - С.261-270. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2021-44-3-261-270>

ПРИМЕНЕНИЕ ШЛАКОВ В КАЧЕСТВЕ ЧАСТИ ВЯЖУЩЕГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ВЫСОКОВЯЗКИМИ НЕФТЯМИ

Рожкова О.В. (ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»)

В последние годы сохранение объемов добычи углеводородов связано с разработкой тяжелых и высоковязких нефтей с вязкостью 30 мПа*с или 35 мм²/с и выше [1-3] (в России — Волго-Уральский заповедник и газоносный район, Базеновская свита на западе); Сибирь, кадумская свита Закавказья; за рубежом — Баккен, Игл-Форд, Барнет и др.). Объем трудноизвлекаемых запасов углеводородов в России составляет около 55 % в общем объеме запасов российской нефти.

Из рис. 1 видно, что более 86 % от общих запасов высоковязких нефтей (ВВН) промышленных категорий, объем которых составляет 5,4 млрд. т. приурочены к месторождениям в первую очередь Тюменской области, республик Татарстан, Коми и Архангельской области.

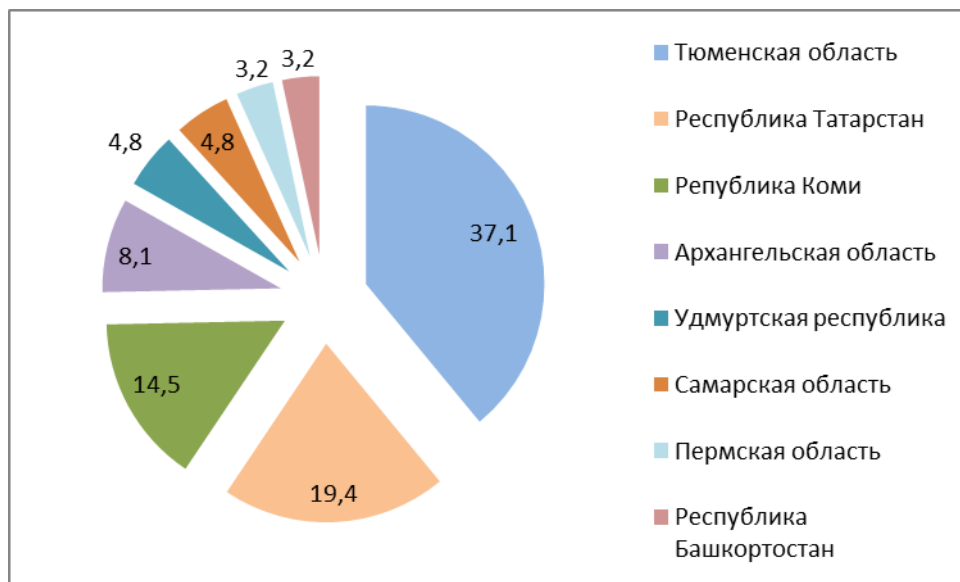


Рисунок 1. Запасы высоко-вязких нефтей на территории РФ

Несмотря на то, что геологические запасы высоковязкой нефти и битумов в России составляет от 6 до 75 млрд тонн, их добыча не активна, это в первую очередь связано с тем, что она требует использования специальных дорогостоящих технологий, ВВН сложны в переработке, из-за высокой вязкости их сложно перекачивать, они плохо протекают в скважине, и даже при больших запасах трудно отбирать большие дебиты [1].

Поэтому в настоящее время направлениями выбора эффективных проектных решений строительства скважин для промышленной добычи ВВН, в том числе сланцевой нефти, являются разработка комплексных решений для увеличения и обеспечения их эффективного извлечение за счет применения технологии бурения горизонтальных скважин, гидроразрыва и подогрева забоя скважины.

Однако, промышленная добыча ВВН с использованием метода парогравитационного дренажа является актуальной научно-технической проблемой для сохранения крепости скважины, а соответственно и ее долговечности. При нагнетании пара происходит нарушение герметичности крепости скважины.

Таким образом, можно сделать вывод, что добычу аномальных нефтей сопровождают серьезные проблемы, в том числе из-за высокой температуры воздействия на крепь скважины, зону

продуктивного пласта и внутрискважинное оборудование. Обладая многими преимуществами, существующие методы и технологии борьбы с данной проблемой, не могут в полной мере ее решить. В результате осложнения, возникающие при добыче высокопарафинистых нефтей, приводят к значительному снижению добычи нефти, увеличению сроков ремонта и межочистных работ добывающих скважин, и как следствие, увеличению эксплуатационных затрат.

Предполагается, что одним из перспективных направлений повышения эффективности скважин, при добыче высоковязких нефтей с высокой температурой воздействия является применение термостойких тампонажных растворов для цементирования скважины.

Среди большого ассортимента вяжущих термостойких материалов пристального внимания заслуживает направление применения доменных и металлургических шлаков. Поэтому целесообразно рассмотреть шлаки как потенциальное сырье при замещении части вяжущего материала для крепления скважин с высоковязкими нефтями. Использование доменных шлаков обусловлено составом, схожим с составом портландцементного клинкера, при меньшем содержании оксида кальция в химическом отношении и большем содержании двухкальциевого силиката β -модификации в минералогическом.

Тампонажный материал на основе кислого никелевого шлака–отхода Побужского никелевого завода Кировоградской обл. выпускался Днепродзержинским цементным заводом УССР. Шлаков, аналогичных никелевому, в России нет, однако цемент в настоящее время Украиной не производится.

Доменный гранулированный отвалный шлак Алчевского металлургического комбината до 2009 года активно использовался при разработке тампонажного цемента и соответственно цементирования нефтегазовых скважин, расположенных в Украине, в настоящее время комбинат поставляет шлак для реконструкции и ремонта дорог ЛНР.

Ванадиевый шлак Алапаевского металлургического завода представляет собой полупродукт, который используют для производства ванадийсодержащих продуктов, включающий оксиды ванадия, железа, кальция и др.

Поэтому для исследований был выбран наиболее доступный для Западной Сибири доменный гранулированный шлак ООО «Мечел-Материалы» Челябинского металлургического комбината. Дополнительно учтено наличие у предприятия вертикальных валковых мельниц LM53.3, обеспечивающих возможность помола до $450\div 600 \text{ м}^2/\text{кг}$ (в шаровых мельницах помол возможен до удельной поверхности $250\div 350 \text{ м}^2/\text{кг}$) [2].

В таблице 1 приведен сравнительный анализ технологических параметров шлаков различных производителей и сформированных на их основе тампонажных смесей и цементных камней.

Таблица 1

Составы исследуемых вяжущих материалов

Показатель	Производитель шлака			
	Побужский никелевый завод	Алчевский металлургический комбинат	Челябинский металлургический комбинат	Алапаевский металлургический завод
Тип шлака	никелевый	свинцовый	чугунный	ванадиевый
Основность	1,6-3,4	1,8-2,2	0,7-0,8	0,5
Удельная поверхность, $\text{м}^2/\text{кг}$	300±20	400	450	200

Активность (прочность на сжатие), МПа	11,24	13	35,53	20,6
Добавки, %	Гидроксид натрия, 6-8	ССБ, 0,2	нет	Магнетитовый песок, 0,1
В/Т	0,4	0,36	0,5	0,33
Плотность, кг/м ³	1850	2200	1790	2300
Водоотделение	5,81	4,2	1,5	3,2

По анализам таблицы 1 можно сделать вывод, что наиболее эффективным способом повышения прочности шлаковых цементов является использование тонкодисперсного шлака с оптимальными параметрами (дисперсностью и содержанием), а также его сульфатно-щелочная активация, позволяющая получать высокопрочные цементы.

Однако, необходимо отметить, что производство шлаковых цементов в виду нестабильности их свойств и сложности технологии не получило массового внедрения. Поэтому дальнейшая разработка теоретических и практических рекомендаций по повышению эффективности использования тонкодисперсного доменного гранулированного шлака является одной из наиболее актуальных и перспективных научных проблем, имеющей важное значение [2]. В отличие от металлических шлаков, челябинские шлаки обладают достаточно стабильным составом, который не варьируется от места и условий расположения шлаковых отвалов.

Список литературы

1. Яценко И.Г. Анализ пространственных, временных и геотермических изменений высоковязких нефтей России. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. 2006. - Т. 309. - № 1. – С. 32-39
2. Ципурский И.Л., Коконова А.А., Данилова Е.Д., Ковченко И.В., Руденко М.И. Доменные гранулированные шлаки при производстве многокомпонентных цементных систем: технология производства и особенности применения // Интернет-журнал «Транспортные сооружения», 2018, – №1, – <https://t-s.today/PDF/18SATS118.pdf> – Текст : электронный

ТЕНДЕНЦИЯ ИЗМЕНЕНИЯ МИКРОЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА НАФТИДОВ В ПРОЦЕССЕ ИХ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОРРЕЛЯЦИОННОГО АНАЛИЗА

Родкин М.В. (Институт проблем нефти и газа РАН; Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН; Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН), Пуанова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН), Рукавишников Т.А. (Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН)*

Введение

Анализ микроэлементного (МЭ) состава углеводородных (УВ) флюидов широко используется для изучения генерации, преобразования и разрушения углеродсодержащих субстанций. Практически затребованы и методы использования МЭ-показателей для оценки перспектив нефтегазоносности. Большая часть МЭ состава нафтидов унаследована от исходного органического вещества (ОВ) пород, другие МЭ привнесены в нефть из вмещающих горных пород и пластовых вод. При этом ряд МЭ определенно указывает на наличие также и глубинного источника. Отсюда был сделан вывод о полигенности источника МЭ состава нефтей [1, 2], однако этот вывод носит качественный характер, не позволяющий сравнить роль разных факторов и их изменение в ходе онтогенеза УВ.

Решение этих вопросов оказалось возможным на основе использования метода корреляционного анализа. Ниже дан обзор работ авторов [3–5 и др.], посвященных корреляционному анализу МЭ состава каустобиолитов, углеводородных и углекислых флюидов. Рассчитывается корреляция МЭ состава проб с модельным химическим составом биоты (наземные и морские растения и животные) [6] и земной коры разного уровня (верхняя, средняя и нижняя кора) [7]. Дается интерпретация полученных результатов.

Метод и база данных

Обычно анализ МЭ состава природных объектов проводится на основе данных о концентрации характерных элементов и их соотношений. Но концентрации МЭ в пробах часто разнятся на несколько порядков, сильно зависят от локальных особенностей состава, термодинамических условий и иных, чаще плохо известных факторов. Отсюда такие оценки обычно неустойчивы, а иногда и противоречивы. Метод корреляционного анализа базируется на всей совокупности данных о составе МЭ, поэтому обеспечивает большую устойчивость результатов сравнения, хотя и с определенным уменьшением чувствительности анализа. С целью большей устойчивости результатов расчета авторы не использовали анализы проб с малым числом определений содержаний МЭ (обычно менее 30 МЭ-определений). Расчёт значений коэффициентов корреляции (КК) проводился в логарифмическом масштабе, что позволяет учитывать данные по элементам с очень малой концентрацией. Применение корреляционного анализа стало возможным в результате определения состава МЭ методом ICP-MS (масс-спектрометрия с ионизацией пробы в индуктивно связанной плазме). Этим методом определяется широкий набор элементов (до полусотни, и даже больше), причем с большой точностью.

Для лучшей достоверности результатов авторами была скомпилирована база данных (БД) по содержанию МЭ в различных объектах. Аналитический материал для БД почерпнут из многих литературных источников, всего собрано более 350 результатов анализов. БД включает данные по МЭ составу углекислых и грязевулканических вод Большого Кавказа, по битумоидам (растворимые в органических растворителях компоненты ОВ пород), сырым нефтям, смолисто-асфальтовыми компонентами нефти и природным битумам (асфальтам). Анализ совокупности нафтидов позволил выявить тенденцию изменения МЭ состава от исходных углеродистых веществ осадочных пород к нефтям, и далее к природным битумам. Более полно представлены данные по МЭ составу нефтей отдельных регионов: Ромашкинского месторождения и его месторождений-сателлитов (Республика Татарстан), а также месторождений Западной Сибири и Камчатки (уникальные данные по МЭ составу нефтепроявлений кальдеры вулкана Узон). Список источников и более полное описание БД приведена в работе авторов [8].

Грязевулканические и углекислые воды Большого Кавказа

Более полно по числу анализов представлены данные по углекислым и грязевулканическим водам региона Большого Кавказа. Поэтому вначале кратко обсудим эти данные. Общеизвестна связь грязевого вулканизма и нефтегазоносности [9, 10, и др.]. Развитие грязевого вулканизма свидетельствует о современной генерации углеводородных газов в регионе. Так, например, на западе Южно-Каспийской впадины на территории Азербайджана более 80% известных нефтегазовых месторождений сопряжены с грязевыми вулканами.

Данные по МЭ составу грязевулканических вод Кавказского региона сравнивались с более многочисленными и потому обеспечивающими лучшие статистические результаты данными по углекислым водам высокогорья Большого Кавказа [9]. Средние значения КК МЭ состава проб с модельными составами верхней, средней и нижней коры и с различными типами биоты приведены в табл. 1, на примере данных для наиболее обеспеченных опробованиями бассейнов рек областей Эльбруса и Казбека. Максимальная корреляция МЭ состава проб имеет место с химическим составом средней континентальной коры и с составом наземных растений и животных; причем различия средних величин КК с разными горизонтами земной коры и с разными типами биоты вполне значимы. Для района Кавказских минеральных вод (КМВ) также максимальна связь с составом средней коры (табл. 1), но значения КК со средним химическим составом морской и наземной биоты статистически не различимы. Можно предположить, что здесь в формировании МЭ состава подземных вод принимали сравнимое участие остатки как наземных, так и морских организмов.

Таблица 1. Коэффициенты корреляции между составами углекислых вод (регионы Большого Кавказа), коры и биоты (усредненные значения)

Район (число анализов)	Модельный состав континентальной коры			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	растения		животные	
				морские	наземные	морские	наземные
р. Кубань (41)	0,75± 0,01*	**0,76± 0,01	0,71± 0,01	0,80± 0,005	0,82± 0,01	0,78± 0,005	0,75± 0,005
р. Баксан (15)	0,75± 0,01	0,76± 0,01	0,72± 0,01	0,81± 0,01	0,83± 0,01	0,81± 0,01	0,75± 0,01
р. Ардон (16)	0,75± 0,01	0,77± 0,01	0,73± 0,01	0,81± 0,01	0,84± 0,01	0,80± 0,005	0,77± 0,005
Южная Осетия (17)	0,76± 0,01	0,77± 0,01	0,74± 0,01	0,82± 0,005	0,84± 0,01	0,79± 0,01	0,75± 0,01
КМВ (14)	0,70± 0,01	0,73± 0,01	0,68± 0,01	0,83± 0,01	0,83± 0,01	0,83± 0,01	0,81± 0,01

Примечание: * погрешность оценки среднего коэффициента корреляции

** жирным шрифтом выделены максимальные значения корреляции.

Результаты расчетов для грязевулканических вод Азербайджана, Таманского полуострова и Восточной Грузии [9, 10] приведены в табл. 2. Аналогично данным для Большого Кавказа, максимальна корреляция МЭ состава проб с составом средней континентальной коры, при этом значения КК для вод грязевых вулканов ниже, чем для углекислых гидротерм. Но для грязевых вулканов Тамани, Азербайджана и Грузии, в отличие от углекислых вод высокогорий Большого Кавказа, наибольшая корреляция систематически наблюдается с химическим составом не наземных, а морских растений или животных.

Легко видеть, что пространственная приуроченность областей, отвечающих большему значению корреляции с морской или наземной биотой, хорошо согласуется с современной орографией и с геологическим развитием Кавказского региона. Таким образом, результаты расчетов для углекислых и грязевулканических вод Кавказского региона свидетельствуют в пользу возможности использования корреляционного анализа МЭ состава проб флюидов как для определения доминирующего типа исходной биоты, так и глубин заложения соответствующих флюидных систем.

Такая возможность представляется полезной для решения прикладных задач по геологии нефти и газа.

Таблица 2. Коэффициенты корреляции между составами вод, глин (из грязевых вулканов Тамани и Грузии), коры и биоты (усредненные значения)

Район (число анализов)	Модельный состав континентальной коры			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	растения		животные	
				морские	наземные	морские	наземные
Тамань (17)	0,61± 0,01*	**0,68± 0,01	0,58± 0,01	0,82± 0,01	0,74± 0,01	0,76± 0,01	0,71± 0,01
Грузия (5)	0,66± 0,03	0,68± 0,03	0,64± 0,03	0,81± 0,01	0,75± 0,01	0,76± 0,01	0,72± 0,01
Апшерон (5)	0,42± 0,04	0,48± 0,04	0,44± 0,04	0,72± 0,04	0,67± 0,02	0,77± 0,02	0,65± 0,03
Шемаха-Гобустан (23)	0,42± 0,01	0,48± 0,01	0,44± 0,01	0,75± 0,01	0,66± 0,01	0,76± 0,01	0,67± 0,01
Р. Кура (12)	0,47± 0,03	0,55± 0,03	0,50± 0,03	0,76± 0,02	0,70± 0,01	0,79± 0,01	0,69± 0,01

Примечание: * погрешность оценки среднего коэффициента корреляции

** жирным шрифтом выделены максимальные значения корреляции.

Характер изменения МЭ состава нефтидов от исходного органического вещества к нефтям и природным битумам

В составленной нами БД представлены битумоиды (растворимые компоненты ОВ пород), нефти, смолисто-асфальтеновые компоненты нефти и асфальты. Этот ряд нефтидов представляет собой генетическую последовательность изменения углеродсодержащих систем от исходного рассеянного ОВ осадочных пород к нефтям, и далее к природным битумам. Как показано ниже, этой последовательности отвечает систематическая тенденции изменений связи МЭ состава проб с составами нижней и верхней коры и с составом биоты. Представим данные в координатах величин связи с биотой (максимальное значение КК с одним из видов биоты) и разницы величин КК с составами нижней и верхней коры.

Результаты расчетов представлены на рисунке 1. Звездочки и овалы характеризуют средние значения и разброс, полученные для разных типов нефтидов. Большая часть данных представлена средними значениями для типов пород и для отдельных нефтегазоносных бассейнов России. Более детально, как результаты для отдельных проб, показаны данные по сырым нефтям, при этом использованы относительно более поздние, предположительно более точные, результаты анализов. При значительном разбросе значений КК, отчетливо видна общая тенденция. Глинистые сланцы, угли, другие осадочные породы, также, как и битуминозные экстракты из вмещающих пород (битумоиды) более тесно коррелируют с составом верхней коры и биоты. В ряду от типично приповерхностных образований (глины, угли, сланцы) к экстрактам из вмещающих пород (битумоиды) – к средним значениям МЭ состава сырой нефти и смолисто-асфальтеновых компонент нефти – к природным битумам (асфальты) происходит уменьшение корреляционной связи с биотой и рост разницы КК проб с нижней и верхней континентальной корой. Обратим внимание на значения КК для трех опробований (по данным [11]) для молодых нефтей кальдеры Узон (Камчатка). Для этих нефтей (а также для менее обеспеченных фактическими данными проб нефтей небольших месторождений нефти Камчатки) доминирует связь не с нижней, а со средней или верхней корой, при этом часто наблюдаются повышенные значения КК с биотой.

Выявленная тенденция находит свое объяснение в рамках модели активного нефтегенеза по схеме неравновесного проточного реактора [12], в значительной степени являющейся детализацией флюидодинамической модели нефтегенеза Б.А. Соколова [13]. В рамках модели неравновесного проточного реактора флюидный режим областей активного нефтегенеза связывается с восходящим потоком молодых низкоминерализованных вод – продуктов дегидратации. Оптимальной неотектонической ситуацией для реализации такого режима являются зоны надвигов, куда ОВ

осадков поступает с развитием поддвига как по ленте конвейера, и где эти нефтегенерирующие толщи промываются восходящим потоком молодых низкоминерализованных вод – продуктов дегидратации погружающихся блоков земной коры. Заметим, что аналогичный процесс, но более рассредоточено в пространстве, протекает и в областях быстрого осадконакопления и погружения осадочных толщ.

В условиях обычного платформенного теплового режима подошва зоны активной дегидратации располагается на уровне нижней коры. В условиях напряженного теплового режима Камчатки (в частности области кальдеры вулкана Узон) процессы дегидратации протекают на меньших глубинах, соответственно восходящий флюидный поток несет геохимическую метку меньших глубин. Тем самым находит свое объяснение специфика результатов расчета величин КК для Камчатки.

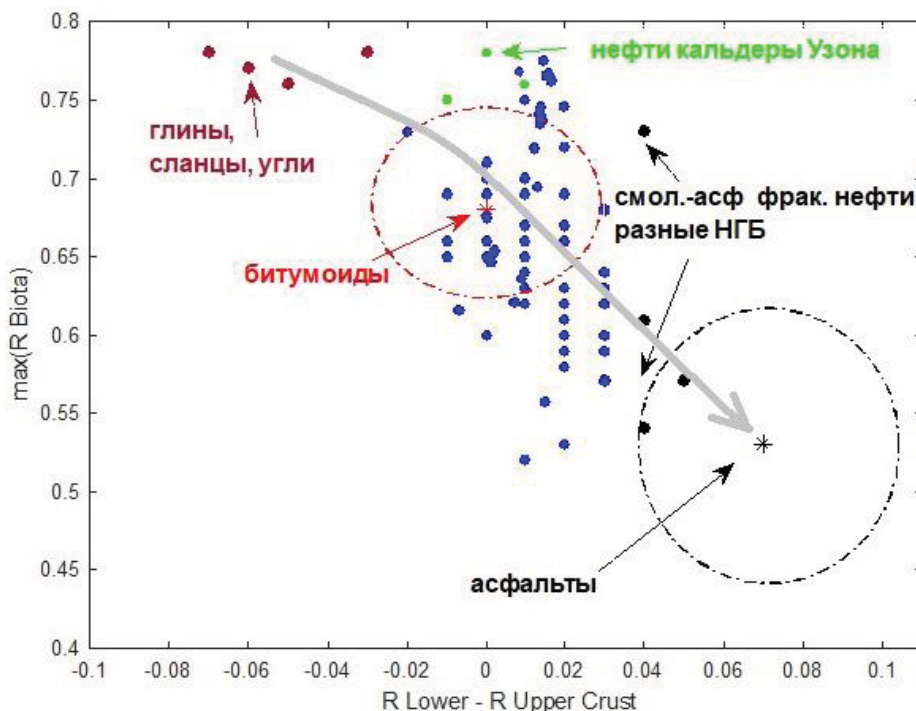


Рисунок 1. Общая тенденция (показана серой стрелкой) изменения характера МЭ состава от углей и сланцев к нефтям и продуктам деградации нефти (асфальты). Точками даны данные для нефтей (синие) и для смолисто-асфальтеновой компоненты нефтей (черные).

В целом получаем (особенно, если учесть вклад разных типов МЭ по массе), что основным источником МЭ состава для нафтидов является живое вещество, но в процессах нефтеобразования и миграции все большую роль играют глубинные процессы, поставляющие в МЭ состав нефтей глубинные элементы.

Выявленные корреляционные связи между составом нафтидов, корой и биотой можно использовать как метку степени преобразования вещества нафтидов. Эта тенденция, (но в связи с недостатком фактического материала статистически слабо достоверна), намечается и по данным для отдельных месторождений УВ в различных бассейнах. В ряде случаев намечается систематическое изменение степени преобразования ОВ по разрезу или по площади.

Заключение

Результаты корреляционного анализа количественно подтверждают ранее полученный вывод о полигенном характере МЭ содержания нафтидов. При этом открывается возможность количественно оценить соотношения роли глубинных и биогенных компонент на разных стадиях процесса преобразования исходного органического вещества и нафтидов. Изменение глубин заложения флюидных систем, соответствующих разным нефтепроявлениям и УВ месторождениям согласуются с положениями нефтегенеза по схеме проточного неравновесного реактора [12 и др.].

Отметим, что, убедительно свидетельствуя в пользу полигенеза МЭ содержания нефтей, проведенное исследование не дает однозначных указаний в пользу существования также и глубинной абиогенной составляющей собственно углеводородной компоненты нефтей, как то обсуждается в рамках модели полигенеза нефтей [14, 15 и др.].

Финансирование: Работа выполнена в рамках плана НИР ИТПЗ РАН и ИПНГ РАН (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3, тема «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)», № 122022800270-0).

Список литературы

1. Пуанова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. 2004. Т. 35. № 8. С. 893–907.
2. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней // Докл. РАН. 2008. Т. 422. № 1. С. 88–92.
3. Родкин М.В., Рундквист Д.В., Пуанова С.А. К вопросу относительной роли нижнекоровых и верхнекоровых процессов в формировании микроэлементного состава нефтей // Геохимия. 2016. № 11. С. 1025–1031.
4. Пуанова С.А., Родкин М.В. Нефти Камчатки – перспективный объект геохимических исследований // Нефтяное хозяйство. 2021. № 1. С. 18–22.
5. Rodkin M.V., Ngo Thi Lu, Punanova S.A. Correlation of trace element composition of oils and other caustobiolites with chemical content of different types of biotas and the Upper, Middle and the Lower Earth's Crust // Vietnam Journal of Earth Sciences. 2021. V. 43. № 1. P. 23–31.
6. Bowen H.J. Trace elements in biochemistry. Acad. press. London and New York, 1966. 241 p.
7. Rudnick R.L., Gao S. Composition of the continental crust. In: The Crust. 2003. №3. С. 1-64.
8. Родкин М.В., Пуанова С.А. Корреляционный анализ микроэлементного состава нафтидов: метод, результаты, интерпретация // Геофизические процессы и биосфера. 2022. Т. 21, № 4. С. 131–141.
9. Лаврушин В.Ю. Подземные флюиды Большого Кавказа и его обрамления. М.: ГЕОС, 2012. 348 с. DOI:10.13140/2.1.2775.0088.
10. Лаврушин В.Ю., Гулиев И.С., Киквадзе О.Е., Алиев А.А., Покровский Б.Г., Поляк Б.Г. Воды грязевых вулканов Азербайджана: изотопно-геохимические особенности и условия формирования // Литология и полезные ископаемые. 2015. № 1. С. 3–29.
11. Добрецов Н.Л., Лазарева Е.В., Жмодик С.М и др. Геологические, гидрогеохимические и микробиологические особенности нефтяной площадки кальдеры Узон (Камчатка) // Геология и геофизика. 2015. Вып. 56. № 1–2. С. 56–88.
12. Родкин М.В., Рукавишников Т.А. Очаг нефтеобразования как неравновесная динамическая система – модель и сопоставление с эмпирическими данными // Геология нефти и газа. 2015. № 3. С. 63–68.
13. Соколов Б.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования // Вестн. Моск. Ун-та, сер. 4, геология. 1996. № 4. С. 28–36.
14. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа // Докл. РАН. 2008. Т. 419. № 3. С. 373–377.
15. Teng Ji-Wen, LIU You-Shan, QIAO Yong-Hu. 2017. Study and exploration of the mixed-origin theories of organic and inorganic oil and gas. Chinese Journal of Geophysics (in Chinese), 60(5): 1874-1892, doi: 10.6038/cjg20170522

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ОБ АЛЬПИЙСКИХ ТЕКТОНО-МАГМАТИЧЕСКИХ СОБЫТИЯХ И УГЛЕВОДОРОДАХ (УВ) НЕСКОЛЬКИХ СТРУКТУР ИРАНА, МАЛОГО КАВКАЗА И ЮЖНОГО КАСПИЯ, БЛИЖНИЙ ВОСТОК: НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Романько А.Е. (ГИН РАН), Имамвердиев Н.А. (Бакинский Государственный Университет), Викентьев И.В. (ИГЕМ РАН), Рашиди Б. (Satrap Resources (Satrap Resources), Перт, Австралия), Хейдари М. (Парс Кани (Pars Kani), Тегеран, Иран), Дубенский А.С. (ГИН РАН), Ермолаев Б.В. (ГИН РАН), Полещук А.В. (ГИН РАН), Савичев А.Т. (ГИН РАН)

Регион Иран-Малый Кавказ-Южный Каспий (использованы и материалы специалиста по Малому Кавказу Н.А. Имамвердиева), Ближний Восток - чрезвычайно привлекателен по понятным причинам. Тем не менее, цепочка: углеводороды (УВ) – тектоника – магматизм – металлогения (включая и вовсе мизерную минерализацию) изучалась, к сожалению, редко. Нами представляются оригинальные и литературные материалы по альпийским структурам Ирана (преимущественно восток и центр страны), Малого Кавказа и Южного Каспия. В исследуемом замечательном регионе сочленяются собственно альпийские и гималайские структуры (рис.1, [8]). Специфика региона связывается с **гигантским Африканским суперПлюмом**. Он, видимо, определяет и отрыв или деляминацию литосферного корня погружающейся плиты и появляющееся мантийное окно, по М. Кескину (М. Keskin), 2007. Исследуемый регион необычно выделяется, поэтому, сочетанием нескольких геофизических (силы тяжести и др.) и геологических **аномалий**. В связи с указанным суперПлюмом внедрялись и аномальные щелочные - субщелочные расплавы эоцена (Pg2), неогена (N) и квартера (Q), включая карбонатиты Ханнешина, Афганистан (Q) и экзотические лампроитоподобные породы (K20 более 9 мас.%) трубки взрыва ЮВ Памира (Pg-N?). **УВ-аномалия** же региона уникальна. важна. Помимо выдающейся пермь - неогеновой стратиграфической колонки, продуктивных покрышек и ловушек юга и севера Персидского залива, наверное, заметную роль играл и упомянутый суперПлюм.

Далее приведем данные по **Каспию**. Здесь предполагают важную УВ-зональность по запасам, по Богданову, Хаину и др., 2003:

1. С. Каспий – УВ в породах девона-палеогена, и газ в неогене,
2. Средний Каспий – УВ в породах триаса-юр-мела, палеогена,
3. Ю. Каспий– УВ в породах позднего плиоцена,
4. южнее, в 600 км - вкост простирания основной структуры - Персидский залив – УВ в исключительном интервале пермь - неоген (не исключено наибольшее не прямое воздействие глубокого компонента). Омоложение пород к югу Каспий напоминает аккерционную призму - как бы с причленением все более молодых пород. На Каспии любопытно и редкое сочетание УВ – уголь. Возможно, движение УВ вверх шло недавно, несмотря на то, что УВ находятся в разновозрастных породах - более молодых на юге.

Петрогеохимия. Известно, что геохимия РЗЭ серпентинитов и нефтей очень близка. Геохимия же редких элементов нижней коры и нефтей также весьма сходна [3,4]. Но абиогенная гипотеза не признается подавляющим большинством нефтяников [1-7]. В тоже время биогенное происхождение отчасти катализируется дегазацией (особенно водорода-Н₂), а также разломами. Механизм круговорота или рециклинга УВ известного сейсмолога М.В. Родкина, 2015 [3], примиряет главную **биогенную** и сильно подчиненную абиогенную гипотезы.

Ниже даны некоторые данные по **УВ** в связи с тектоникой и магматизмом, а именно:

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

- В пределах известного субмеридианального гигантского **УВ-пояса**: Баренцево море – Каспий – Персидский залив (карта нефтегазоносности СССР, М: 2 500 000 и др.) на самом Каспии выявляется обратная корреляция: соляные купола (севернее) – а грязевые вулканы южнее – использованы данные и консультации В.Н. Холодова, ГИН РАН. Сходная же субмеридианальная ориентация соляных куполов читается и в Персидском заливе.
- В Прибалханской зоне Южного Каспия – участок Барсакельмес и др. фиксированы двухэтажные залежи миоцена-квартера?, N2-Q? (Международная Тектоническая карта Каспийского моря и его обрамления - Богданов, Хаин и др, 2003)
- вторичная, подчиненная зональность нефть - газ (запад - восток) в Персидском заливе и на Каспии - Туркмении. Анализ детальных структурных карт дает порой однозначный максимум УВ, например, для Южного Арала и др. Зональность УВ для разных регионов фиксируется по разным картам разного масштаба, что говорит в пользу ощутимой **миграции УВ**, что подчеркивали многие специалисты, в том числе и Р.Б. Сейфуль-Мулюков, 2010.

Далее приведем разные факты, в том числе и заимствованные, по **УВ других регионов**, в том числе и по глубокому, но **не решающему фактору**:

- баланс УВ во времени постоянен – важный аргумент для общих гипотез (Gold and Held, 1987; Selly 1998, с использованием известных материалов Н.А. Кудрявцева)
- смешение биогенных и абиогенных газов в сипах (выход УВ) Турции - на основе изотопии углерода и кислорода (С, О).
- данные 2022 г. НАСА по Марсу, шестому спутнику Юпитера - Европе и дальним планетам (наличие **и пропана** - C3H8)
- нефть искусственно и была получена из газа, но насколько это имеет отношение к природным процессам?
- по данным известной группы М.Д. Хуторского - Б.Г. Поляка, установлена примесь мантийного изотопа гелия 3 для грязевых вулканов в связи с кайнозойским магматизмом **Большого Кавказа**. Важно, что здесь произошел именно **захват** чуждого мантийного изотопа гелия.
- в исследуемом регионе обнаружены важнейшие и одни из крупнейших в мире грязевые вулканы, видимо связанные опять – с указанным суперПлюмом. Непонятна до конца корреляция их с сейсмичностью Южного - Среднего Каспия, что подчеркивал и сейсмолог М.В. Родкин и др.
- получение аминокислот из неживой природы - опыт С. Миллера, США, 1951 и др. – шаг к возникновению жизни на Земле из неорганических соединений
- констатация **захваченных** органических соединений на весьма активном базальтовом кайнозойском вулкане Толбачик и др., Камчатка – по Е. К. Мархинину и В.В. Челокосу и др., 1989 и др.
- опять - **захваченные** УВ знаменитой кальдеры Узон, Камчатка, кайнозой - например, по Н.Л. Добрецову, Н.А. Кулакову и др., 2013 и др.
- выход метана и этана в действующих вулканах Исландии
- обильные газогидраты в океанах; крупные выделения водорода и метана при серпентинизации, например - по О.А. Мазаровичу и С.Ю. Соколову, 2010 и т.п.
- знаменитые работы о происхождении жизни А.И. Опарина, 1938
- механизм **круговорота (рециклинга) УВ** с помощью субдукции (время: мезозой-квартер) известного сейсмолога М.В. Родкина - стирает грань между противоположными гипотезами УВ. Важно, что М.В. Родкин и Н.В. Пуанова (2015) установили и подтвердили вновь близость **геохимии УВ с нижней** (и очень редко - верхней) корой. Ими же в 2022 г.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Получена обратная корреляция биогенных (в чехле) и «глубинных» микроэлементов. Повторим, что и геохимия РЗЭ серпентинитов наиболее близка таковой нефтей.

- данные о биогенном факторе, спровоцированном глубокой дегазацией (H₂ и др.) и разломами, что известно от немислимого отечественного гения **Д.И. Менделеева**.

- для заведомо органических **УВ** важен и подчиненный глубокий фактор? (катализирующий вызревание **ОВ**).

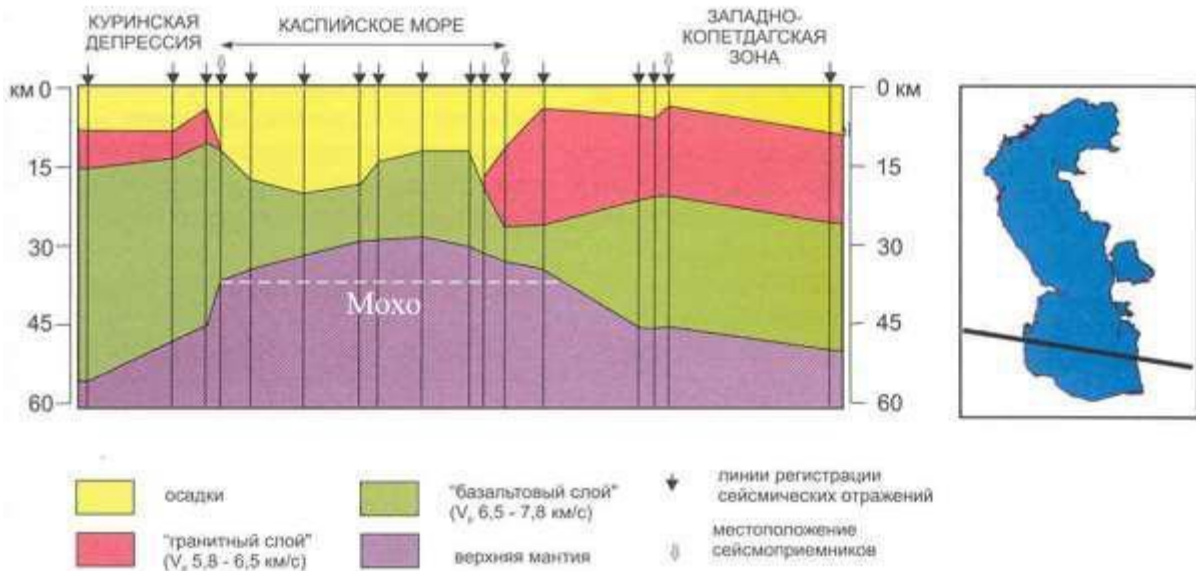


Рисунок 1. Мантийная аномалия Южного Каспия (слева-направо: запад - восток), в пользу сильной просадки структуры, также в связи и с аномальным внутриплитным магматизмом региона – Джексон, 1992 (Jackson, 1992), с добавлением Д.А.Астафьева, 2017. Мантийная аномалия свойственна и всему изучаемому региону.

Итак, тектоника ощутимо влияет на УВ, магматизм, флюидный режим и металлогению. Тектоника обычно маркируется магматизмом, за исключением случаев запаздывания магматизма. Например, прекращение субдукции не препятствует магматизму из-за застрявшей плиты. А эта плита, в свою очередь, способна плавиться при наличии Р-Т условий, достаточной ее водности и т.д. Магматизм рождает превалирующую в природе и важнейшую магматогенную или магматическую металлогению. Далее - магматогенная металлогения опосредованно влияет на осадочную металлогению [1-7]), которая также тесно связана с **флюидным режимом**. Металлогения часто ассоциирует с УВ (**УВ ниже** в колонке и позже по времени, по А.М. Кузину, например - Ю. Урал, отчасти Ю. Иран и др.). Совместный анализ гео-дисциплин, несомненно, очень продуктивен и важен.

Список литературы

1. Астафьев Д.А. Роль планетарной магмофлюидодинамической системы Земли в тектогенезе, бассейно- и нафтидогенезе. Дегазация Земли: Геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, углеводороды и жизнь. Материалы Всероссийской конференции, посвященной 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина. Москва. ГЕОС. 2010. С. 39-43.
2. Кузин А.М. Пространственно-фазовая локализация месторождений углеводородов и отображение конвергентности процессов флюидизации в геологической среде по сейсмическим данным // Сборник трудов конференции. Дегазация Земли и генезис

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

нефтяных месторождений. 100-лет со дня рождения П.Н. Кропоткина. Москва, ГЕОС. 2011. С.276 -301.

3. Родкин М.В., Рукавишников Т.А. Очаг нефтеобразования как неравновесная динамическая система - модель и сопоставление с эмпирическими данными, Геология нефти и газа, 2015. № 3. С. 65-70.
4. Сейфуль-Мулюков Р.Б. Нефть как носитель информации о своем происхождении, структуре и эволюции. М.: Информация и её применение. 2010. С. 41–49
5. Страхов Н.М. Избранные труды. Общие проблемы геологии, литологии и геохимии. М.: Наука. 1983. 640с.
6. Сывороткин В.Л., Зайцев В.А. О некоторых результатах водородной съемки Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. Четвертые Кудрявцевские чтения. М: ЦГЭ. 2015. С.46-48.
7. Сидоренко А.В., Сидоренко Св.А. Об «углеводородном дыхании» докембрийских графитсодержащих толщ // Докл. АН СССР. 1970. Т. 192. № I. С.184-187.
8. Romanko A., Imamverdiyev N.A., Prokof'ev V., Vikentev I., Rashidi B., Savichev A., Heidari M. Some New and Previous Materials on Alpine Magmatism, Tectonics, Melt and Fluid Inclusions, and Metallogeny in Eastern Iran. Journal of Mining Sciences. V.4, Issue1, 2018. P.11-28. DOI: <http://dx.doi.org/10.20431>

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ОСОБЕННОСТИ ВСКРЫТИЯ И ОПРОБОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ СИЛУРИЙСКО-НИЖНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НГП

Ростовициков В. Б., заведующий кафедрой поисков и разведки месторождений полезных ископаемых ФГБОУ ВО УГТУ

Уляшева Н. М., профессор кафедры бурения ФГБОУ ВО УГТУ

Шишов А. М., аспирант ФГБОУ ВО УГТУ

За последние годы основные открытия новых залежей УВ в Тимано-Печорской НГП связаны с карбонатными сложнопостроенными коллекторами, в том числе: связанные с рифогенными образованиями в доманиково-турнейском и визейско-нижнепермском НК, с зонами глубоких денудационно-эрозионных преобразований на поверхности региональных стратиграфических перерывов в осадконакоплениях в нижнедевонско-силурийских отложениях. Значительное количество интенсивных нефтепроявлений с открытием залежей связано с нетрадиционными коллекторами в «доманикитах» верхнего девона и представлены зонами повышенной трещиноватости.

В таких условиях вскрытие перспективных пластов имеет определяющую роль в открытии, разведке и разработке новых месторождений.

Авторами приводится характеристика ФЕС вышеперечисленных коллекторов, примеры их вскрытия на отдельных площадях, проблемы и перспективы повышения геологической эффективности поиска новых месторождений в реально существующих условиях ГРП в Тимано-Печорской провинции.

В докладе приводятся примеры влияния качества вскрытия на опробования перспективных пластов в процессе бурения.

При опробовании перспективных пластов в процессе бурения испытателем на бурильных трубах важную роль играют два основных фактора: качество вскрытия и время от вскрытия до опробования. Недоучет последнего фактора приводил к пропуску продуктивных пластов и длительной временной задержке по открытию залежей и месторождений.

Наличие поглощений, особенно, в высокоемких рифогенных коллекторах, приводят в отдельных случаях к неуправляемым выбросам нефти (пример скв. 54 на Харьягинском месторождении).

Наличие АВПД и борьба с ними при помощи барита также приводит к жесткой блокировке призабойной зоны и затрудняет получение притока из перспективных пластов (примером может служить Воргамусюрская площадь).

При применении промывочной жидкости на водной основе с высоким содержанием глинистой фазы в призабойной зоне создается, за счет коагуляции, прочная глинистая перемычка перекрывающая доступ от скважины до неизменной части пласта, пробить которую даже при значительных депрессиях достаточно трудно. Примером может служить история открытия силурийской залежи на Баганском месторождении, которая продолжалась 10 лет. Необходимо понимать, что сложность проблемы заключается в том, что в процессе фильтрационных процессов через пористую среду в нее одновременно поступает

дисперсионная среда и дисперсная фаза в виде молекул, глобул, мицелл и различного размера твердых частиц, в том числе диспергированной выбуренной породы. Это создает определенное сопротивление или полностью препятствует дальнейшему движению жидкости из скважины в пласт, но одновременно затрудняет фильтрацию пластового флюида из пласта в скважину [1]. Проблема снижения естественной проницаемости продуктивных пластов твердой фазой и химическими реагентами привела к созданию различных систем полимерных буровых растворов, в том числе безглинистых. Промысловые материалы по вскрытию карбонатных коллекторов показывают неоднозначные результаты при использовании полимерных систем различной минерализации. В связи с этим был проведен комплекс исследований с использованием пресных и минерализованных по хлориду калия малоглинистых растворов, содержащих в своем составе карбонатный коагулянт. Исследования проведены на керновом материале в лаборатории петрофизики УГТУ. Было установлено, что минерализованный буровой раствор однозначно уменьшает проницаемость керна, а использование пресных буровых растворов не имеет ярко выраженного влияния на проницаемость. Предположительно, такое явление может быть вызвано адсорбцией некоторой части химических реагентов на поверхности фильтрационных, что сопровождается «закупоркой» и полимерными пленками [2].

В практике управления процессами фильтрации в поровое пространство практически не учитывают реологические параметры бурового раствора. Хотя при вскрытии поглощающих горизонтов реологическим константам, их выбору для управления гидродинамикой при бурении, уделяют серьезное внимание. Зная фильтрационно-емкостные характеристики коллектора, можно смоделировать глубину проникновения бурового раствора в пласт. Пример моделирования для конкретных условий представлен на рисунке 1.

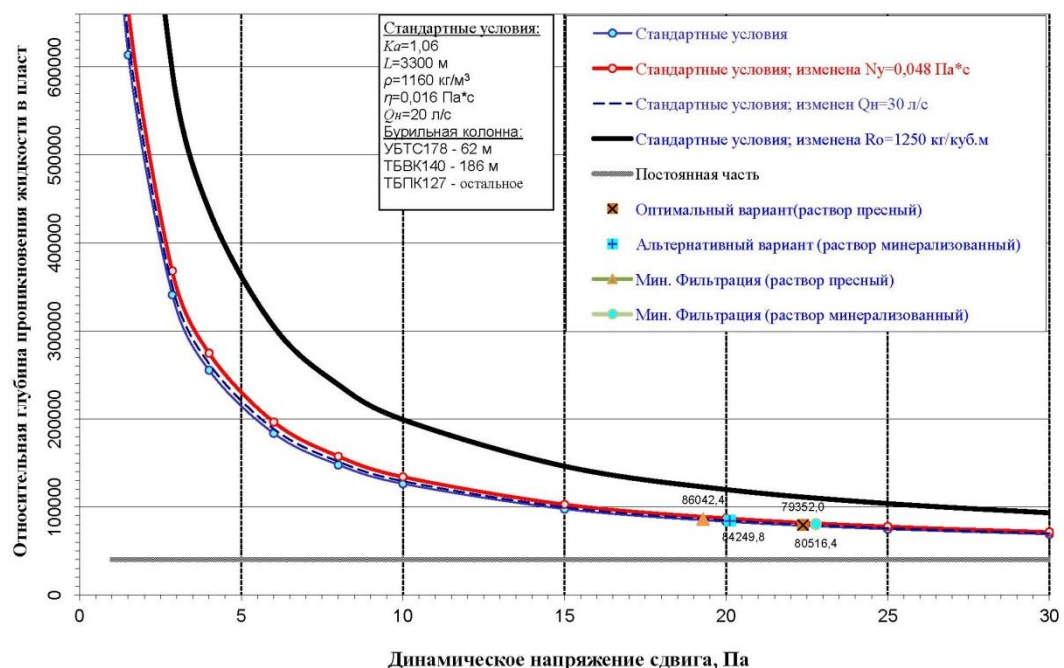


Рисунок 1 - Изменение относительной глубины проникновения бурового раствора

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

В результате формирования зоны кольматации, на проницаемость которой влияет как состав и дисперсность твердой фазы, так и обработка химическими реагентами, дальнейшие процессы изменения коллекторских свойств связаны только с фильтратом. При этом в фильтрате кроме водной фазы могут содержаться неорганические электролиты и частично при определенных условиях высокомолекулярные соединения. Причем наличие этих реагентов зависит от конформации их макромолекул. При использовании пресных полимерных буровых растворов вероятность присутствия в фильтрате линейных полимеров высокой молекулярной массы маловероятной. По-другому обстоит дело при обработке раствора минерализатором. В таблице представлено изменение вязкости в зависимости от концентрации хлорида калия. При этом необходимо учитывать и изменение температурных условий. На рисунках 2 и 3 в качестве примера показано влияние температуры на динамическую вязкость и глубину проникновения водных растворов полимеров в присутствии хлорида калия (концентрация соли 50 г/л).

Таблица – Влияние хлорида калия на динамическую вязкость водных растворов

Реагенты, %		Содержание соли KCl, г/л				
		0	50	100	150	200
1	2	3	4	5	6	7
Биоксан	0,1	7,64	7,05	6,65	5,93	5,53
	0,2	21,14	18,06	16,90	13,95	12,74
Barazan	0,1	12,10	5,76	5,41	5,16	4,83
	0,2	61,02	19,99	17,71	15,91	13,77
Рас R	0,1	12,63	2,91	2,80	2,74	2,70
	0,2	26,97	5,35	4,95	4,80	4,44
Оснопак В	0,1	9,04	2,62	2,58	2,50	2,49
	0,2	28,42	5,79	5,56	5,13	4,88

Таким образом, для сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов в процессе бурения необходимо учитывать не только состав дисперсной фазы и минерализации, но и реологические свойства буровых растворов и фильтрата в зависимости от температурных условий.

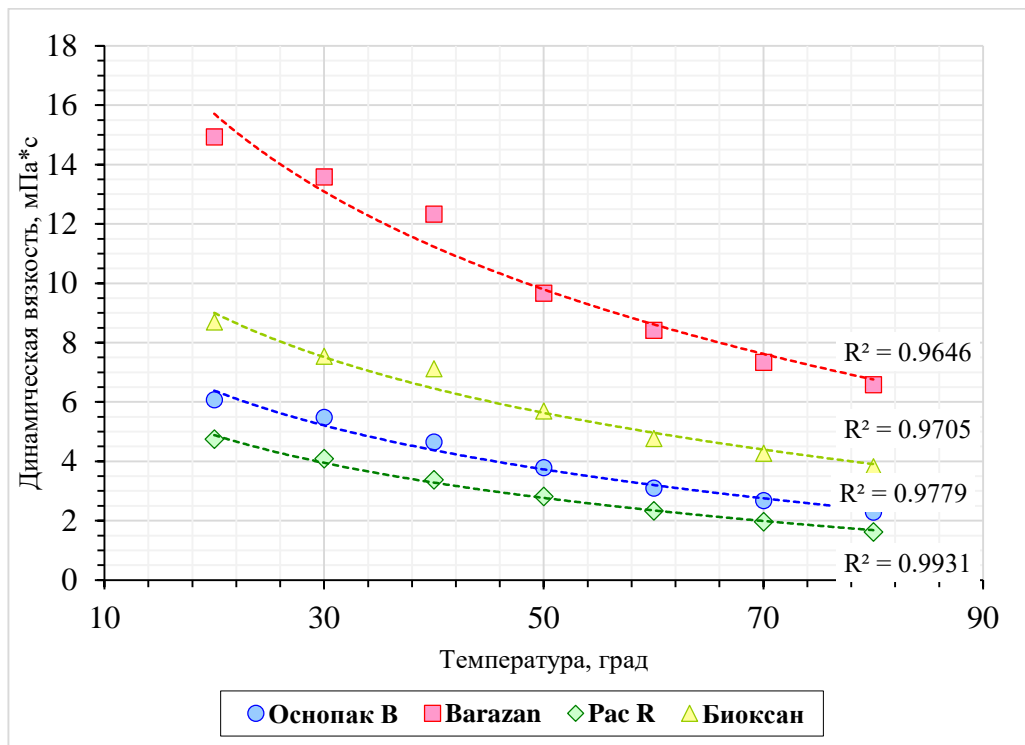


Рисунок 2 – Влияние температуры на динамическую вязкость бурового раствора

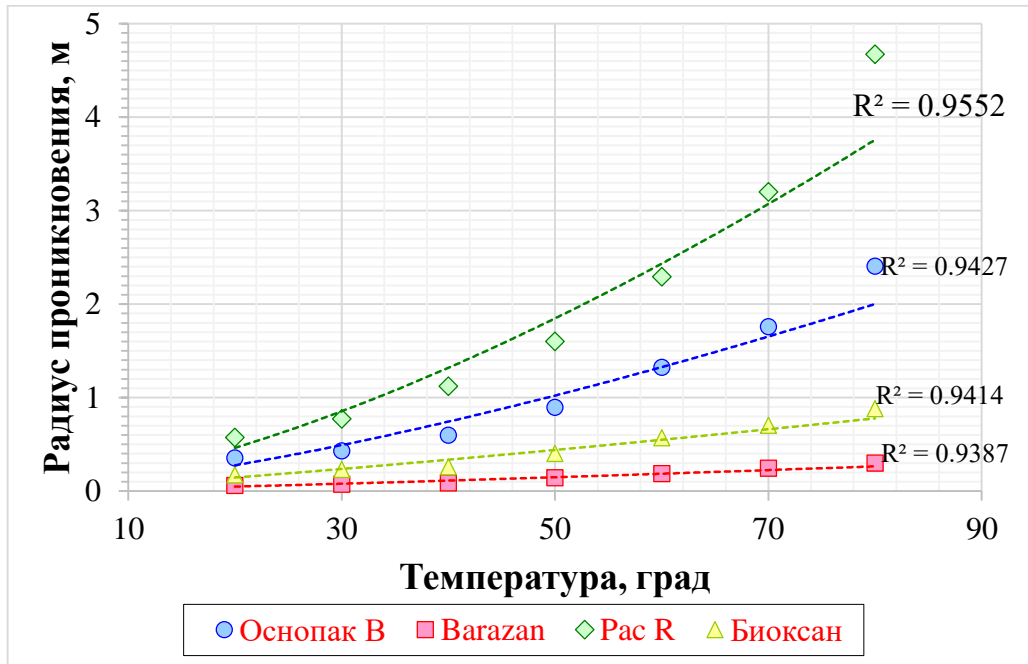


Рисунок 3 – Изменение радиуса проникновения фильтрата под влиянием температуры

Список литературы

1. Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) [Текст]: пер. с англ. / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – Москва: Недра, 1985. –509 с.
2. Шишов, А. М. К вопросу регулируемой кольтматации призабойной зоны пласта/А. М. Шишов, Н. М. Уляшева, В. С. Изъюров, М. А. Михеев//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, №12, 2020. – С. 28-31.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И ВЫЯВЛЕНИЯ СЕЙСМИЧНОСТИ ТЕРРИТОРИЙ, НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, СЕВЕРНОГО КАВКАЗА И ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Самусев Д.Д. (Северо-Кавказский федеральный университет), Харченко В.М.. (Северо-Кавказский федеральный университет)*

Аннотация:

В статье излагаются теоретические основы, методика и технология использования разномасштабных космических снимков, топографических карт, на которых выделяются линейные элементы и структуры центрального типа (СЦТ). СЦТ интерпретируются с выделением геодинамических центров, зон сжатия и растяжения (разряжения), участки их интерференции (наложения), узловые точки или зоны субвертикальной деструкции, последние из которых, совпадающие с геодинамическими центрами, являются наиболее перспективными на предмет наличия нефти и газа, а также прогноз катастрофических землетрясений на наиболее значимых территориях России.

Актуальность представленных научных исследований обусловлена необходимостью повышения эффективности поисков и разведки месторождений нефти и газа и прогноза будущих очагов катастрофических землетрясений не только на известных горно-складчатых территориях, но и в пределах древних платформ.

Теоретической основой научных исследований являются:

- 1) ротационная концепция тектогенеза;
- 2) флюидодинамическая модель месторождений нефти и газа (модель дерева) Б.А. Соколова;
- 3) геосолитонная теория Р.М. Бембеля;
- 4) концепция природы структур центрального типа (СЦТ) В.М. Харченко;

Методы научных исследований подразделяются на: традиционные; системно-аэрокосмические (дистанционные); метод групповой геологической съемки и комплексирование геофизических и геохимических методов; нетрадиционные – метод рудонефтегазогеологического и сейсмического районирования на основе на базе интерпретации СЦТ (Рис.1); структурно-метрический метод (на базе природы СЦТ) и метод ландшафтно-геоэкологологического картирования.

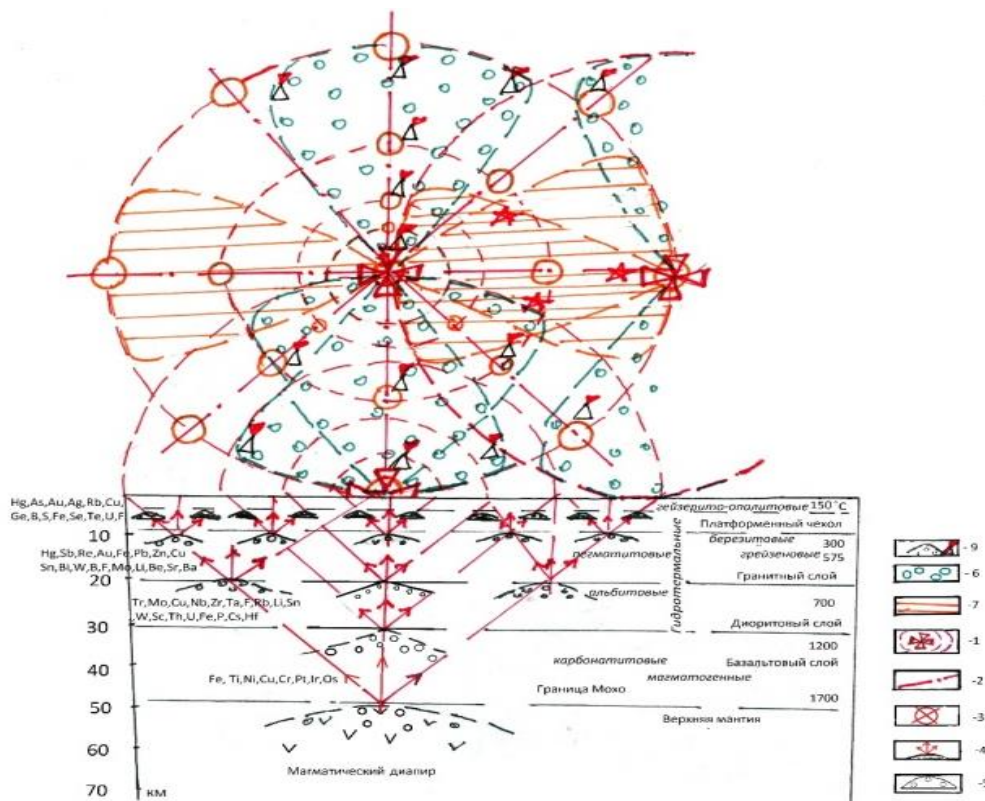


Рисунок 1. Концептуальная модель формирования рудных и УВ залежей (в плане и разрезе) тексте.

В результате дешифрирования космических снимков и комплексного анализа геолого-геофизических и геодезических данных впервые представлена карта-схема СЦТ и линеаментов Северного Кавказа и Предкавказья и их интерпретация, где выделены геодинамические или энергетические центры, зоны сжатия и растяжения, субвертикальные зоны деструкции, уточнено и расширено известное Транскавказское субмеридиональное поднятие с перспективными зонами и участками нефтегазоаккумуляции и вероятными очагами землетрясений. Построены геолого-тектонические модели СЦТ отдельных перспективных на нефть и газ участков Калмыкии, Ставропольского края (Нурин-Хагский, Сенгилеевский, Ставропольский и др.).

Карты-схемы СЦТ и линеаментов Северного Кавказа и Предкавказья с моделями дизъюнктивных узлов на территории Северного Кавказа позволяют вести не только целенаправленные поиски месторождений полезных ископаемых, в том числе, нефти и газа (связанные в основном с трещиноватыми коллекторами, зонами вертикальной деструкции), но и достоверно прогнозировать точки, участки и даже зоны сейсмотектонической активизации. Фактический материал научных исследований был получен по итогам прохождения производственной практики студентом 3-го курса кафедры геологии нефти и газа Северо-Кавказского федерального университета на Салымском месторождении, полученные данные содержат информацию о геолого-тектоническом состоянии территории и режимах эксплуатационных скважин. Но, самое главное, в процессе работы были использованы разномасштабные космические снимки из различных интернет-ресурсов, проведено их дешифрирование с выделением СЦТ и линеаментов и их интерпретация.

В результате было произведено нефтегазогеологическое районирование с выделением конкретных нефтегазоносных районов и наиболее перспективные узловые точки и геосолитоны, которые на известном Чапальском месторождении практически совпадают с кустами, где имеют место быть эксплуатационные скважины с дебитами более 1 тыс. м³/сутки. Опираясь на данные совпадения этого месторождения мы провели комплекс работ по выявлению линеаментов и структур центрального типа (СЦТ) на Салымских месторождениях.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Западно-Салымское месторождение в административном отношении расположено в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского Автономного Округа Тюменской области. Недропользователем и оператором работ по месторождению является НК Салым Петролеум. Месторождение в 2011 году достигло максимальной добычи нефти, в настоящий момент находится на стадии снижения отборов.

По аналогии с Чапальским месторождением мы выявили перспективные зоны для доразведки и поисков новых месторождений нефти и газа в Западной Сибири.

При реализации намеченного объема работ можно с достаточной долей уверенности предположить, что доразведка Западно-Салымского месторождения будет эффективным вложением средств, обеспечивающим значительные технологические показатели при высоких значениях коэффициента извлечения нефти.

Результаты работы частично реализованы и в будущем могут быть применены при поисках, разведки и даже эксплуатации месторождений полезных ископаемых и, особенно, месторождений нефти и газа.

Технология выявления зон с благоприятными условиями для нефтегазонакопления и повышенной трещиноватостью пород с учетом генезиса залежей углеводородов Западной Сибири и Северного Кавказа с использованием геодинамического и линеamentного анализа.

Технология может быть использована для поиска, разведки, доразведки и разработки залежей УВ, выбора оптимальной расстановки добывающих скважин, увеличения эффективности проведения геолого-технологических мероприятий по повышению нефтеотдачи продуктивных пластов и в дальнейшем совершенствования технологий добычи углеводородного сырья.

Список литературы

1. Бембель Р.М. «Геосолитонная концепция месторождений углеводородов в районе Среднего Прогиба»: Вестник недропользования Ханты-Мансийского автономного округа – 2008 г.
2. Соколов, Б.А. Новые идеи в геологии нефти и газа: избранные труды [Текст] / Б.А. Соколов. – М.: МГУ, 2001. - 480 с.
3. Харченко В.М. «Структуры центрального типа, их связь с месторождениями полезных ископаемых (на примере объектов Предкавказья и сопредельных территорий)» Диссертация на соискания ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Ставрополь, 2012 – 430 с.
4. Харченко В.М. Голованов К.С., Тыщенко Е.В. Ландшафтно-геоэкологическая съемка как основной метод поисков месторождений полезных ископаемых, оценки и прогноза экологической ситуации и сейсмичности территорий (на примере Бештаугорской площади КМВ)
5. Харченко В.М. Новейшая технология оперативных поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа (научная статья) (тезисы доклада научной конференции) / Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли Северо-Кавказского федерального округа: материалы V-й ежегодной научно-практической конференции Северо-Кавказского федерального университета «Университетская наука – региону». – Ставрополь: ООО ИД «ТЭСЭРА», 2017. – 256 с.
6. Самусев Д.Д., Ковалев О.А., Секацкая В.И., Харченко В.М. Структуры центрального типа-основы для сейсмического и рудонефтегазогеологического районирования. Отв.ред. Гридин В.А.-Ставрополь, 2019. –С.204.
7. Скарятин В.Д., Атанасян С.В. Кольцевые структуры Предкавказья /Тезисы докладов VI Краевой конференции по геологии и полезным ископаемым Северного Кавказа, Ессентуки 1985г. – С.168-169. – 463с.
8. Милосердова, Л.В., Тунг Фи Мань Космические образы месторождений нефти и газа. // Теоретические основы и технология поисков и разведки нефти и газа // №1. – 2012. – С.59 –62.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ТЕРМИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ

А.С. Скворцов (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми),
С.А. Калинин (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми),
С.А. Калинин (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми),
К.Ю. Возженников (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми)*

Вступление. Термические методы воздействия на пласт в настоящее время являются наиболее эффективными методами освоения залежей сверхвязкой нефти и природных битумов (СВН и ПБ). Одной из наиболее распространенных на сегодняшний день технологий теплового воздействия является технология термогравитационного дренирования пласта (ТГДП). Факторами, оказывающими значительное влияние на эффективность применения технологии ТГДП, могут быть толщина пласта, трещиноватость коллектора, наличие водоносных пропластков, наличие непроницаемых пропластков, глинистость. Изучению влияния непроницаемых пропластков посвящено большое количество лабораторных исследований [1, 2, 3, 4, 5, 6]. Такие параметры, как протяженность, количество и распределение пропластков в толще продуктивного пласта оказывают существенное влияние на процесс развития паровой камеры, величину ПНО, охват пласта воздействием. Кроме того, тепловое воздействие на пласт может приводить к необратимому изменению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) горных пород залежи [7, 8]. Результаты исследований показывают, что изменения ФЕС с ростом температуры в значительной степени зависят от природы насыщающего агента (жидкость, газ) [9, 10], типа, состава и физических свойств горных пород [11, 12]. Отмечается также, что помимо изменения ФЕС с увеличением температуры происходит изменение упругих и прочностных свойств горных пород, что может привести к перераспределению напряжений внутри пласта, деформации пород и их растрескиванию [13]. ТГДП с 2010 года применяется на Лыаельской площади Ярегского месторождения, расположенного в Республике Коми. Строение залежи характеризуется наличием протяженных непроницаемых пропластков, состоящими из аргиллитов, алевролитов, базальтовых прослоев, что затрудняет процесс их разработки с применением технологии ТГДП. В связи с чем для оценки влияния температурного воздействия на ФЕС горных пород Лыаельской площади Ярегского месторождения были проведены лабораторные исследования. В работе представлены результаты определения ФЕС высокопроницаемых и низкопроницаемых горных пород Лыаельской площади Ярегского месторождения в диапазоне температур от 50 до 250 °С.

Методика проведения исследований. Исследования по изучению влияния температурного воздействия на ФЕС высокопроницаемых горных пород были выполнены на высокотемпературной фильтрационной установке, расположенной в лаборатории Отдела тепловых и газовых методов воздействия на пласт Центра исследования керна и пластовых флюидов в г. Кунгур. Особенностью данной установки является возможность проводить экспериментальные исследования в широком диапазоне температур – от 10 до 250 °С. Подробное описание данного оборудования приведены в работе [14]. Лабораторные исследования по изучению влияния температуры на свойства горных пород Лыаельской площади Ярегского месторождения состояли из 2-х различных этапов: 1-ый этап включал в себя исследования на высокопроницаемых образцах (образцах-коллекторах), на 2-ом этапе исследования проводились на низкопроницаемых образцах (образцах-неколлекторах). На 1-ом этапе насыщенные водой образцы помещались в кернодержатель установки, где создавались начальная температура эксперимента и эффективное давление. Повышение температуры осуществлялось с шагом в 50 °С. На каждой температурной ступени определялись объем откачанной воды из образца по показаниям насоса, соединенного с кернодержателем, а также проницаемость по воде. По объему откачанной воды и начальному объему пор рассчитывалось изменение объема пространства породы-коллектора. На 2-ом этапе низкопроницаемые образцы помещались в термошкаф, нагретый до необходимой температуры. После каждой температурной ступени образцы извлекались из термошкафа, после чего производилось определение пористости и проницаемости образцов. Затем осуществлялась повторная выдержка при той же температурной

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ступени. Таким образом, осуществлялся контроль окончания процесса изменений ФЕС образцов путем равенства значений проницаемости, определенных при первом и повторном измерениях.

Результаты исследований и их обсуждение. В рамках исследований влияния температуры на ФЕС проницаемых горных пород выполнено 12 экспериментов по ступенчатому нагреву образцов песчаника. Практически у всех образцов проницаемость и пористость снижалась при увеличении температуры. Для каждой температурной ступени было выполнено усреднение значений проницаемости и пористости (рисунок 2, а), при этом образцы были условно разделены на две группы по проницаемости – выше 800 мД и ниже 200 мД (рис. 2, б). При увеличении температуры до 250 °С проницаемость исследованных образцов снизилась в среднем на 48 %, пористость – на 23 %. При этом у высокопроницаемых образцов (>800 мД) снижение проницаемости оказалось практически в 2 раза сильнее, чем у низкопроницаемых (<200 мД) при том же увеличении температуры. Данный эффект возможно связан с тем, что площадь поверхности каналов высокопроницаемых зон, по которым происходит фильтрация теплоносителя, больше зон с низкой проницаемостью. Таким образом, эффект снижения проницаемости от расширения скелета породы при нагреве для высокопроницаемых зон будет более заметным.

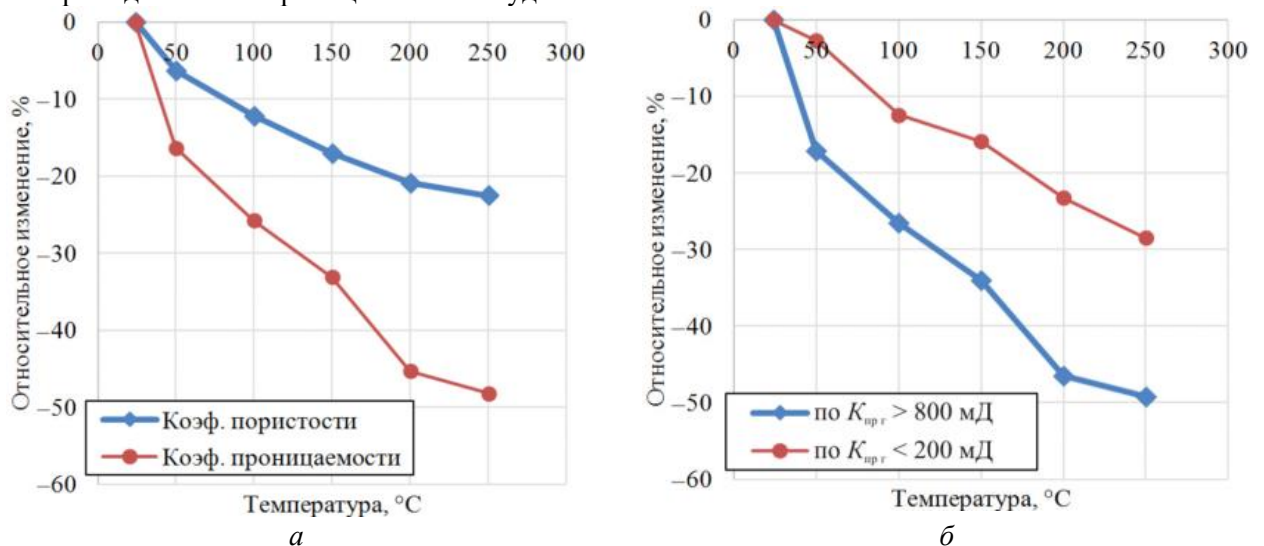


Рисунок 1. Относительное изменение при увеличении температуры: проницаемости и пористости образцов (а), проницаемости для образцов с различной проницаемостью (б)

С целью определения влияния температурного расширения скелета породы в исследованиях по изучению изменения ФЕС низкопроницаемых пород-неколлекторов было сформировано 2 группы: группа сухих образцов и группа образцов, насыщенных водой. По мере возрастания температуры до 150 °С для насыщенных водой низкопроницаемых образцов наблюдается увеличение коэффициента проницаемости в среднем на 45,6 %; при последующем увеличении температуры до 250 °С происходит снижение коэффициента проницаемости до 12 % от начального значения, определенного при 24 °С (рис 3, а). Данный эффект может быть связан с двумя различными механизмами, проявляющимися в различных температурных диапазонах. До 150 °С увеличение проницаемости может быть связано с эффектом расклинивания пор за счет теплового расширения воды и увеличения напряжений внутри пор (образцы не находились в условиях всестороннего сжатия). При температурах от 150 до 250 °С снижение проницаемости, по всей видимости, связано с перераспределением частиц горной породы относительно друг друга и изменением извилистости каналов фильтрации. В случае нагрева сухих образцов по мере увеличения температуры до 200 °С наблюдается постоянное снижение проницаемости на 74 %. В целом различия в характере изменения коэффициента проницаемости насыщенных и сухих образцов с ростом температуры с 24° до 150 °С связаны именно эффектом расклинивания пор за счет теплового расширения воды.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

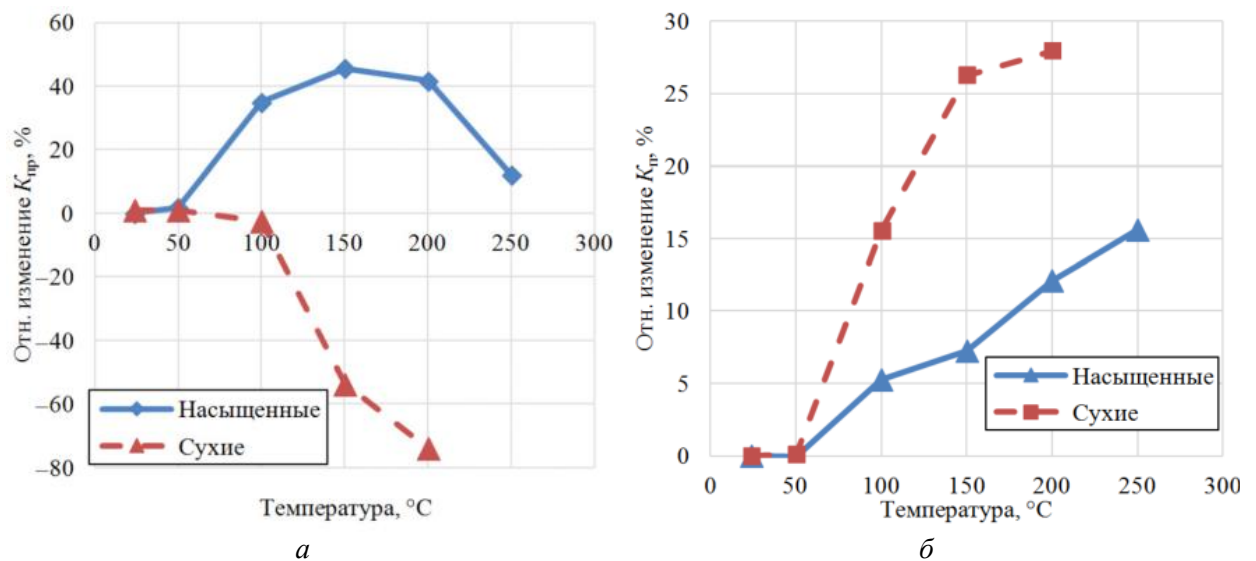


Рисунок 3. Изменение средних значений коэффициентов проницаемости (а) и пористости (б) насыщенных и сухих образцов керн при увеличении температуры

Из рис. 3, б, видно, что как для насыщенных, так и сухих образцов наблюдается постоянное увеличение среднего коэффициента пористости на 15,6 и 28 % соответственно во всем диапазоне изменения температуры нагрева. Можно заметить, что изменения пористости и проницаемости с ростом температуры в диапазоне температур от 100–150 °C до 250 °C разнонаправлены (проницаемость образцов снижается – пористость увеличивается), что может свидетельствовать о том, что рост проницаемости не зависит напрямую от увеличения пористости, а обусловлен, скорее, изменением структуры пустотного пространства в результате теплового расширения минерального скелета породы (поскольку поведение сухих и насыщенных образцов аналогично). Изменения пористости и проницаемости насыщенных образцов с ростом температуры в диапазоне температур от 24 до 150 °C сонаправлены, что указывает на действие механизма расклинивания пор за счет теплового расширения воды.

Заключение. По результатам выполненных исследований образцов Лыаельской площади Ярегского месторождения выявлено, что для высокопроницаемых образцов-коллекторов, представленных песчаником, при постоянном эффективном давлении с ростом температуры происходит снижение объема пор образцов в среднем на 23 % и проницаемости в среднем на 48 %, что объясняется тепловым расширением скелета породы. При этом снижение проницаемости с температурой происходит активнее для образцов с более высокой проницаемостью. В рамках исследований пород-неколлекторов установлено, что увеличение температуры от 50 до 150 °C приводит к возрастанию проницаемости насыщенных водой образцов в среднем на 45,6 %. При увеличении температуры с 200° до 250 °C наблюдается снижение среднего прироста проницаемости до 12 % (относительно начального значения проницаемости), что может быть связано с изменением структуры пустотного пространства вследствие перераспределения частиц горной породы. Коэффициент пористости насыщенных образцов возрастает во всем диапазоне увеличения температуры на 15,6 %. Для сухих образцов (пород-неколлекторов) в диапазоне температур от 50 до 250 °C наблюдается снижение коэффициента проницаемости на 74 % при этом происходит рост коэффициента пористости в среднем до 28 %. Различия в поведении изменения коэффициента проницаемости насыщенных и сухих образцов (пород-неколлекторов) с ростом температуры могут быть связаны с эффектом расклинивания пор за счет теплового расширения воды и увеличения внутренних напряжений.

Список литературы

1. Yang G., Butler R.M. Effects of reservoir heterogeneities on heavy oil recovery by steam-assisted gravity drainage // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1992. – Vol 31, no. 8. – P. 37–43.
2. Wang Z. Reservoir Modeling and Production Performance Analysis to Investigate the Impacts of Reservoir Properties on Steam-Assisted Gravity Drainage in Cold Lake Oil Sands, Alberta // SPE Improved Oil Recovery Conference. – Tulsa, Oklahoma, USA, 2016.
3. Shin H., Polikar M. Optimizing the SAGD Process in Three Major Canadian Oil-Sands Areas // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dallas USA, 2005.
4. Heterogeneity impact on SAGD process performance in mobile heavy oil reservoirs / M. Le Ravalec, C. Morlot, R. Marmier, D. Foulon // Oil and Gas Science and Technology. – 2009. – Vol. 41, no. 6. – P. 469–476.
5. Shin H., Choe J. Shale Barrier Effects on the SAGD Performance // SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, 19-21 October, Abu Dhabi, UAE, 2009.
6. Zhou Y., Xi C., Wu J. Effect of Barriers on the SAGD Performance Result // International Petroleum Technology Conference, Beijing. – China, 2013.
7. Aruna M.F. The effects of temperature and pressure on absolute permeability of sandstones // SPE. – 1976.
8. Wei K., Brower K., Morrow N. Effect of Fluid, Confining Pressure, and Temperature on Absolute Permeabilities of Low- Permeability Sandstones // SPE Formation Evaluation. 1. 10.2118/13093-PA. – 2013.
9. Casse F.J. The Effect of Temperature and Confining Pressure on Fluid Flow Properties of Consolidated Rocks // SPE. – 1974.
10. Casse F.J. The effect of temperature and confining pressure on single-phase flow in consolidated rocks // SPE. – 1979.
11. Jing X.D. The effects of clay, pressure and temperature on the electrical and hydraulic properties of real and synthetic rocks // SPE. – 1990.
12. Alzate-Espinosa G. et al. Permeability and porosity changes in unconsolidated porous media due to variations of confining stress and temperature—an experimental study // Bol Cienc Tierra. – 2017. – T. 42. – С. 64-72.
13. Uribe-Patiño J. A., Alzate-Espinosa G. A., Arbeláez-Londoño A. Geomechanical aspects of reservoir thermal alteration: A literature review // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – T. 152. – С. 250-266.
14. Скворцов А. С. и др. Лабораторные исследования влияния теплового воздействия на свойства горных пород Лыаельской площади Ярегского месторождения // Недропользование. – 2022. – Т. 22. – №. 4. – С. 185-191.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

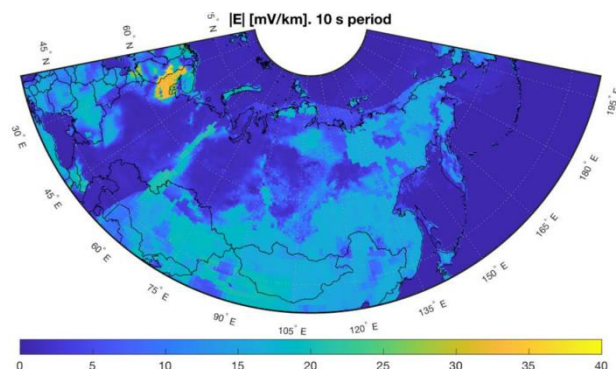
МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ – КЛЮЧ К ОЦЕНКЕ УГРОЗ АРКТИЧЕСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЕ ПРИ АНОМАЛИЯХ КОСМИЧЕСКОЙ ПОГОДЫ

Соколова Е.Ю. (ВНИГНИ, ИФЗ РАН), Курпьянов И.С. (ВНИГНИ), Маршалко Е.Е. (ФМИ), Яковлев Д.В. (ООО «Северо-Запад»)

Экономическое освоение арктических областей северного полушария делает все более актуальным изучение негативных воздействий, которые оказывают на возводимые промышленные объекты экстремальные события космической погоды (ударные МГД волны при выбросах корональной солнечной массы, продолжительная волновая активность межпланетного магнитного поля и др.) [1, 2]. Аномалии электромагнитных (ЭМ) полей в космосе продуцируют быстрые вариации магнитного поля Земли (внезапные начала глобальных бурь, авроральные и полярные суббури, импульсные возмущения, пульсации), порождающие геомагнитно-индуцированные токи (ГИТ) в проводящих заземленных конструкциях. Наиболее интенсивны геомагнитные возмущения в приполярных авроральных зонах, где вызванные ими ГИТ часто создают аварийные ситуации в управляющей электронике, работе оборудования железных дорог и высоковольтных ЛЭП (вплоть до субконтинентальных блэкаутов) [3, 4]. При эксплуатации трубопроводов в высоких широтах серьезную опасность создает кумулятивный эффект ГИТ: вызываемое наведенными токами многократное долговременное нарушение порогов разности потенциала земля-труба, на которые настроена катодная защита, приводит к увеличению электрохимической коррозии и существенному (вплоть до 4-х кратного) сокращению проектных сроков эксплуатации [2, 5].

«Драйверами» ГИТ в заземленных конструкциях служат геоэлектрические (теллурические) поля – индукционные отклики на быстрые изменения магнитного поля. Важные для проектирования трубопроводов прогнозные оценки экстремальных ГИТ невозможно получить без реалистичных представлений о вариабельности геоэлектрических полей, величина и направление которых определяются не только характером внешнего возбуждения, но и электропроводностью грунта под заземленной конструкцией. Наибольшие ГИТ фиксируются при магнитных вариациях УНЧ диапазона (в геомагнетизме: 1 мГц - 1 Гц) [2]. Это говорит о том, что на характеристики теллурических полей влияет распределение электропроводности на значительных глубинах недр. Сведения о геоэлектрическом строении земной коры можно получить либо, опираясь на экспериментальные магнитотеллурические (МТ) данные [3, 4, 6], либо – на имеющиеся 3D геоэлектрические модели [7-9].

В докладе представляются результаты применения двух вышеназванных подходов для анализа пространственной изменчивости теллурических полей во время геомагнитных возмущений на арктических территориях РФ. Обобщенные оценки для всей этой высокоширотной зоны были получены с помощью объемной модели литосферной электропроводности Земли [7], обобщающей глобальные МТ и другие геоэлектрические данные. Благодаря численному приему ЭМ возбуждения модельного распределения электропроводности однородными гармоническим магнитным полем [3, 8], нами были построены карты нормализованных теллурических полей для ряда периодов УНЧ диапазона [9], отражающих степень возможных угроз космической погоды, т.е. - «геомагнитную опасность». По этим картам в Арктическом поясе были выделены области с аномально большими геоэлектрическими откликами и, следовательно, потенциальными экстремумами ГИТ (рис. 1).



В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Рисунок 1. *Карты амплитуд геоэлектрических откликов $|E|$ верхнего 10-километрового слоя модели литосферной электропроводности [7] на возбуждение однородным гармоническим геомагнитным полем с единичной амплитудой (для периода $T=10$ с). Экстремальными E -откликами в Арктическом поясе характеризуются Карелия и Кольский п-в, Полярный Урал, Таймыр, Север и СВ Сибири.*

Детализация построенных карт была осуществлена для территории Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП), целиком лежащего в авроральных широтах [6] (рис. 2). Надежными входными данными для наших оценок стали материалы МТЗ, наряду с МОГТ2D составлявших ядро геофизического комплекса региональной стадии изучения Енисей-Хатангской НГО. Нами были использованы данные уникального площадного массива экспериментальных оценок тензоров МТ импедансов, сформированного в [10] по результатам поисковых зондирований в пределах прогиба и прилегающих территорий (рис. 2). Было показано, что наиболее масштабные искажения теллурического поля свойственны бортам прогиба в областях, прилегающих к Горному Таймыру и Норильской области, что определяется особенностями их глубинного геологического и геоэлектрического строения (рис. 3).

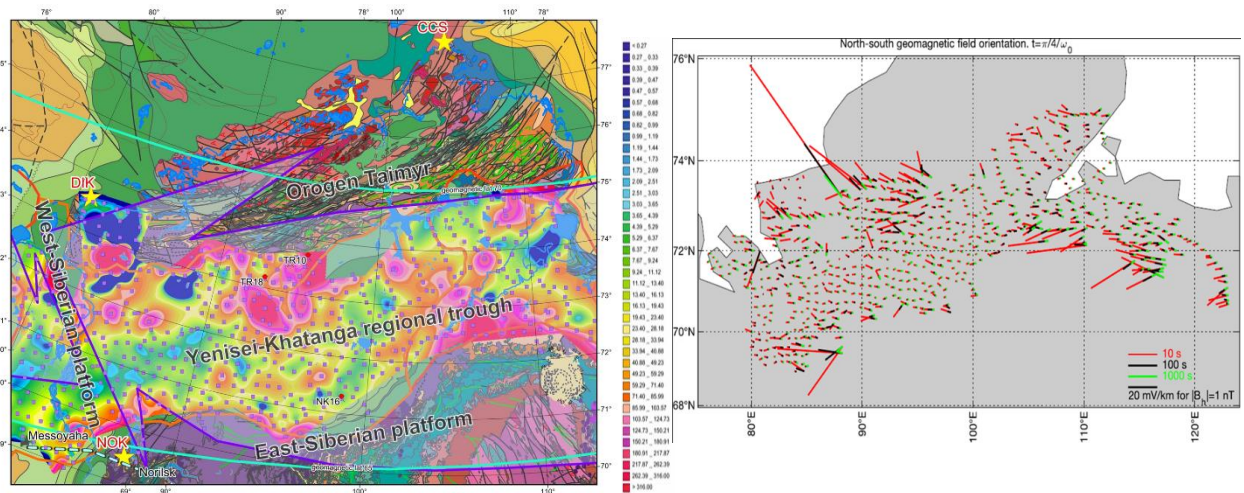


Рисунок 2. (слева) *Пример исходных данных для построения карт изменчивости геоэлектрических полей: распределение R_{o_eff} (Омм) для $T=100$ с по массиву экспериментальных импедансов из коллекции ООО «Северо-Запад» [10] (точки – пункты использованных импедансных оценок) на фоне геолкарты региона ЕХРП, перекрытой стрелками, показывающими положение ионосферной токовой струи аврорального электроджета в момент местной полночи на меридиане 100 вд.*

Рисунок 3. (справа) *Результаты расчета E -отклика (амплитуды и направления) структур коровой электропроводности региона ЕХРП на возбуждение гармоническим ($T = 10; 100; 1000$ с), однородным внешним магнитным полем 1 нТл, ориентированным С-Ю.*

Пространственно-временная изменчивость и экстремальные абсолютные величины геоэлектрических откликов в ряде характерных точек ЕХРП были оценены по локальным МТ данным и магнитным записям во время магнитных бурь и суббурь в ближайших стационарных пунктах геомагнитного мониторинга (Норильск, НОК, Диксон, ДИК, Мыс Челюскина ССС) (рис. 2). Оценки, полученные для эпизода относительно умеренной магнитной суббури 14 января 2005 года, показывают, что вариации теллурического поля очень сильно варьировались и для нескольких геоэлектрических структур ЕХРП (в частности, на поднятиях складчатого основания прогиба) достигали очень больших амплитуд и могли превышать 5 В/км.

Подобные оценки во временной области были получены также для пунктов МТЗ профиля «Дудинка», проходящего в окрестностях трассы газопровода «Мессояха-Норильск» - единственного объекта нефтегазовой инфраструктуры в ЕХРП (рис. 4, 5). Этот первый в мире газопровод за Полярным кругом, эксплуатируемый с 1969 г. по сегодняшний день, связывает

Мессояхское газоконденсатное месторождение и Норильский горно-металлургический комбинат и проходит под Енисеем, пересекая множество рек, крупных озер и болот. На большей части своего 263-км протяжения он стоит на стальных опорах, имеет современное антикоррозийное покрытие и катодную защиту. В условиях болотистых тундр, сплошной и островной распространенности вечной мерзлоты, даже малейшее нарушение покрытия ведет к быстрому разрастанию дефекта и интенсивной электрохимической коррозии.



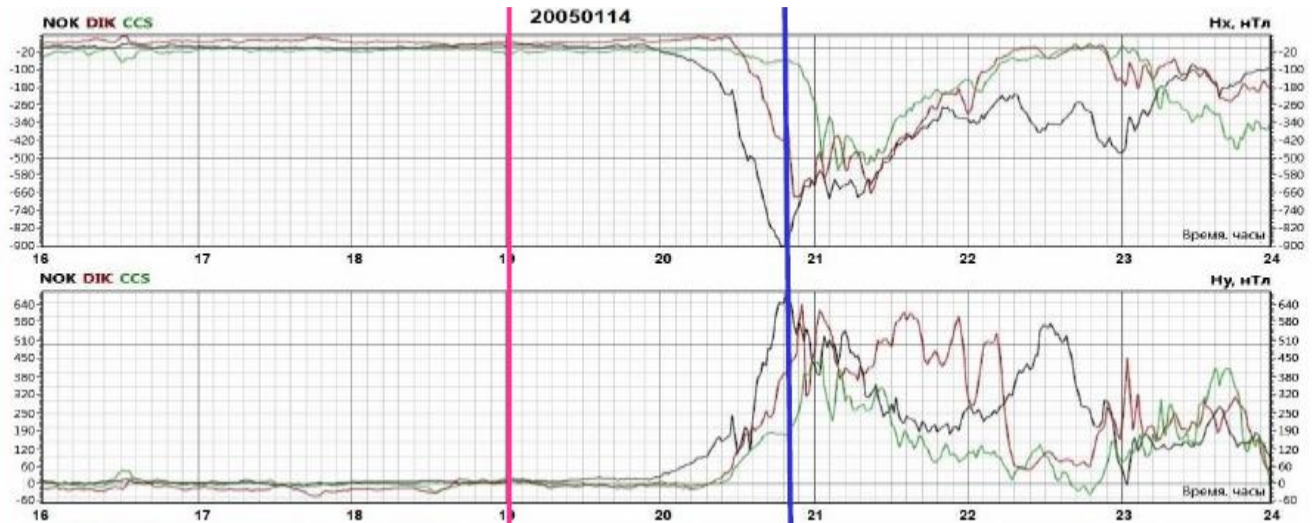
Рисунок 4. Газопровод «Мессояха-Норильск»: 1969 и 2021 (фото с сайта Газпрома)

Кумулятивный эффект периодически возникающих превышений уровня катодной защиты при вариациях потенциала труба-почва во время геомагнитных возмущений и протекания ГИТ ведет к значительному ускорению коррозии. При этом длительная активность квазипериодических геомагнитных пульсаций может быть даже более опасной, чем кратковременные всплески ГИТ во время взрывных начал бурь/суббурь. Пики на характерных для P_3 пульсаций периодах (3, 4, 10 мин) выделяются как особенности магнитных спектров рассмотренных авроральных суббурь и соответствующих теллурических полей. Близкая к субширотной, региональная поляризация МТ поля в УНЧ диапазоне, определяемая простиранием проводящей осадочной толщи прогиба [10], способствует усилению индуцированных токов в заземленных металлических конструкциях газопровода, также протягивающегося в субширотном направлении. Полученные оценки амплитуд вариаций геоэлектрических откликов в окрестностях линии газопровода сильно варьируют. Экстремальные оценки характерны для участка профиля «Дудинка» с наиболее изолирующим разрезом (в окрестностях Норильска), где они превысили ~ 3 В/км, что соответствует потенциалу труба-почва, существенно превышающему пороги конвенциональной катодной защиты.

Оценки ГИТ и вариации потенциалов для рассмотренных геомагнитных событий, полезные для ориентировки работ по оптимизации мер защиты трубопровода «Мессояха-Норильск» от деструктивных эффектов космической погоды, могут быть получены по синтезированным геоэлектрическим откликам с привлечением технических параметров данного инфраструктурного объекта по методике [11]. Для выявления статистик аномальных геомагнитных возмущений в регионе газопровода в целях уверенного определения оптимальных пороговых значений параметров катодной защиты можно рекомендовать проведение обстоятельного статистического

анализа магнитных записей станции NOK, а также привлечение более детальных МТ-данных в окрестности газопровода.

а



б

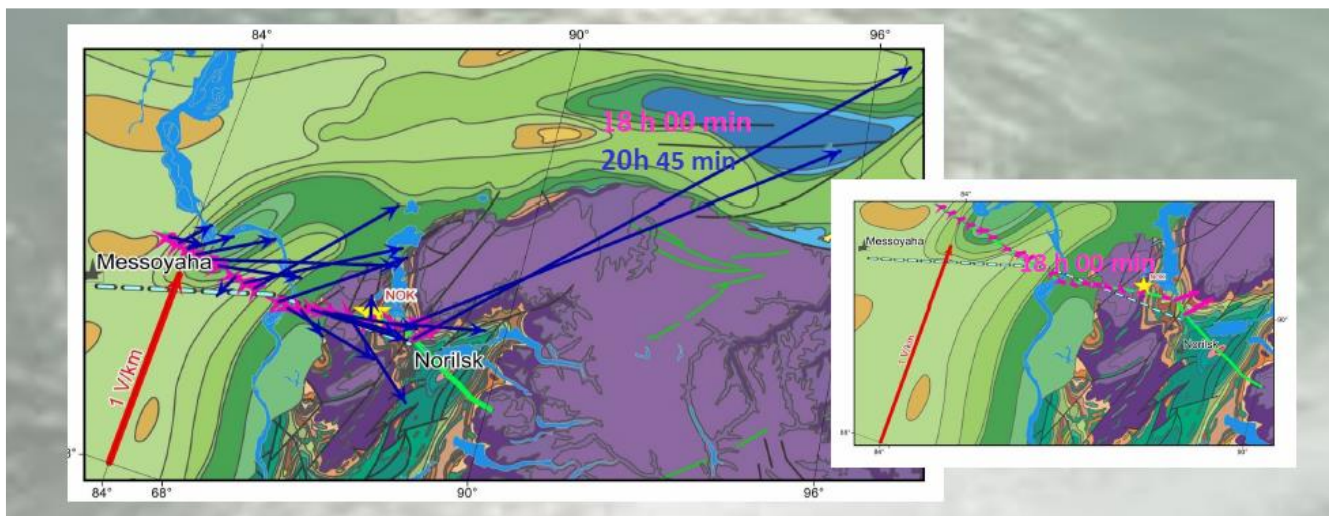


Рисунок 5. Вариабельность геоэлектрических откликов на профиле МТЗ «Дудинка» (зеленая линия на карте (б)), идущим вдоль трассы газопровода «Мессояха-Норильск» (голубая штрих-линия) на временном отрезке 16-24 часа 14.01.2005:

(а) – геомагнитные вариации во время суббури 14.01.2005, записанные на арктических станциях геомагнитного мониторинга NOK (Норильск), DIK (Диксон) и CCS (м. Челюскина);

(б) – пространственное распределение векторов геоэлектрического поля, рассчитанные по вариации в NOK, для моментов спокойного (18.00) и возмущенного (20.45) геомагнитного поля (отмечены розовым и синим на (а)).

Проведенное исследование заложило базу для необходимых работ по прогнозированию рисков, связанных с воздействием аномалий космической погоды на существующие и будущие технологические объекты субполярных областей РФ и, конкретно, для Центрального сектора Российской Арктики – на объекты нефтегазовой инфраструктуры Енисей-Хатангской НГО.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Показано, что для адекватной оценки этих рисков требуется тщательный анализ геоэлектрического строения региона работ, так как неоднородности в распределении электропроводности земной коры могут существенно влиять на амплитуды вредоносных ГИТ и модулируя их спектральный состав.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы статьи благодарны А.Г. Яковлеву и всем участникам полевых МТ работ в регионе Енисей-Хатангского регионального прогиба за предоставление высококачественных данных зондирований, а также всем коллегами, сформировавшим архив магнитных наблюдений в российской Арктике; В.А. Пилипенко и О.В. Козыревой за сотрудничество в изучении проблем ГИТ и полезные обсуждения.

Список литературы

1. Cannon P. et al. Extreme space weather: Impacts on engineered systems and infrastructure. London: Roy. Acad. Eng. UK. 2013. P. 1–68.
2. Пилипенко В.А. Воздействие космической погоды на наземные технологические системы // Солнечно-земная физика. 2021. Т. 7. № 3. 72–110. <https://doi.org/10.12737/szf-73202106>
3. Bedrosian P.A., Love J.J. Mapping geoelectric fields during magnetic storms: Synthetic analysis of empirical United States impedances // Geophys. Res. Lett. 2015. V. 42. <https://doi.org/10.1002/2015GL066636>
4. Соколова Е.Ю., Козырева О.В., Пилипенко В.А., Сахаров Я.А., Епишкин Д.В. Вариации геомагнитных и теллурических полей в северо-западных регионах России при возмущениях космической погоды: связь с геоэлектрической структурой и индуцированными токами в ЛЭП // Геофизические процессы и биосфера. 2019. №18. Вып. 4: С. 66–85. <https://doi.org/10.21455/GPB2019.4-7>
5. Campbell W.H. Observation of electric currents in the Alaska oil pipeline resulting from auroral electrojet current sources. Geophys. J. Royal Astron. Soc. 1980. Vol. 61. P. 437–449.
6. Соколова Е.Ю., Маршалко Е.Е., Козырева О.В., Куприянов И.С., Епишкин Д.В., Пилипенко В.А., Слинчук Г.Е., Яковлев Д.В., Яковлев А.Г. Изучение геоэлектрических откликов на аномальные события космической погоды: авральные широты, регион Енисей-Хатангского прогиба // 2022, Физика Земли, том 68, № 5, с. 76-97. <https://doi.org/10.31857/S0002333722050271>
7. Alekseev D., Kuvshinov A., Palshin N. Compilation of 3D global conductivity model of the Earth for space weather applications // Earth, Planets and Space. 2015. 67: 108. <https://doi.org/10.1186/s40623-015-0272-5>
8. Kelbert, A., The role of global/regional earth conductivity models in natural geomagnetic hazard mitigation, Surv. Geophys., 2020, vol. 41, no. 1, pp. 115–166. <https://doi.org/10.1007/s10712-019-09579-z>
9. Kozyreva O.V., Pilipenko V.A., Marshalko E.E., Sokolova E.Y., Dobrovolsky M.N. Monitoring of Geomagnetic and Telluric Field Disturbances in the Russian Arctic // Appl. Sci. 2022.V. 12. P. 3755. <https://doi.org/10.3390/app12083755> [Kozyreva et al., 2022].
10. Слинчук Г.Е., Яковлев Д.В., Яковлев А.Г., Андреев М.А., Широкова Е.П. Глубинная трехмерная геоэлектрическая модель Таймыра // Физика Земли. 2022. № 5.
11. Костарев Д. В., Пилипенко В. А., Козырева О. В. Геомагнитный мониторинг для снижения риска для трубопроводов от космической погоды. Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов // 2022.

ГЕОХИМИЯ АВТОХТОННЫХ БИТУМОИДОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ

*Сотнич И.С. * (ИНГГ СО РАН), Костырева Е.А. (ИНГГ СО РАН)*

Изучение баженовской свиты Западной Сибири, начатое в шестидесятых годах прошлого столетия Ф.Г. Гурари, Н.П. Запиваловым, А.Э. Конторовичем, И.И. Нестеровым, А.С. Фомичевым и др., продолжается и до настоящего времени во многих научных и научно-производственных организациях нашей страны. На современном уровне проводятся детальные комплексные исследования баженовской свиты, включающие изучение геохимии органического вещества в тесной взаимосвязи с результатами литологических, петрофизических и геофизических исследований. Цель данной работы – выявить особенности содержания и состава битумоидов в поровом пространстве пород баженовской свиты Нюрольской впадины (юго-восток Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна).

Материал и методика исследований. В последние годы в ИНГГ СО РАН была разработана комплексная программа по изучению баженовской свиты, составная часть которой методика экстракции битумоидов (Бхл) из баженовской свиты, детально рассмотренная в работе [Конторович и др., 2018]. Согласно этой методике извлечение хлороформенных экстрактов из баженовской свиты проводилось последовательно. На первой стадии экстрагировались свободные аллохтонные битумоиды («свободная микронефть») из открытых пор пород (из образцов грубого дробления (ОГД), 4-5 мм), затем образцы дробились до 0,25 мм и извлекались автохтонные битумоиды из закрытых пор (из образцов мелкого дробления - ОМД).

Результаты. Содержание хлороформенных битумоидов (Бхл) в образцах баженовской свиты Нюрольской впадины достигают 1,8-2,9 % на породу. При этом основная часть извлеченных битумоидов (до 1,7 % на породу) находится в закрытом поровом пространстве пород (рисунок 1), в то время как в открытых порах концентрации Бхл, как правило, не превышают 0,25 % на породу.

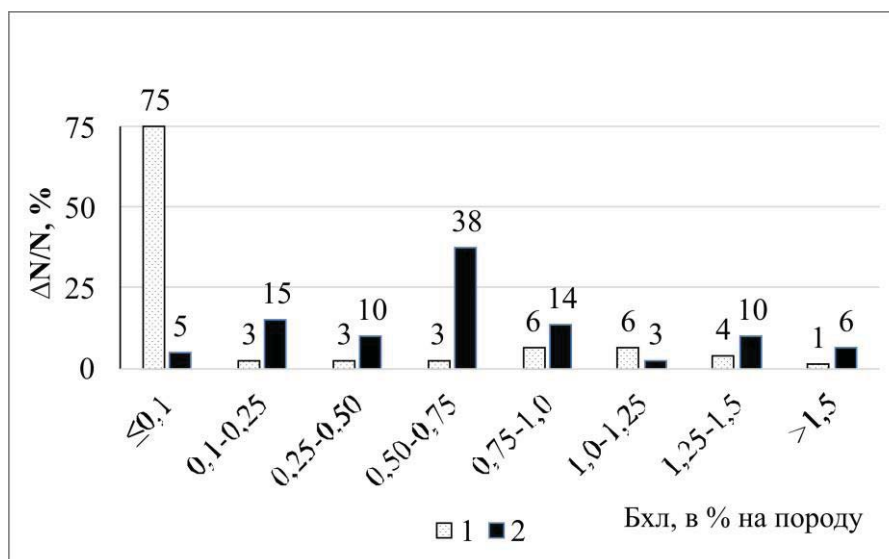


Рисунок 1. Содержание хлороформенных битумоидов (Бхл) в поровом пространстве пород баженовской свиты Нюрольской впадины. Условные обозначения: битумоиды, извлеченные: 1 – из открытых пор («свободная микронефть»); 2 – из закрытого порового пространства пород (автохтонные битумоиды).

Сравнительный анализ распределения битумоидов по основным литотипам баженовской свиты Нюрольской впадины [Конторовича и др., 2016; Замирайлова и др, 2019, Рыжкова и др., 2022] показал, что максимальные концентрации битумоидов характерны для керогеновых разновидностей микститов (в среднем 2,0 % на Западно-Квензерской и 0,5% на остальных площадях).

В групповом составе автохтонных битумоидов (извлеченных из закрытых пор ОМД) отмечается доминирование углеводородной составляющей (до 66,5 % на битумоид). Максимальное содержание УВ (в среднем, до 49 % на битумоид) отмечается на Южно-Майской площади, на Арчинской – в среднем, 47 % на битумоид, на Западно-Квензерской – 43 %. Среди углеводородов насыщенные и ароматические соединения находятся практически в равных концентрациях, при небольшом доминировании насыщенной фракции: значения отношения Me-Nn/Nn-Ar, в среднем, 0,9 на Арчинской площади, 1,1 – на Западно-Квензерской и 1,2 на Южно-Майской. В групповом составе битумоидов отмечаются высокие концентрации смол – до 56 % на битумоид, асфальтены – не превышают 10 % на битумоид (за исключением Западно-Квензерской площади, где содержание асфальтенов достигает 30 % на битумоид, в среднем, 18,5 %).

Характер распределения нормальных алканов во всех изученных битумоидах одномодальный (рис. 2А). Значения отношения $n\text{-C}_{27}$ к $n\text{-C}_{17}$ меньше 1,0. Максимальное содержание нормальных алканов отмечается на УВ $C_{16}\text{-}C_{19}$ (до 10-12% от суммы нормальных алканов). В высокомолекулярной области ($n\text{-C}_{23+}$) в изученных битумоидах (за исключением Западно-Квензерской площади) отмечается доминирование нечетных n -алканов, коэффициент СР1 изменяется от 1,0 до 1,3 (в битумоидах Западно-Квензерской площади несколько ниже – $0,96 \div 1,0$). Значения отношения пристан к фитану меньше 1,5.

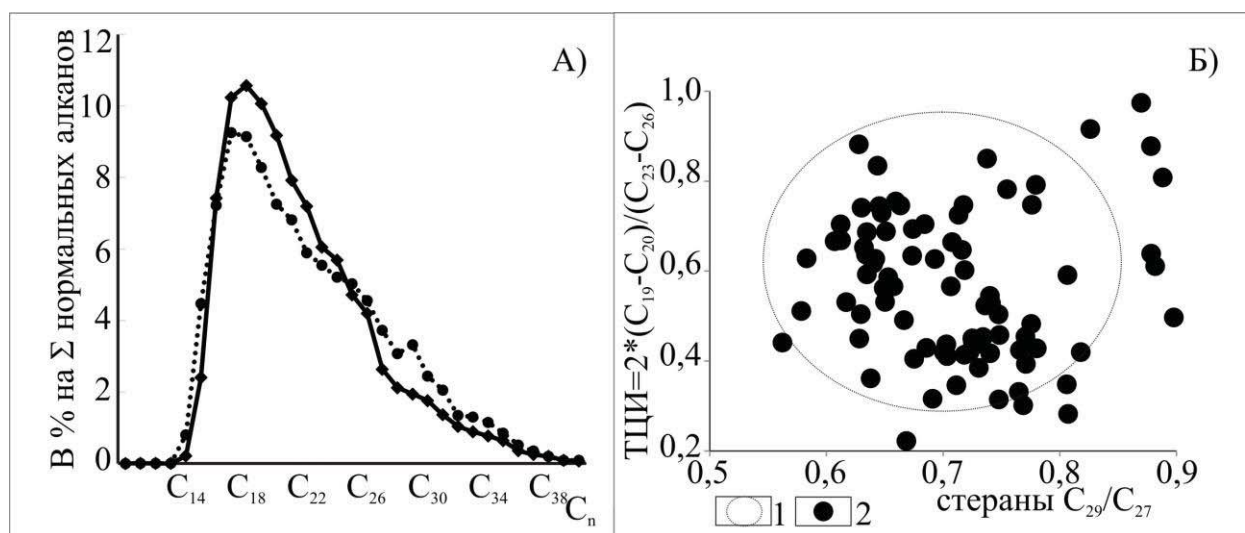


Рисунок 2. Типовые кривые распределения нормальных алканов (А), зависимость трицикланового индекса от стеранового (Б) насыщенной фракции автохтонных битумоидов баженовской свиты. 1 - область аллохтонных битумоидов, 2 - Бхл^{ОМД}.

В составе стеранов $C_{27}\text{-}C_{30}$ в максимальной концентрации отмечаются холестераны (до 43% от суммы стеранов). Значения отношения стеранов C_{29} к C_{27} меньше 1. Соотношения изомеров этилхолестеранов (C_{29}) на изученных площадях несколько отличаются. Так, для образцов Западно-Квензерской площади значения отношения $20S/(20S+20R) C_{29}$ варьируют в пределах 0,38-0,48. Значения отношений $\alpha\alpha 20S/\alpha\alpha 20R$, в среднем, равно 1,6, а $\beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha 20R = 4,8$. На Южно-Майской площади значения отношений $20S/(20S+20R) = 0,31$, $\alpha\alpha 20S/\alpha\alpha 20R = 0,48$, $\beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha 20R = 0,76$, на Арчинской площади – $20S/(20S+20R) = 0,26$, $\alpha\alpha 20S/\alpha\alpha 20R = 0,27$, $\beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha 20R = 0,71$.

Среди терпанов доминируют гопаны – от 60% на сумму терпанов в битумоидах Западно-Квензерской площади, до 80 % – на Арчинской. Повышенные (34-40%) концентрации трицикланов отмечаются в битумоидах Западно-Квензерской, в остальных битумоидах их содержание не превышает 30%, чаще всего 15-20%. Трициклановый индекс, как видно из рисунка 2Б, не превышает 1. Соотношение концентраций трисноргопанов (C_{27}) Ts/Tm в образцах Западно-Квензерской площади, в среднем, равно 2,38, Южно-Майской – 0,41, Арчинской – 0,56.

Таким образом, на территории Нюрольской впадины органическое вещество баженовской свиты Западно-Квензерской площади, как по групповому составу, так и по молекулярным показателям,

более преобразовано по сравнению с остальными площадями. Наиболее незрелое органическое вещество баженовской свиты отмечается на Арчинской площади, органическое вещество Южно-Майской площади занимает промежуточное положение. Полученные данные согласуются с опубликованными ранее результатами [Замирайлова и др., 2019, Рыжкова и др., 2022], а разная зрелость (от ПК-начала МК₁¹ до МК₂) ОВ баженовской свиты Нюрольской впадины объясняется, по-видимому, влиянием триасового рифта [Конторович и др., 2009, Сурков, Жеро, 1981].

Состав автохтонных битумоидов баженовской свиты, извлеченных из закрытого порового пространства пород, отличается от битумоидов открытых пор как по групповому, так и углеводородному составу: в более преобразованном органическом веществе баженовской свиты Западно-Квензерской площади эта тенденция выражена сильнее, на остальных площадях она менее заметна.

Работа выполнена при финансовой поддержке Проектов №№ FWZZ-2022-0011 и FWZZ-2022-0012 программы ФНИ.

Список литературы

1. Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г., Рыжкова С.В., Сотнич И.С. Литолого-геохимическая характеристика георгиевской, баженовской и куломзинской свит на Арчинской площади (Нюрольская впадина, Томская область) // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 99-113.
2. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143с.
3. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомина А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1191–1200.
4. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 11. – С. 2034–2043.
5. Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П.А. Геохимия битумоидов баженовской свиты // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 79-88.
6. Рыжкова С.В., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Сотнич И.С., Фомин М.А., Эдер В.Г. Характеристика продуктивного интервала баженовской свиты в юго-восточных районах Западной Сибири (на примере Западно-Квензерской площади) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т.17. – №4. – http://www.ngtp.ru/rub/2022/34_2022.html

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Палеогеографические предпосылки нефтегазоносности хадумского горизонта (нижний олигоцен) Предкавказья

Палеогеографические условия осадконакопления черных сланцев хадумского горизонта (ранний олигоцен) Предкавказья

***Стафеев А.Н.¹, Ступакова А.В.¹, Краснова Е.А.^{1,2}, Сулова А.А.¹, Сауткин Р.С.¹,
Шитова Я.А.¹, Махнутина М.Л.¹, Воронин М.Е.¹***

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия

В целях поддержания добычи нефти и газа в будущем неизбежно привлечение нетрадиционных источников углеводородов (УВ), для промышленного освоения которых в России и мире требуется создание и внедрение необходимых методик прогнозирования и поиска УВ. В данном ключе значительный интерес представляют хадумские отложения в связи с их распространением на значительной территории Юга России и сопредельных стран.

Отложения хадумского горизонта (ранний олигоцен) имеют повышенные концентрации ОВ (0,26-8,35%, [1]); их литологическая характеристика не однородна и изменчива, на большей части Предкавказья породы представлены темно-серыми глинами с примесью алевроитового материала с прослоями и линзами алевролитов (иногда песчаников) и мергелей.

Для выявления генерационного потенциала разнофациальных толщ и локализации участков с наибольшими концентрациями ОВ разных типов, была проведена комплексная обработка и интерпретация данных ГИС, МОВ ОГТ, литологического состава горных пород и опубликованных литолого-фациальных карт [2, 3], что позволило воссоздать палеогеографические условия осадконакопления хадумского горизонта Предкавказья (рис.1).

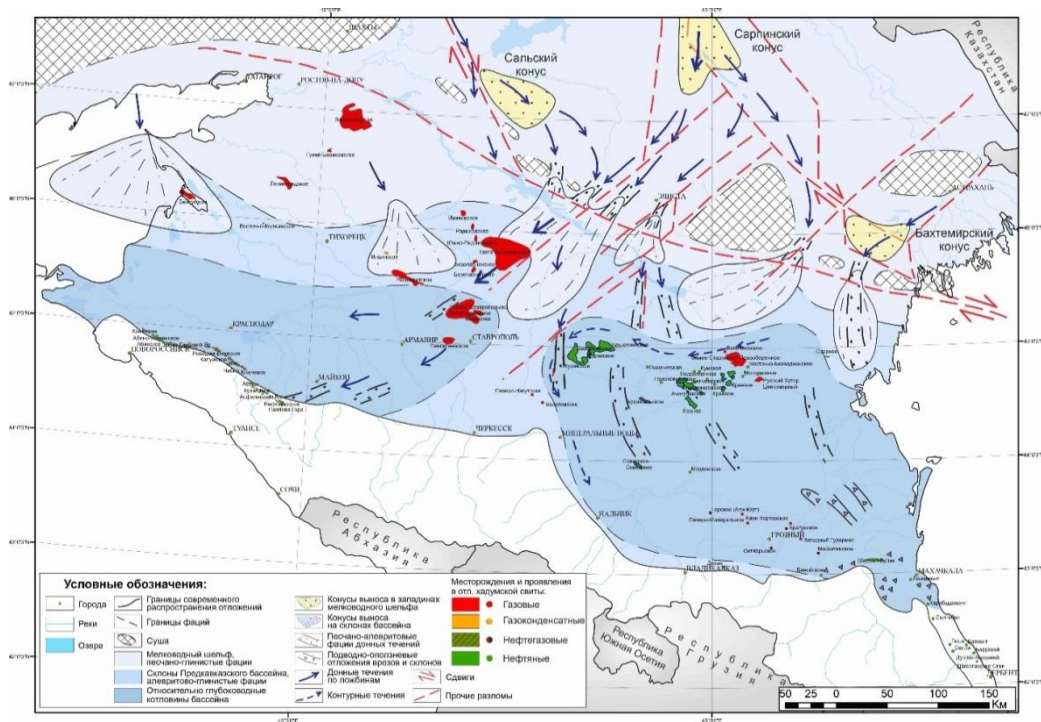


Рисунок 1. Структурно-фациальная схема нижнего олигоцена Предкавказья (с использованием материалов [1, 2, 3, 4, 5]).

Для отложений хадумского горизонта характерны протяженные песчано-алевритовые тела донных течений. Сток осадочного материала по каналам и ложбинам обеспечивался постоянными, а также нагонно-стгонными (штормовыми или цунамигенными) течениями из Волго-Донского бассейна в Предкавказский – в направлениях Западно- и Восточно-Предкавказской котловин. Постоянный сток между этими бассейнами инициировал контурные течения, которые могли участвовать в транспортировке тонкого материала и биофильных элементов (химических элементов, постоянно входящих в состав живых организмов) на уровне термоклина (резкого изменения вертикального градиента температуры). Следует отметить, что Предкавказский бассейн через Волго-Донской имел связи с Норвежско-Гренландским и Арктическим бассейнами [5].

В Предкавказье залежи нефти и газа пространственно приурочены к зонам выклинивания термоклина котловин хадумского палеобассейна, к предполагаемым зонам цунамигенного апвеллинга и высокой биопродуктивности над палеоподнятиями, а также к Сарпинско-Армавирской зоне главного транзита материала, где усиливающийся сток приносил террагенное ОВ, ослабевающий – биофильные элементы, обеспечивающие цветение планктона. Ширина зоны выклинивания термоклина определялась колебанием уровней последнего, которые устанавливаются по минералогическим, геохимическим и экологическим признакам.

Опыт палеогеографического анализа ансамблей проточных бассейнов открывает новые возможности в интерпретации межбассейновых формационных переходов, реконструкции и прогнозе черносланцевых условий и обстановок осадконакопления.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Список литературы

1. Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В. 2017. Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья – как потенциального источника «сланцевых» углеводородов. Георесурсы, Спецвыпуск, ч. 2, с. 208-226. DOI: 10.18599/grs.19.21
2. Столяров А.С. Палеогеография Предкавказья, Волго-Дона и Южного Мангышлака в позднем эоцене и раннем олигоцене // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1991. Т. 66. Вып. 4. С.64-79.
3. Столяров А.С. Соленовские отложения нижнего олигоцена Предкавказья, Волго-Дона и Мангышлака // Литология и полез. ископаемые. 1999. № 4. С.420-431.
4. Столяров А.С., Ивлева Е.И. Верхнеолигоценовые отложения Предкавказья, Волго-Дона и Мангышлака в позднем эоцене и раннем олигоцене // Литология и полез. ископаемые. 2004. № 3. С.359-368.
5. Попов С.В., Ахметьев М.А., Запорожец Н.И., Воронина А.А., Столяров А.С. История Восточного Паратетиса в позднем эоцене-раннем миоцене // Стратиграфия. Геол. корреляция. 1993. Т. 1. № 6. С.10-39.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ РИФОВЫЕ ПОСТРОЙКИ ИШИМБАЕВСКОГО ТИПА: ФАКТЫ И ПРОГНОЗ

Тюрин А.М., Трифонова М.П., Багманова С.В. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Оренбургский государственный университет)*

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции развита одноименная карбонатная платформа девонско-нижнепермского возраста, перекрытая соляно-ангидритовой толщей кунгурского яруса нижней перми. В пределах западного Оренбуржья выделяются три ограничивающих её карбонатных уступа: нижнепермский, девонско-среднекаменноугольный и девонско-нижнепермский. Их склоны маркируют некомпенсированные седиментационные впадины. Склоны двух последних – Прикаспийскую впадину, нижнепермский – Предуральскую.

На территории Башкортостана, сопредельной с Оренбургской областью, открыто более 30 залежей углеводородного сырья (УВС) в объектах ишимбаевского тапа [1]. Выделяется два их подтипа: островершинные рифовые постройки, приуроченные к склону бортового уступа нижнепермского возраста, и морфологически выраженные седиментационные образования в его верхней части. Некоторые островершинные рифовые постройки обнажены. Их называют шиханами.

Рифовые постройки ишимбаевского типа на территории Башкортостана имеют небольшие размеры (до первых километров в поперечнике), высоту до 600 м, ассельско-артинский возраст и характеризуются высоким этажом нефтегазоносности [2, 3]. Залежи УВС массивного типа в этих объектах в нижней части подстилаются зоной окисленной нефти. Покрышкой являются ангидриты и соли кунгурского яруса.

На рисунке 1 на схеме показана зона развития рифовых построек ишимбаевского типа. К ним приурочены нефтяные, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные месторождения. Показаны и нефтегазоперспективные объекты, выявленные по данным сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ), которые могут быть рифовыми постройками. В качестве примеров приведено строение Грачёвского рифа, к которому приурочено месторождение нефти: структурная карта по его кровле (А) и геологический разрез по линии скважин (Б), а также фото шихана Юрактау.

Нефтеносный Ишимбайский рифовый массив состоит из шести рифов: западный, восточный, южный, Буранчинский, Кузьминовский и Термень-Елгинский. Самый крупный из них восточный – достигает в поперечнике 1,5 км. Углы падения склонов рифов варьируются от 20 до 40°. Рифы соединены узкими перешейками в единую крупную систему. Протяженность Ишимбайского массива составляет 8,5 км при ширине до 2 км. Глубина залегания варьируется от 255 до 1200 м. Все рифы нефтенасыщены с единым водонефтяным контактом (ВНК). Нефтеносные рифогенные известняки характеризуются сильной кавернозностью и хорошей проницаемостью, что обусловило высокую начальную продуктивность скважин (до 800 т/сут). Характерны большие этажи нефтеносности (от 220 до 560 м).

Грачёвское месторождение нефти приурочено к островершинной рифовой постройке. Её линейные размеры по ВНК 1,45×1,60×1,90 км. Высота залежи 425 м. Средняя пористость 7,85 %. Мощность зоны окисленной нефти 26 м.

Фонтанные притоки газа из объектов ишимбаевского типа достигали 403 тыс. м³/сут (Ермолаевское месторождение) и 217,5 тыс. м³/сут (Северо-Маячное месторождение).

На территории Оренбургской области выявлена и изучена бурением только одна рифовая постройка ишимбаевского типа – Совхозный риф. В нём находилось Совхозное газоконденсатное месторождение. Его газонефтяной контакт (ГНК) был на отметке -1625 м, ВНК – -1710 м. Нефть окисленная и не имеет промышленного значения. Наиболее высокая часть карбонатов вскрыта

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

бурением на абсолютной отметке -1170 м. Высота газоносной части рифа 455 м. Высота залежи УВС по ВНК 540 м. Размеры по изогипсе -1700 м 2,9×8,0 км. Утвержденные запасы газа (категория С₁) 11,1 млрд м³, конденсата – 0,58 млн т. Добыто 10,4 млрд м³ и 0,36 млн т соответственно. Сегодня рифовая постройка является подземным хранилищем газа.

На участке бортового уступа нижнепермского возраста южнее Совхозного рифа и до р. Урал (19×66 км) пробурено 47 скважин (в основном в 60-70-х годах прошлого века). Нефтегазоносных структур, приуроченных к его верхней части и склону не выявлено. Отрицательные результаты обусловлены крайне низким качеством подготовки под бурение локальных перспективных объектов по данным электро-, гравии- и сейсморазведки. Методы последней включали регулируемый направленный приём, корреляционный метод преломлённых волн и метод отражённых волн. Но была и принципиальная ошибка геологов. Элемент тектонической ступени по отражающей границе А (кровля карбонатов нижней перми) в зоне бортового уступа на площадях Украинская (12 скважин) и Раздольская (6 скважин), был принят за его склон. Рифовые постройки ишимбаевского типа искали там, где их быть не могло. Они находятся восточнее начала склона бортового уступа.

По результатам тематических работ в оренбургском сегменте зоны сочленения Предуральского прогиба и Восточно-Оренбургского свода положение бортового уступа нижнепермского возраста достоверно не закартировано. Рифовые постройки ишимбаевского типа (за исключением Совхозного рифа) не выявлены. Главные причины – контрастное проявление соляной тектоники (крайне неблагоприятные сейсмо-геологические условия), низкое качество имеющихся данных сейсморазведки МОГТ (1980-1991 гг., 24-48 кратное прослеживание отражающих границ) и формальный подход к выявлению и картированию локальных перспективных объектов.

На участке бортового уступа нижнепермского возраста южнее Совхозного рифа и до р. Урал авторами доклада прогнозируется (по аналогии с его башкортостанской частью) открытие месторождений газа, приуроченных к рифовым постройкам ишимбаевского типа, с суммарными запасами 60 млрд м³. В верхней части бортового уступа прогнозируется (по аналогии с его участком южнее Оренбургского НГКМ) открытие месторождений газа, приуроченных к морфологическим ловушкам с суммарными запасами 30 млрд м³. Однако, зона развития бортового уступа характеризуется крайне неблагоприятными глубинными сейсмогеологическими условиями. Успешное выявление и картирование приуроченных к нему перспективных объектов может быть осуществлено только по данным сейсморазведки МОГТ-3D (площадная модификация МОГТ).

Список литературы

1. Корчагин О.А. Комплексные геолого-геофизические работы в северной части Мраковской депрессии и сопредельных территориях Салмышской впадины и Восточно-Оренбургского поднятия в пределах нераспространенного фонда недр. – Оренбург, 2020. ТГФИ, № 21332
2. Кошляк В.А., Якупов И.А. О формировании залежей нефти и газа в рифовой зоне Предуральского прогиба // Геология нефти и газа. 1963. № 4. С. 7-11.
3. Ованесов Г.П., Пастухов А.Г., Билалов Р.С. Газоконденсатные месторождения Ишимбайского Приуралья // Геология нефти и газа. 1960. № 10. С. 1-6.

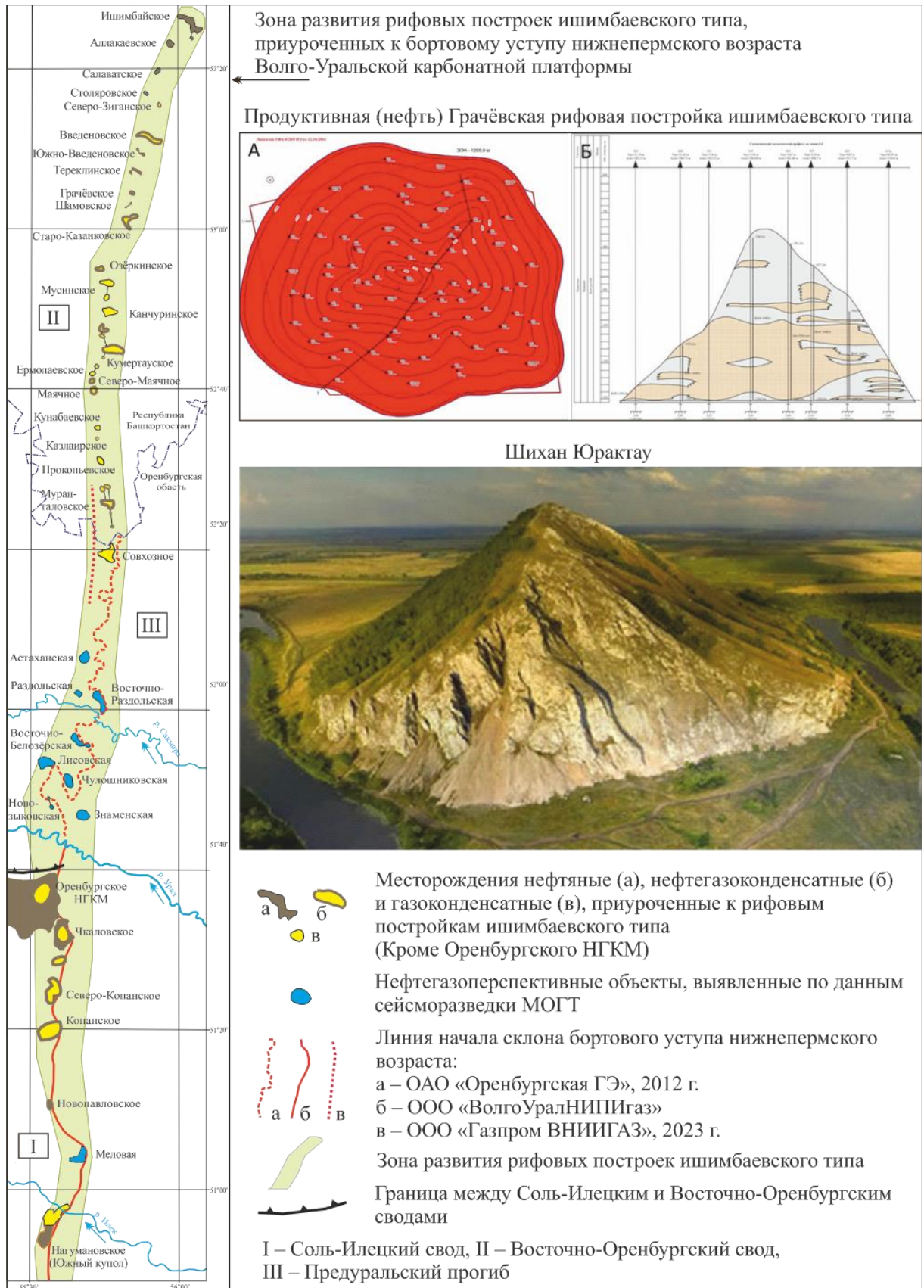


Рисунок 1. Зона развития рифовых построек ишимбаевского типа

**ЛИТОЛОГИЧЕСКИЙ СОСТАВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ
МАНСИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ**

Фомин М.А.* (ИНГГ СО РАН), Замирайлова А.Г. (ИНГГ СО РАН), Саитов Р.М. (ИНГГ СО РАН)

В связи с возросшим интересом нефтяных компаний к возможностям добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в последнее десятилетие лавинообразно увеличилось количество публикаций, посвященных изучению литологического состава и палеогеографии, распределению и составу органического вещества, определению петрофизических свойств, выделению коллекторов и обоснованию технологий разработки баженовской свиты и ее возрастного аналога нижнетуртлеймской подсвиты в центральных районах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Такие исследования проводятся как в научно-исследовательских и отраслевых институтах, так и в научно-технических центрах крупнейших нефтегазовых компаний страны: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Лукойл», ПАО «Газпромнефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Новатэк».

Для баженовских отложений характерна существенная литологическая неоднородность не только по вертикали, но и по латерали – разрезы, находящиеся всего в нескольких десятках километров друг от друга могут иметь значимые различия в минерально-компонентном составе пород, связанные с локальными палеогеографическими особенностями региона и процессами вторичного минералообразования в диа- и катагенезе. Авторами статьи были изучены четыре разреза баженовской свиты в центральной части Мансийской синеклизы (Рис. 1). Несмотря на то, что баженовская свита в центральной части Западно-Сибирского бассейна исследуется на современном уровне специалистами разных организаций, выбранные авторами разрезы ранее не изучались с полным отбором керна. Учитывая большую литологическую неоднородность баженовской свиты, о которой написано выше, изложенные в настоящих тезисах результаты представляются актуальными и будут являться вкладом в понимание процессов формирования и последующего преобразования этих черносланцевых отложений.

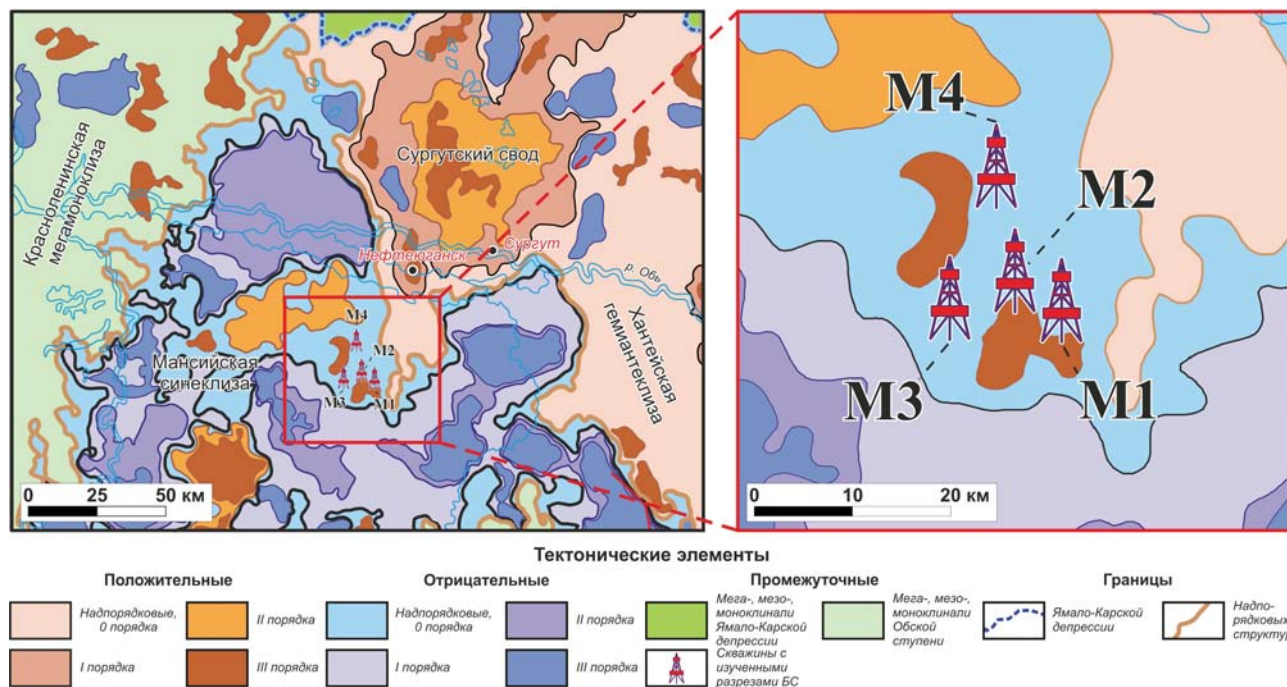


Рисунок 1. Изученные разрезы на фрагменте тектонической карты по кровле юрского структурного яруса [Конторович и др., 2001]

Фактический материал и методика исследований

Исследование основывается на данных лабораторного изучения 233 образцов керна баженовской свиты и перекрывающих отложений, отобранных с шагом 0,2-0,4 м, и результатах интерпретации широкого комплекса ГИС. В скв. М-1 образцами охарактеризован весь разрез, в скв. М-2 – его верхняя и средняя части, в скважине М-3 изучен керн из нижней, а в скважине М-4 – из

верхней части разреза баженовской свиты. Общий объем выполненных аналитических исследований керна:

- Петрофизические и пиролитические исследования – 233 образца
- Рентгено-флуоресцентный анализ и определение форм железа и серы – 180 образцов
- Поляризационная микроскопия – 167 образца
- Сканирующая электронная микроскопия – 90 образцов

На основе результатов этих аналитических исследований авторами статьи был проведен пересчет химического состава пород на минеральный по методике [Розен и др., 2000]. По результатам пересчета каждому образцу было присвоено литологическое название согласно классификации, разработанной в ИНГГ СО РАН [Конторович и др., 2016]. Авторам известны и другие классификации литологических разностей баженовской свиты [Калмыков и др., 2017, Грабовская и др., 2018; Немова, 2019], в которых кремнистый, глинистый, карбонатный материал и кероген также являются основными породообразующими компонентами.

Комплекс ГИС в рассматриваемых скважинах представлен диаграммами электрического (БК, БКЗ, ПС, МБК, МПЗ, МГЗ, PZ), радиоактивного (ГК, НГК, НКТб и НКТм, ГГК-П) и электромагнитного (ИК, ВИКИЗ) каротажа, а также каверномером. Сопоставление результатов исследования керна и материалов ГИС выполнено в программном пакете GeoOffice Solver.

Результаты

Для литологической характеристики разрез баженовской свиты был разделен на пять пачек, которые отличаются по соотношению содержаний углеродистой, глинистой, кремнистой и карбонатной компонент пород, что определяется обстановками их седиментации. Ранее подобное выделение было предложено в работе [Панченко, 2016]. Границы пачек были сначала определены по их литологическому составу, а затем скорректированы с учетом ГИС. Первые три пачки характеризуются повышенными содержаниями кремнистого и глинистого материала, четвертая и пятая – увеличенными концентрациями органического вещества. Это подтверждает сделанные ранее заключения [Балушкина и др., 2013; Калмыков и др., 2017 и др.], что верхняя половина разреза обладает более высоким нефтегенерационным потенциалом, чем нижняя. Далее приводится краткое литологическое описание пачек баженовской свиты (снизу-вверх). По всему разрезу встречены фрагменты скелетов рыб, в т.ч. замещенные кальцитом. Пирит в виде мелкой сыпи и стяжений неправильной формы распространен беспорядочно по всему разрезу свиты. Показатели степени пиритизации по разрезу баженовской свиты изменяются от 0,74 до 0,97, что указывает на высоковосстановительные условия седиментации. В нижней части подачимовской толщи этот параметр от 0,66 до 0,85, что говорит об умеренно восстановительных условиях литогенеза.

Первая и вторая пачки в изученных разрезах близки по литологическому составу и представлены, в основном, микститами кероген-глинисто-кремнистыми. В качестве прослоев выделяются также микститы карбонатно-кремнистые (**Рис. 2А**) и кремнисто-глинисто-карбонатные, а также силициты керогеновые. Текстура пород пачки массивная либо линзовидно-слоистая. Встречаются мелкие обломки раковин двустворок, пиритизированные радиолярии конусообразной и округлой формы, пустотное пространство внутри которых занято раскристаллизованным кремнистым, карбонатным либо глинистым материалом, керогеном. Встречены редкие находки кристаллов барита, виверита в парагенезисе с кальцитом, сфалерита. В средней части второй пачки залегает карбонатный прослой толщиной не более 1 м. В одном разрезе он представлен микститом кероген-карбонатно-кремнистым, в другом – доломитом (содержание доломитового материала 72%) мелкокристаллическим массивным, иногда – апорядиоляриевым (**Рис. 2Б**). На каротажных диаграммах пачки 1 и 2 представлены более высокими относительно подстилающей абалакской свиты значениями бокового и низкими показателями индукционных методов каротажа. Отмечаются локальные увеличения естественной радиоактивности пород, связанные с повышенными (15-18%) концентрациями органического вещества (ОВ) в породах. В целом, значения ГК плавно возрастают снизу-вверх по разрезу. Запись нейтронного каротажа спокойная; небольшой рост значений наблюдается с увеличением в разрезе карбонатной составляющей. Форма кривой ГГК-П ровная, повышенные значения связаны с более кремнистыми и карбонатными интервалами разреза.

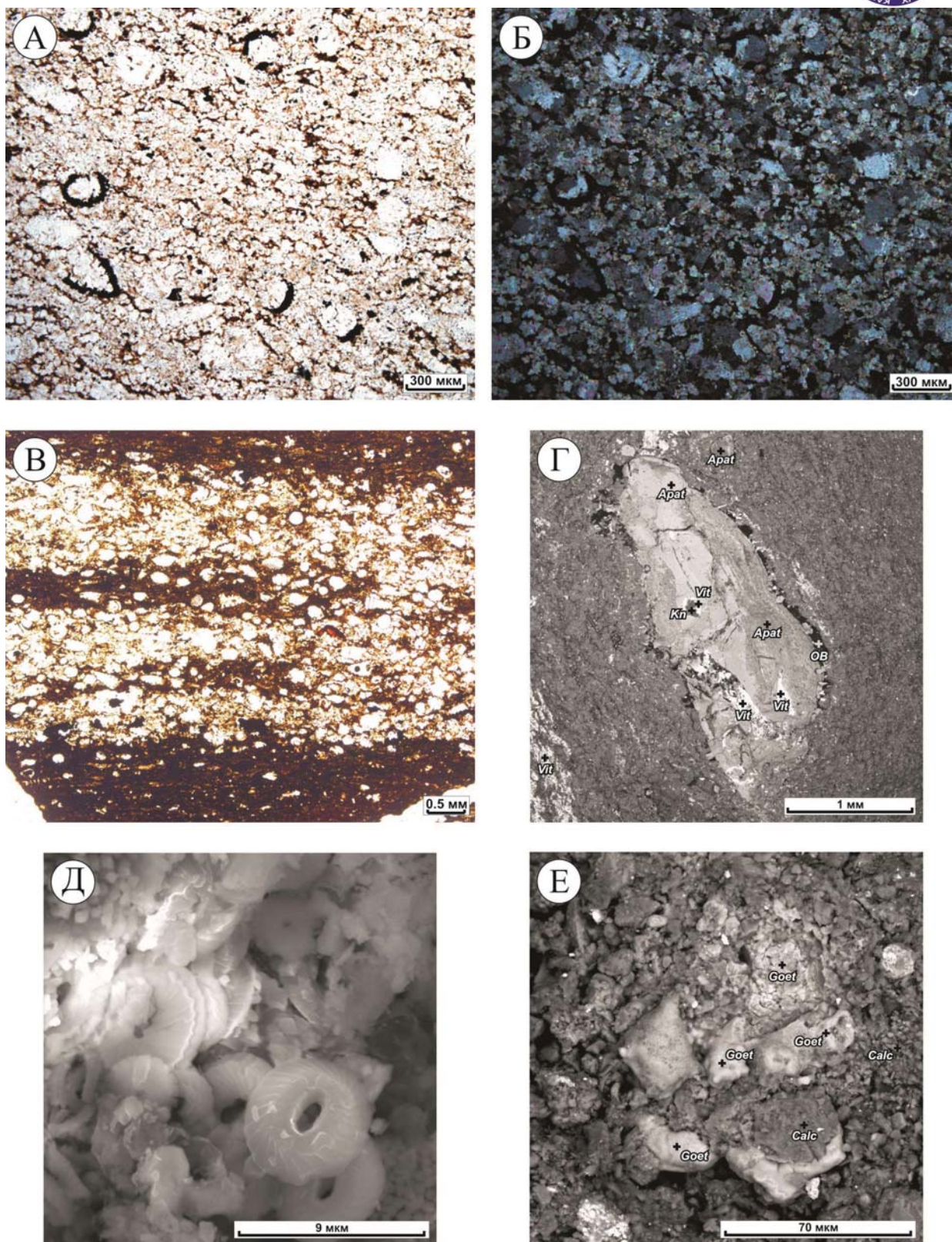


Рисунок 2. (А) микстит карбонатно-кремнистый с реликтами радиолярий, выполненными карбонатным материалом, скв. М-3 (гл. 2969,24 м); (Б) доломит мелкокристаллический, апорадиоляритовый, ник. +, скв. М-1 (гл. 2945,44 м); (В) микстит кероген-кремнистый с прослоем радиолярий, скв. М-3 (гл. 2961,38 м); (Г) микстит кероген-кремнистый с фрагментами костей рыб, претерпевших, вероятно, гидротермальные преобразования, скв. М-1 (гл. 2931,72 м); (Д) доломит с фрагментами кокколитофорид, скв. М-1 (гл. 2924,64 м); (Е) микстит глинистый с натёчными формами гётита, скв. М-2 (гл. 3008,88 м). А-Д – баженовская свита, Е – подачимовская толща.

Пачка 3 отличается от нижележащих пород меньшим содержанием глинистого материала. Она состоит из двух литологически различных слоев, граница между которыми проводится по резкому увеличению в разрезе кремнистого материала. Присутствие высококремнистых пород в средней части разреза баженовской свиты отмечалось еще на ранних стадиях ее изучения. *Слой 3а* сложен силицитами керогеновыми с прослоями микститов кероген-глинисто-кремнистых и кероген-кремнистых. Кремнистый материал представлен, в основном, в скрытокристаллической форме. Отмечаются многочисленные прослои радиолярий (**Рис. 2В**). Мощность слоя 3а в изученных разрезах изменяется от 2 до 3,5 м. На каротажных диаграммах слой 3а имеет практически те же свойства, что и пачка 2. *Слой 3б* отличается от выше- и нижезалегающих пород существенным увеличением (до 90%) в разрезе содержания кремнистого материала и уменьшением до первых процентов концентраций ОВ. Он представлен силицитами, в том числе керогеновыми, а также силицитами-радиоляриями. Эти породы на 60-70% сложены реликтами радиолярий округлой (0,05-0,10 мм) и конусообразной (0,20 мм) формы. Они заполнены микрозернистым кремнистым и кремнисто-глинистым материалом, некоторые оконтурены пиритом либо кальцитом. В средней и нижней частях слоя найдены скопления стронцианита. Они залегают либо в виде жилок, имеющих, вероятно, гидротермальную природу [Зубков, 2018], либо в виде скоплений в парагенезисе с витеритом по остаткам органического вещества. Мощность слоя 3б достигает 5 м. На каротажных диаграммах он характеризуется резким увеличением значений плотностного и нейтронных видов каротажа и снижением естественной радиоактивности пород, что характерно для высококремнистых пород с низким содержанием ОВ.

С **пачки 4** начинается верхняя, наиболее углеродистая, часть разреза баженовской свиты. Литологически этот интервал разреза достаточно однороден и представлен силицитами керогеновыми и микститами кероген-кремнистыми. По сравнению с пачками 1-3 характеризуется существенным увеличением средних концентраций органического вещества до 17,5%, в отдельных образцах оно достигает 20-22%. Основным пороодообразующим компонентом, по-прежнему, является кремнистый материал, представленный в скрытокристаллической форме. Наблюдаются прослои раскристаллизованных реликтов радиолярий (50-60%) округлой и конусообразной формы. В нижней половине пачки обнаружены единичные прослои карбонатного материала, предположительно фрагменты двустворок. В образцах обнаружены скопления кристаллов сфалерита (вюрцита), а также единичные конкреции апатита. Мощность пачки 4 в изученных разрезах изменяется от 2,6 до 4,8 м. На каротажных кривых эти отложения характеризуются резким увеличением естественной радиоактивности и электрического сопротивления, уменьшением плотности, ростом значений акустического каротажа. В верхней части пачки фиксируется локальный пик повышенных значений нейтронных видов каротажа, связанный с высококремнистым (до 62%) интервалом разреза.

Выше по разрезу плавно возрастает содержание карбонатного материала. Здесь выделяется **пачка 5**, которая завершает разрез баженовской свиты. Она разделяется на три слоя, которые имеют различный литологический состав. *Слой 5а* характеризуется несколько меньшим по сравнению с пачкой 4 содержанием кремнистого материала и представлен, в основном, микститами кероген-кремнистыми. В средней части слоя обнаружены многочисленные скелеты радиолярий различной степени сохранности. Большая их часть раскристаллизована, пустотное пространство заполнено керогеном, глинистым, кремнистым либо карбонатным материалом, иногда – крупными кристаллами пирита. Встречаются многочисленные обломки скелетов рыб бурого цвета, участками известковистые. Некоторые из них претерпели вторичные преобразования: внутри них встречаются поля витерита, линзы глинистого материала, окаймленные баритом (**Рис. 2Г**), редкие кристаллы стронцианита. В прикровельной части слоя отмечается повышенная глинистость разреза, суммарное содержание глинистых минералов достигает 25%, что позволило выделить здесь тонкие прослои микститов кероген-кремнисто-глинистых, содержащие обломки двустворок. На каротажных диаграммах слой 5а выделяется высокими показателями естественной радиоактивности и электрического сопротивления и относительно пониженными значениями плотностного каротажа. В верхней части слоя отмечается локальный пик на кривых нейтронных видов каротажа, который отвечает повышенным содержаниям в разрезе кремнистого материала.

Слой 5б уверенно выделяется в разрезе по существенному увеличению карбонатного материала. Этот уровень представлен известняками, в т.ч. керогеновыми, карбонатными породами с примерно равным содержанием кальцитового и доломитового материала, различными микститами с

преобладанием керогена, кремнистого и карбонатного материала. Мощность слоя изменяется от 1,8 до 4,6 м. В слое встречаются многочисленные остатки кокколитофоридовых водорослей (**Рис. 2Д**), из-за чего этот его еще называют «кокколитовым» или «кокколитовой пачкой». В связи с преобладанием в составе карбонатного материала и уменьшением концентраций ОВ на каротажных диаграммах слой 5b характеризуется пониженными значениями естественной радиоактивности, повышенными показателями плотностного и нейтронных видов каротажа.

Слой 5c завершает разрез баженовской свиты и является переходным уровнем к вышележащей подачимовской толще. Его общая мощность в изученных скважинах не превышает 1,5 м. Нижняя половина слоя представлена микститами керогеновыми с содержанием ОВ 22-34%. Отмечаются повышенные концентрации пирита (22-31%), связанные с этим органическим веществом. Верхняя половина слоя, являющаяся переходной к вышележащей подачимовской толще, в двух изученных разрезах представлена по-разному. В скв. М-4 она имеет преимущественно глинистый состав и сложена микститами кероген-глинистыми. Содержание глинистых минералов достигает 40%, в них отмечаются повышенные концентрации титана. В разрезе скв. М-2 в верхней части слоя 5c отмечается существенное увеличение карбонатного материала. Основная масса этих пород представлена массивным кальцитом с подчиненным содержанием глинистого и кремнистого материала. По-видимому, верхняя часть слоя 5c в разрезе скв. М-2 накапливалась на возвышенном участке палеодна волжского моря, что и обусловило ее значительную карбонатность. Ввиду повышенной концентрации ОВ слой 5c на каротажных диаграммах выделяется резким пиком на кривой ГК, локальным минимумом на кривых плотностного и нейтронных видов каротажа, повышенными значениями электрического сопротивления.

Нижняя часть *подачимовской толщи* представлена микститами глинистыми и аргиллитами. Содержание глинистого материала в этих породах изменяется от 30 до 62%. Встречаются редкие фрагменты не до конца преобразованного органического материала, костей рыб. Пирит чаще всего залегает между слоями глинистого материала в виде глобул. Обнаружены единичные фрагменты пиритизированных скелетов радиолярий. Найдены единичные скопления гётита (**Рис. 2Е**), образованные в результате окисления пирита.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проектов НИР FWZZ-2022-0012 и FWZZ-2022-0007 Программы ФНИ в РФ

Список литературы

1. Балущкина Н.С., Калмыков Г.А., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Корост Д.В., Соболева Е.В., Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Шарданова Т.А. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти // Геология нефти и газа, 2013, №3, с. 48-61.
2. Зубков М.Ю. Связь битуминизации баженовской свиты с гидротермальными процессами (Западная Сибирь) // Горные ведомости. – 2018. – №6. – С. 6-24.
3. Калмыков Г.А., Балущкина Н.С. Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. – М.: ГЕОС, 2017. – 246 с.
4. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика, 2016. т. 57, № 11, с. 2034 – 2043.
5. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – №11-12. – С. 1832 – 1845.
6. Панченко И.В., Немова В.Д., Смирнова М.Е., Ильина М.В., Барабошкин Е.Ю., Ильин В.С. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения керна и ГИС // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 22–34.
7. Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 13–17.

ОСОБЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЕ АНДАКЛИ И ПОЛОЖЕНИЯ ГВК (ГАЗО-ВОДЯНОГО КОНТАКТА)

*Холмуродов Исроил Завки угли (ГУ «ИГИРНИГМ» г.Ташкент, Узбекистан)
isroil.kholmurodov@mail.ru*

Введение. В административном отношении газоконденсатное месторождение Андакли расположено на территории Каракульского района Бухарской области Республики Узбекистана (Рис.1). В нефтегазоносном отношении месторождение Андакли расположено в пределах Бухара-Хивинской нефтегазоносной области, в разрезе осадочного чехла, в котором выделяются четыре основных продуктивных комплекса: нижне-среднеюрский, верхнеюрской, нижнемеловой (неоком-аптский) и нижне-верхнемеловой (апт-сеноманский).

На близлежащих месторождениях Кумли, Чегаракум, Парсанкуль, Хаккуль и Аккум в пределах этих горизонтов выделены пачки проницаемых пород, разделенные флюидоупорами. К этим пачкам приурочены самостоятельные залежи газа с ГВК на разных абсолютных отметках. [1]



Условные обозначения:

- | | |
|--|--|
| ■ объект исследования | ■ площади, находящиеся в бурении |
| ● газовые месторождения | ● выявленные структуры |
| ● подготовленные структуры | |

Рисунок 1. Обзорная карта района работ.

По результатам бурения и испытания на месторождении Андакли 18 скважин была установлена промышленная газоносность XV-1, XV-2а, XVII-2, XVII-3, XVIII-2, XVIII-3 горизонтов, разрез которых сложен карбонатными и терригенными отложениями средне-верхнеюрского возрастов. В результате обработки материалов ГИС с помощью программного комплекса АСО «INGEF-W» по всем перечисленным выше скважинам получены количественные определения следующих параметров: коэффициентов глинистости $K_{гг}$, открытой пористости K_p , газонасыщенности K_r ,

произведено выделение эффективных толщин коллекторов и разделение их по характеру флюидонасыщения.

Оценка $K_{гп}$ по всем скважинам производилась по кривым ГК.

Значения K_p определялись в комплексе по методу НГК.

Определение коэффициента газонасыщенности (K_r) производилось по боковому каротажу.

Почти во всех представленных скважинах проводился полный комплекс ГИС. Присутствие полного комплекса материалов ГИС позволило определить литологический состав пород-коллекторов и более надежно определить фильтрационно-емкостные параметры коллекторов. По всем скважинам составлены планшеты. [2]

Ниже приводится обоснование параметров пористости и газонасыщенности по всем продуктивным пластам и скважинам.

XV-1 горизонт – к подсчету принято средневзвешенное значение коэффициента пористости равное 11,7 %, в пределах месторождения значение этого параметра изменяется от 8,5 % (скв. № 3) до 15,4 % (скв. № 6). Коэффициент газонасыщенности изменяется от 53,6 % (скв. № 12) до 66,2 % (скв. № 3), к подсчету принят, как средневзвешенное значение равное – 59,7 %.

XV-1 горизонт (район скв. № 9, 10) – к подсчету принято средневзвешенное значение коэффициента пористости равное 13,0 %. Коэффициент газонасыщенности к подсчету принят, как средневзвешенное значение равное – 60,3 %. Значения приняты по скважине № 10, так как в скважине № 9 кровля горизонта XV-1 перекрыта колонной.

XV-2а горизонт – к подсчету принято средневзвешенное значение коэффициента пористости равное 11,3 %, в пределах месторождения значение этого параметра изменяется от 9,2 % (скв. № 4) до 13,4 % (скв. №№ 7, 11). Коэффициент газонасыщенности изменяется от 52,1 % (скв. № 12) до 63,1 % (скв. № 11э), к подсчету принят, как средневзвешенное значение равное – 58,5 %.

XVII-2 горизонт – к подсчету принято средневзвешенное значение коэффициента пористости равное 11,4 %, в пределах месторождения значение этого параметра изменяется от 9,3 % (скв. № 11э) до 15,6 % (скв. № 10э). Коэффициент газонасыщенности изменяется от 54,1 % (скв. № 12э) до 67,7 % (скв. № 13э), к подсчету принят, как средневзвешенное значение равное – 57,7 %.

XVII-3 горизонт – к подсчету принято средневзвешенное значение коэффициента пористости равное 11,3 %, в пределах месторождения значение этого параметра изменяется от 9,8 % (скв. № 4) до 16,5 % (скв. № 5). Коэффициент газонасыщенности изменяется от 52,2 % (скв. № 12э) до 57,3 % (скв. № 21), к подсчету принят, как средневзвешенное значение равное – 54,8 %.

XVIII-2 горизонт – к подсчету принято средневзвешенное значение коэффициента пористости равное 14,3 %, в пределах месторождения значение этого параметра изменяется от 13,1 % (скв. № 12) до 17,9 % (скв. № 2). Коэффициент газонасыщенности изменяется от 68,7 % (скв. № 12) до 69,6 % (скв. № 2), к подсчету принят, как средневзвешенное значение равное – 68,9 %.

XVIII-2 горизонт (район скв. № 9, 10) – к подсчету принято средневзвешенное значение коэффициента пористости равное 13,5 %. Коэффициент газонасыщенности к подсчету принят, как средневзвешенное значение равное – 54,2 %.

XVIII-3 горизонт (район скв. № 9, 10) – к подсчету принято средневзвешенное значение коэффициента пористости равное 11,8 %, средневзвешенное значение коэффициента газонасыщенности равно 62,9 %. [3]

В соответствии с принятой геологической моделью, а также результатами сопоставления материалов ГИС и опробования в пределах месторождения Андакли выделяются газоконденсатные залежи в XV-1, XV-2а, XVII-2, XVII-3, XVIII-2, XVIII-3 горизонтах (Рис.2). В вышеуказанных залежах приняты газоводяные контакты (ГВК), положение которых обосновано следующим образом:

Положение ГВК, для залежи XV-1 горизонта принято на абс. отм. минус 1877,1 м по нижней дыре перфорации на глубине 2054 м скважины № 11 и уточнено по подошве продуктивного коллектора на глубине 2063,8 м скважины № 6. XV-1 горизонт выявлен в результате испытания скважин №№ 1, 3, 5, 7, 10э, 11, 11э. При этом в скважине № 8 в интервалах, испытанных совместно, 2090-2083 м, 2060-2055 м, в результате испытания приток не был получен, а при обратной промывке получена вода, удельным весом 1,07 г/см³.

Положение ГВК, для залежи XV-1 горизонта (район скв. №№ 9, 10) принято на абс. отм. минус 1836 м по нижней дыре перфорации на глубине 2018 м скважины № 10 и уточнено по подошве

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Холмуродов И.З., Муратова С.Ф. «Эффективность выделения терригенных коллекторов в северо-западной части чарджоуской ступени (на примере газоконденсатные месторождения Андакли) Журнал «ВЕСТНИК НУУз» Ташкент, 2021г. – 3/2/1, – 186-187с.
2. Холмуродов И.З., Хожиев Б.И. «Фильтрационно-ёмкостные свойства продуктивных коллекторов отложений юрской системы кандымского поднятия». Журнал «ВЕСТНИК НУУз» Ташкент, 2022г. – 31/1, – 303с.
3. Мамиров Ж.Р. «Оперативный подсчет и пересчет запасов нефти, газа и конденсата по находящимся в разведке месторождениям АО «Узбекнефтегаз», Ташкент. ГУ «ИГИРНИГМ» 2020г. 130-138с.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ГЛУБОКОВОДНЫХ КОНУСОВ ВЫНОСА АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Храмцова А.В. (ООО «ТННЦ»), Лошаченко Ю.А. (ООО «ТННЦ»), Литтау О.А. (ООО «ТННЦ»), Мельников А.В. (ООО «ТННЦ»), Рейдик Ю.В. (ПАО «НК «Роснефть»)*

Для наращивания ресурсного потенциала в арктических районах Западной Сибири актуальной задачей является прогноз пород-коллекторов и выделения ловушек неструктурного типа в неокомском клиноформном комплексе. На основании новых данных по керну (1515 пог. м, 26 скважин), геофизическим исследованиям скважин (ГИС) и сейсморазведки 3D (2072,3 км²) уточнено внутреннее строение и условия седиментации отложений нижнехетской свиты (рязанско-валанжинского возраста), установлены размеры и форма песчаных тел и их площадное распространение.

Район работ расположен в северной части Западной Сибири, приурочен к Енисей-Хатангскому региональному прогибу. Объектом исследований являются отложения нижнехетской свиты (пласты группы Нх), залегающие в основании неокома на глинисто-кремнистых, кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых отложениях яновстанской/гольчихинской свит [2-4]. При детальном седиментологическом анализе керна из отложений пластов Нх на территории исследования диагностировано девять субфаций глубоководных конусов выноса: распределительные турбидитовые каналы, проксимальная, средняя и дистальная части лопасти, дно бассейна, прирусловые валы, отложения межрусловых/межлопастных площадей, кривососые лопасти и каналы. По данным сейсморазведки 3D дополнительно выделены подводные каналы мелководно-морского бассейна, склоновые каналы и мелкие многочисленные желоба (рис. 1).

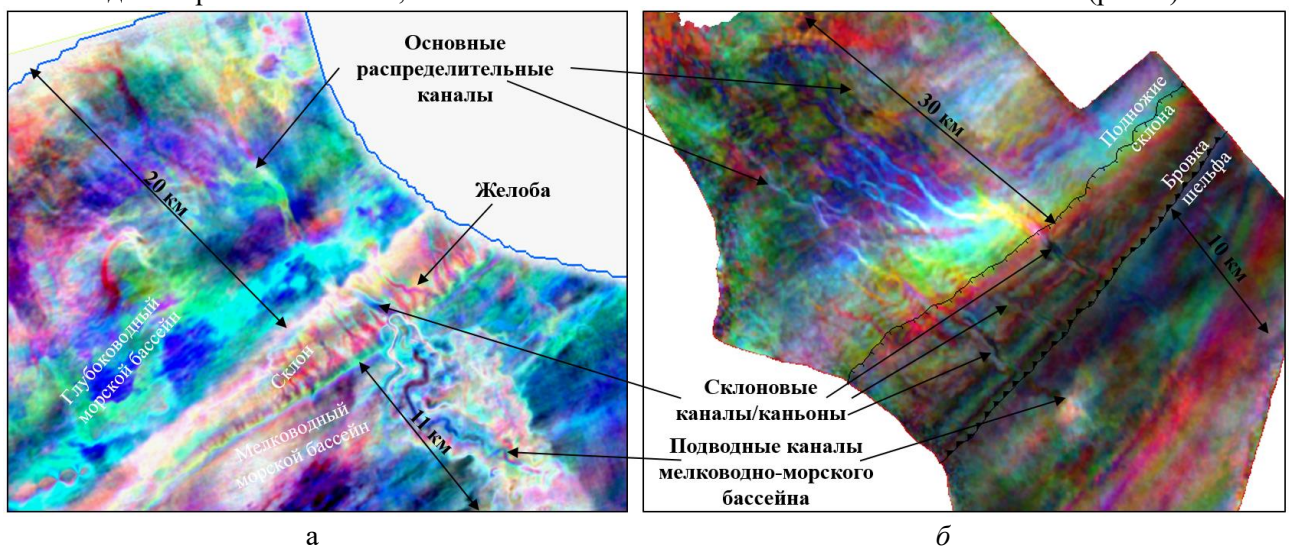


Рисунок 1. Морфология подводных каналов на картах по кубу 3D спектральной декомпозиции (а - пласт Нх2 левобережье р. Енисей; б – Нх4(0) правобережье р. Енисей)

Многочисленные подводные желоба (рис. 1а) обычно на склоне затухают и не имеют продолжения в глубоководной части морского бассейна, разгрузка по ним возможна только тонкозернистых оползневых масс бровки шельфа и склона [1]. Склоновые каналы/каньоны более глубокие и долговременные, имеют продолжение на шельфе, что может свидетельствовать о гиперпикнальной природе турбидитов в Западной Сибири. Гиперпикниты – это экстрабассейновые турбидиты, их происхождение тесно связано с прямым речным сбросом в период крупных паводков. В зависимости от размера речной системы гиперпикнальные потоки, текущие по поверхности морского дна в сторону глубоководного бассейна, могут иметь длительную продолжительность (дни, недели или месяцы), имея возможность перемещаться на большие расстояния (до сотен

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

километров) с очень низкими уклонами [3]. Голова каньона может проникать вглубь шельфа на расстоянии 10-11 км от бровки шельфа (см. рис. 1) и представляет собой разветвленную сеть врезанных речных систем. Формирование врезов обычно происходит на стадии падения уровня моря, в этот период формируется основной объем песчаников подводных конусов выноса. Диагностическим критерием гиперпикнического происхождения турбидитов может служить наличие в песчаниках растительного детрита и обломков древесины, отсутствие в ачимовских разрезах полных текстурных последовательностей Боума и Стоу, фиксируемое на сейсмических срезах протяженных шельфовых каналов, которые связаны со склоновыми каньонами/каналами. Хорошим примером существования отложений гиперпикнических турбидитовых потоков на значительном удалении от береговой линии является подводный конус выноса реки Конго (Заирский конус выноса). В современных отложениях этого подводного конуса выноса на глубине 3862 м и удалении 441 км от береговой линии были обнаружены турбидитовые осадки, обогащенные листьями и обломками древесины [7-9].

Распределительные турбидитовые каналы слабоизвилистой формы сложены песчаниками средне-мелко-тонкозернистыми и тонко-мелкозернистыми, аркозового состава, преимущественно с массивной текстурой, встречается флюидальная, дебрисная, конволютная, субгоризонтальная слоистость, подчеркнутая углистым детритом (рис. 2), встречаются многочисленные глинистые интракласты уплощенной формы. Подошва канала резкая эрозионная, форма кривой блоковая или колоколовидная. Широко развита амальгамация (частичный или полный размыв последующим потоком нижележащих отложений).

Мощность распределительных каналов изменяется от 2 м до 10-20 м (по ГИС), ширина уменьшается в сторону бассейна от 400-600 до 270 м (по сейсморазведочным данным 3D). На картах спектральной декомпозиции (см. рис. 1) видно несколько основных каналов и от них происходит радиальное разветвление турбидитовых каналов влево. Левосторонняя асимметрия турбидитовых каналов объясняется разной скоростью роста ограничивающих их прирусловых валов в связи с отклонением суспензированной части турбидитовых потоков вправо под действием силы Кориолиса [5]. Каналы имеют слабо извилистую форму и могут отклоняться от основного распределительного канала влево на 90 градусов (см. рис. 1).

В устье распределительных каналов/каньонов формируются лопасти от радиальной до вытянутой формы, радиусом более 20-30 км (см. рис. 1). Лопасты имеют асимметричное строение вследствие вращения Земли, рельефа дна, тектоники. Седиментационные лопасти сложены песчаниками преимущественно тонко-мелкозернистыми, с массивной, дебрисной, градационной, горизонтальной текстурой, выделяются гибридные слои (прослой массивных и дебрисных песчаников), глинистые интракласты, прослой аргиллитов. На контакте слоев встречаются знаки нагрузки. Следы жизнедеятельности встречаются редко, преимущественно в аргиллитах и представлены пиритизированными ходами *Chondrites*, *Phycosiphon*. Для лопасти характерно увеличение размера зерен снизу вверх по разрезу. По мере удаления в сторону от осевой части лопасти и от устья канала происходит снижение скорости потока и закономерное увеличение прослоев алевролитов глинистых и аргиллитов. В проксимальной (осевой) части лопасти преобладают песчаники с массивной текстурой (образованные высокоплотными турбидитными течениями) и их зернистость несколько выше, чем в средней и дистальной частях, соответственно выше и фильтрационно-емкостные свойства пород (ФЕС). В связи с тем, что на ФЕС пород значительное влияние оказывают вторичные процессы (карбонатизация, хлоритизация, пиритизация), то наилучшими коллекторскими свойствами характеризуются песчаники средне-мелкозернистые массивные, с низким содержанием цемента и слабо выраженными вторичными процессами проксимальной части лопасти и каналов. Открытая пористость не превышает 25%, проницаемость до $10\text{-}50 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Кревассовые лопасти отличаются от турбидитовых лопастей меньшими размерами, представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов (рис. 2а).

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

По соотношению песчаников, алевролитов мелкозернистых глинистых и аргиллитов алевролитовых турбидитные системы нижнехетской свиты смешанного и песчаного типов [6] с многоточечным источником питания (более 1-2). Отношение песчаников к алевролитам мелкозернистым и аргиллитам в пределах каналов и в проксимальных частях лопастей достаточно высокое, а в межканальном пространстве и в дистальных частях конуса выноса - низкое. При многоточечном источнике питания лопасти и каналы в плане перекрываются, глинистые перемычки составляют от нескольких десятков см до 2 м и могут служить барьерами для миграции флюидов. В качестве флюидоупоров также могут служить песчаники с высоким содержанием карбонатного цемента «плотняки» мощностью до 2 м. Лопастей имеют вытянутую и радиальную форму, несколько различаются по соотношению песчаника к аргиллиту. По сейсмическим разрезам встречаются лопастей, осложненные осадочными волнами (контурными течениями).

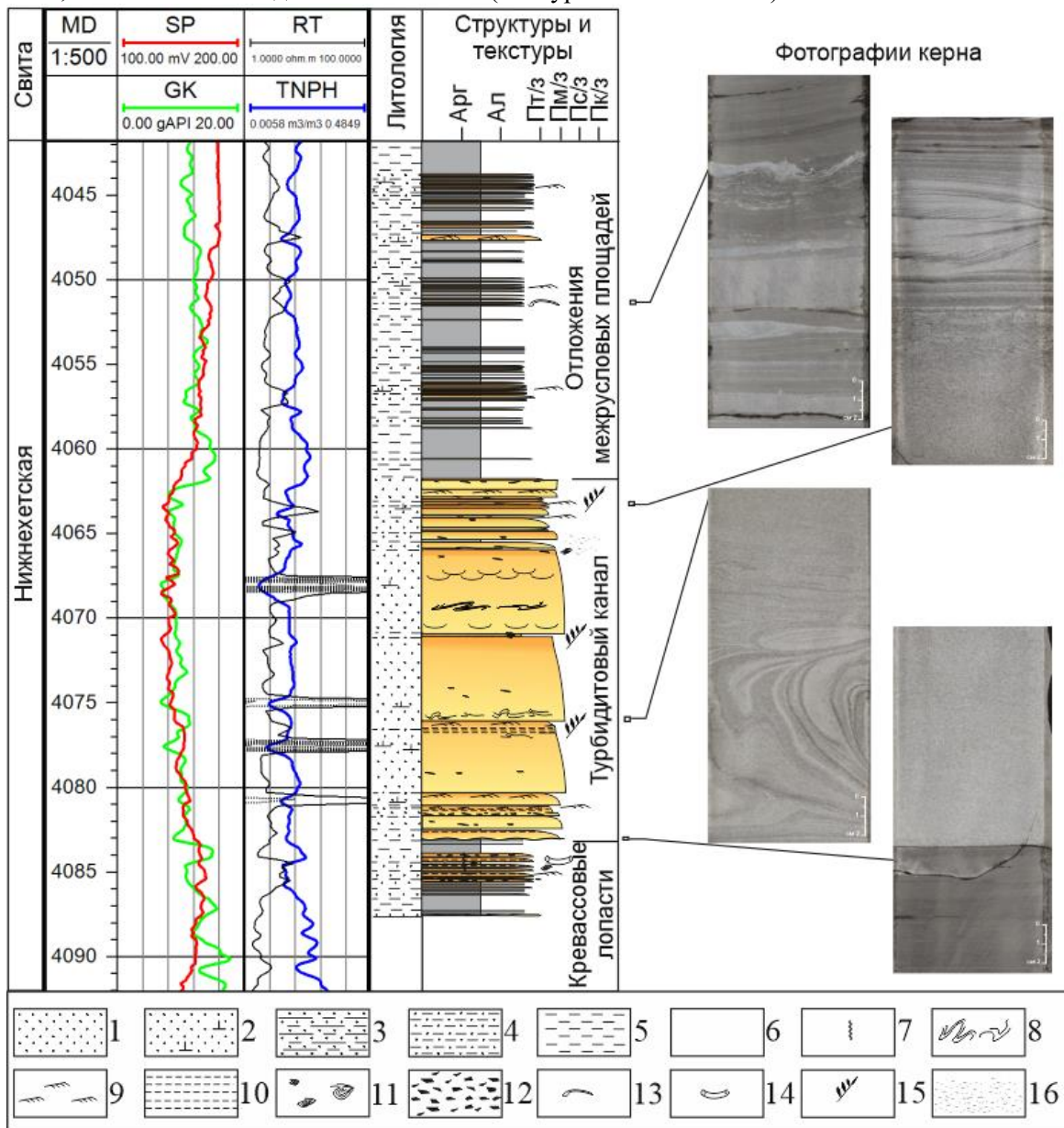


Рисунок 2. Фрагмент седиментологической колонки глубоководных конусов выноса (а) и фотография керна отложений нижнехетской свиты (б)

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

*Условные обозначения: 1 - песчаник; 2 - песчаник с карбонатным цементом; 3 - переслаивание песчаников и алевролитов; 4 - алевролит крупнозернистый; 5 - аргиллит и алевролит мелкозернистый; текстуры: 6 - массивная; 7 - биотурбационная; 8 - конволютная; 9 - рябь течений; 10 - субгоризонтальная; 11 - песчаные роллы; включения: 12 - глинистые интракласты; 13 - раковинный детрит; 14 - *Rhycosiphon*; 15 - растительный детрит в слоях; 16 - растительный детрит рассеянный*

По результатам корреляции нижнемеловых отложений с использованием методики секвенс-стратиграфии установлено, что основной объем песчаников глубоководных конусов выноса формировался на стадии падения относительного уровня моря (FSST). Морфология лопастей и турбидитовых каналов изменяется в разных пластах и в пределах одного подводного склона, зависит от рельефа дна приемного бассейна, количества и размера зерен поступающих осадков, изменения относительного уровня моря и др. Угол наклона склона разных клиноформ в Западной Сибири составляет преимущественно 1-2⁰, редко превышает 3-4⁰, его влияние на морфологию лопастей, по изученным конусам выноса, не установлено.

По опубликованным источникам протяженность, мощность и размер зерен обломочных пород океанических глубоководных конусов выноса [6] отличаются от глубоководных конусов выноса, сформированных во внутриконтинентальном морском бассейне Западной Сибири. Глубоководные конусы выноса внутриконтинентальных морей имеют свои особенности: их протяженность не превышает 30-50 км, они сложены преимущественно песчаниками тонко-мелкозернистыми с низкими значениями проницаемости, мощность лопастей редко превышает 80-100 м. В связи с этим, изучение и формирование базы данных по размерам и форме глубоководных песчаных тел Западной Сибири имеет важное значение при прогнозе пород-коллекторов и использование их в качестве аналогов при геологическом моделировании нижнемеловых (ачимовских) отложений.

Выводы:

1. На основании комплексного анализа керна нижнехетской свиты Енисей-Хатангского литофациального района, ГИС и результатов сейсморазведки установлен смешанный и песчаный типы турбидитных систем с многоочечным источником питания. Лопасти радиальной и вытянутой формы могут простираться от подножия склона на 20-30 км и более, перекрываются в плане.
2. Слабоизвилистые турбидитные каналы шириной (от 270 до 600 м) часто имеют левостороннюю асимметрию вследствие влияния силы Кориолиса (вращения Земли).
3. Предполагается гиперпикнальный генезис формирования глубоководных конусов выноса на основании наличия растительного детрита и выделенных по данным сейсморазведки 3D склоновых каналов, которые имеют продолжение на шельфе.
4. Наилучшими коллекторскими свойствами характеризуются песчаники проксимальной части лопасти и каналов с низким содержанием карбонатного цемента и низкой интенсивностью вторичных процессов (хлоритизация, карбонатизация и др.).

Список литературы

1. Никишин А.М., Альмендингер О.А., Митюков А.В., Посаментиер Х.В., Рубцова Е.В. (2012) Глубоководные осадочные системы: объёмные модели, основанные на 3D сейсморазведке и полевых наблюдениях. М.: МАКС Пресс, 109 с.
2. Решение 5-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, 1991г. -Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. 54.
3. Розбаева Г.Л., Агалаков С.Е., Маринов В.А., Дубровина Л.А., Лошаченко Ю.В. и др. (2023). Новая стратиграфическая схема рязанско-аптских отложений Пайяхской зоны

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

- нефтегазонакопления. Нефтегазовая геология. Теория и практика, Т.18, №1, 1-28. http://www.ngtp.ru/rub/2023/3_2023.html
4. Розбаева Г.Л., Маринов В.А., Храмцова А.В., Игольников А.Е., Урман О.С., Лошаченко Ю.В., Дубровина Л.А. Новые данные по стратиграфии и седиментологии пограничных юрско-меловых отложений северо-западной части Енисей-Хатангского прогиба. // Литосфера. – 2022. - № 22(3). - С. 361-375. <https://doi.org/10.24930/1681-9004-2022-22-3-361-375>.
 5. Khramtsova A.V., Zverev K.V. (2022) Left-sided asymmetry of Neocomian submarine fans of West-Siberian interior sea (Russia) // 21st International Sedimentological Congress (Beijing 2022): A new Journey of Sedimentology: from the Pacific to the Himalaya. Abstract book. P. 893.
 6. Reading H.G. and Richards M. (1994) Turbidite Systems in Submarine Basin Margins Classified by Grain Size and Feeder System// AAPG Bulletin, V. 78, No. 5, p. 792–822.
 7. Zavala C, Pan S X. (2018) Hyperpycnal flows and hyperpycnites: Origin and distinctive characteristics. Lithologic Reservoirs, 30(1):1-27.
 8. Zavala C., Mariano Arcuri M., Meglio M.D., Zorzano A. (2014) Depósitos de turbiditas intra y extra cuencales: origen y características distintivas. // IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. P. 225-244.
 9. Zavala C., M. Arcuri y L. Blanco Valiente (2012) The importance of plant remains as a diagnostic criteria for the recognition of ancient hyperpycnites. Revue de Paléobiologie, Genève. Vol. spéc. 11, p. 457-469.

СОВРЕМЕННЫЕ ЛАБОРАТОРНЫЕ ПРАКТИКИ В ОБЛАСТИ СПЕЦИАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА

Чижов Д.Б. (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми)*

Вступление. Активное вовлечение в разработку месторождений нефти и газа, которые характеризуются сложным негидрофильным типом смачиваемости, требует применение специальных методов исследований, в частности при изучении кернового материала. Предрасположенность породы к смачиванию нефтью или водой влияет на многие аспекты поведения пласта [1, 2]. Неверное предположение о характере смачиваемости пласта может привести к его необратимым повреждениям, осложнению разработки, а также слишком оптимистичным геологическим запасам.

При изучении пород-коллекторов с негидрофильными свойствами лабораторными методами необходимо решить следующие задачи:

1. Определение смачиваемости.
2. Сохранение поверхностных свойств пород (метод «мягкой» экстракции).
3. Восстановление поверхностных свойств пород («старение» керна).

Капиллярное давление в коллекторе определяет распределение насыщения и, следовательно, общие объемы геологических запасов флюидов. Точное знание распределения капиллярного давления является одним из основных факторов надежной оценки запасов углеводородов. [МакФи] Исследование капиллярных давлений в индивидуальных капилляриметрах в системе «вода-нефть» при моделировании термобарических условий пласта позволяет получить достоверную петрофизическую основу для интерпретации данных ГИС. Коэффициент вытеснения нефти и остаточная нефтенасыщенность являются важнейшими параметрами для расчета извлекаемых запасов нефти.

Смачиваемость является главным фактором, контролирующим и регулирующим распределение жидкостей в пласте. Необходимо сделать все возможное, чтобы обеспечить соответствие поверхностных свойств образцов керна пластовым условиям при проведении лабораторных исследований.

Определение смачиваемости выполняется по методу Амотта-Харви на образцах с естественным насыщением и после экстракции. Основное преимущество метода Амотта – метод чувствителен к гетерогенному типу смачиваемости, характерному для сложнопостроенных коллекторов. На основании только одного показателя - индекса смачиваемости водой невозможно сделать заключение о типе смачиваемости – гомогенный или гетерогенный.

Но если сравнить оба показателя (индекс смачивания водой и индекс смачивания нефтью), то можно определить, к какому типу смачиваемости относятся изучаемые породы.

В изученных отложениях был установлен смешанный тип негидрофильной смачиваемости, положительные индексы смачивания водой и нефтью свидетельствуют о сложной гетерогенной смачиваемости поверхности порового пространства коллекторов.

Методика проведения исследований. Метод реализуется с помощью оборудования, представляющего собой стенд с кернодержателями для каждого образца керна. Образцы керна насыщаются моделью пластовой воды и помещаются в индивидуальные кернодержатели. Производится выдержка образцов в пластовых условиях после чего создается первая ступень капиллярного давления. Общее количество ступеней для получения полной и законченной кривой P_c составляет 7-8. Выдержка на каждой ступени производится до момента стабилизации объема МПВ в мерной бюретке и электрического сопротивления.

Метод капилляриметрии в системе «вода-нефть» моделирует процесс формирования залежи, в процессе длительной выдержки на каждой ступени происходит восстановление поверхностных свойств пород. Поэтому образцы с начальной нефтенасыщенностью (после капилляриметрии) могут быть использованы для определения Квыт и компановки моделей для определения ОФП.

Учет смачиваемости в экспериментах по определению Кв_{гт} и ОФП реализуется путем специальных методов подготовки образцов керна к исследованиям: «мягкая» экстракция и «старение» керна.

Метод «мягкой» экстракции предусматривает отсутствие температурного влияния на породу с использованием агрессивных растворителей (спирто-бензол, толуол, четыреххлористый углерод, петролейный эфир и др.). Образцы керна монтируются в кернодержатель фильтрационной установки. После этого производится фильтрация керосина до отсутствия изменения цвета на выходе из образца, что является индикатором окончания экстракции. Затем керосин замещается гептаном (или гексаном) и далее вытесняется дистиллированной или низкоминерализованной (для глинистых пород) водой.

«Старение» керна проводится на образцах, предварительно очищенных от углеводородов и солей с помощью стандартной горячей экстракции в аппаратах Сокслета. В качестве основных растворителей, как правило, используется спирто-бензол, толуол, хлороформ и др. Далее образцы насыщаются моделью пластовой воды с последующим созданием остаточной водонасыщенности. Образцы с остаточной водонасыщенностью монтируются в кернодержатель фильтрационной установки, где донасыщаются керосином. Создаются пластовые условия, соответствующие объекту исследований. Производится фильтрация нефти через образцы керна в прямом и обратном направлениях для создания начальной нефтенасыщенности. Фильтрация нефти продолжается до момента полного выхода из образцов свободной воды, но не менее 3 поровых объемов. Фиксация объема вытесненной воды осуществляется с помощью мерной бюретки на выходе их кернодержателя. Подготовленные таким образом образцы керна выдерживаются при пластовых условиях в течение определенного времени (в среднем 2-4 недели). Периодически производится фильтрация новой порции нефти в прямом и обратном направлениях с контролем объема вытесненной воды. В течение всего периода «старения» керна осуществляется замер удельного электрического сопротивления (УЭС). Окончание процедуры «старения» является стабилизация показаний УЭС.

Результаты исследований и их обсуждение. Степень гидрофобизации поверхности породы оценивалась по результатам замеров УЭС с последующим построением графиков зависимостей параметра насыщения (Р_н) от водонасыщенности (рис. 1). Р_н представляет собой отношение УЭС образца на каждом режиме капиллярного давления к УЭС образца при 100% водонасыщенности и рассчитывается по формуле 1:

$$R_n = R_i / R_{100\%} \quad (1)$$

где R_i – УЭС образца при i-том режиме капиллярного давления;
R_{100%} - УЭС образца 100% насыщенного водой.

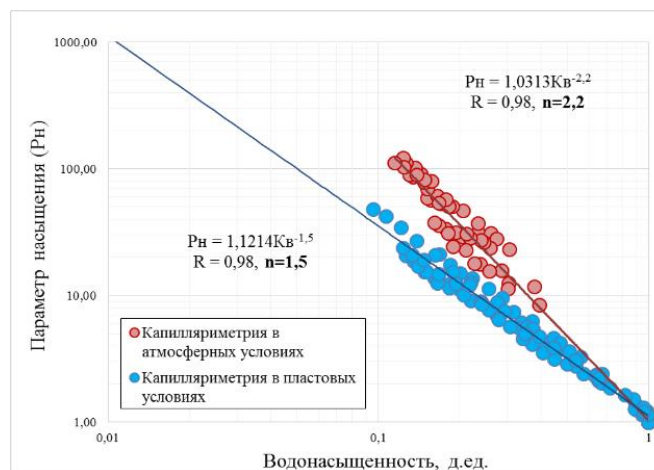


Рисунок 1. Зависимости Р_н-К_в в системах «вода-газ» и «вода-нефть»

При сопоставлении результатов R_n от K_v в пластовых и атмосферных условиях получены две различные зависимости. Увеличение экспоненты смачиваемости (n) с 1,5 до значения 2,2 в пластовых условиях характерно для гидрофобных пород.

Для адекватного воспроизведения фильтрационных процессов, происходящих в продуктивных пластах, и последующего анализа эффективности добычи углеводородов из недр, необходимо лабораторное изучение динамических характеристик с использованием в опытах керна и жидкостей, отобранных с изучаемого эксплуатационного объекта. Данные методы направлены на получение достоверных результатов исследований на керне по следующим параметрам:

1. коэффициент вытеснения нефти ($K_{вн}$) водой или газом с последующим расчетом коэффициента извлечения нефти (КИН);
2. относительные фазовые проницаемости (ОФП) для использования в гидродинамической модели;

Результаты определения ОФП с использованием различных методов подготовки образцов керна представлены на рисунке 2.

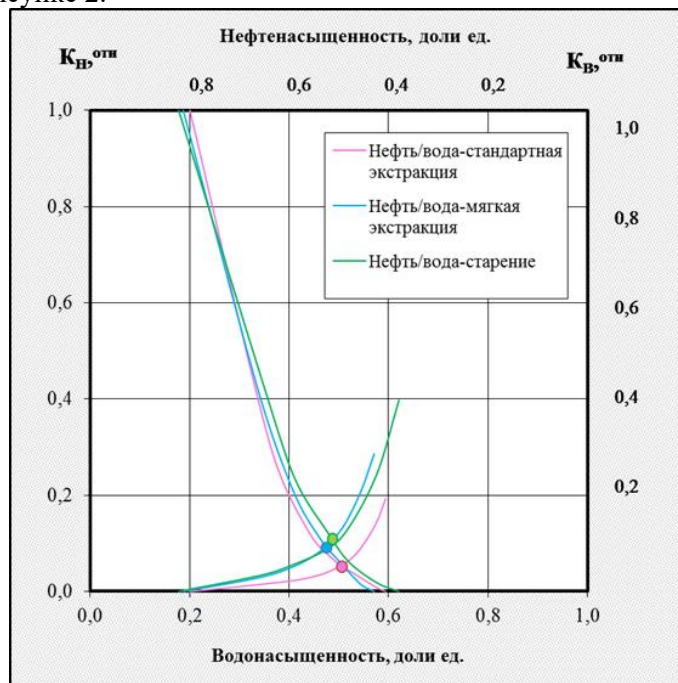


Рисунок 2. График сопоставления относительных фазовых проницаемостей в зависимости от метода подготовки

Характер кривых ОФП свидетельствует, что изученные породы не являются строго гидрофобными, относительная проницаемость по воде не достигает 1, точка пересечения кривых ОФП характерна для пород промежуточной смачиваемости. Сравнение результатов определения ОФП на образцах с разной подготовкой показало, кривые ОФП отличаются.

На образцах после экстракции проницаемость по воде при $K_{он}$ меньше 0,2, что соответствует гидрофильному типу смачиваемости. На образцах с восстановленными поверхностными свойствами значения проницаемости по воде при $K_{он}$ больше 0,3, что свидетельствует о преобладании гидрофобных свойств основных каналов фильтрации.

Проницаемость по воде после мягкой экстракции занимает промежуточное положение.

Проницаемость по воде выше на образцах с восстановленными поверхностными свойствами, следовательно, в процессе разработки обводнение добываемой продукции будет происходить значительно быстрее, чем для пластов с гидрофильным типом смачиваемости, что соответствует реальному состоянию разработки.

Закключение.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Зависимости R_n - K_v для определения коэффициента нефтенасыщенности K_n по данным ГИС с использованием методики Дахнова-Арчи для коллекторов с негидрофильными поверхностными свойствами следует получать по данным капилляриметрических исследований в пластовых условиях в системе «вода-нефть». Восстановление поверхностных свойств пород является обязательным этапом при проведении потоковых исследований. В случае проведения «мягкой» экстракции продолжительность старения керна может быть существенно сокращена. Отсутствие этапа «старения» керна для экстрагированных образцов при проведении потоковых исследований может привести к излишне оптимистичным прогнозам разработки месторождения.

Список литературы

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. «Петрофизика (Физика горных пород) – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. - 368 с.
2. Кобранова В.Н. Петрофизика. Учебник для вузов. – 2-е изд. перераб. И доп. – М: Недра, 1986. – 392 с.
3. Путилов И.С., Чижов Д.Б., Гурбатова И.П., Неволин А.И. Особенности проведения лабораторных исследований негидрофильных пород-коллекторов. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 4, 70-79 с.
4. Комплексный подход к определению остаточной водонасыщенности в лабораторных условиях на керне негидрофильных коллекторов месторождений нефти / А.И. Неволин, Д.Б. Чижов, И.С. Путилов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. - №5 (365). – С.43-49.

УДК:556. 31 (571.12)

Устойчивость геохимического облика пластовых вод стадии катагенеза (на примере Западно -Сибирского нефтегазоносного бассейна)

Чистякова Н.Ф.

Тюменский государственный университет, Институт Наук о Земле,

г. Тюмень, ул. Володарского, д.6.

Показана способность приконтурных и законтурных пластовых вод, формировавшихся в течение сотен тысяч и миллионов лет, сохранять свой комплекс гипотетических солей и генетические типы (по В.А Сулину) при их смешении с фильтратом бурового раствора и химическими реагентами на этапе поисково-разведочного бурения.

Ключевые слова: пластовые воды, ионно-солевой состав, генетический тип пластовых вод, комплекс гипотетических солей, устойчивость геохимического облика пластовых вод.

It has been shown that the marginal formation waters, formed over hundreds of thousands and millions of years, are capable of preserving their complex of hypothetical salts and genetic types (according to V.A. Sulin) when mixed with drilling mud filtrate and chemical reagents at the stage of exploration work.

Keywords: formation water, ion-salt composition, genetic type of formation water, complex of hypothetical salts, stability of the geochemical appearance of formation water.

ВВЕДЕНИЕ

Подземные воды - неотъемлемая часть любого осадочно-порodного бассейна на различных стадиях его геологической эволюции, представляют собой водный раствор неорганических и органических веществ различного состава и фазового состояния. Высокой информативностью в нефтяной гидрогеологии традиционно обладают сведения о макрокомпонентах: анионах (HCO_3^- , SO_4^{2-} , Cl^-) и катионах (Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+}) - продуктах диссоциации химических соединений, перешедших в воды при их взаимодействии с осадками и горными породами [2].

В процессе бурения осадочного чехла фильтрат бурового раствора, закачиваемый в скважину, оттесняет пластовые воды из призабойной зоны внутрь породы-коллектора, и проникая по наиболее проницаемым участкам пласта, смешивается с пластовыми водами. Вопросы качества отбора пластовых вод рассмотрены в работах Ю.П. Гаттенбергера, В.П. Дьяконова, А.С. Гаджи-Касумова, А.А. Карцева, В.Н.Корценштейна и др.; а в Западной Сибири – А.И. Гальченко, Н.Ф. Зосимова, Н.А. Ирбэ, Б.П. Ставицкого, Н.Ф. Чистяковой и др.

Пластовый характер подземных вод, отбираемых при испытании скважин на этапе поисково-разведочных работ, гарантируется восстановлением давления в стволе скважины, контролем за постоянством иона хлора, величин рН и дебита извлекаемого из недр водного флюида. Снижение коллекторских свойств пластов-резервуаров северных, арктических и субарктических районов Западно -Сибирской низменности, связанное с увеличением доли алевроито- глинистых разностей пород на глубинах свыше 2000 м, требует для получения качественных проб воды, характеризующихся постоянной минерализацией и плотностью, обеспечения не менее трёхкратной смены объёма флюида в стволе скважины. По данным Б.П. Ставицкого испытание глубоких скважин в северных районах Западно- Сибирского нефтегазоносного бассейна (ЗС НГБ) считается качественным, если из пластов нижнего мела при глубоком проникновении в пласт фильтратов буровых растворов извлечено 80-30 м³ водного флюида [8]. Особенности изменения химического состава подземных вод, смешиваемых с техногенно- закачиваемыми растворами различного происхождения, и физико-химические процессы, выявленные в ходе испытания скважин, изучались А.М. Никаноровым, Ю.П. Гаттенбергером, В.М. Матусевичем и др.

исследователями. Результаты моделирования, проведённого в лабораторных условиях и данные, полученные в реальных условиях на нефтепромыслах Северного Кавказа, ипоказывают, что процесс смешивания подземных и закачиваемых вод подчиняется уравнению Н.А. Огильви, когда между изменением концентрации отдельных ионов и минерализацией вод, существует прямая линейная зависимость. Отклонение от этой зависимости вызывает либо образование осадка, либо растворение солей в пластовых условиях [5].

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Исходными данными для анализа геохимического облика пластовых вод послужили результаты лабораторных исследований ионно-солевого состава параллельных проб пластовых вод, отобранных в разное время при испытании 113 скважин, пробуренных в юрско-меловых отложениях ЗС НГБ, выполненные в аккредитованной Лаборатории гидрогеологии Центральной Лаборатории Главтюменьгеологии в период 1960–1983 г.г. Автором была рассчитана минерализация подземных вод, генетические коэффициенты В.А.Сулина, составлены формулы М.Г. Курлова и построены колонки – диаграммы Роджерса [1,9].

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

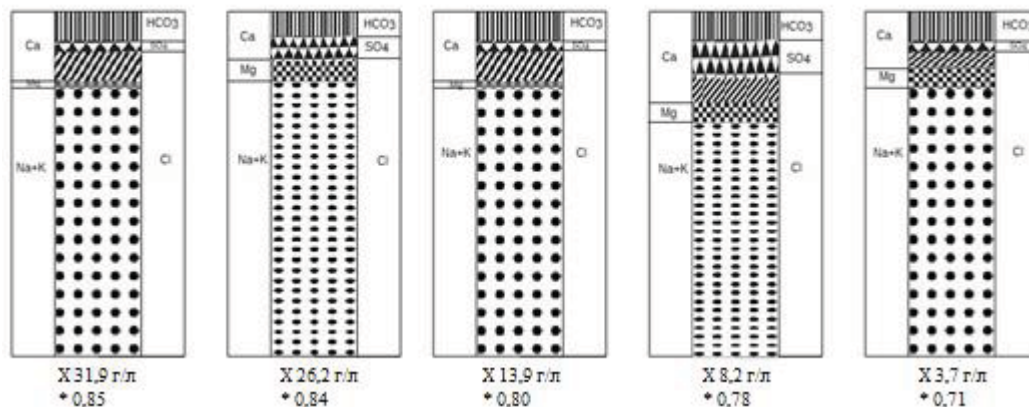
Минерализация пластовых вод юрско-меловых отложений ЗС НГБ изменяется в широких пределах: 4-6 – 60-70 г/л и по площади распространения продуктивных отложений мезозойского осадочного чехла в каждом автономном нефтегазоводоносном комплексе она сначала нарастает от прибортовых зон к центру плиты, а затем – вновь снижается в направлении перехода мелководно- и прибрежно-морских песчано-алевритовых пачек в разновозрастные относительно глубоководноморские глинистые толщи [6]. В этом же направлении происходит последовательная смена генетических типов подземных вод (по В.А.Сулину): гидрокарбонат-натриевый тип инфильтрационного генезиса с минерализацией вод менее 5 г/л сменяется водами хлор-кальциевого типа с минерализацией 20 – 40 г/л и более, переходящими в смешанный тип, при котором в одном пласте одновременно присутствуют воды гидрокарбонат-натриевого, хлор-магниевого и хлор-кальциевого генетических типов. В направлении к зонам глинизации коллекторов генетический тип вод снова становится гидрокарбонат-натриевым, но уже элизионного генезиса с минерализацией 2-15 г/л [6]. Этот генетический тип вод, вписывающийся в классификацию В.А.Сулина, выделен и обоснован с учетом региональных особенностей ионно-солевого и газового составов подземных вод юрско-меловых отложений Западно-Сибирской плиты, геологических и литолого-фациальных характеристик продуктивных горизонтов [6]. Подобные воды не существовали в литосфере в свободном состоянии на предыдущей катагенезу диагенетической стадии литогенеза; они появляются в осадочном чехле тех артезианских бассейнов, которые в ходе геолого-геохимической эволюции земной коры становятся нефтегазоносными бассейнами [10]. В конкретных вертикальных разрезах нефтегазоносных областей ЗС НГБ и особенно глубоких синеклиз отмечается снижение общей минерализации пластовых вод с глубиной, сопровождаемое сменой хлор-кальциевого генетического типа водами смешанного типа и гидрокарбонат-натриевого типа элизионного генезиса [6]. Выявленная инверсия гидрогеологической зональности подземных вод мезозойских отложений ЗС НГБ обусловлена увеличением доли глинистых пород с глубиной по разрезу осадочного чехла, ростом уплотнения глин и отжатием из них в песчано-алевритовые резервуары опресненных «возрожденных вод», обладающих аномально высокой растворяющей способностью новообразованных на стадии катагенеза углеводородов различного состава и фазового состояния, и переносящих их из нефтегазогенерирующих глинистых пород в ловушки пород-коллекторов [3,7,10].

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

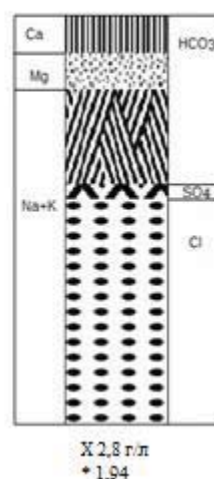
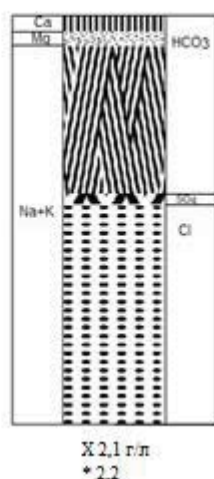
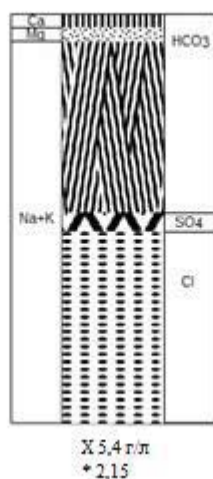
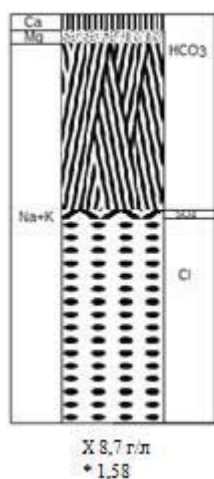
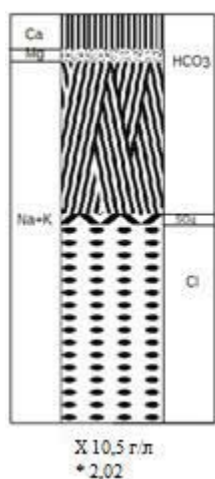
В данной работе проанализирован химический состав двойных, тройных и более кратных проб пластовых вод, отобранных при испытании скважин в процессе их выхода на стабильные условия отбора проб на различных разведочных площадях на этапе поисково-разведочных работ на нефть и газ в центральных и арктических районах ЗС НГБ. На рис.1-4 приведены колонки-диаграммы Роджерса, отражающие особенности ионно-солевого состава гипотетических солей представительных проб пластовых вод, смешанных с филтратами буровых растворов [4]. Минерализация подземных вод, отобранных при испытании скважин в разное время, снижается в

результате разбавления их фильтратом бурового раствора или внешними химическими реагентами по сравнению с их истинной минерализацией

Ю. Сардаковская, скв. 30, 2590-2594, БВ8



Зап. Ловинская, скв.30, 2253-2259, Ю2



Утренняя, скв. 251, 2632-2644, ТП2-3

Условные обозначения

	$\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$		CaSO_4		CaCl_2
	$\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$		MgSO_4		MgCl_2
	NaHCO_3		NaSO_4		NaCl

X - минерализация, г/л

* - коэффициент метаморфизма вод

По классификации О А Алекина подавляющее большинство подземных вод юрско-меловых отложений ЗС НГБ относится к хлоридной группе, натриевому классу. В то же самое время внутри одной и той же группы и класса пластовых вод изменение содержаний отдельных ионов не приводит к смене их генетического типа, что подтверждается значениями коэффициентов метаморфизма подземных вод и других генетических коэффициентов, рассчитанных по соотношению основных ионов подземных вод. Статистический анализ соотношений NaHCO_3 и иона HCO_3^- показывает, что в водах хлоридной группы натриевого класса (по О. А. Алекину) при концентрациях иона HCO_3^- менее 6%-эквивалентов образуется соль NaHCO_3 в количестве, не превышающем 2% от общего содержания иона HCO_3^- . В том случае, когда содержание иона HCO_3^-

превышает 6%-эквивалентов, соль NaHCO_3 образуется в количестве более 2% от содержания HCO_3^- -иона, сопровождая смену хлор-кальциевого генетического типа на гидрокарбонат-натриевый генетический тип элизионного генезиса.

Анализ колонок-диаграмм Роджерса показывает, что существенное разбавление пластовых вод фильтратом буровых растворов, сопровождающееся уменьшением величины общей минерализации в 5-7-10 и более раз, приводя к изменению качественной и количественной характеристик гипотетических солей в отбираемых пробах подземных вод, не изменяет их генетического типа (рис.1-4).

Таким образом, ионно-солевой состав пластовых вод ЗС НГБ на ПК₃-МК₁₋₃ этапах катагенеза отражает определенное равновесное состояние в системе «порода - вода», формировавшееся в течение сотен тысяч и миллионов лет, которое характерно для современного нефтегазоносного бассейна. В результате относительно кратковременных и быстрых (недели) процессов воздействия техногенных растворов, на сформировавшийся в течение длительного геологического времени ионно – солевой состав природной системы пластовых вод, даже при существенном снижении их минерализации основной комплекс гипотетических солей и генетические типы вод, омывающих залежи углеводородного сырья, сохраняются, подтверждая высокую способность природных вод к саморегуляции и самоорганизации структуры своего химического состава [1].

ВЫВОДЫ

Природный ионно-солевой состав подземных вод стадии катагенеза, формировавшихся на протяжении сотен тысяч лет, хорошо сбалансирован, имеет сложную структуру физико-химических связей и обладает высокой способностью к саморегулированию и самоорганизации структуры своего химического состава в условиях кратковременного техногенного воздействия на подземную гидросферу, что обеспечивает надежную основу для использования гидрохимических показателей пластовых вод, отбираемых при испытании скважин с целью поиска месторождений углеводородного сырья.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ирбэ Н.А., Чистякова Н.Ф. Изучение пластовых вод, обоснование их минерализации и удельного электрического сопротивления при поисках, разведке и подсчете запасов нефти и газа на территории Западной Сибири // Тюмень: ЗапСибВНИИГеофизика. Отчет по договору 131. Книга 2. 1993, 272с.
2. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра,1972, 280с.
3. Конторович А.Э., Трофимук А.А. Литогенез и нефтеобразование. //Горючие ископаемые. Доклады 25 МГК. М.: Наука,1976, с.73-83.
4. Корценштейн В.Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов.М.: Недра, 1976.
5. Максимов В.М. Справочное руководство гидрогеолога. Том 1 // В.М.Максимов, В.Д.Бабушкин, Веригин и др. Л.: Недра 1979, 512с.
6. Матусевич В.М. Геохимия подземных вод Западно - Сибирского нефтегазоносного бассейна. М.: Недра,1976, 157с.
7. Огильви Н.А. О закономерностях движения воды в пористых средах //Сб. «Вопросы оценки взаимосвязи поверхностных и подземных вод и качество воды». М.; Изд-во МГУ, 1972.
8. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф., Корнев В.А., Максимов Е.М. Нефтегазоносные комплексы Западно -Сибирского бассейна. М.: Недра,1988, 342с..
9. Симоненко В.Ф. О возможности участия аномальной воды глин в процессах миграции углеводородов // Геология нефти и газа. 1974, № 2, с. 37-42.
10. Ставицкий Б.П., Силич В.Е. К оценке качества гидрогеологической информации для решения задач нефтяной геологии // Проблемы нефти и газа Тюмени. 1977, вып. 35, с.6-10.
11. Сулин В.А. Условия образования, основы классификации и состав природных вод в частности вод нефтяных месторождений. Часть 1. Образование и основы классификации природных вод. М.: Изд-во АН СССР. 1948.
12. Сулин В.А. Гидрогеология нефтяных месторождений. //Л.: Гостоптехиздат, 1948,339с.
13. Чистякова Н.Ф. Гидрогеохимические особенности подземных вод зоны катагенеза //Нефть и газ. Тюменский государственный нефтегазовый университет. Тюмень, 1999, №6, с.4-12.

14 Чистякова Н.Ф., Драванте В.В., Сивцев А.И. Особенности ионно-солевого состава подземных вод венд-нижнекембрийских отложений Среднеботуобинского месторождения на стадии катагенеза // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2020. Т.15. №3. http://www.ngtp.ru/rub/2020/30_2020.html

**НОВЫЕ ДАННЫЕ ОБ ЭВОЛЮЦИИ И СЛЕДАХ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ
МИКРООРГАНИЗМОВ, ОБИТАЮЩИХ В НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖАХ**

Чудецкий М.Ю. (Институт проблем нефти и газа РАН, Москва)

**Особенности изучения микроорганизмов и следы их жизнедеятельности
в нефтяных залежах**

Изучение микроорганизмов, обитающих в нефтяных залежах, было многоэтапным и развивалось с совершенствованием микробиологических методик, пройдя путь типичный для природоведческой микробиологии — от морфологического описания индивидов к выделению культивируемых штаммов и далее к современному геномному и метагеномному анализу. Главной отличительной особенностью изучения подземной микробальной биосферы является специфичность самого местообитания микробальных сообществ в глубине земных недр. Для изучения микроорганизмов из бурового керна идеальны скважины в ледовых щитах Антарктиды и Гренландии. Бурение этих уникальных скважин обходится без применения буровых растворов. В других скважинах нужны буровые растворы, которые невозможно стерилизовать. Эти растворы привносят большое количество посторонних микроорганизмов и различить на их фоне аборигенные организмы чрезвычайно трудно. Для преодоления этой проблемы была предложена методика добавления специальных красителей в буровой раствор и отбор микробиологических проб из частей керна не пропитанных раствором, где должна содержаться незагрязненная микробиота. Эти исследования показали присутствие способных к развитию микроорганизмов в породах практически всех отложений, доступных для бурения, за исключением пород, прогретых выше температуры закипания воды при соответствующих давлениях. Однако, сложность применения этого метода сделала такие исследования скважин единичными. Практически прямо реализуемыми и не вызывающими сомнений в корректности являются микробиологические исследования в золотоносных шахтах в Южной Африке. Уникальным является микробиоценоз, состоящий из одного вида бактерий, обнаруженный в золотоносной шахте Мпоненг на глубине 2,8 километра при температуре более 60°C. Микробиоценозы из других соседних штолен и шахт показали неожиданное разнообразие микроорганизмов в этих подземных местообитаниях, однако уникальность таких глубоких шахт и присутствие радиоактивных пород не позволяет экстраполировать эти данные на другие подземные местообитания.

Сообщества микроорганизмов этапа нефтезаполнения подземных резервуаров

В нефтяной микробиологии сложилась традиция отбора проб из изливающихся из скважин нефтей и сопутствующих подземных вод, не загрязненных нагнетательными закачками и буровыми растворами. Такие исследования позволили подробно изучить активные по меркам подземной биосферы микробальные сообщества нефтеокисления, но особенности методики изучения не позволяли выявить деятельность микроорганизмов, которые развивались в нефтяных резервуарах на предыдущем этапе в период наполнения резервуаров углеводородными флюидами. Эти микробальные сообщества, которые удобно называть флюидотрофными, удалось выявить по характерным сложным органическим молекулам (биомаркерам), которые синтезируются микроорганизмами определенного типа (Рисунок 1). В серии наших работ были предложены методики, позволяющие отделять молекулярные следы, оставленные высшими (эукариотическими) организмами от микробальных (прокариотических), представленных бактериями и археями (архебактериями) [1,2,3]. На следующем этапе данные по изотопному составу углерода в этих молекулах позволяют отделять наземные микроорганизмы от микроорганизмов подземной биосферы (Рисунок 2) [4]. В кайнозойских и мезозойских нефтяных месторождениях такие флюидотрофные микробальные сообщества состоят из гипертермофильных архей (архебактерий) и могут выдерживать давления типичные для глубин в 4 км и более и температуры более 100°C. Результатом жизнедеятельности таких микроорганизмов являются нефти, отнесенные А.А.Петровым к категории А² [5].

Нефти типа А² найдены в кайнозойских и мезозойских отложениях на глубинах от 3500 до 500 м (меньше, чем для нефтей А¹ и больше, чем для нефтей Б¹ и Б²).

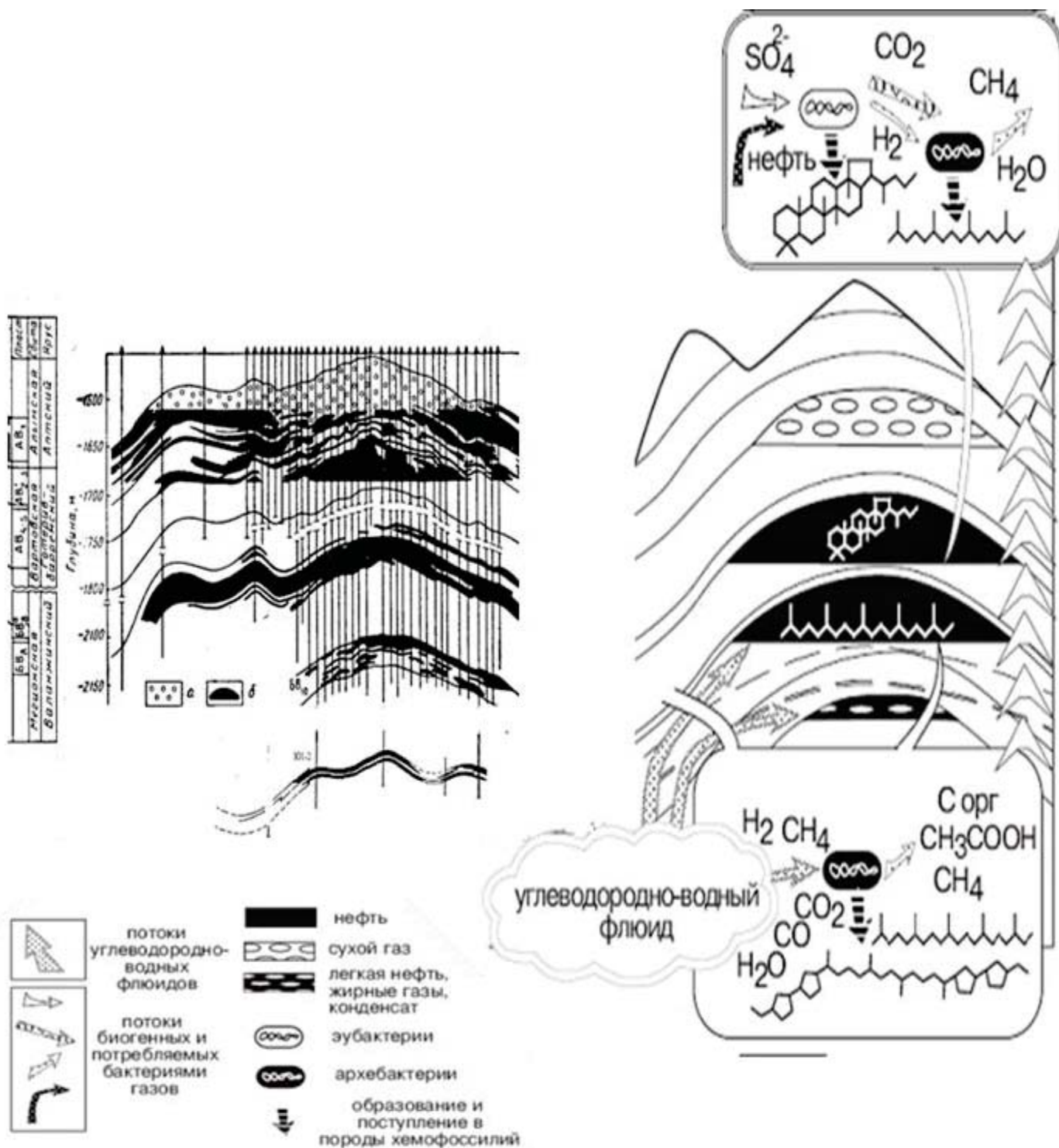


Рисунок 1. Геологический разрез Самотлорского месторождения и схема нахождения в его пластах микробальных сообществ нефтеокисления (синтезируются гопаны) и флюидотрофных микробальных сообществ (синтезируются линейные изопрены). Флюидотрофные микробальные сообщества оставляют молекулярные следы, типичные для нефтей A^2 (по Петрову).

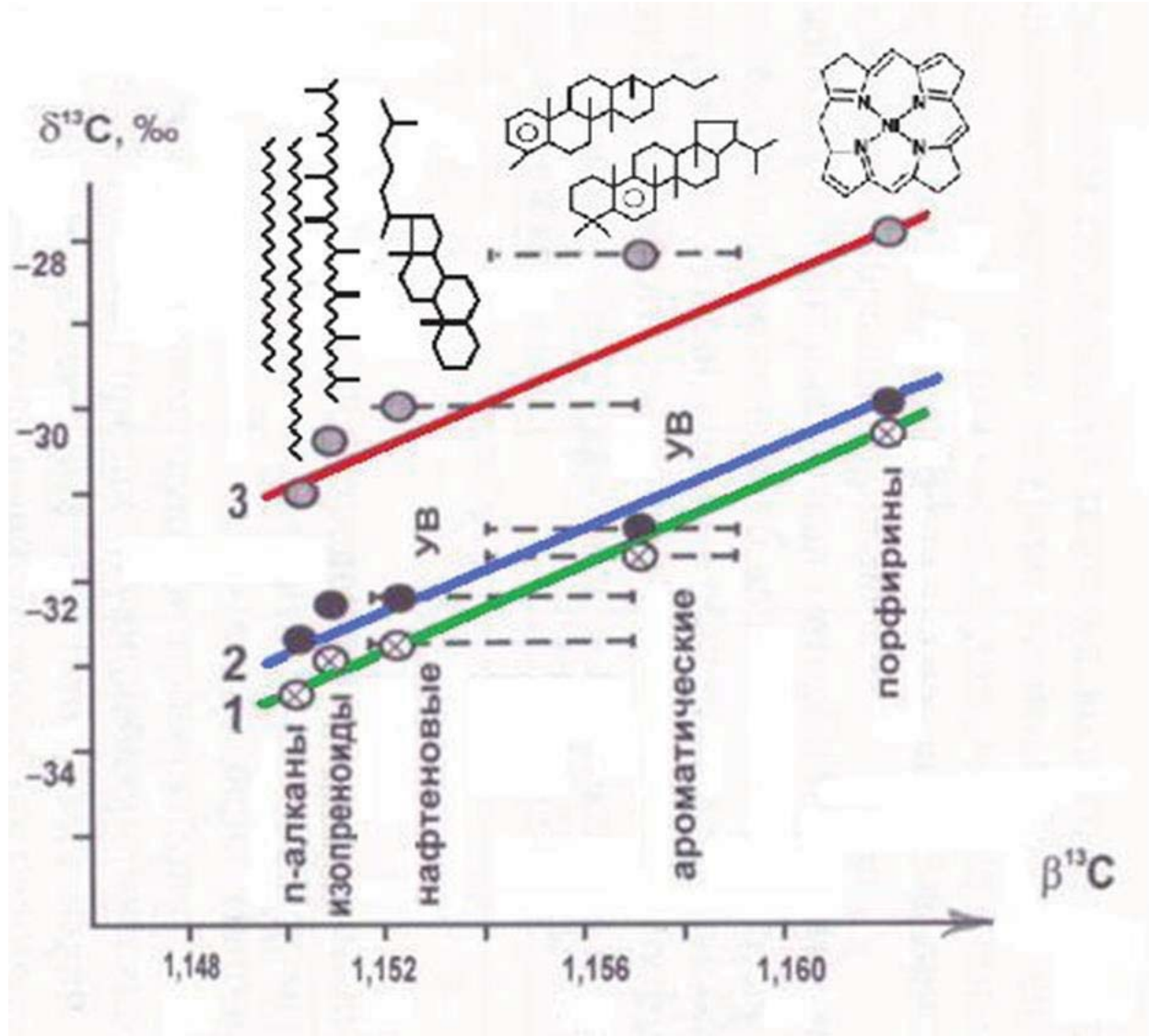


Рисунок 2. Графики закономерной связи изотопного состава углерода нефтяных биомаркеров и углерода углеводородных молекул, представляющих основную массу нефти (по оси ординат) относительно β^{13} -фактора, вычисленного для молекулярной структуры этих молекул (по оси абсцисс). Три тренда для трех нефтяных месторождений с различными средними изотопными составами нефтяных углеводородов. Закономерная связь изотопного состава и β^{13} -фактора показывает родство биомаркеров с остальными химическими соединениями нефти.

Цифрами обозначены нефтяные месторождения: 1-Северо-Островское – зеленая линия, 2-Сугрутское – синяя линия, 3-Кокуйское – красная линия. По материалам [6].

В качестве типичных представителей нефтей A^2 могут служить нефти из месторождений:

- Южного Каспия глубиной залегания от 3500 до 850 м (Сураханы — 867м, Нефтяные Камни — 1400м, Дуванн-море — 3500м);
- Западной Сибири от 2500 до 1500 м (Самотлор, пласт АВ2 — 1777м, Новопортовское — 1828м, Соленинское — 2408м);
- Прикаспия от 900 до 300 метров (Каражанбас — 300м, Каламкас — 847м);
- Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна от 2200 до 1500 м (Дуринское — 1870м, Лабитовское — 2200-1600м);
- Тимано-Печерского нефтегазоносного бассейна от 2000 до 500 м (Джерское — 800м, Западный-Тобук — 1900);
- Припятского нефтегазоносного бассейна около 3400-3300 м (Мозырское — 3350 м).

Для многих из этих месторождений исследователи указывали отсутствие признаков биодеградации нефтей, что вполне объяснимо, поскольку микроорганизмы развивались в них не на этапе разрушения залежей, а на этапе их формирования. Эти сингенетичные формированию и заполнению углеводородных залежей сообщества микроорганизмов осуществляют не биодеграцию нефти, а биотрансформацию неравновесных углеводородных флюидов.

Хемофоссилии, которые остаются от флюидотрофных микроорганизмов в нефтях различного возраста. Особенности эволюции подземных микробиальных сообществ.

Показательно, что для нижнепалеозойских и протерозойских нефтяных месторождений нефти A^2 не характерны. В древних нефтяных месторождениях Восточной Сибири на уровнях гомологичных тем, где в более молодых месторождениях развиты нефти A^2 , находится иной набор хемофоссилий. На этих уровнях содержатся линейные изопреноиды в меньших количествах, чем в типичных A^2 нефтях, но в заметных количествах присутствуют 12-, 13-метилалканы – уникальные биомаркеры докембрийских нефтей. В нашей работе было показано [7], что эти биометки были синтезированы не археями (архебактериями), а наиболее примитивными из микроорганизмов, но относящимся к другой (не архебактериальной) ветви прокариот. В основании эволюционной ветви бактерий находятся две группы микроорганизмов, способных синтезировать подобные биомаркеры (12-, 13-метилалканы). Эти микроорганизмы вместе с археями, вероятно, населяли в докембрийские времена флюидотрофный уровень нефтяных месторождений. Если эта реконструкция верна, то эволюция о подземной биосферы шла в два этапа. На первом этапе флюидотрофные местообитания населяли примитивные термофильные бактерии вместе с археями. Возможно это был этап, когда все живое вынуждено было прятаться под землю от космических катаклизмов. На втором этапе большинство бактерий населили поверхностную биосферу, а в подземной биосфере монополюбно остались археи, которые приобрели гипертермофильные и барофильные адаптации, соответствующие глубоким осадочным бассейнам, появившимся в мезозое и кайнозое.

Список литературы

1. Чудецкий М.Ю. Особенности геохимии нефтяных залежей, необъяснимые без учета жизнедеятельности микроорганизмов подземной биосферы // «Актуальные проблемы нефти и газа», Выпуск 3(22), 2018
2. Чудецкий М.Ю. Микробиальный генезис изопреноидных хемофоссилий –ключ к расшифровке полигенности и вертикальной зональности нефтей.// Сб. ИПНГ РАН “Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений”, М. «ГЕОС», 2002. с.152-170.
3. Чудецкий М.Ю. Биотрансформация углеводородных флюидов микроорганизмами подземной биосферы // Материалы конференции "Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы разработки", 12 - 14 ноября 2013 года, г. Москва, ИПНГ РАН.
4. Чудецкий М.Ю. Изотопный состав изопреноидных хемофоссилий в нефтях и его генетическая интерпретация // «Актуальные проблемы нефти и газа», Выпуск 4(27), 2019.
5. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984.
6. Галимов Э. М. Кому нужны лунные камни. М. URSS, КРАСАНД. 2012. 576 с.
7. Чудецкий М.Ю. Хронологическая смена биомаркеров в залежах углеводородов и эволюционное развитие микроорганизмов подземной биосферы // «Актуальные проблемы нефти и газа», Выпуск 4(23), 2018.

Комплексный анализ строения аномальных разрезов верхнеюрских отложений месторождений Когалымского региона.

Шайхутдинова Г.Х («КогалымНИПИнефть» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)

Верхнеюрские отложения на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна представляют собой перспективный объект ресурсной базы энергетической отрасли России. Основными проблемами при изучении данного объекта на территории Когалымского региона являются выделение коллекторов внутри верхнеюрских пород, оценка их нефтегенерационного потенциала и разработка методов оконтуривания залежей. За длительный период исследований верхнеюрских отложений опубликовано [1 – 4] значительное число работ по интерпретации петрофизических характеристик пластов Ю₀, Ю₀¹, выделению и изучению нефтеносных пачек и залежей в зоне развития коллекторов аномальных разрезов (АР).

На территории Когалымского региона верхнеюрские отложения развиты повсеместно. В соответствии со структурной картой по кровле отложений, построенной по результатам глубокого бурения и сейсморазведочных работ, аномальные разрезы имеют островной характер распределения и субмеридиальное направление. Существует множество гипотез образования АР, широкое распространение получила оползневая теория образования (А.А. Нежданов, Н.Н. Туманов). Подтверждением оползневой гипотезы образования АР на исследуемой территории служит проведенный автором анализ комплекса лабораторных исследований кернового материала. Комплекс исследований включал в себя такие виды анализов, как оптико-петрографический, гранулометрический, рентгено-структурный, рентгено-флуоресцентный. Интерпретация и сопоставление полученных результатов по образцам пород алевро-песчаной массы и пород ачимовской толщи в сопоставлении с сейсмическими данными подтверждают гипотезу внедрения более молодых отложений в слабо литифицированную толщу верхнеюрских отложений. Ярко выраженные примеры наблюдаются в тектонически активной зоне (Аганский грабен-рифт) и в районах с опережающими субмеридиальными региональными разломами, отчетливо выделяемых на тектонических картах (В.С. Сурков, 1981г.) и на схематических структурных картах по отражающему горизонту “А” (поверхность доюрского основания).

На скважине X месторождения Y для освоения пласта с признаками УВ по керновому материалу и данным ГИС рекомендовано доиспытание верхнеюрских отложений. Скважина X расположена на Щучьем поднятии, осложняющее структуру Новоаганского прогиба. Неподалеку от скважины проходит региональный тектонический разлом, простирающийся с юго-востока к северу-западу, являющийся ответвлением Аганского грабен-рифта. Наличие тектонического разлома подтверждает оползневую гипотезу и объясняет практическое отсутствие георгиевской свиты, что выявлено и по керновому материалу скв.Х месторождения Y.

В образцах керна аномальный разрез представлен чередованием глинисто-кремниевых пород с признаками УВ и алевролитов мелко-крупнозернистых, песчаных, слабо глинистых, неравномерно карбонатистых, с признаками УВ, в интервале глубин 2866,0-2882,08 м (по каротажу). На диаграммах ГИС присутствуют характерные для алевролитов значения ПС, а признаки УВ интерпретируются по увеличению и уменьшению показателей микрозондов (МПЗ и МГЗ). Подстилающие АР породы георгиевской свиты претерпели сильное изменение. Наиболее вероятно, оползневые массы вклинились ниже пород георгиевской свиты и контактируют непосредственно с глауконитовыми алевролитами кровли васюганской свиты. На каротажных кривых ГИС слой алевролита с прослоем глауконита определяется повышенным значением ИК и пониженным БК (рисунок 1).

Граница «промежуточного»
коллектора с нефтематеринской
породой

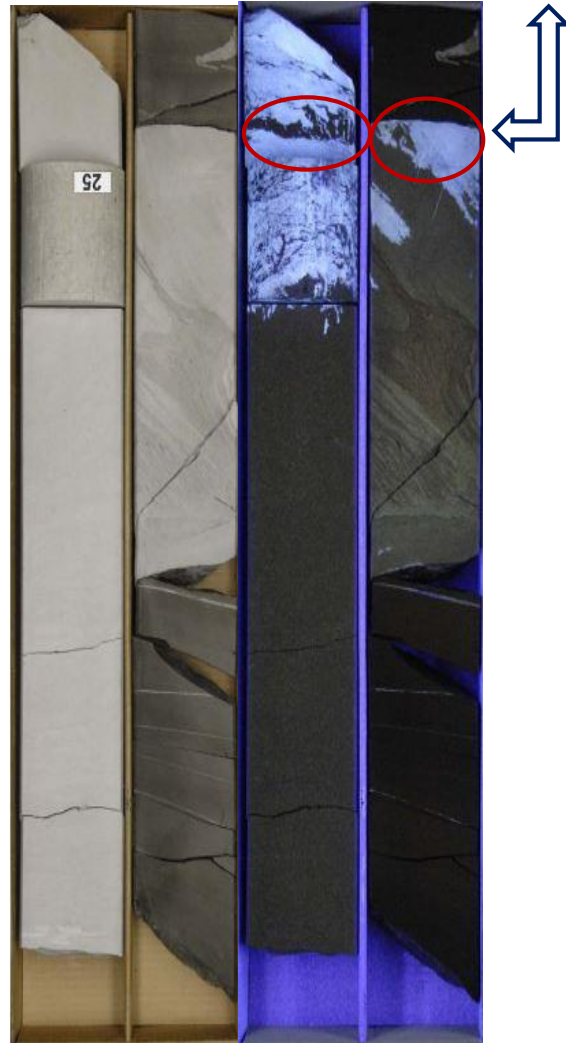
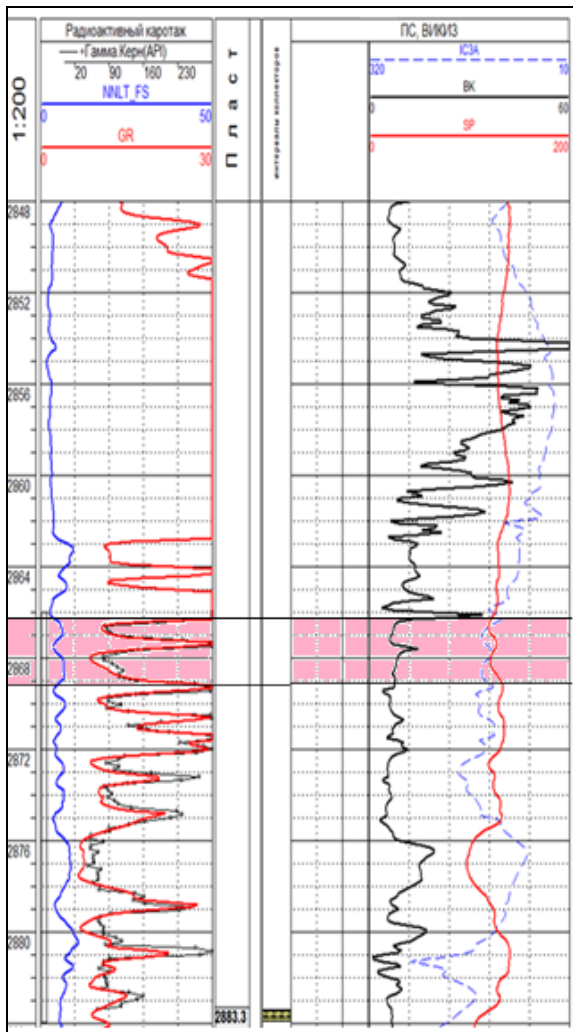


Рисунок 1. Фотография ядерного материала (при дневном и УФ свечении) и его геофизическая привязка, скв.Х месторождения Y (интервал глубин по каротажу 2866,25-2869,13 м).

По карте ранжирования территории по катагенетической преобразованности органического вещества (Г.А. Калмыков, Д.А. Иванова, А.Г. Калмыкова и др., 2022 год) породы в зоне рассматриваемого месторождения находятся на стадии катагенеза ПКЗ-МК1, что свидетельствует о низкой степени созревания ОВ. Но прохождение глубинного тектонического разлома способствовало ускоренной генерации и миграции микронепфти из нефтематерианской породы в промежуточный коллектор (зона внедрения алевро-песчаной толщи), что отмечается на фотографиях ядерного материала. По данным рентгено-структурного анализа, проведенного в Центре исследования зерна и пластовых флюидов «ПермНИПИнефть» (г. Когалым), в образцах внедрившейся толщи отмечается повышенное содержание доломита, в редких образцах глинисто-кремнистых пород отмечается вторичная доломитизация.

В научных трудах Е.А. Предтеченской аутигенные доломиты рассматриваются как индикаторы вертикальной миграции глубинных флюидов в тектонически активных зонах. В работах А.Д. Коробова, Е.Ф. Ахлестина и других процесс доломитизации учитывается «как «индикатор появления притоков нефти в скважине, то есть она контролирует аккумуляцию УВ, вызванную прогревом при тектоногидротермальной активизации» [1, 2]. А.А. Нежданов предположил, что «связь карбонатообразования и нефтеносности обусловлена формированием залежей нефти за счет ее вертикальной миграции в виде водонефтяной эмульсии в потоке углекислого газа» [3]. Все приведенные выше предположения находятся в соответствии с теоретическими представлениями Г.Н. Перозио, Н.Т. Мандриковой.

Преобладание аутигенных минералов доломита в скважине X месторождения Y в зоне развития AP верхнеюрских отложений указывает на вертикальную миграцию гидротермальных потоков, насыщенные углекислым газом и ионами магния. Прохождение тектонически активного разлома близ рассматриваемой скважины активизирует данный процесс и процесс автофлюидоразрыва (миграции нефти из глинисто-кремнистых битуминозных пород во внедрившуюся терригенную толщу) за счёт изменения температурного режима и увеличения глубинных гидротермальных потоков.

Подтверждением формирования AP в ачимовской толще пород в ходе интенсивных тектонических процессов является наличие локальных участков на месторождении M. На сейсмических временных разрезах зона развития AP отчётливо выделяется по кинематическим и динамическим характеристикам как зона увеличенных толщин между ОГ Б-Ю₁, по зонам разрыва и деформации ОГ Б. Залежи на территории месторождения M, приуроченные к AP (пласты ЮВ₀ и ЮВ₀¹), имеют сложное строение [4]. В районе скважины Z пласт ЮВ₀¹ осложнен двумя тектоническими разломами (опережающие разломы Аганского грабен-рифта). Отложения AP внедряются в толщу глинисто-кремнистых битуминозных пород, что наглядно визуализируется при построении геологического разреза.

Региональные разломы (Аганский грабен-рифт и опережающие его разломы) пересекают восточную и западную части месторождения M. В этих зонах отмечаются аномальные значения потенциальных полей (гравитационного и магнитного), отражающие различия в физических свойствах структурно-вещественных комплексов пород. При этом стоит учесть, что восточная часть месторождения представлена зоной развития аномального разреза верхнеюрских отложений, нефтеносность которого подтверждена данными эксплуатационных скважин. Средние показатели разработки на данном участке месторождения: Qн.-0,5-2,6 т/сут; Qж.-6,8-22,2 т/сут; обводнённость-17,51-95,39 %.

Выводы. В ходе проведённого комплексного анализа петрофизических исследований кернового материала, а также геофизических данных, подтверждена оползневая гипотеза формирования AP верхнеюрских отложений. Совместно с полученными результатами эксплуатационных скважин, выявлена взаимосвязь аномалий гравитационного и магнитного поля с нефтеносностью в тектонически активных зонах развития аномальных разрезов верхнеюрских отложений.

Список литературы:

1. Предтеченская Е.А. Минералогические аномалии как индикаторы процессов флюидомиграции в юрских нефтегазоносных отложениях Западно-Сибирской плиты // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: материалы VII Всероссийского литологического совещания. (Новосибирск, 28–31 октября 2013). – Новосибирск, 2013. – С. 400–405.
2. А. Д. Коробов, Л.А. Коробова, А. Т. Колотухин, В. М. Мухин, Л. В. Елисеева. Парагенезисы и история формирования глинистых и титанистых минералов терригенных коллекторов Западной Сибири – основа прогноза зон нефтегазонакопления. Известия Саратовского университета. Науки о Земле. 2013. Т. 13, вып. 1.
3. И.В. Касьянов, А.А. Нежданов. Роль процессов карбонатизации пород в формировании залежей углеводородов в Западной Сибири – Геология нефти и газа №1, 2020, с.69-79.
4. В.Ф. Гришкевич. Баженовский горизонт Западной Сибири: поиски новой гармонии. Тюмень: Издательский центр БИК ТИУ, 2021, 278 с.

Неисследованные недра: потенциал больших глубин

*Шиловский А.П. *(ИПНГ РАН, г.Москва)*

Россия обладает третью мировых нефтегазовых ресурсов. Однако, уровень изученности недр даже сухопутной части территории очень низкий - для примера, едва превышает 25% покрытия 200000 масштаба геологической съемки [1]. То есть складывается ситуация, при которой страна обладает огромными нефтегазовыми ресурсами [2,3], но перевод ресурсного потенциала в запасы углеводородного сырья, которые можно посчитать, оценить и включить в промышленный оборот, до сих пор практически не выполнен. Бюджетообразующая отрасль национальной экономики, являющаяся одной из крупнейших в мировом нефтегазовом обороте, до настоящего времени основывается на наследии еще советского времени.

Направления развития нефтегазовой отрасли, с учетом экономической целесообразности, не однократно публиковались и докладывались с различных трибун [2,3]. Помимо «Программы возрождения старых нефтегазодобывающих регионов России» [4], рассматривались различные территории [2], а, кроме того, внимание привлекалось к большим глубинам [3]. В настоящей работе внимание будет сосредоточено на нефтегазовом потенциале недр на глубинах, превышающих 5-7 км различных регионов России.

Таблица 1 - Характеристики основных нефтегазоносных бассейнов РФ [1]

Нефтегазоносные и перспективные бассейны	Макс. мощность и возраст осадочного чехла (км)	Остаточные ресурсы в млрд.т.уг	Перспективные глубокие горизонты (глубже 5 км)	Региональные покрывки	Степень изученности глубоких горизонтов
Западно-Сибирский	12; (Mz-Kz, Pz ₂)	131.6	J; Pz?	Глины J ₃	слабая
Прикаспийский	22; (R-N)	40	Pz	Соль P ₂	Удовлет.
Южно-Каспийский	20; (J-Kz)	8	Kz	Глины, соль N	Удовлет.
Волго-Уральский	12; (R-V, D-	6.5	O-D1	Глины D3	Удовлет.
Тимано-Печорский	12; (O-Kz)	11.2	O-D1	Глины D3	Удовлет.
Лено-Тунгусский	12; (V-Kz)	44.3	V-Cm	Соль, кембрий	слабая
Предкавказско-Мангышлакский	12; (T-N)	4.6	J-T	эвапориты J3	Удовлет.
Лено-Вилойский	14; (Pz-K)	2.5	Pz-T-	глины	слабая
Охотоморский	12; (K2-Q)	7.1	Kz	глины	слабая
Баренцевоморский	18; (Pz-Kz)	23.2	Pz-T	глины	слабая
Черноморский	12; (J-N)	2.5	J-K1	Глины N1	слабая

Прогнозный потенциал углеводородных ресурсов глубинных осадочных комплексов сухопутных территорий страны представляет собой весьма значительные величины (таблица 1) [5]. Практическое отсутствие исследований в этом направлении объясняется с одной стороны – значительным увеличением затрат на проведение поисковых работ и техническими ограничениями при проведении буровых работ; с другой – широко распространенным мнением о невозможности существования прежде всего нефти глубже «нефтяного окна» из-за повышенных температур; третьим ограничением являются законодательные рамки особенно для старых нефтегазодобывающих регионов.

Первый фактор может быть нивелирован за счет прогноза открытия крупных, гигантских и уникальных залежей УВ и обоснованное отнесение этих ресурсов к ТРИЗ, что частично снизит финансовую нагрузку за счет льготного режима налогообложения. Современные технические

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

возможности буровой техники вполне позволяют осваивать большие глубины. Второе ограничение опровергается мировым опытом добычи углеводородных ресурсов с больших глубин (Бразилия, Мексиканский залив), обусловленных гораздо более низкими температурными градиентами, чем предполагалось ранее. Третий фактор ставит более сложные условия, хотя, даже в существующих законодательных рамках при наличии совпадении интересов государства, научных организаций, мелкого и среднего частного бизнеса и ВИНК вполне возможно реализовывать крупные проекты. Готовый проект такого сотрудничества, как пример, рассматривается на принципах инвестиционного товарищества недропользователей для реализации на Астраханском карбонатном массиве [5]. Предлагаемый проект обеспечит снижение риска каждого недропользователя при освоении ресурсов глубоких горизонтов на его лицензионном участке.

Оценка неизученных глубинных осадочных комплексов [5], показывает, что практически все осадочные бассейны на территории страны могут рассматриваться в качестве перспективных территорий (рис.1). К ним относятся недра: Западносибирской, Восточносибирской, Тимано-Печорской, Волго-Уральской, Прикаспийской, Предкавказско-Мангышлагской и Лено-Вилуйской НГП. Шельфовые НГП: Баренцевская, Охотоморская и Черноморская – еще не исчерпали перспективы открытия нефтегазовых ресурсов на малых глубинах, что предпочтительней с учетом пятнадцатилетнего горизонта планирования для достижения результата. Поисковые работы на этих территориях вполне могут быть выполнены силами вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) в пределах территорий их интересов.

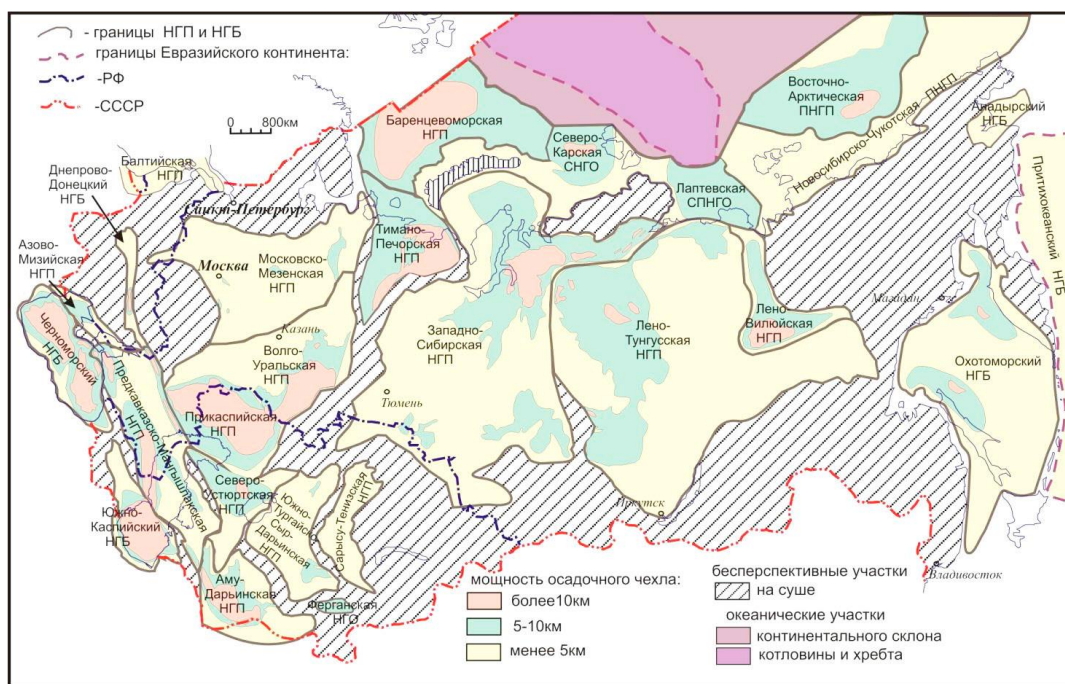


Рисунок 1 - Карта мощности неизученной глубокой части разреза осадочного чехла нефтегазоносных провинций России и смежных стран [5]

При этом многие перспективные зоны расположены в пределах развитых индустриальных регионов, обеспеченных инфраструктурой транспорта и переработки и квалифицированными кадрами (рисунок1). Это означает, что руководствуясь экономическими соображениями и временными рамками, сформулированными выше, последние и должны являться первоочередными объектами исследований. К ним относятся глубокие части Тимано-Печорской, Волго-Уральской, Прикаспийской, Предкавказско-Мангышлагской, Западно-Сибирской НГП и территория Московского осадочного бассейна.

В первую очередь (таблица1) необходимо рассматривать неизученные глубокие части разреза осадочной толщи Западно-Сибирской (НГП), с начальными извлекаемыми ресурсами только по посттриасовым отложениям оцениваемыми величиной более 34 млрд. т ут [5]. Кроме того, для

достижения прироста запасов углеводородов интерес представляют отложения палеозойского возраста, сопряженные с присутствием трапповых формаций пермотриасового возраста, которые в значительной мере повышают ресурсный потенциал нижележащих осадочных комплексов. Присутствие в разрезе трапповых формаций свидетельствуют о контактовом метаморфизме подстилающих осадочных отложений палеозойского возраста, благодаря которому создается региональный флюидоупор и, кроме того, повышают углеводородный генерационный потенциал насыщенных органическим веществом осадков [8]. Дополнительным положительным фактором является присутствие примыкающей с юга территория Кузбасса – всего 95 тыс. км², однако, это промышленно-развитый район по всем геологическим предпосылкам, имеющий высокий нефтегазовый потенциал.

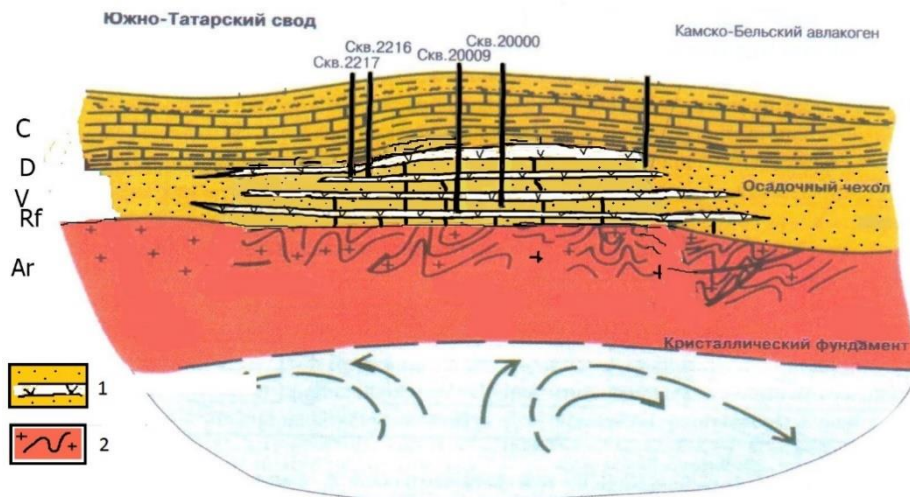


Рисунок 2. Модель геологического строения Южно-Татарского свода: 1 – породы трапповых формаций; 2 - архейский кристаллический фундамент.

Если вернуться к результатам, полученным Счетной палатой РФ [1], среднемасштабная геологическая съемка для нефтегазовой геологии позволяет только переходить к поисково-разведочным исследованиям с целью оценки углеводородного потенциала региона. Таким образом, можно уверенно констатировать, что существующий уровень изученности недр по всем видам полезных ископаемых и по углеводородному сырью в частности даже в первом приближении совершенно не исчерпан. Считать тот или иной регион неперспективным для обнаружения нефтегазовых ресурсов без проведения необходимых геологических исследований представляется неверным. Примером может служить территория Татарии - старейшего нефтедобывающего региона. На глубинах до 3 км практически вся территория покрыта достаточно плотной сетью геологоразведочных работ, которые, к сожалению, уже не дают удовлетворительный прирост углеводородных ресурсов соизмеримый с Ромашкинским месторождением, что заставляет подразделения ОАО «Татнефть» работать в других регионах для обеспечения сырьем предприятий татарского нефтехимического комплекса. В то же время, анализ имеющихся геолого-геофизических данных и результатов бурения глубоких скважин позволил сформулировать новую парадигму поисков углеводородного сырья на территории Татарстана [9]. В рамках этой парадигмы в соответствии с имеющимися геологическими и геофизическими данными была построена геологическая модель строения Южно-Татарского свода, на котором расположено Ромашкинское нефтяное месторождение (рис. 2). Основным объектом поисково-разведочных работ являются недр на площади более 35 тысяч км² - то есть, почти вся территория Татарстана, включающие отложения додевонского возраста на глубинах до 6-7 км.

Китайский опыт: скважина, о которой упоминается в [10], стала самой глубокой наземной скважиной в Китае. Она станет 22-й по счету, добыча из которой превысит 1000 тонн на нефтегазовых месторождениях Шунбэй. Разведка запасов проводилась в наклонной скважине Shunbei 84 в Таримской котловине в Синьцзяне. Этот регион, граничащий с Казахстаном и

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Кыргызстаном, богат углеводородами. Уже разведано и освоено семь скважин с такими же потенциальными дебитами. Также Sinores открыла четыре месторождения нефти и природного газа в Таримском бассейне. Там находится около 83% и 64% запасов нефти и газа в Азии. В августе прошлого года нефтяная «Синопек» обнаружила месторождение с запасами 1,7 млрд тонн нефти. Черное золото обнаружено на глубине 7300 метров.

Обсуждение результатов

Все вышесказанное позволяет достаточно уверенно утверждать, что нефтегазовое ресурсное обеспечение отечественного ТЭК за счет потенциала больших глубин является весьма значительным. Значительный прогресс в современных технологиях бурения глубоких скважин позволяет прогнозировать и снижение себестоимости получаемой продукции, приближая её уровень к себестоимости нефти и газа из более мелких горизонтов. Таким образом, перед отечественной нефтегазовой отраслью стоит задача и нефтегазовые ресурсы больших глубин превратить в рентабельные запасы.

Заключение

При краткосрочном планировании направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ концепция развития нефтегазового комплекса страны видится в необходимости руководствоваться экономическими критериями и опираться в первую очередь на имеющийся задел, то есть, максимально использовать потенциал традиционных регионов нефтегазодобычи и прилегающих к ним территорий – краевым зонам. При этом необходимо осваивать и неизученные глубинные осадочные комплексы.

В пределах выделенных перспективных территориях все основания ожидать новые многочисленные открытия, включая крупные и уникальные нефтегазовые месторождения, причем в самые кратчайшие сроки. При этом ожидаемые запасы углеводородов будут приурочены к так называемым конвенциональным геологическим условиям, что обеспечит приемлемую себестоимость их добычи. Проведение геологоразведочных и поисковых работ возможно силами подразделений ОАО «Росгеология» за счет федерального финансирования, научных организаций, мелкого и среднего частного бизнеса и ВИНК в той или иной форме содружества.

Литература:

1. Перед геологоразведкой построены бюрократические барьеры// Нефтянка. Режим доступа: <http://neftianka.ru/pered-geologorazvedkoj-postroeny-byurokraticheskie-barery/>
2. Шиловский А.П. Ресурсный потенциал отечественной нефтегазовой промышленности//Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сборник трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН (17–19 октября 2022 г.). – Москва: ИПНГ РАН, 2022. – С. 289-292. Шиловский А.П. Проект программы «Возрождение старых нефтегазодобывающих регионов России»// «Актуальные проблемы нефти и газа», Выпуск 4(23), 2018, с.14. <http://oilgasjournal.ru/index.html> DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art13
3. Шиловский А.П. РЕЗЕРВУАРЫ: ПОИСК РЕНТАБЕЛЬНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ// сборник научных трудов международной научно-практической конференции «Новые Идеи в геологии нефти и газа-2021». Режим доступа: <https://oilgasideas.ru/wp-content/uploads/2021/05/ShilovskiyAP.pdf>
4. Шиловский А.П. Проект программы «Возрождение старых нефтегазодобывающих регионов России»// «Актуальные проблемы нефти и газа», Выпуск 4(23), 2018, с.14. <http://oilgasjournal.ru/index.html> DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art13
5. Волож Ю., Федонкин М., Гогогенков Г., Толкачев В. Новые подходы к организации и проведению регионально-поисковых работ в нефтегазоносных провинциях традиционной добычи// «Нефтегазовая вертикаль», №7/2020. С.74-80.
6. Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Патина И.С., Лоджевская М.И. Нефть глубоких горизонтов осадочных бассейнов России и сопредельных стран// «Мониторинг. Наука и технологии», №4(25), 2015. С.6-15.А.М.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

7. Брехунцов, И.И. Нестеров (мл.), Л.А. Нечипорук НАО «Сибирский научно-аналитический центр»//IX Всероссийское совещание "Состояние фонда подготовленных ресурсов До (С3) и первоочередные объекты для поисков нефти и газа", Москва, Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации - ФГБУ "ВНИГНИ", 30-31.10.18. Режим доступа: <http://www.rosnedra.gov.ru/article/10238.html>
8. Шиловский А.П. Западно-Сибирская плита: анализ строения промежуточного стратиграфического этажа// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, №9, 2016, с.25-29.
9. Шиловский А.П. Новая парадигма поисков углеводородного сырья на территории Татарстана// О новой парадигме развития нефтегазовой геологии: материалы Международной научно-практической конференции – Казань: Изд-во «Ихлас», 2020. С. 127-129.
10. Органическую теорию происхождения нефти опровергают теперь уже на опыте Китая // «Информационное агентство «Девон»», 17.03.2023, 17:03. Режим доступа: https://iadevon.ru/news/oil/organicheskuyu_teoriyu_proishozhdeniya_nefti_oprovergayut_teper_uzhe_na_opite_kitaya-14114/

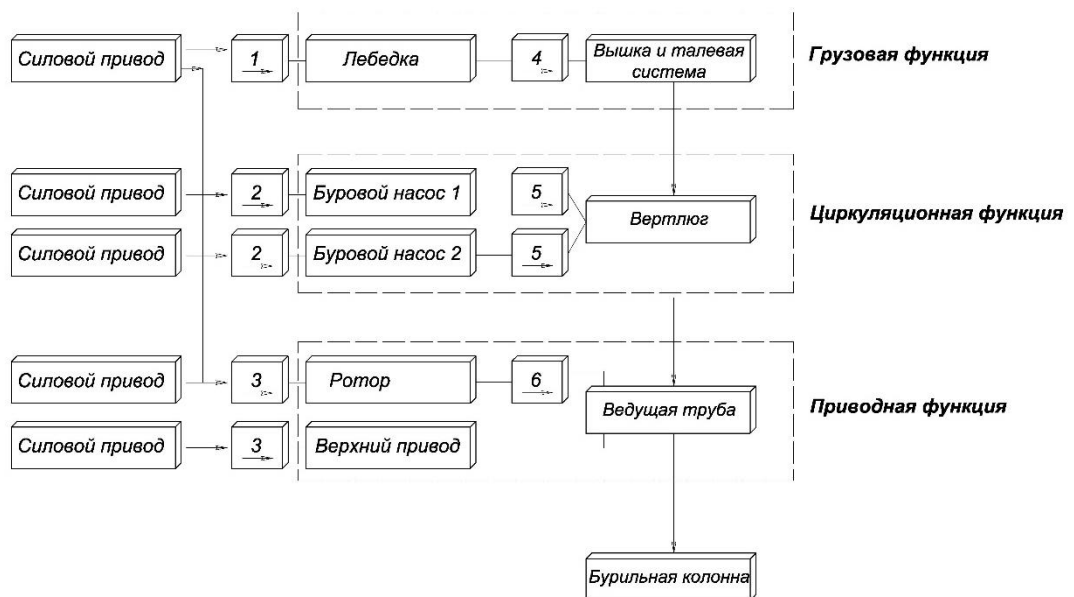
ИНФОРМАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РАЗРЕЗА ДЛЯ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ПАРКОМ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

*Шмелев В. А., доцент кафедры «Автоматизации производственных процессов»
Волгоградского государственного технического университета, к.т.н.*

Развитие таких технологий бурения, как, многозабойное бурение, бурение скважин малого диаметра, бурение с управлением давления, с одновременным обсаживанием бурового ствола и др., увеличение глубин скважин и переход на эксплуатацию глубоких нефтенасыщенных горизонтов обуславливают потребность буровых организаций в высокотехнологичных буровых установках (БУ). При этом существующие научно-методологические подходы к обоснованию выбора технических средств бурения не учитывают соответствие функциональной структуры БУ горно-геологическим условиям бурения, что приводит к увеличению стоимости эксплуатации БУ.

Оценка конструктивно-технологической сложности скважины, как обобщенной характеристики горно-геологических условий бурения, основанная на использовании сводного классификационного разреза геологической толщи, систематизации перечня встречаемых в разрезе разновидностей горных пород и особенностей профиля наклонной скважины позволяет провести сравнительный анализ стоимости бурения и определить оптимальные границы применения БУ различных ценовых категорий в локальных условиях строительства скважин.

Для реализации основных функций бурения (*спуск-подъем, вращение породоразрушающего инструмента и циркуляции бурового раствора*) технологическая структура БУ содержит минимальный набор функциональных блоков: буровая лебедка, буровые насосы, вращатель бурового долота (ротор и/или верхний привод), рис. 1. [1].



1, 2, 3 – трансмиссии; 4 – ведущая ветвь талевого каната; 5 – манифольд высокого давления со стояком и шлангом; 6 – вкладыши ротора.

Рис. 1- Общая технологическая структура БУ:

Набор функциональных блоков может быть расширен за счет перспективных и приоритетных направлений в развитии отдельных систем БУ и комплексной автоматизации процесса бурения [2, 3]: - использование средств вычислительной техники с целью совершенствования способов формирования задающего воздействия для регулирования режимных параметров бурения; - применение частотно-регулируемых электроприводов; -

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

усовершенствованных конструкций буровых насосов (квинтуплексы с 5-ю цилиндрами, с увеличенной длиной хода плунжера); - буровых мачт с открытой передней гранью и интегрированной системой силового верхнего привода вместо роторного привода; - встроенных диагностических систем вместо системы планово-предупредительного ремонта и др.

Учитывая широкое многообразие буровых комплексов, задача технологов заключается в выборе такой технологической структуры БУ, которая при данном анализе горно-геологических условий бурения обеспечивала бы минимум затрат на строительство скважин.

Функционально-структурную модель (ФСМ) работы БУ представим в виде связного графа, с несколькими иерархическими уровнями [4], рис. 2.

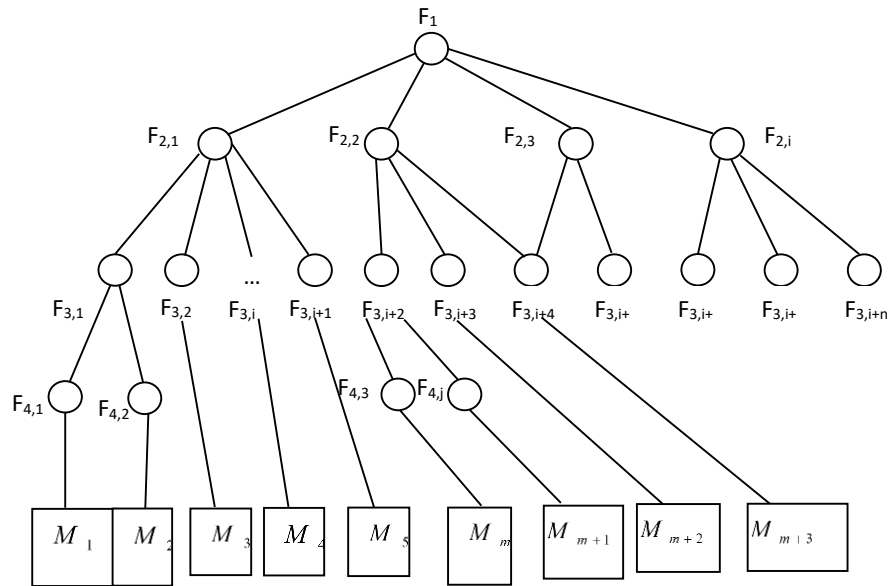


Рис. 2 - Укрупненная ФСМ работы БУ

На первом уровне расположена главная функция F_1 «Построить нефтяную скважину в пределах технических параметров и технологических возможностей БУ». На втором $F_{2,1}; F_{2,2}...F_{2,i}$ -основные функции *грузовая, приводная, циркуляционная и др.* На третьем и четвертом - вспомогательные функции $F_{3,i+n}, F_{4,j+k}$ которыми определяется общее количество функциональных блоков M_m , необходимых для реализации разработанных технологических операций.

Необходимые функции БУ определим путем многозначного отображения множеств конструкций скважин (для различных геологических условий) со сложностью S_i и технологических операций T_j во множество функций F_k БУ.

$$r: S \cdot T \rightarrow F, \tag{1}$$

где: r - отображение множеств; $S = \{S_i\}$ - множество конструкций скважин; $T = \{T_j\}$ - множество технологических операций; $F = \{F_k\}$ - множество функций БУ.

Это означает, что для строительства нефтяной скважины со сложностью S_i , при реализации разработанных технологических операций T_j , имеет место множество функциональных блоков F_k , требуемое для формирования и последующего сравнения БУ, представленных на мировом и отечественном рынке, что позволяет потребителю произвести обоснованный выбор оборудования исходя из его необходимых и достаточных функций.

Для исключения широкого разнообразия информации о конструкциях скважин, как показателей производственных условий бурения, предлагается ввести понятие *конструктивно-технологической сложности скважины* (КТС), на основании численного значения которой возможно осуществлять технико-экономическое сравнение различных вариантов применения БУ.

Конструктивная сложность S_K представляет собой количество колонн для крепления стенок скважины и формируется при ее проектировании, рис. 3.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

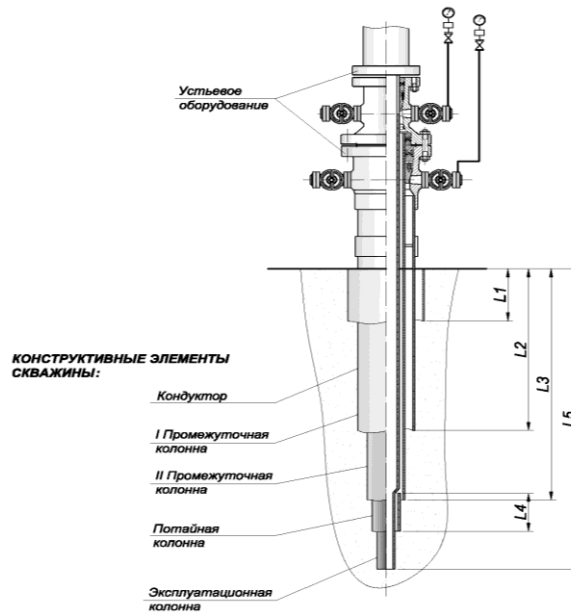


Рис. 3 - Конструкция нефтяной скважины

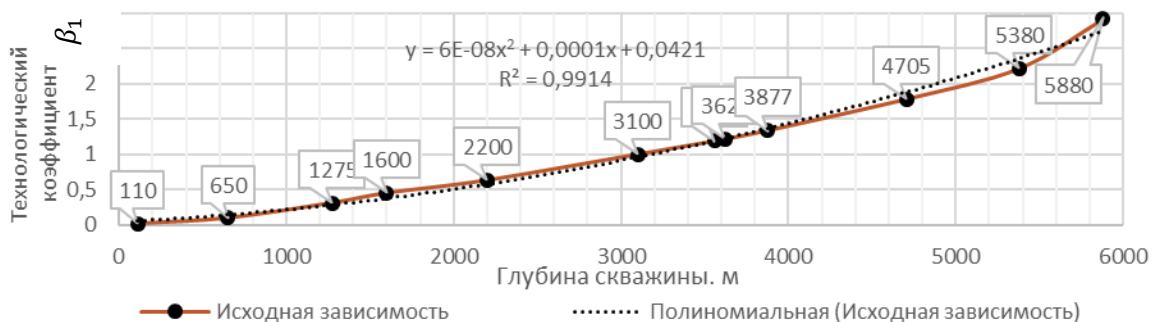
На конструктивную сложность накладываются технологические характеристики, выраженные через коэффициенты $\beta_1, \beta_2, \beta_3$, учитывающие технологические особенности бурения (глубину скважины, геологию горных пород и количество участков искривления ствола скважины). Данные параметры оказывают наибольшее влияние на время бурения скважины [5].

$$S_{KT} = S_K \cdot S_T = \left(\sum_{i=1}^k n_i + \sum_{j=1}^r m_j \right) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \quad (2)$$

где: n – интервал крепления скважины обсадными трубами; m – интервал крепления скважины потайными колоннами; k – количество интервалов бурения подлежащих креплению обсадными трубами; r – количество интервалов, подлежащих креплению потайными колоннами; $\beta_1, \beta_2, \beta_3$ – технологические коэффициенты оценки конструкции скважин в зависимости от горно-геологических условий залегания нефтенасыщенных пластов.

Численное определение коэффициентов основано на сравнении времени механического бурения **оцениваемой** скважины со скважиной, выбранной в качестве **базовой**, конструкция которой соответствует наиболее распространённым условиям залегания продуктивных нефтяных пластов.

Технологический коэффициент β_1 – для оценки глубины скважины представляет собой отношение времени бурения скважины с текущей глубиной к времени бурения до базовой глубины. Так, для условий бурения скважин в Волгоградской области (при средней глубине скважин 3500-3800 м) получены следующие расчетные значения коэффициента β_1 в зависимости от глубины скважины, рис. 4.



В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Рис. 4 – График изменения технологического коэффициента β_1 , от глубины H нефтяной скважины.

Для определения коэффициента сложности β_2 по фактору «Литология пород» проанализированы показатели свойств горных пород для обобщенной классификации геологических разрезов [6, 7, 8].

Основываясь на следующем определении, представленном в РД 39-3-679-82 [9] «Сводный классификационный разрез геологической толщи представляет собой систематизированный по глубине и по площади залегания перечень всех встречаемых в толще разновидностей горных пород с указанием для каждой из них полного набора характеристик, необходимых для оценки влияния породы на показатели эффективности различных технико-технологических решений в бурении», на территории Нижневолжского региона РФ по общности характеристик можно выделить 10 типов характерных пород [10], табл. 1.

Таблица 1 – Исходные данные для определения технологического коэффициента β_2

Интервал бурения по вертикали	Интервал бурения по стволу	Литология горных пород (интервал залегания)	Время мех. бурения 1 м интервала, час.	Время мех. бурения 1 м по интервалам, час.	Коэфф. β_2^B
0-360	0-360	Четвертичные + Палеогеновые + Меловые + юрские + триасовые + верхнепермские	0,12	0,12	0,071
360-730	360-730	Казанские (среднепермские)	0,14	0,26	0,155
730-950	730-950	Кунгурские (нижнепермские)	0,4	0,66	0,393
950-1170	950-1170	Нижнепермские	0,3	0,96	0,571
1170-1275	1170-1275	Верхнекаменноугольные + подольские + мячковские + каширские	0,32	1,28	0,762
1275-2340	1275-2340	Верейские + верхнебашкирские	0,4	1,68	1,0
2340-2490	2340-2490	Нижнебашкирские + серпуховские + визейские	0,38	2,06	1,226
2490-2850	2490-2850	Визейские	0,3	2,36	1,405
2850-4365	2850-4603	Турнейские + фаменские + средне-верхнефранские	0,42	2,78	1,655
4365-4877	4603-5880	Нижнефранские + Среднедевонские	0,9	3,68	2,19

В пределах каждого типа процентное содержание породы (до 30%) сохраняется приблизительно постоянным.

Наиболее широкое распространение в практике нормирования получил метод по нормативным полям и пачкам пластов, предусматривающий объединение стратиграфических горизонтов, показатели буримости которых, (например, время бурения 1 м, час) в пределах данного нормативного поля одинаковы или близки. Метод применяется в глубоком бурении скважин для проектно-сметных расчетов, при разработке норм для малоизученных районов, при большом количестве разбуриваемых площадей [11, 12].

Отношение суммы времени механического бурения по выделенным типам пород, показатели буримости которых одинаковы к их базовому количеству (на примере Волгоградской области выбрано 6 пачек горных пород) позволяет определить численное значение коэффициента β_2 , рис. 5.

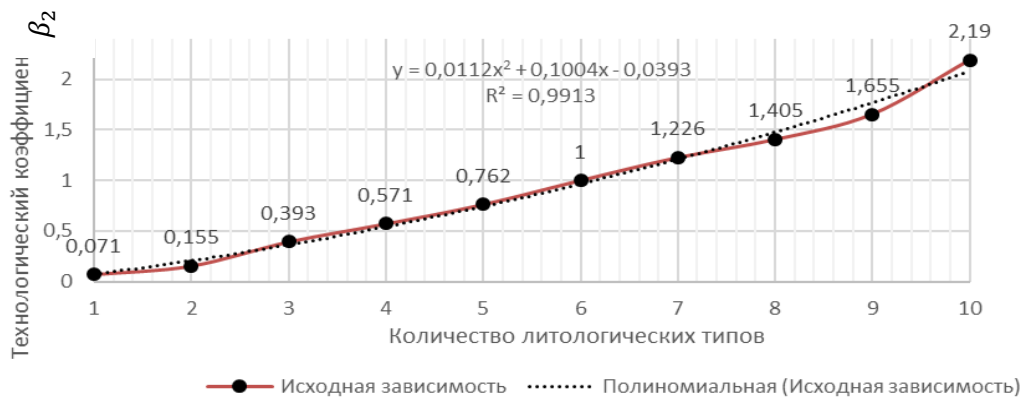


Рис. 5 – График изменения технологического коэффициента β_2 от литологического разреза направленной скважины

Оценка технологической сложности направленной скважины, выражаемой коэффициентом β_3 , заключается в сравнении удельных затрат времени механического бурения оцениваемой скважины с базовой скважиной, в которой количество участков профиля с неизменной интенсивностью соответствует наиболее распространенному типу профиля для условий залегания нефтенасыщенных пластов месторождения. Для расчета принят профиль с 3-я участками неизменной интенсивности искривления.

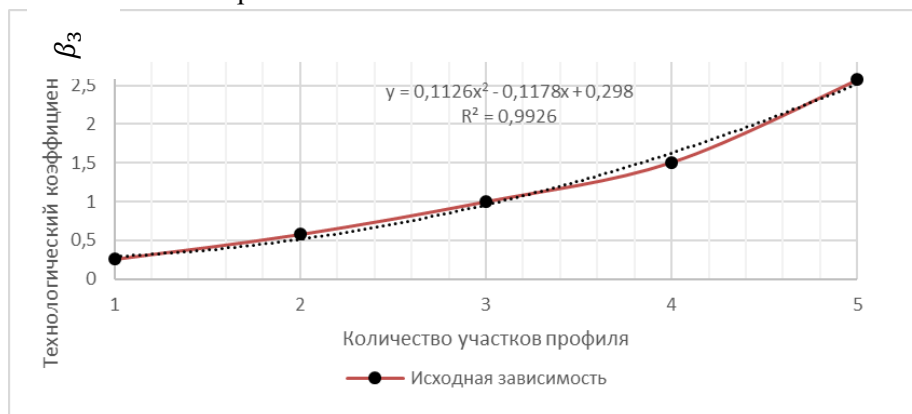


Рис. 6 – График изменения технологического коэффициента β_3 от количества интервалов профиля с неизменной интенсивностью искривления направленной скважины

На рис. 7 показаны обобщенные результаты расчетов технологических коэффициентов $\beta_1, \beta_2, \beta_3$ по мере строительства скважины.

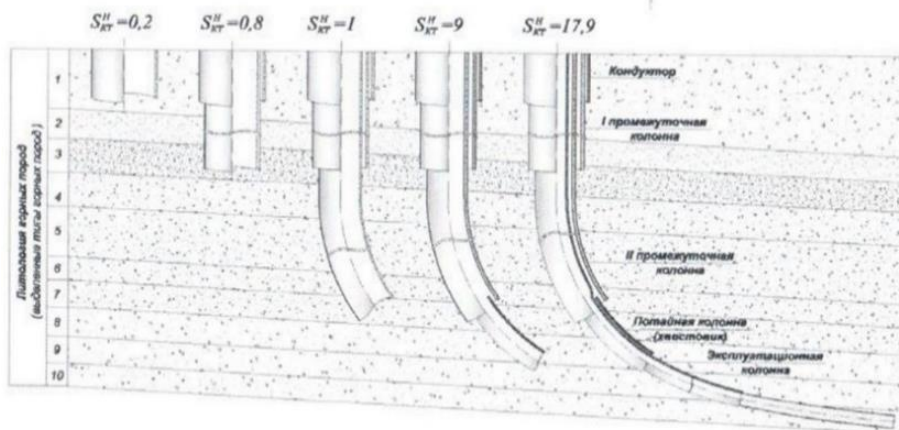


Рис. 7 – Изменение КТС направленной скважины в процессе ее строительства

Расчетная математическая модель определения КТС нефтяной скважины путем аппроксимации полученных данных

$$S_{КТ} = \left(\sum_{i=1}^k n_i + \sum_{j=1}^r m_j \right) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 = \left(\sum_{i=1}^k n_i + \sum_{j=1}^r m_j \right) \cdot (6 \cdot 10^{-8} \cdot H^2 + 0,0001 \cdot H) \cdot (0,01 \cdot R^2 + 0,1 \cdot R) \cdot (0,11 \cdot N^2 + 0,1 \cdot N), \quad (2)$$

где: H – глубина скважины, m ; R – количество литологических типов горных пород в геологическом разрезе скважины, *шт.*; N – количество интервалов профили скважины с неизменной интенсивностью искривления, *шт.*

Сравнительный анализ себестоимости бурения скважин с использованием расчетного обобщенного показателя КТС, *учитывающего технологические особенности скважины*, рис. 8 показывает, что с увеличением сложности скважины затраты на бурение, при использовании БУ со стандартным набором функциональных блоков и соответственно меньшей арендной ставкой растут более интенсивно, чем при использовании многофункциональных и более дорогих БУ. Точка C пересечения кривых определяет равенство удельных приведенных затрат.

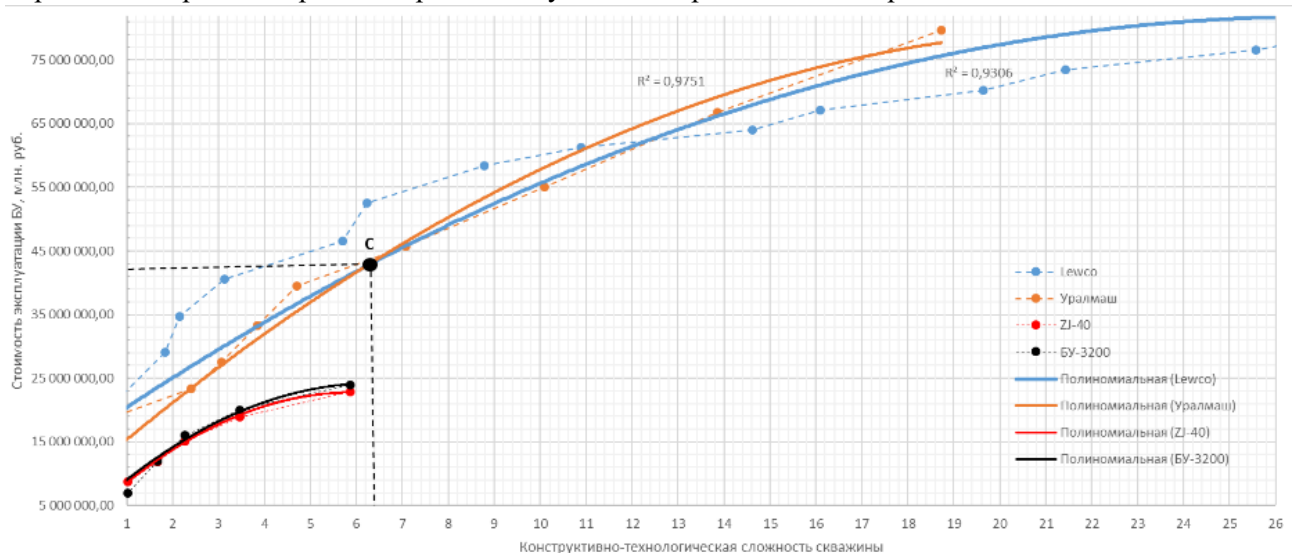
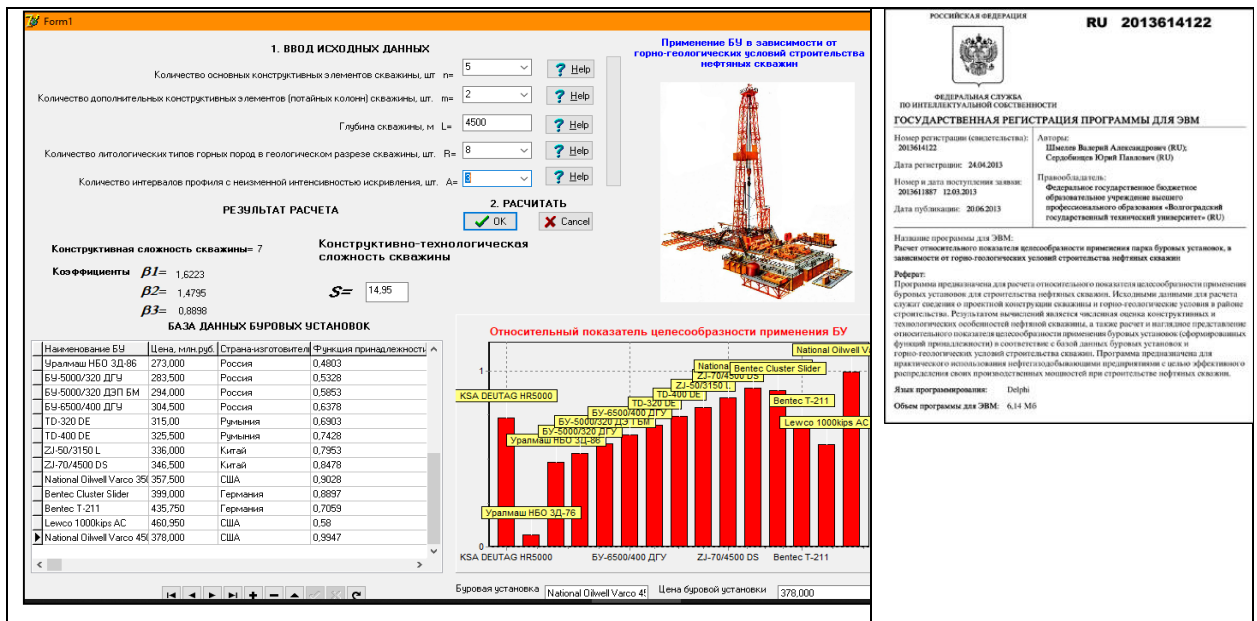


Рис. 8 – Сравнительная себестоимость эксплуатации различных типов БУ на основе обобщенного показателя КТС

Таким образом, минимальная суточная ставка не всегда означает наиболее эффективный вариант эксплуатации БУ, соответствующий минимальным затратам на бурение скважины. Многофункциональные дорогостоящие БУ эффективны при строительстве нефтяных скважин с высокой КТС, для скважин с меньшей КТС, такие установки использовать экономически нецелесообразно.

Данный подход к анализу эффективности использования бурового оборудования позволяет определить оптимальные границы применения установок различных ценовых категорий и разработать «Информационную модель системы поддержки принятия решений при управлении производственным парком БУ».

Решение задачи оптимального выбора БУ с использованием КТС скважины, учитывающей локальные горно-геологические условия строительства нефтяных скважин, реализовано в ПО для расчета относительного показателя целесообразности применения БУ для строительства нефтяных скважин (правообладатель ВолГТУ). Программа предназначена для практического использования нефтегазодобывающими предприятиями с целью эффективного распределения своих производственных мощностей при строительстве нефтяных скважин. рис. 9.



1. ВВОД ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Количество основных конструктивных элементов скважины, шт. $n_1 = 5$

Количество дополнительных конструктивных элементов (потайных колонн) скважины, шт. $n_2 = 2$

Глубина скважины, м $L = 4500$

Количество литологических типов горных пород в геологическом разрезе скважины, шт. $R = 8$

Количество интервалов профиля с неизменной интенсивностью искривления, шт. $A = 4$

РЕЗУЛЬТАТ РАСЧЕТА

Конструктивная сложность скважины = 7

Конструктивно-технологическая сложность скважины $S = 14,95$

Коэффициенты $B1 = 1,6223$
 $B2 = 1,4795$
 $B3 = 0,8898$

БАЗА ДАННЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

Наименование БУ	Цена, млн.руб.	Страна-изготовитель	Функция принадлежности
Уральский НБО 3Д-96	273.000	Россия	0,4803
БУ-5000/320 ДГУ	283.500	Россия	0,5328
БУ-5000/320 ДЗП БМ	294.000	Россия	0,5853
БУ-6500/400 ДГУ	304.500	Россия	0,6378
TD-320 DE	315.000	Румыния	0,6903
TD-400 DE	325.500	Румыния	0,7428
ZJ-50/3150 L	336.000	Китай	0,7953
ZJ-70/4500 DS	346.500	Китай	0,8478
National Oilwell Varco 350	357.000	США	0,9003
Bentec Cluster Slider	399.000	Германия	0,8897
Bentec T-211	435.750	Германия	0,7059
Lewco 1000kps AC	460.350	США	0,58
National Oilwell Varco 450	378.000	США	0,9947

Относительный показатель целесообразности применения БУ

Bar chart showing relative efficiency values for various wellhead models. The highest efficiency is shown for National Oilwell Varco 450 (0.9947).

Рис. 9 – Интерфейс и регистрация программы для ЭВМ «Целесообразность применения парка БУ в зависимости от горно-геологических условий строительства нефтяных скважин»

Технико-экономический эффект от реализации разработанных методов оптимального управления выбором БУ, выполненное с помощью диалоговой подсистемы на месторождениях Волгоградской области позволило сократить затраты на строительство скважин:

- №1 Зап.-Лемешкинской площади и №№7, 8 Степного месторождения на 5,4 млн. руб.;
- №№75, 76 Бешкульского месторождения на 2,6 млн. руб.;

Список литературы

1. Сажин, Р. А. Автоматизация технологических процессов горного производства / Р. А. Сажин. – Пермь : Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009. — 198 с.
2. Эпштейн, В. Е. Журнал Neftegaz.ru. – 2013. - № 3 : «Буровые тренды». – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/gynok/634069-burovye-trendy/> (дата обращения: 25.02.2010).
3. Эпштейн, В. Е. Буровое оборудование. Основные направления развития и совершенствования // Бурение и нефть. – 2016. - № 4. – URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2016-04/4> (дата обращения: 25.02.2010).
4. Окулесский, В. А. Функциональное моделирование – методологическая основа реализации процессного подхода / В. А. Окулесский. – М. : НИЦ CALS-технологий, 2001. – 156с.
5. Единые нормы времени на бурение скважин : в 2 ч. – М. : ВНИИОЭНГ, 2000. – 599 с.
6. Близиуков, В.Ю., Калинина О.А. Совершенствование конструкций породоразрушающего бурового инструмента (ПБИ) и породоразрушающего бурового инструмента со сферическими и сфероконическими шарошками для повышения качества формирования ствола скважины в процессе бурения и разработка методологии выбора техники и технологии строительства скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 8(356). – С. 5–16.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

7. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений / М.Г. Абрамсон, Б.В. Байдюк, В.С. Зарецкий [и др.]. – М.: Недра, 1984. – 207с.

8. Близнюков В.Ю. Методика построения классификационного разреза типового месторождения региона для проектного и оперативного выбора конструкций скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 2. – С.61–69.

9. РД 39-3-679-82. Методическое руководство по определению и использованию показателей свойств горных пород в бурении Министерство нефтяной промышленности СССР. - Опубликовано типография ХОЗУ Миннефтепрома, 1983. Дата актуализации 01.01.2021.

10. Даньшина, Н. В. Геологическое строение верхнепалеозойского осадочного комплекса Николаевско-Городищенской ступени (Волгоградское Поволжье) / Н. В. Даньшина, В. Г. Кошель, О. П. Гужова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. - № 8. - С. 12-18.

11. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы. – М. : ВИЭМС, 1992. – Вып. 4 : Горно-разведочные работы, прил. 2 : Единая классификация пород по буримости. – 42 с.

12. Справочник базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства Утвержден: письмом Госстроя России от 22.06.1998 N 9-4/84.

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Ампилов Ю.П.* (МГУ имени М.В. Ломоносова), Вершинин А.В. (ИФЗ РАН имени О. Ю. Шмидта, МГУ имени М.В. Ломоносова), Левин В.А. (МГУ имени М.В. Ломоносова), Петровский К.А. (ООО «Фидесис»), Приезжев И.И. (РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина), Штейн Я.И. (ООО «Арктический научный центр») - **ФОРМИРОВАНИЕ СИНТЕТИЧЕСКИХ СЕЙСМОГРАММ НА ОСНОВЕ ЦИФРОВОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА СПЕКТРАЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ И ТЕХНОЛОГИИ CUDA;**
2. Андреев В.С. (ВНИГНИ), Большаков Е.М. (ВНИГНИ), Бисеркин И.В. (ВНИГНИ), Довыденко Г.М. (ВНИГНИ), Пиманова Н.Н. (ВНИГНИ), Соколова Е.Ю. (ВНИГНИ, ИФЗ РАН), Спиридонов В.А. (ВНИГНИ), Финкельштейн М.Я. (ВНИГНИ), Черемисина Е.Н.(ВНИГНИ) - **ОБЪЕМНАЯ ПЛОТНОСТНАЯ МОДЕЛЬ ЕХРП: ПОСТРОЕНИЕ С ОГРАНИЧЕНИЯМИ ПО КОМПЛЕКСУ НОВЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СЛЕДСТВИЯ;**
3. Астафьев Д. А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») - **Новые открытия и возможности создания инновационных геотехнологий в нефтегазовой геологии на современном этапе;**
4. Ахмедов Э.Г. - **УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МОДЕЛИ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ;**
5. Баренбаум А.А.*, Шиловский А.П. (ИПНГ РАН) - **О НЕИСЧЕРПАЕМОСТИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕДР НАШЕЙ ПЛАНЕТЫ.**
6. Белкова Е.А. (МГУ им. М.В. Ломоносова, Физический факультет), Жуков В.С. (ИФЗ им. О.Ю. Шмидта РАН) - **СОПОСТАВЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ТРЕЦИННОЙ ПОРИСТОСТИ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЕСЧАНИКОВ ХОРОНОХСКОГО ГОРИЗОНТА И ДОЛОМИТОВ ЮРЯХСКОГО ГОРИЗОНТА ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ;**
7. Бембель Р.М., Бембель С.Р. (Тюменский индустриальный университет), Милей Е.С.* (ООО «НТЦ НИС а.д. Нови Сад», Республика Сербия) - **ПРИМЕНЕНИЕ ТЕКТОНО-СЕДИМЕНТАЦИОННОГО ПОДХОДА ДЛЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ В ПАННОНСКОМ БАССЕЙНЕ;**
8. Близнюков В.Ю. (РАЕН), Ладанов Д.А. (ФГБОУ ВО УГТУ) - **Оптимизация борьбы с АСПО на Хасырском месторождении;**
9. Большаков Е. М. (ВНИГНИ), Соколова Е.Ю. (ВНИГНИ, ИФЗ РАН), Филиппова А.И. (ИЗМИРАН), Филиппов С.В. (ИЗМИРАН) - **НОВЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ СВИДЕТЕЛЬСТВА О ГЛУБИННЫХ КОРНЯХ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО ПРОГИБА: К ВОПРОСУ О ЕГО РИФТОГЕННОЙ ПРИРОДЕ;**
10. Булатов Т.Д.* (Сколковский институт науки и технологий (Сколтех)), Козлова Е.В., Леушина Е.А., Гончарова А.В., Бажанова А.Е., Торшина Л.С., Спасенных М.Ю. (Сколтех) - **ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕНАСЫЩЕНИЯ КЕМБРИЙСКИХ И ВЕНДСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА);**
11. Бурдельная Н.С. (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Сенникова Я.Д. (СГУ им. Питирима Сорокина), Д.А. Бушнев (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН) - **ПРОДУКТЫ ОКИСЛЕНИЯ КЕРОГЕНА ДОМАНИКОВОГО СЛАНЦА И КУКЕРСИТА, ПОЛУЧЕННЫЕ ПРИ ИХ ОБРАБОТКЕ ПЕРМАНГАНАТОМ КАЛИЯ В ЩЕЛОЧНОЙ СРЕДЕ;**
12. Бушнев Д.А. * (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Шанина С.Н. (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Бурдельная Н.С. (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Ильченко А.А. (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Сенникова Я.Д. (СГУ им. Питирима Сорокина) - **ГАЗЫ СУХОГО ПИРОЛИЗА КЕРОГЕНА ДОМАНИКА ПОСЛЕ ГИДРОТЕРМАЛЬНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА;**

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

13. Васильев С.В. (ПАО "Газпром нефть") - ДИФфуЗИОННО-ДИССОЦИАЦИОННАЯ ГИПОТЕЗА ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ;
14. Вахромеев А.Г. (ИЗК СО РАН, ИрННТУ), Корнилова Т.Н., Станевич А.М. (ИЗК СО РАН), Пуляевский М.С. (ИрННТУ), Мамаков Д.О. (ООО «Сибгаз»); Уренко Р.С. (ИЗК СО РАН); Близнюков В.Ю. - Биоморфные карбонаты в шлифах из керна скважины Иркутская 1 как ключ к модели ловушки углеводородов;
15. Власенко Д.В.* (МГУ им. М.В. Ломоносова, геологический факультет), Мотенко Р. Г. (МГУ им. М.В. Ломоносова, геологический факультет) - ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ НА ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ МЁРЗЛЫХ ЗАТОРФОВАННЫХ ГЛИН;
16. Герасимов Р.С.* (ФГБУ ВНИГНИ), Можегова С.В. (ФГБУ ВНИГНИ), Пайзанская И.Л. (ФГБУ ВНИГНИ), Алферова А.А. (ФГБУ ВНИГНИ), Кравченко Е.М. (ФГБУ ВНИГНИ) - МНОГОКОМПОНЕНТНЫЕ КИНЕТИЧЕСКИЕ СПЕКТРЫ РЕАКЦИЙ ТЕРМИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ КЕРОГЕНА МЕТОДОМ ПИРО-ГХ;
17. И.В. Гончаров (АО «ТомскНИПИнефть»; НИ ТПУ), М.А. Веклич, А.В. Жердева, К.В. Козырева, Н.В. Обласов (АО «ТомскНИПИнефть») - Изотопный состав углерода углеводородов северного Сахалина, как отражение формирования его нефтегазоносности;
18. Гришкевич В.Ф. (Тюменский индустриальный университет) - ЭВОЛЮЦИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И ФЛЮИДОПРОВОДЯЩЕЙ СИСТЕМЫ НЕФТЕМАТЕРИНСКОЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ОТ ДИАГЕНЕЗА ДО ЭМИГРАЦИИ НЕФТИ;
19. Гришкевич В.Ф. (Тюменский индустриальный университет) - ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ И ДИАГЕНЕЗ ВЕРХНЕЮРСКО-НЕОКОМСКОЙ КОНДЕНСИРОВАННОЙ ТОЛЩИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ;
20. Гусейнов Д.А.*, Мартынова Г.С. (Институт Геологии и Геофизики, Министерство Азербайджана), Пунанова С.А. (Институт проблем нефти и газа Российской академии) - СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА МИКРОЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ФЛЮИДОПРОЯВЛЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНА;
21. Деленгов М.Т., Большакова М.А. (МГУ имени М.В. Ломоносова) - Изменение состава органического вещества при хранении;
22. Долгополов Ф.Г.* (ГУ «ИГИРНИГМ»), Кувшинова М.Ф. (ГУ «ИГИРНИГМ») - ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ РЕГМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НАКЛОННЫХ И СДВИГОВЫХ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ В ВЕРХНЕЙ КОРЕ УСТЮРТСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РЕГИОНА;
23. Дуркин В.В., Саврей Д.Ю. (ФГБОУ ВО УГТУ) - ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ ШИРОКОГО СПЕКТРА ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В КОЛЛЕКТОРАХ РАЗЛИЧНОГО ТИПА;
24. Жуков В.С. (Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН, Муминов С.А.* ООО «Газпром ВНИИГАЗ») - ВЛИЯНИЕ ТРЕЩИН НА ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ АСТРАХАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ;
25. Жуков В.С.* (Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН) - ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТРЕЩИН НА СКОРОСТЬ ПРОДОЛЬНОЙ ВОЛНЫ И ПРОЧНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД;
26. Запивалов Н.П.* (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН) - СДЕЛАЕМ НОВЫЙ РЕШИТЕЛЬНЫЙ ШАГ В НЕФТЕГАЗОВОЙ НАУКЕ И ПРАКТИКЕ ("Making the next giant leap in Petroleum Geosciences!" – международный профессиональный призыв);
27. Зервандо К.Ю.* (ООО «Тюменский нефтяной научный центр»), Лыжин Е.А. (ООО «Тюменский нефтяной научный центр») - ОПЫТ ПРОГНОЗА КОЛЛЕКТОРОВ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ В УВАТСКОМ РАЙОНЕ ЮГА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ;

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

28. Зыкин Н.Н. («ВНИИПБиВП», ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Ганин М.Ю. («ВНИИПБиВП») - ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ ВОД НА ПОЛИГОНЕ ЗАХОРОНЕНИЯ ПРОМСТОКОВ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ;
29. Ильченко А.А.* (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Бушнев Д.А. (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Бурдельная Н.С. (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН) - ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОДДОМАНИКОВОГО КОМПЛЕКСА ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПЕЧОРО-КОЖВИНСКОГО МЕГАВАЛА;
30. Каламкарров С.Л.*, Ухлова Г.Д., Корнеев А.А., Обухов А.Н., Лошакова И.Ф. (ВНИГНИ) - ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА В ПАЛЕОЗОЙСКО-РАННЕМЕЗОЗОЙСКОЕ ВРЕМЯ;
31. Карташов А.А., Левшунова С.П., Горлов Д.А. - ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ КАЛМЫКИЯ ПО ГЕОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ;
32. Кислухин И.В. (ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ФГБУ «Тюменский индустриальный университет») - ФОРМИРОВАНИЕ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ НЕСОГЛАСИЙ В ОТЛОЖЕНИЯХ ЮРСКОГО ВОЗРАСТА В АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ;
33. Ковалева В.С. (АО «ИГиРГИ»), Нетреба Д.А. (АО «ИГиРГИ»), Смольянова Д.В. (АО «ИГиРГИ»), Беляев М.О. (АО «ИГиРГИ»), Шлыгин Д.А. (к.г.-м.н.) (АО «ИГиРГИ»), Шершулина М.В. (АО «ИГиРГИ») - УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН;
34. Кожанов Д.Д., Большакова М.А. (МГУ имени М.В. Ломоносова) - Нефтяные системы КамскоБельского авлакогена северо-восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна;
35. Колесникова Т.О., Мордасова А.В., Гильмуллина А.А., Сулова А.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Краснова Е.А., Осипов К.О. (МГУ имени М.В. Ломоносова) - Реконструкция условий формирования нефтегазоносности шельфа Баренцева моря с помощью метода бассейнового моделирования;
36. Коноплева И.В. (Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН) - РАСПРЕДЕЛЕНИЕ БИЦИКЛИЧЕСКИХ СЕСКВИТЕРПАНОВ В НЕФТЯХ КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КАМЧАТКИ И ЧУКОТКИ. СВЯЗЬ С ТЕРМИЧЕСКОЙ ЗРЕЛОСТЬЮ;
37. Корзун Анна Вадимовна Геологический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова - Природные резервуары для хранения и захоронения углекислого газа;
38. Космачева А.Ю.* (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН), Федорович М.О. (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН) - ИСТОРИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ВИЛЮЙСКОЙ ГЕМИСИНЕКЛИЗЫ;
39. Котик И.С.* (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН), Котик О.С. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН), Валяева О.В. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН), Бушнев Д.А. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН), Пронина Н.В. (МГУ им. М.В. Ломоносова) - УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НИЖНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА, ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ;
40. Котик О.С.* (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН), Котик И.С. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН), Савельева А. А. - ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ПАЛЕОЗОЙСКИХ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГА КОЛВИНСКОГО МЕГАВАЛА;

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

41. Коточкова Ю.А., Балущкина Н.С., Фомина М.М., Хотылев О.В., Богатырева И.Я., Калмыков Г.А. (МГУ имени М.В. Ломоносова) - ПАЛЕОТЕЧЕНИЯ В БАЖЕНОВСКОМ МОРЕ В СРЕДНЕВОЛЖСКОЕ ВРЕМЯ: ПРИРОДА ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РЕКОНСТРУКЦИЯ;
42. Кузин А.М. (Институт проблем нефти и газа РАН) - УПРУГО-ДЕФОРМАЦИОННОЕ СТРОЕНИЕ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ КОРЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ И ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕ-ГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ ПО ДАННЫМ МНОГОВОЛНОВОГО ГЛУБИННОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ;
43. Кузнецов Г.В.* (ФГБУ «ВНИГНИ») - ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ЗОН БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ;
44. Кузнецов Р.О.* (ИПНГ РАН) - ВРЕМЯ ВХОЖДЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА БАЖЕНОВСКОЙ И АНАЛОГОВ ТОГУРСКОЙ СВИТ В ГЛАВНУЮ ЗОНУ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ В ЮЖНОЙ ЧАСТИ МАНСИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ);
45. Левенец Н.А. (ФГБОУ ВО ТИУ) - ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН НА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОМ НГКМ;
46. Левшунова С.П., Горлов Д.А. - НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В НИЖНЕ-СРЕДНЕКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ;
47. Литвиненко И.В. (ФГБУ «ВНИИОкеангеология», СПбГУ ИНоЗ), Куршева А.В.*, Моргунова И.П., Алексева А.К. (ФГБУ «ВНИИОкеангеология») - ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ПОРОДАХ СКВАЖИНЫ АРКТИЧЕСКАЯ-1 БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО РЕГИОНА;
48. Мейснер А.Л.* (АО «ГНПП «Аэрогеофизика»), Колмаков А.В. (АО «ГНПП «Аэрогеофизика») - ПЕРСПЕКТИВЫ И НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ НА ПРИМЕРЕ ИЗУЧЕНИЯ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА;
49. Мигурский Ф.А. (ФГБУ ВНИГНИ) - НЕФТЕГАЗОВЫЕ СИСТЕМЫ ЮГО-ВОСТОКА И ЗАПАДА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ;
50. Мирнов Р.В.* (ООО «РН-БашНИПИнефть»), Митин А.А. (ООО «РН-БашНИПИнефть») - МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ СРЕДНЕГО КАРБОНА НА ВОСТОКЕ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ (РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН);
51. Михайлова А.А. (Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова), Мотенко Р.Г. (Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова) - ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ НА ТЕМПЕРАТУРУ НАЧАЛА ЗАМЕРЗАНИЯ ГРУНТОВ РАЗНОГО ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА;
52. Мударисова Р.А.*, Лукьянова Р.Г. (Казанский (Приволжский) федеральный университет) - РАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС МЕТОДОВ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ КАЗАНСКИХ ОРГАНОГЕННЫХ ЛОВУШЕК МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ;
53. Нечаев М.С.* (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Ульныров И.Л. (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН) - ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ХАРАКТЕРИСТИКА ВЕРХНЕСИЛУРИЙСКО-НИЖНЕДЕВОНСКИХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ВАЛА ГАМБУРЦЕВА И СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА;
54. Обласов Н.В.* (АО «ТомскНИПИнефть»), Гончаров И.В. (АО «ТомскНИПИнефть», НИ ТПУ), Эфтор И.В. (АО «ТомскНИПИнефть»), Трушков П.В. (АО «ТомскНИПИнефть»), Самойленко В.В. (АО «ТомскНИПИнефть»), Фадеева С.В. (АО «ТомскНИПИнефть», НИ ТПУ), Кашапов Р.С. (АО «ТомскНИПИнефть», НИ ТПУ), Веклич М.А. (АО

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

- «ТомскНИПИнефть») - ОСОБЕННОСТИ КИНЕТИКИ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ В ПОРОДАХ ДОМАНИКОВОЙ ТОЛЩИ МУХАНОВО-ЕРОХОВСКОГО ПРОГИБА;
55. Обласов Н.В., Эфтор И.В.* (АО «ТомскНИПИнефть»), Гончаров И.В. (АО «ТомскНИПИнефть», НИ ТПУ) - Генетическая типизация нефтей на основе C3 и C4 бензолов с использованием дискриминантного анализа;
56. Обухов А.Н., Смирнов М.Ю., Уклова Г.Д., Каламкарров С.Л., Лошакова И.Ф., Корнеев А.А., Иванова С.Р.(ВНИГНИ) - ИТОГИ КОМПЛЕКСНОГО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЗОНЫ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА;
57. Омонов О.С. (ГУ «ИГИРНИГМ») Солижонов С.О.(ERIELL) - РАЗРАБОТКА ИНГИБИРОВАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ОТЛОЖЕНИЯХ ПОДВЕРЖЕННЫХ ОБВАЛООБРАЗОВАНИЮ, ОСЫПАНИЮ И СУЖЕНИЮ СТВОЛА;
58. Ондар С.А.* (ТувИКОПР СО РАН), Бушнев Д.А. (ИГ Коми НЦ УрО РАН) - ИСТОЧНИКИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ СРЕДНЕУРСКИХ УГЛЕЙ КАА-ХЕМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ;
59. Орлов Денис Михайлович ООО «Диджитал Петролеум», Сколковский институт науки и технологий - О чем думают нейронные сети, если спросить их о новых цифровых технологиях в геологии нефти и газа?
60. Орлова А.Ю., Полудеткина Е.Н (МГУ имени М.В. Ломоносова) - Моделирование процессов образования и геохимическая характеристика УВ органического вещества и нефтей доманиковой НГМТ Волго-Уралского НГБ;
61. Перетолчин К.А.* (ООО «Газпромнефть-НТЦ»), Вилесов А.П. (ООО «Газпромнефть-НТЦ»), Ершова Д.К. (ООО «Газпромнефть-НТЦ»), Букатова Е.М. (ООО «Газпромнефть-НТЦ»), Севрюков Д.А. (ООО «Газпромнефть-ГЕО») - ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ПАЛЕОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНО-ТАЙМЫРСКОГО ПНГР ПО ДАННЫМ БУРЕНИЯ;
62. Пиманова Н.Н.* (ФБГУ ВНИГНИ), Мячев С.Б. (ФБГУ ВНИГНИ), Пашков В.Г. (ФБГУ ВНИГНИ) - СТРОЕНИЕ ФУНДАМЕНТА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ ПО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ;
63. Полетаев А.В. (Институт нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики), Полетаева, Е.В. (Институт нефти и газа Азербайджанской Республики) - ГАЗОГИДРАТЫ ЮЖНОГО КАСПИЯ;
64. Попков И.В.* (Кубанский государственный университет), Попков В.И. (Кубанский государственный университет), Дементьева И.Е. (Кубанский государственный университет) - ФОРМАЦИИ ТРИАСОВОГО НГБ ЗАПАДА СКИФСКОЙ ПЛИТЫ;
65. Пунанова С.А. (Институт проблем нефти и газа Российской академии наук) - ПРИРОДНЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОБЪЕКТЫ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ – МЕГАРЕЗЕРВУАРЫ ГИГАНТСКИХ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА;
66. Распопова М.В. (ФГБОУ ВО ТИУ) - Опыт изоляции зон поглощений на скважинах Восточной Сибири составВы когда обратно?)ом ULTRA-BLOCK
67. Рогов М.А. (Геологический институт РАН, г. Москва) - СРЕДНЯЯ ЮРА-НИЖНИЙ МЕЛ (БАЙОС-ГОТЕРИВ) ШЕЛЬФА БАРЕНЦЕВА МОРЯ, ШПИЦБЕРГЕНА И НОВОЙ ЗЕМЛИ;
68. Рожкова Д.С. (ФГБОУ ВО ТИУ) - ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОМ НГКМ И ИХ РЕШЕНИЯ;
69. Рожкова О.В. (ФГБОУ ВО ТИУ) - ПРИМЕНЕНИЕ ШЛАКОВ В КАЧЕСТВЕ ЧАСТИ ВЯЖУЩЕГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ВЫСОКОВЯЗКИМИ НЕФТЯМИ;

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

70. Родкин М.В.* (Институт проблем нефти и газа РАН; Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН; Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН), Пунанова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН), Рукавишников Т.А. (Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН) - ТЕНДЕНЦИЯ ИЗМЕНЕНИЯ МИКРОЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА НАФТИДОВ В ПРОЦЕССЕ ИХ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОРРЕЛЯЦИОННОГО АНАЛИЗА;
71. Романько А.Е. (ГИН РАН), Имамвердиев Н.А. (Бакинский Государственный Университет), Викентьев И.В. (ИГЕМ РАН), Рашиди Б. (Сатрап Ресурсиз (Satrap Resources), Перт, Австралия), Хейдари М. (Парс Кани (Pars Kani), Тегеран, Иран), Дубенский А.С. (ГИН РАН), Ермолаев Б.В. (ГИН РАН), Полещук А.В. (ГИН РАН) – ОБ АЛЬПИЙСКИХ УГЛЕВОДОРОДАХ (УВ) НЕСКОЛЬКИХ СТРУКТУР ИРАНА, МАЛОГО КАВКАЗА И ЮЖНОГО КАСПИЯ, БЛИЖНИЙ ВОСТОК: НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ОБСУЖДЕНИЕ;
72. Ростовщиков В. Б., Уляшева Н. М., Шишов А. М. (ФГБОУ ВО УГТУ) - ОСОБЕННОСТИ ВСКРЫТИЯ И ОПРОБОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ СИЛУРИЙСКО-НИЖНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НГП;
73. Самусев Д.Д.* (Северо-Кавказский федеральный университет), Харченко В.М.. (Северо-Кавказский федеральный университет) - ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И ВЫЯВЛЕНИЯ СЕЙСМИЧНОСТИ ТЕРРИТОРИЙ, НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, СЕВЕРНОГО КАВКАЗА И ПРЕДКАВКАЗЬЯ;
74. Скворцов А.С. * (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми), Калинин С.А. (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми), Калинин С.А. (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми), Возженников К.Ю. (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми) - ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ТЕРМИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ;
75. Соколова Е.Ю. (ВНИГНИ, ИФЗ РАН), Куприянов И.С. (ВНИГНИ), Маршалко Е.Е. (FMI), Яковлев Д.В. (ООО «Северо-Запад») - МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ – КЛЮЧ К ОЦЕНКЕ УГРОЗ АРКТИЧЕСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЕ ПРИ АНОМАЛИЯХ КОСМИЧЕСКОЙ ПОГОДЫ;
76. Сотнич И.С.* (ИНГГ СО РАН), Костырева Е.А. (ИНГГ СО РАН) - ГЕОХИМИЯ АВТОХТОННЫХ БИТУМОИДОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ;
77. Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Краснова Е.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Шитова Я.А., Воронин М.Е., Махнутина М.Л. (МГУ имени М.В.Ломоносова) - Палеогеографические предпосылки нефтегазоносности хадумского горизонта (нижний олигоцен) Предкавказья;
78. Тюрин А.М*., Трифонова М.П., Багманова С.В. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Оренбургский государственный университет) - НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ РИФОВЫЕ ПОСТРОЙКИ ИШИМБАЕВСКОГО ТИПА: ФАКТЫ И ПРОГНОЗ;
79. Фомин М.А.* (ИНГГ СО РАН), Замирайлова А.Г. (ИНГГ СО РАН), Сайтов Р.М. (ИНГГ СО РАН) - ЛИТОЛОГИЧЕСКИЙ СОСТАВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ МАНСИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ;
80. Холмуродов Исроил Завки угли (ГУ «ИГИРНИГМ» г.Ташкент, Узбекистан) - ОСОБЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЕ АНДАКЛИ И ПОЛОЖЕНИЯ ГВК (ГАЗО-ВОДЯНОГО КОНТАКТА);

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

81. Храмова А.В.* (ООО «ТННЦ»), Лошаченко Ю.А. (ООО «ТННЦ»), Литтау О.А. (ООО «ТННЦ»), Мельников А.В. (ООО «ТННЦ»), Рейдик Ю.В. (ПАО «НК «Роснефть») - ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ГЛУБОКОВОДНЫХ КОНУСОВ ВЫНОСА АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ;
82. Чижов Д.Б.* (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми) - СОВРЕМЕННЫЕ ЛАБОРАТОРНЫЕ ПРАКТИКИ В ОБЛАСТИ СПЕЦИАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА;
83. Чистякова Н.Ф. (Тюменский государственный университет) – УСТОЙЧИВОСТЬ ГЕОХИМИЧЕСКОГО ОБЛИКА ПЛАСТОВЫХ ВОД СТАДИИ КАТАГЕНЕЗА (НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНО -СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА);
84. Чудецкий М.Ю. (Институт проблем нефти и газа РАН) - НОВЫЕ ДАННЫЕ ОБ ЭВОЛЮЦИИ И СЛЕДАХ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ МИКРООРГАНИЗМОВ, ОБИТАЮЩИХ В НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖАХ;
85. Шайхутдинова Г.Х. («КогалымНИПИнефть» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг») - КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ СТРОЕНИЯ АНОМАЛЬНЫХ РАЗРЕЗОВ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОГАЛЫМСКОГО РЕГИОНА;
86. Шиловский А.П. (ИПНГ РАН) - НЕИССЛЕДОВАННЫЕ НЕДРА: ПОТЕНЦИАЛ БОЛЬШИХ ГЛУБИН;
87. Шмелев В.А. (ВолгГТУ) - ИНФОРМАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОЛОГОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РАЗРЕЗА ДЛЯ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ШМЕЛЕВ В.А. (ВОЛГГТУ) 17 УПРАВЛЕНИЮ ПАРКОМ БУРОВЫХ УСТАНОВОК.