

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГЕОСИСТЕМ И ТЕХНОЛОГИЙ»
(СГУГиТ)

XII Международные научный конгресс и выставка

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2016

Международная научная конференция

**НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО.
НАПРАВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА,
РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОЭКОЛОГИЯ**

Т. 1

Сборник материалов

Новосибирск
СГУГиТ
2016

Ответственные за выпуск:

Доктор технических наук, академик РАН,
директор Института нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
М. И. Энов

Доктор геолого-минералогических наук, академик РАН, председатель Президиума
Кемеровского научного центра СО РАН, Кемерово; научный руководитель Института
нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
А. Э. Конторович

Академик РАН, главный научный сотрудник, Институт горного дела
им. Н. А. Чинакала СО РАН, Новосибирск
М. В. Курленя

Кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор АО «СНИИГГиМС», Новосибирск
А. С. Ефимов

Начальник департамента по недропользованию по Сибирскому федеральному
округу Федерального агентства по недропользованию «Роснедра», Новосибирск
А. И. Неволько

Профессор, проректор по научной и инновационной
деятельности СГУГиТ, Новосибирск
В. А. Середович

С26 Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. науч. конгр., 18–22 апреля
2016 г., Новосибирск : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное
дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки
месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т.
Т. 1. – Новосибирск : СГУГиТ, 2016. – 276 с.

ISBN 978-5-87693-903-6 (т. 1)

ISBN 978-5-87693-902-9

ISBN 978-5-87693-901-2

В сборнике опубликованы материалы XII Международного научного конгресса
«Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016», представленные на Международной научной
конференции «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска,
разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология».

Печатается по решению редакционно-издательского совета СГУГиТ
Материалы публикуются в авторской редакции

УДК 622

ISBN 978-5-87693-903-6 (т. 1)

ISBN 978-5-87693-902-9

ISBN 978-5-87693-901-2

© СГУГиТ, 2016

Научное издание

XII Международные научный конгресс и выставка

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2016

Международная научная конференция

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО. НАПРАВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОЭКОЛОГИЯ

Т. 1

Сборник материалов

Материалы публикуются в авторской редакции

Компьютерная верстка *Л. Н. Шиловой*

Изд. лиц. ЛР № 020461 от 04.03.1997.

Подписано в печать 31.03.2016. Формат 60 × 84 1/16

Печать цифровая.

Усл. печ. л. 16,04. Тираж 100 экз. Заказ

Редакционно-издательский отдел СГУГиТ
630108, Новосибирск, 108, ул. Плахотного, 10.

Отпечатано в картопечатной лаборатории СГУГиТ
630108, Новосибирск, 108, ул. Плахотного, 8.

ЦИКЛИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ: РЕЗУЛЬТАТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Александр Леович Бейзел

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории стратиграфии мезозоя и кайнозоя, тел. (383)333-23-06, e-mail: beiselal@ipgg.sbras.ru

В верхней юре Западной Сибири нарушается сложившийся в нижней и средней юре алгоритм чередования песчаных и глинистых горизонтов. Выше песчаного верхневасюганского подгоризонта следуют три существенно глинистых толщи подряд: георгиевская, баженовская и мегийонская. Анализ мезоциклитов в разрезах скважин северо-восточной части Западной Сибири (Харампурская и смежные с ней площади) приводит к парадоксальному выводу, что баженовская свита образовалась на месте предполагаемого песчаного горизонта. Она является «несостоявшимся» регрессивным звеном мелеющего вверх мезоциклита. В качестве объяснительной модели предлагается вариант наложенной стагнации, развивавшейся в атмосфере.

Ключевые слова: циклический анализ, баженовская свита, верхняя юра, Западная Сибирь.

SEQUENCE ANALYSIS OF THE BAZHENOV SUITE (UPPER JURASSIC, WESTERN SIBERIA): RESULTS AND PERSPECTIVES

Alexander L. Beisel

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior scientific researcher of the Laboratory of Paleontology and Stratigraphy of Mesozoic and Cenozoic, tel. (383)333-23-06, e-mail: beiselal@ipgg.sbras.ru

In the Upper Jurassic of Western Siberia violated prevailing in the Lower and Middle Jurassic algorithm of alternating sandy and clayey formations. Above sandy Upper Vasyugan Formation (Calloviaian-Oxfordian in age) substantially follow the three clay strata in a row – Georgian, Bazhenov and Megion. Analysis of a cyclicity in sections of wells in the North-Eastern part of Western Siberia (Kharampur and adjacent area) leads to a paradoxical conclusion that the Bazhenov Formation is formed at the alleged sandy interval. It is «frustrated» regressive link of the shallowing-up sequence. As the explanatory models offered the option of imposed stagnation that developed in the atmosphere.

Key words: sequence stratigraphy, Bazhenov Formation, Upper Jurassic, Western Siberia.

Как известно, для юры Сибири в целом характерно чередование глинистых и песчаных толщ, которым присвоен статус стратиграфических горизонтов. Особенно отчетливо эта структура разрезов проявляется в нижней и средней юре севера Западной Сибири. Чаще всего эти горизонты рассматриваются как самостоятельные единицы, однако с точки зрения цикличности они образуют пары, называемые трансгрессивно-регрессивными циклами, секвенциями и т. п., в которых глинистые толщи залегают внизу, а песчаные – вверху. На их основе

в свое время была предложена схема выделения региональных циклитов (РГЦ) [6]. С тех пор новые варианты подобных схем не разрабатывались, хотя становится очевидным несовершенство этой схемы, и прежде всего для верхней юры.

Мало кто из исследователей обращает внимание на то, что в верхней юре и далее нижнем мелу нарушается сложившийся в раннесреднеюрскую эпоху четкий алгоритм чередования глинистых и песчаных горизонтов. После леонтьевско-малышевского РГЦ следует васюганский, который объединяет в себе глинисто-песчаную пару, а далее идут три существенно глинистые толщи подряд – георгиевская, баженовская и (условно) мегийонская. А.А. Нежданов вышел из затруднительной ситуации за счет того, что выделил самостоятельный георгиевский РГЦ, а баженовскую свиту объединил с клиноформной толщей в волжско-неокомский РГЦ. При этом очевидно, что георгиевская свита нигде не проявляет признаков подобия васюганской и вообще не является глинисто-песчаной парой, трансгрессивно-регрессивной единицей или секвенцией. Детальное прослеживание георгиевского горизонта по латерали показывает, что он представляет собой трансгрессивный ряд угасающих рециклитов, которые установлены в верхнесиговской подсвите и в низах яновстанской свиты в северо-восточной части Западной Сибири [7]. Иными словами, это трансгрессивный этап другого цикла, который, по идее, должен объединяться с последующей регрессивной ветвью. Однако вышележащая баженовская свита «занята» – она, как отмечено выше, рассматривается в качестве трансгрессивной части волжско-неокомского РГЦ.

Чтобы прояснить ситуацию, обратимся к конкретным разрезам. В качестве эталона для рассмотрения циклической структуры георгиевско-баженовского этапа и смежных интервалов выбрана скв. 551 Западно-Харампурской площади (рис. 1). Эта площадь находится на восточной окраине Пурпейско-Васюганского района, где сохраняется деление на георгиевскую и баженовскую свиты, и в то же время мощность разреза достаточна для выделения и анализа циклитов.

На рисунке показан разрез в интервале верхней юры – низов нижнего мела, интерпретированный по комплексу ГИС. Внизу фиксируется верхневасюганская подсвита (комплексный пласт Ю₁) и верхняя часть нижней подсвиты (контакт с тюменской свитой в данной скважине не вскрыт). Они образуют васюганский РГЦ, не вызывающий сомнений. Выше по разрезу по-прежнему наблюдается чередование глинистых и песчаных толщ, но их статус требует уточнений. Глинистые пачки, залегающие в основании циклов, весьма наглядно демонстрирует кривая кавернометрии. Тонкоотмученные оскольчатые аргиллиты образуют каверны в стенке скважины. Если рассматривать только кривые КС-ПС вместе с каверномером, то здесь практически однозначно выделяются три рециклита порядка РГЦ – васюганский, баженовский и сортымский. При этом баженовская свита занимает некое среднее положение между георгиевскими глинами и ачимовскими песчаниками. По-видимому, баженовская свита в таком представлении еще никем не изображалась.

По логике циклического строения разрезов, после георгиевского этапа должна была начаться алевроитизация глин, завершаемая опесчаниванием. Это происходит как следствие проградации прибрежных барово-пляжевых песчаных фаций в ходе заполнения седиментационной емкости, образовавшейся на этапе тектонического погружения (трансгрессии). Однако по каким-то причинам обычный ход событий был нарушен.

Здесь следует остановиться на ключевом вопросе: какие породы замещают бажениты в восточном направлении, или (что то же самое), на каких породах «зарождаются» бажениты при движении от прибрежных обстановок вглубь бассейна? Известно, что баженовская свита в своем типичном виде представлена чередованием «обычных» аргиллитов и баженитов. Такое чередование впервые было установлено М.Е. Капланом [4] для волжско-бер-риасских отложений Хатангского прогиба на основании изучения естественных выходов. В.И. Иль-ина [3] на том же материале выделила для этих типов пород совершенно дискретные комплексы спор, пыльцы и морского фитопланктона, имеющие большое значение для

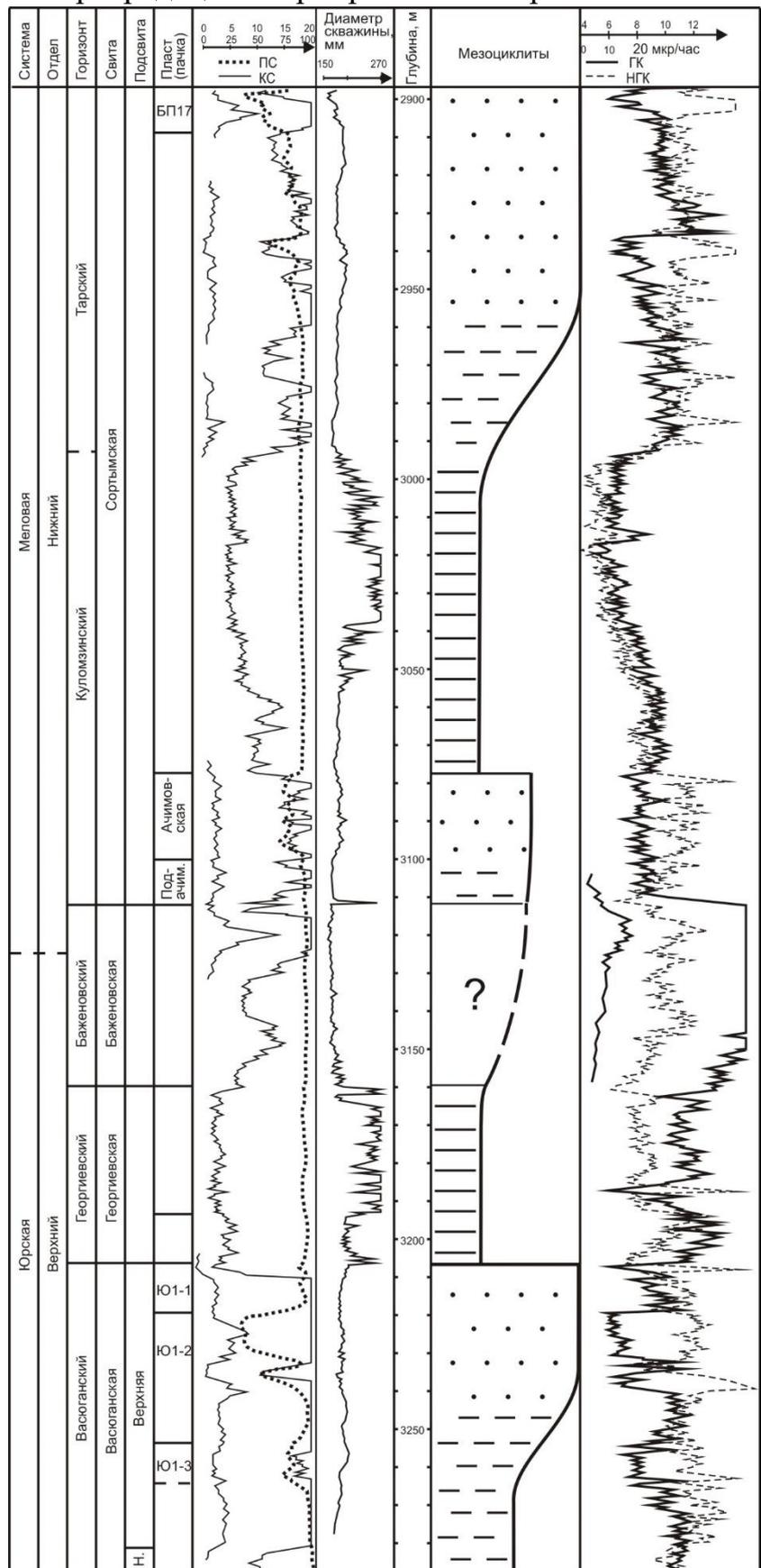


Рис. 1. Строение мезоциклитов в разрезе скв. Западно-Харампурская 551

фациального анализа, а В.А. Захаров установил аналогичные комплексы двустворок [5]. Позднее Ю.Н. Занин с соавторами [1, 2] установили два типа пород в баженовской свите Западной Сибири, которые, по-видимому, повторяют комплексы пород из Хатангской впадины.

С другой стороны, в разрезах северо-востока Западной Сибири, где развиты возрастные аналоги баженовской свиты, также наблюдается чередование двух типов пород: тонкоотмученных оскольчатых аргиллитов и в той или иной мере алевритизированных аргиллитов. Они хорошо отличаются по комплексу ГИС. Путем детального прослеживания на корреляционных профилях установлено, что бажениты «зарождаются» на алевритовых разностях. Тонкоотмученные глины превращаются в прослой «нормальных» аргиллитов в составе баженовской свиты. Надо отметить, что из двух названных типов пород тонкоотмученные разности рассматриваются как более глубоководные относительно алевритовых аргиллитов. Это дополнительный аргумент в пользу того, что в средней части георгиевско-баженовского рециклита, представленного на рис. 1, во время формирования баженовской свиты углубления бассейна не было.

Таким образом, алевритизация глин на баженовском этапе имела место, однако этот процесс был слабо выражен и, по-видимому, не сопровождался проградацией береговой линии. Одновременно должны были быть ослаблены те процессы, которые способствовали проградации – волновая деятельность и различного рода прибрежные течения. Можно предположить, что это была «наложенная стагнация», развивавшаяся в атмосфере. Проградация возобновилась в берриасское время, при формировании подачимовских глин и ачимовских песчаников.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Меленевский В.Н. О двух вещественно-генетических типах черных сланцев баженовской свиты // Докл. АН СССР. - 1999. - 368(1). - С. 91-94.
2. Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Эдер В.Г. Некоторые аспекты формирования баженовской свиты в центральных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна // Литосфера. - 2005. - № 4. - С. 118-135.
3. Ильина В.И. Палинология юры Сибири. - М.: Наука, 1985. - 237 с.
4. Каплан М.Е. Распределение глинистых минералов в волжских и берриасских отложениях арктических областей Центральной Сибири // Докл. АН СССР. - 1973. - Т. 208. - № 1. - С. 204-207.
5. Каплан М.Е., Юдовный Е.Г., Захаров В.А. и др. Условия накопления морских отложений полуострова Пакса, переходных между юрой и мелом (Анабарский залив) // Докл. АН СССР. - 1973. - Т. 209. - № 3. - С. 691-694.
6. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Куренко М.И., Сапожникова С.В., Топычканова Е.Б. Региональная и литостратиграфическая схема мезозоя и кайнозоя Западной Сибири и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек углеводородов // Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. - Новосибирск: Наука, 1990. - С. 80-108.

7. Шемин Г.Г., Бейзель А.Л., Нехаев А.Ю. Высокорастворимая корреляция нефтегазоносных отложений юры северных районов Западной Сибири // Горные ведомости. - 2012. - № 1. - С. 60-83.

© А. Л. Бейзель, 2016

ЛИТОЛОГИЯ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОЙ ОКРАИНЫ ТУНГУССКОЙ СИНЕКЛИЗЫ (НОРИЛЬСКИЙ И ЛЕДЯНСКИЙ РАЙОНЫ)

Ирина Валерьевна Вараксина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: varaksinaiv@ipgg.sbras.ru

Игорь Викторович Тумашов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, младший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: tumashoviv@ipgg.sbras.ru

Проведено литологическое изучение палеозойских отложений, вскрытых скважинами в Ледянском и Норильском районах. Установлено, что наиболее высокие значения пористости и проницаемости наблюдаются в рифогенных породах силура, в которых интенсивно прошли постседиментационные процессы выщелачивания, а также в зернистых карбонатных породах девона и песчаных горизонтах ордовика и карбона, обладающих хорошей первичной пористостью.

Ключевые слова: Тунгусская синеклиза, палеозойские отложения, литология, коллектора.

LITOLOGY AND RESERVOIRS PROPERTIES OF PALEOZOIC DEPOSITS OF THE NORTH TUNGUSKA SYNECLISE (NORILSK AND LEDYANSK AREAS)

Irina V. Varaksina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher Laboratory of Sedimentology, tel. (383)333-23-03, e-mail: varaksinaiv@ipgg.sbras.ru

Igor V. Tumashov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Junior Researcher Laboratory of Sedimentology, tel. (383)333-23-03, e-mail: tumashoviv@ipgg.sbras.ru

The paper reports the results of lithological studies of the Paleozoic deposits exposed in the Norilsk and Ledyansk areas. It was established that the highest porosity and permeability are observed in the carbonate rocks of the Silurian reef where most intensively influenced leaching and in the Devonian granular carbonate rocks as well as in the Ordovician and Carboniferous sandstones with good primary porosity.

Key words: Tunguska syneclyse, Paleozoic deposits, lithology, reservoirs.

В последние годы одним из приоритетов в расширении углеводородной базы России стало исследование и освоение нефтегазовых ресурсов Арктики.

Однако объем геолого-геофизических изысканий, проведенных в северных областях Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, на сегодняшний день небольшой. Поэтому для успешного проведения дальнейших поисково-разведочных работ возникает необходимость детального изучения пробуренных здесь ранее разрезов. Одним из наиболее интересных объектов являются скважины Норильского и Ледянского районов северной окраины Тунгусской синеклизы, в которых были получены прямые и косвенные признаки продуктивности палеозойских пород [1-5].

Скважины Ледянского района расположены на одноименном куполовидном поднятии в пределах Путоранского выступа [6]. Нижний палеозой в полном объеме представлен только в разрезе параметрической скважины Л-358. Колонковые скважины Л-2 и Л-3 вскрыли лишь часть ордовикских отложений, поэтому сопоставление разрезов проводилось начиная с этого уровня. В Норильском районе был изучен разрез девонских и нижнекаменноугольных отложений, вскрытых на Фокинской площади, скважиной Ф-225, к югу от Норильско-Вологочанского прогиба, и на севере от него в пределах Северо-Вологочанской площади, скважиной СВ-17. Литолого-стратиграфическое расчленение рассматриваемых разрезов проводилось сотрудниками ИНГГ СО РАН Вараксиной И.В., Изох Н.Г., Обут О.Т., Тесаковым Ю.И., Тумашовым И.В. и др. Необходимо учитывать, что до настоящего времени среди исследователей нет единого мнения по поводу стратификации ордовика, силура и девона в изученном районе. Поэтому в данной работе мы опирались на стратиграфические схемы, принятые Межведомственным стратиграфическим комитетом в 2014-2015 гг.

Ордовик в скважинах Ледянского района представлен средним отделом, который расчленяется на две свиты. Кунтыкахинская свита в нижней части сложена переслаиванием пестроцветных аргиллитов, алевролитов и полевошпатово-литокластито-кварцевых песчаников, а в верхней части – сильно ангидритизированными известково-доломитистыми аргиллитами. Вышележащая глинисто-карбонатная мойеронская свита также имеет хорошо выраженное двучленное строение. В нижней пачке доминируют тонкослоистые аргиллиты, а в верхней преобладают карбонатные породы.

Силурийские отложения залегают на ордовике со стратиграфическим перерывом. В нижнем силуре выделяются три свиты. Нижняя оранская свита характеризуется относительно однородным глинисто-известковым составом и будинажеподобной (нодулярной) текстурой. Известняки в нодулях содержат примесь фаунистического детрита. Вверх по разрезу наблюдается укрупнение размерности органогенных остатков. Вышележащая хукэлченская свита отличается в целом более глинистым составом, лишь в верхней части начинают преобладать органогенно-обломочные известняки. Среди фаунистических остатков доминируют обломки табулят, присутствуют биокласты криноидей и брахиопод. В центральной части Ледянского поднятия (скв. Л-3) к кровле свиты приурочена кораллово-строматопоратовая рифогенная постройка, которая прослеживается и в вышележащей мунильской свите. Общая мощность

постройки достигает 40 м. В южном (скв. Л-2) и северном (скв. Л-358) разрезах кораллово-строматопоратовые доломиты фиксируются в верхней подсвите, а нижняя сложена переслаиванием органогенных, органогенно-обломочных и глинистых доломитов. В рифогенных породах отмечаются многочисленные поры и каверны выщелачивания, а также стилолиты, выполненные битуминозным веществом и приуроченные к поверхностям напластования скелетных образований.

Верхний силур подразделяется на две свиты. В неракачинской преобладают доломиты: нижняя подсвита представлена пористо-кавернозными кораллово-строматопоратовыми породами, в верхней доминируют глинистые тонкослоистые доломиты. Кираская свита имеет доломито-ангидрито-глинистый состав.

Отложения девона согласно перекрывают породы силура [7]. В Ледянском районе к нижнему девону относится нерасчлененная глинисто-карбонатная толща, которая подразделяется на две пачки: нижнюю, преимущественно доломитовую, и верхнюю, ангидрит-глинисто-доломитовую, и сопоставляется с ямпахтинской, хребтовской, зубовской и курейской свитами Норильского района [8]. Разведочкинская свита нижнего девона в Ледянском районе уничтожена размывом [7, 8]. В Норильском районе наиболее полный разрез девона наблюдается в южной скважине (скв. Ф-225), где начинается с долеритов, выше которых расположены ороговикованные сульфатно-глинисто-карбонатные породы зубовской свиты. Отложения ямпахтинской и хребтовской свит скважиной не вскрыты. Курейская свита отличается более глинистым составом и сложена ороговикованными пестроцветными аргиллитами в разной степени карбонатизированными. В основании разведочкинской свиты фиксируется еще одно мощное (около 70 м) тело долеритов, выше которого залегают ороговикованные, участками ангидритизированные доломито-глинистые породы. Вышележащая мантуровская свита отвечает пограничному интервалу среднего и нижнего девона. Нижняя подсвита в Ледянском районе представлена преимущественно красноцветными карбонатно-ангидрит-глинистыми породами. С севера на юг отмечается увеличение мощности свиты и появление прослоев галита. В Норильском районе нижнемантуровская подсвита имеет алевритисто-глинисто-доломитовый состав с интрузиями долеритов в кровле.

Верхнемантуровская подсвита относится уже к среднему отделу девона, в ее составе повсеместно участвуют пестроцветные карбонатно-ангидрито-глинистые породы. Юктинская свита в Ледянских скважинах сложена известняками глинистыми и ангидритистыми. В Норильском районе она отличается доломитовым составом. Доломиты оолито-комковатые, насыщены остатками водорослей, кораллов, криноидей и раковин. Накахозкая свита известково-доломитового состава завершает средний девон. Во всех разрезах наблюдается переслаивание глинистых и оолито-пизолито-интракластических разновидностей с примесью фаунистического детрита и алевро-песчанного материала.

В каларгонской свите, согласно залегающей на среднем девоне, в Ледянском районе доминируют карбонатные породы, часто глинистые и микритовые, обогащенные раковинным детритом. В Норильском районе известны два типа верхнедевонского разреза – карбонатный и сульфатно-карбонатный [8]. Каларгонская свита здесь расчленяется на три подсвиты, которым даны самостоятельные названия. Разрез карбонатного типа вскрыт свк. Ф-225, где представлен переслаиванием глинистых и комковато-оолитовых известково-доломитовых пород. Сульфатно-карбонатный тип разреза (скв. СВ-17) характеризуется глинисто-карбонатно-ангидритовым составом, слоистым обликом и большей мощностью. Завершает девон фокинская свита, отложения которой в Ледянском районе размыты. В карбонатном разрезе Норильского района ее нижняя подсвита сложена известняками доломитовыми оолито-комковатыми с обильной примесью раковинного детрита, а в верхней наблюдается переслаивание песчано-алевритистых и глинистых доломитов и аржиллитов. В разрезе с сульфатами фокинская свита в несколько раз мощнее. Обе подсвиты состоят из неравномерного переслаивания доломитов, ангидритов и тонкослоистых глинисто-ангидрито-доломитовых пород, но верхняя отличается наличием частых прослоев доломитов с мелкостолбчатыми строматолитами.

Каменноугольные отложения на исследуемой территории залегают на девоне с размывом [7, 8]. На Ледянском своде и юге Норильского района они представлены ханарской свитой среднего-верхнего карбона, которая сложена переслаиванием углистых аржиллитов, углисто-глинистых алевролитов и песчаников, с внедрением многочисленных траптовых интрузий. В центральной части Норильского района девон перекрывается комковато-водорослевыми известняками нерасчлененных ханельбиринской и серебрянской свит нижнего карбона. Выше залегают тундринская свита, сложенная карбонатными брекчиями, глинистыми доломитами, известняками и мергелями.

Пермские отложения присутствуют только на севере Ледянского района, где представлены толщей ритмичного переслаивания песчаников, алевролитов, аржиллитов, туфопесчаников и туффитов.

Анализ литологических особенностей палеозойских пород и распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по разрезу позволил выявить несколько перспективных горизонтов. Наиболее высокие коллекторские свойства фиксируются в мелкозернистых, хорошо сортированных песчаниках прибрежно-мелководного генезиса кунтынахинской свиты среднего ордовика, в которых сохранилась первичная пористость, значения которой варьируют от 7 до 16 %. Рифогенные породы силура (мунильская и неракачинская свиты), в которых интенсивно прошли постседиментационные процессы выщелачивания и стилолитобразования, также обладают хорошими ФЕС (пористость в среднем 5 %, проницаемость до 495×10^{-3} мкм²). В девоне на Ледянском поднятии накапливались карбонатно-ангидрито-глинистые осадки, что

обусловило в целом низкие значения пористости (1-2 %) и проницаемости ($\leq 0.1 \times 10^{-3}$ мкм²).

В Норильском районе потенциальный коллектор можно выделить в верхней части среднего девона (юктинская и накахозкая свиты). Широко развитые в них зернистые карбонатные породы, сформированные в условиях активной гидродинамики в пределах оолитово-пизолитовых отмелей, характеризуются относительно высокими коллекторскими свойствами (пористость в среднем около

5 %, а в отдельных прослоях 10-18 %). Песчаники ханарской свиты карбона прибрежно-континентального генезиса также обладают очень хорошей пористостью (10-17 %). Ухудшающим фактором для выделения коллектора является их маломощность и ассоциация с аргиллитами. Тем не менее интервалы, в которых наблюдается преобладание песчаных прослоев, можно отнести к потенциальным коллекторам. В качестве покрышек для этих коллекторов могут выступать девонские карбонатно-сульфатно-глинистые пачки и пласты галита, тела долеритов в нижнекаменноугольных отложениях, а также пермо-триасовые туфогенные породы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дивина Т.А., Старосельцев В.С., Лопушинская Т.В., Ядренкина А.Г. Ордовик и силур Ледянской площади по данным бурения // Геология и геофизика. - 1992. - № 3. - С. 19-27.

2. Дивина Т.А., Егорова Л.И., Салихов А.А. и др. Новые материалы по стратиграфии докембрия и кембрия северо-востока Тунгусской синеклизы // Геология и геофизика. - 1996. - Т. 37. - № 7. - С. 23-33.

3. Ефимов В.С., Герт А.А., Мельников П.Н. и др. О состоянии и перспективах ресурсной базы углеводородов, геолого-разведочных работ и лицензировании недр Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) // Геология нефти и газа. - 2012. - № 5. - С.58-74.

4. Мельников Н.В., Лопушинская Т.В., Дивина Т.А. и др. Литостратиграфия силура северо-запада Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. - 2014. - № 4 (20). - С. 3-17.

5. Конторович А.Э., Старосельцев В.С., Сурков В.С. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Тунгусский бассейн. - Новосибирск: изд-во СО РАН, 1994. - Вып. 5. - 91 с.

6. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А. и др. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы // Геология и геофизика. - 2009. - Т. 50. - № 8. - С. 851-862.

7. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. Ч. 2. Средний и верхний палеозой. - Новосибирск: изд-во СНИИГГиМС, 1982. - 128 с.

8. Матухин Р.Г., Меннер В.В., Соколов П.Н. и др. Стратиграфическая основа девонской системы Сибирской платформы. - Новосибирск: изд-во СНИИГГиМС, 1995. - 80 с.

© И. В. Вараксина, И. В. Тумашов, 2016

СТРОЕНИЕ ВЕРХНЕЮРСКОГО ФЛЮИДОУПОРА В НОВОПОРТОВСКОМ РАЙОНЕ

Егор Андреевич Гладышев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)333-21-09, e-mail: egorgladyshev2306@yandex.ru

Александр Юрьевич Нехаев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)333-21-09, e-mail: nehaev@mail.ru

В статье на основе интерпретации ГИС рассмотрено строение верхнеюрского флюидоупора в Новопортовском районе. На корреляционных профилях показано изменение разреза флюидоупора с запада на восток и с севера на юг. Подтверждено полное выклинивание баженовской свиты в сводовой части и сокращение мощности абалакской свиты.

Ключевые слова: Новопортовское месторождение, верхнеюрский флюидоупор, Баженовская свита, стратиграфия, верхняя юра.

THE UPPER JURASSIC CONFINING BED STRUCTURE WITHIN THE NOVY PORT AREA

Egor A. Gladushev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Engineer Laboratory of Petroleum geology of arctic regions of Siberia, tel. (383)333-21-09, e-mail: egorgladyshev2306@yandex.ru

Aleksandr Yu. Nekhaev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Research Scientist, Laboratory of Petroleum geology of arctic regions of Siberia, tel. (383)333-21-09, e-mail: nehaev@mail.ru

Relying on well log interpretation results, the paper considers the structure of the Upper Jurassic confining bed within the extent of the Novy Port area. The correlation profiles have shown WE and NS trending alterations in the confining bed section. It has been confirmed that the Bazhenov Formation is totally pinching out and the Abalak Formation thickness tends to reduce in the arching part.

Key words: Novoportovskoye field, Upper Jurassic confining beds, the Bazhenov Formation, stratigraphy, Upper Jurassic.

Верхнеюрский флюидоупор сложен глинистыми отложениями нижнего мела (подачимовские глины), верхней юры и верхней части средней юры (васюганский, георгиевский и баженовский горизонты) и является частью

батского регионального резервуара, широко распространенного на севере Западно-Сибирской НГП [1, 2]. В Новопортовском районе, согласно утвержденной стратиграфической схеме, верхняя юра представлена баженовской и нурминской свитами [3], но большинство исследователей продолжают выделять вместо нурминской абалакскую свиту [4]. Рядом исследователей неоднократно отмечалось, что в пределах полуострова Ямал на рубеже юрского и мелового периодов существовали как перерывы в осадконакоплении, так и размывы существенной части разреза [5]. На примере Новопортовского района на основе интерпретации кривых ГИС (КС, ПС, ГК, НГК) рассмотрим строение верхнеюрского флюидоупора и возможные масштабы размывов.

Нами было построено два корреляционных профиля, пересекающих Новопортовский район с севера на юг (Малоямальская скв. 5 – Новопортовская скв. 125 – Новопортовская скв. 118 – Новопортовская скв. 85 – Новопортовская скв. 210) (рис. 1) и с запада на восток (Новопортовская скв. 103 – Новопортовская скв. 180 – Новопортовская скв. 136 – Новопортовская скв. 307) (рис. 2).

Субмеридианальный профиль (рис. 1). На севере в Малоямальской скв. 5 по комплексу ГИС хорошо выделяется баженовская свита (высокое сопротивление и высокая радиоактивность) и абалакская свита. Толщина верхнеюрского флюидоупора составляет 90 м. По направлению на юг (Новопортовская скв. 125) баженовская свита полностью выклинивается и сокращается мощность абалакской свиты. Толщина верхнеюрских отложений в Новопортовской скв. 125 сокращается до 33 м. Но мощность флюидоупора за счет выше лежащих нижнемеловых (подачимовских) глин, отличающихся на кривых ГК и НГК пониженными значениями, остается значительной – 73 м. Далее на юг, в Новопортовской скв. 118, нижнемеловые песчаники залегают на отложениях абалакской свиты, баженовская свита и нижнемеловые глины отсутствуют, толщина флюидоупора составляет 42 м. В Новопортовской скв. 85 толщина верхнеюрского флюидоупора, представленного только сокращенной абалакской свитой, равна 42 м. В самой южной Новопортовской скв. 210 по ГИС выделяется абалакская свита и, возможно, самые низы баженовской свиты (повышенная радиоактивность). Мощность верхнеюрских отложений увеличивается до 68 м. Мощность флюидоупора за счет нижнемеловых глин составляет почти 100 м.

Субширотный профиль (рис. 2). На западе профиля, в Новопортовской скв. 103, по комплексу ГИС выделяется баженовская (по повышенным значениям ГК) и абалакская свита. Мощность верхнеюрского флюидоупора в этой скважине – 60 м. В восточном направлении толщина флюидоупора уменьшается за счет размыва отложений баженовской свиты и верхней части абалакской свиты. Нижнемеловые песчаники залегают на отложениях абалакской свиты. Толщина верхнеюрского флюидоупора в Новопортовской скв. 180 не превышает 40 м, а в Новопортовской скв. 136 она сокращается до

минимальных 11 м. Далее на восток мощность верхнеюрского флюидоупора, представленного отложениями абалакской свиты, начинает увеличиваться и в Новопортовской скв. 307 достигает 37 м.

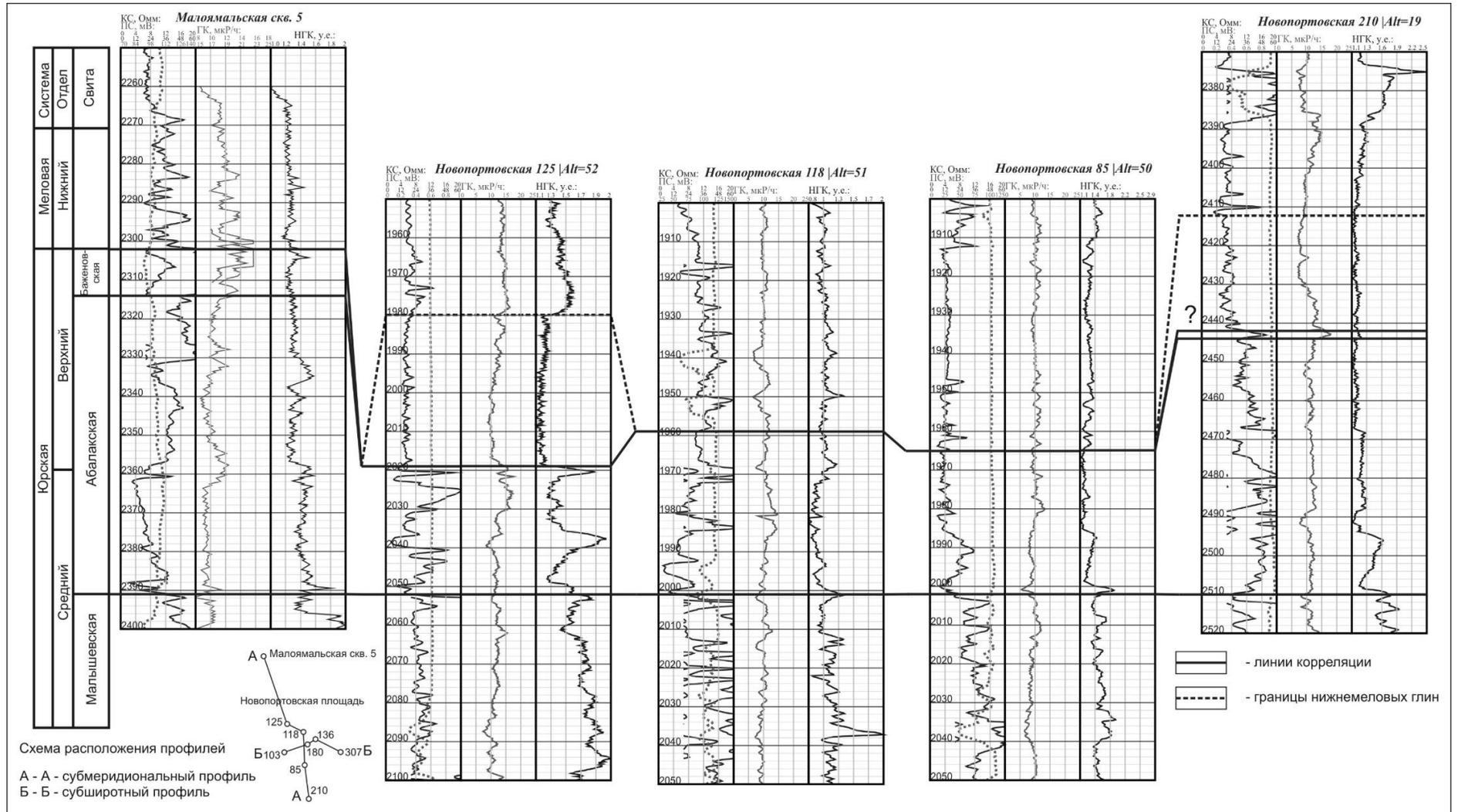


Рис. 1. Субмеридиональный корреляционный профиль

Таким образом, в Новопортовском районе верхнеюрский флюидоупор представлен в сокращенном виде. В большинстве скважин отсутствуют в разрезе нижнемеловые (подачимовские) глины и отложения баженовской свиты, и присутствуют только глины и алевролиты абалакской свиты. Отсутствие на значительной площади отложений баженовской свиты указывает на необходимость учитывать этот факт при оценке перспектив нефтегазоносности как батского резервуара.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шемин Г.Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2014. - 362 с.
2. Шемин Г.Г., Первухина Н.В. Обоснование крупных объектов нефтепоисковых работ средне-верхнеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. – Тюмень: ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 2009. - С. 203-211.
3. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.) / Ред. Ф.Г. Гулари. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. - 114 с.
4. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. - Новосибирск: Изд.-во СО РАН, 2000. - 480 с.
5. Кислухин И.В. Верхнеюрский нефтеносный горизонт в Ямало-Карском районе Западной Сибири // Известие высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2010. - № 5.- С. 25-31.

© Е. А. Гладышев, А. Ю. Нехаев, 2016

ПАЛИНОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ОБОСНОВАНИЕ ВОЗРАСТА ОТЛОЖЕНИЙ, ВСКРЫТЫХ СКВ. ТЕПЛОВСКАЯ 1323 (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Анна Анатольевна Горячева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник, тел. (383)335-64-24, e-mail: GoryachevaAA@ipgg.sbras.ru

Представлены результаты палинологических исследований скв. Тепловская 1323, расположенной во Фроловском структурно-фациальном районе Обь-Тазовской фациальной области и вскрывшей тюменскую свиту. На основе анализа распространения спор и пыльцы выделен единый палинокомплекс и установлен один биостратон в ранге слоев с палиноморфами. Сравнительный анализ и сопоставление с эталонной палиностратиграфической шкалой нижней и средней юры Сибири позволили обосновать батский возраст изученных отложений.

Ключевые слова: палинология, споры, пыльца, стратиграфия, юра, Западная Сибирь.

PALYNOLOGICAL DATE AND AGE STUDY OF DEPOSITS IN THE SECTION OF BOREHOLE TEPLOVSKAYA 1323 (WESTERN SIBERIA)

Anna A. Goryacheva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect, 3, Ph. D., Researcher, tel. (383)335-64-24, e-mail: GoryachevaAA@ipgg.sbras.ru

This work presents the results of palynological investigation of the Teplovskaya 1323 borehole section situated in the Frolov region of the Ob-Taz facies area, where drilling has penetrated through the Tyumen formations. One palynoassemblages and one biostratigraphic units ranked as beds with palynomorphs are distinguished in the section based on the analyzed distribution of spores, pollen of terrestrial plants. Comparative analysis and correlation with the Siberian palynostratigraphic standard scale of the Lower-Middle Jurassic, where succession of palynoassemblages is coordinated with ammonite zones, substantiate the Bathonian age of the deposits studied.

Key words: palynology, spores, pollen, stratigraphy, Jurassic, West Siberia.

Палинологический анализ используется для расчленения, корреляции и датировки юрских отложений Сибири с 1930-х гг. и в первую очередь связан с нефтегазопроисковыми работами. Актуальность палинологических исследований заключается в том, что этот метод часто является единственным биостратиграфическим инструментом на закрытых территориях Сибири для расчленения и обоснования возраста разнофациальных осадочных толщ, что является необходимым условием для построения геологических моделей месторождений углеводородов высокой степени достоверности.

Основной задачей проведенного исследования являлось детальное послойное изучение таксономического состава палиноморф в разрезе скв. Тепловская 1323 с целью установления палинокомплексов на основе анализа

общих закономерностей изменения видового состава и количественных соотношений разных групп микрофитофоссилий, расчленение и обоснование геологического возраста вмещающих отложений.

Палинологическим методом было исследовано девять образцов из интервалов глубин 2950,0-2965,0 м и 2936,0-2950,0 м скважины Тепловская 1323, пробуренной в Широком Приобье и расположенной во Фроловском структурно-фациальном районе Обь-Тазовской фациальной области переходного седиментогенеза [5]. Ею была вскрыта тюменская свита. Описание скважины было выполнено и предоставлено Л.Г. Вакуленко. При сопоставлении данных ГИС и керна последний был смещен относительно каротажа на 2 м вниз.

Комплексный палинологический анализ включал изучение в препаратах как спор и пыльцы наземных растений, так и водных одноклеточных микрофоссилий. Для количественной обработки состава палиноспектров и их интерпретации подсчитывалось не менее 200-300 зерен. При подсчете за 100 % принималась сумма всех микрофитофоссилий, встреченных в препарате. Часть изученных палиноспектров имела бедный состав спор и пыльцы плохой сохранности (инт. 2950,0-2965,0 м - обр. Т1323-2 – 1,05 м от к.к., инт. 2936,0-2950,0 м - обр. Т1323-14 – 2,05 м от к.к. и обр. Т1323-37 – 0,05 м от н.к.).

В некоторых образцах (Т1323-7 – 6,85 м от к.к., обр. Т1323-11 – 11,37 м от к.к., Т1323-16 – 4,45 м от к.к., Т1323-36 – 11,85 м от к.к.), помимо спор и пыльцы наземных растений, обнаружены редкие прازیнофиты *Leiosphaeridia* sp. (отдел Chlorophyta, класс Prasinophyceae) и формы неясной систематической принадлежности *Aletes striatus* Sachanova et Pjina.

В инт. 2950,0-2965,0 м (обр. Т1323-3 – 3,3 м от к.к., обр. Т1323-7 – 6,85 м от к.к., обр. Т1323-11 – 11,37 м от к.к.) и инт. 2936,0-2950,0 м (Т1323-16 – 4,45 м от к.к., Т1323-32 – 10,48 м от к.к., Т1323-36 – 11,85 м от к.к.) все изученные палиноспектры имели сходный состав, что позволило объединить их в единый палинокомплекс (ПК). В составе палиноспектров, как правило, доминировали споры – до 80 %, количество пыльцы голосемянных растений составляло от 17,6 до 59,9 %, а доля микрофитопланктона не превышала 1,9 %.

Основу палинокомплекса составляли споры *Syathidites* spp. (10-28,6 %) и *Leiotriletes* spp. (4,2-33,1 %). Присутствовали споры *Syathidites australis* Couper (1,2-2,4 %), *S. minor* Couper (0,5-11,5 %), *Lycopodiumsporites* spp. (0,3-1,5 %), *Gleicheniidites* spp. (0,6-1,9 %), *Tripartina variabilis* Maljavkina (0,4-2,9 %), *Duplexisporites anagrammensis* (Kara-Murza) Schugaevskaja (0,6-1,2 %), *Lophotriletes* sp. (0,6-1,5 %), *Hemitelia parva* (Döring) Timoschina (0,2-1,5 %), *Microlepidites crassirimosus* Timoschina (0,9-3,2 %), *Obtusisporis junctus* (Kara-Murza) Pockock (0,6-2,9 %), *Matonisporites* sp. (1,0-3,2 %), *Leiotriletes pallescens* Bolchovitina (0,7 %), *Sestrosporites pseudoalveolatus* (Couper) Dettmann (единично). Среди пыльцы голосемянных преобладала моносулькатная пыльца *Ginkgocycadophytus* spp. (3,6-16,3 %) и двухмешковая пыльца хвойных *Piceapollenites* spp. (0,3-86,0 %), регулярно встречались *Classopollis* spp. (0,3-21,3 %), *Eucommiidites troedsonii* Erdtman (0,3-3,2 %), *Podocarpidites* spp.

(1,2-4,2 %), а также *Araucariacites pexus* Sachanova ex Kosenkova (0,6 %), *Quadraeculina limbata* Maljavkina (0,4-1,3 %), *Sciadopityspollenites macroverrucosus* (Thiergart) Пјина (0,3-1,8 %), *S. multiverrucosus* (Sachanova et Пјина) Пјина (0,3-1,4 %). Формы, определенные как *Coniferales gen. indet.* (5,8-23,1 %), представляют собой пыльцу хвойных очень плохой сохранности. Группа микрофитопланктона представлена прازیнофитами редкими *Leiosphaeridia* spp. (0,4-1,5 %) и формами неясной систематической принадлежности *Aletes striatus* Sachanova et Пјина (0,7-1,5 %).

Для выявленного палинокомплекса характерно: 1) субдоминирование пыльцы *Classopollis* spp.; 2) присутствие спор *Densoisporites velatus* Weyland et Krieger (до 0,9 %), *Hemitelia parva*, *Leiotriletes pallescens* (до 0,7 %), *Dicksonia magnifica* Timoschina (0,4-0,9 %), *Sestrosporites pseudoalveolatus*; 3) наличие пыльцевых зерен *Pinus divulgata* Bolchovitina (до 0,8 %) и *Araucariacites pexus*.

Указанные признаки типичны для палинокомплексов, выделенных в батских отложениях ряда регионов Западной Сибири [2-4, 6]. В целом изученный палинокомплекс отвечает характеристике палинозоны 10 – *Syathidites* spp., *Sciadopityspollenites macroverrucosus*, *Lophotriletes torosus*, *Gleicheniidites* spp., *Classopollis* spp. палиностратиграфической шкалы нижней и средней (без келловей) юры Сибири [5]. Основываясь на этом, изученные отложения, вскрытые скважиной Тепловская 1323 в интервале 2936,0-2965,0 м, датируются батом, несмотря на небольшие отличия выделенного комплекса от зонального: 1) *Syathidites australis* является сопутствующим элементом, а не субдоминантом; 2) Более высокое содержание пыльцы *Classopollis*.

Палинологические данные, полученные в результате исследования кернового материала скв. Тепловская 1323, а также уже существующие на сегодняшний день [2-4, 6], свидетельствуют о том, что в батское время среднеюрская флора достигла расцвета и таксономического разнообразия всех групп растений – от мхов и плауновидных до хвойных. В это время на территории Западной Сибири были широко распространены хвойные леса с богатым папоротниковым подлеском. Заметную роль играли гинкговые. В.А. Вахрамеев [1] характеризовал климат батского века как влажный и очень теплый, близкий к палеосубтропическому.

Автор выражает благодарность Вакуленко Л.Г. за предоставленные геологические материалы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Вахрамеев В. А. Юрские и меловые флоры и климаты Земли. - М.: Наука, 1988. - 209 с.
2. Горячева А.А. Палинологическая характеристика пограничных отложений тюменской и васюганской свит в разрезе скважины Лульяхская 5 (Широтное Приобье) // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Материалы первого Всероссийского совещания (Москва, 21–22 ноября 2005 г.). - М.: ГИН РАН, 2005. - С. 49-51.
3. Горячева А.А. Палиностратиграфия среднеюрских отложений в разрезах бассейна р. Золотой Китат (юго–восток Западной Сибири) // Новости палеонтологии и стратиграфии. Приложение к журналу «Геология и геофизика». - 2006. - Т. 47. - Вып. 8. - С. 125-137.

4. Ильина В.И., Кабанова В.М., Костеша О.Н., Касаткина Г.В., Сушакова А.В., Трубицына А.Н., Фрадкина А.Ф. К палинологическому обоснованию региональной стратиграфической схемы нижней и средней юры (без келловоя) Западной Сибири // Проблемы стратиграфии мезозоя Западно–Сибирской плиты (материалы к Межведомственному стратиграфическому совещанию по мезозою Западно–Сибирской плиты). - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. - С. 49-67.

5. Решение 6–го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.). - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. - 114 с.

6. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П., Ильина В.И., Меледина С.В., Гайдебурова Е.А., Дзюба О.С., Казаков А.М., Могучева Н.К. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. - Новосибирск: Изд–во СО РАН, филиал “ГЕО”, 2000. - 480 с.

© А. А. Горячева, 2016

КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА ПЕСЧАНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕНДА ЮЖНО-ТУНГУССКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Игорь Алексеевич Губин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-13-62, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Алевтина Олеговна Гордеева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: GordeevaAO@ipgg.sbras.ru

Лариса Николаевна Константинова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru

Елена Николаевна Кузнецова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru

В Южно-Тунгусской нефтегазоносной области отложения терригенного комплекса венда и рифея не затронуты процессами траппового магматизма и поэтому могут рассматриваться как первоочередные объекты для дальнейшего поиска залежей углеводородов. Эти комплексы на изучаемой территории не вскрыты скважинами и не охарактеризованы керном, однако их наличие доказывается сейсмическими работами. Полученные данные и проведенные ранее палеогеографические реконструкции свидетельствуют о сходных условиях накопления терригенного материала в Южно-Тунгусской и Байкитской НГО и позволяют выделить критерии прогноза песчаных коллекторов на изучаемой территории.

Ключевые слова: сейсмостратиграфия, терригенный комплекс венда, Южно-Тунгусская НГО, песчаный резервуар.

CRITERIA FOR PREDICTION OF VENDIAN SAND RESERVOIRS WITHIN THE SOUTH-TUNGUSKA OIL-GAS REGION

Igor' A. Gubin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)330-13-62, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Alevtina O. Gordeeva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Research Associate, tel. (383)306-63-70, e-mail: GordeevaAO@ipgg.sbras.ru

Larisa N. Konstantinova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)306-63-70, e-mail: KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru

Elena N. Kuznetsova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Research Associate, tel. (383)306-63-70, e-mail: KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru

Vendian terrigenous complex is characterized by scarce trap injections within South-Tunguska OGR so it can be considered as priorities for further prospection of hydrocarbon accumulations. Vendian sediments are not entered by boreholes and are not characterized by drill samples but its wide areal distribution is proved by seismic data. The obtained data and earlier paleogeographic reconstructions indicate similar conditions of accumulation terrigenous sediments within the South-Tunguska OGR and the Baikit OGR. These facts allow revealing criteria for prediction of sand reservoirs within the study area.

Key words: seismic stratigraphy, Vendian terrigenous complex, South-Tunguska OGR, sandy reservoir.

В Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции основные ресурсы газа и значительные ресурсы нефти связаны терригенными отложениями венда. Большинство таких месторождений открыто в Непско-Ботуобинской НГО – Верхнечонское, Дулисьминское, Чаяндинское, Ярактинское и многие другие; уникальные по запасам газовые месторождения в Ангаро-Ленской НГО – Ковыктинское, Ангаро-Ленское; на территории Катангской НГО – Собинское и Пайгинское месторождения. В настоящее время на многих месторождениях ведется добыча нефти и газа. С песчаными вендскими коллекторами и связывают основные перспективы нефтегазоносности в Южно-Тунгусской НГО [1]. По имеющимся результатам интерпретации региональной и площадной сейсмики на изучаемой территории выделяется рифейский комплекс, являющийся основным нефтематеринским, и терригенный венд, содержащий песчаные пласты коллекторы [2]. Установлено также единое поле выходов кристаллического фундамента на предвендскую поверхность на Бахтино-Кондроминском выступе, откуда в основном и происходил снос терригенного материала в раннем венде, и на территории Байкитской антеклизы в центральных частях Камовского свода, где уже доказана продуктивность терригенного венда на Оморинском, Камовском и других месторождениях [3, 4]. Основные критерии перспектив нефтегазоносности на территории Байкитской НГО сформулированы в работах А.Э. Конторовича, Н.В. Мельникова, А.А. Конторовича, Л.Л. Кузнецова, М.А. Масленникова и других. В Южно-Тунгусской НГО в пределах Таначи-Моктаконского НГР открыто четыре месторождения УВ в нижнем кембрии: Моктаконское, Таначинское нефтегазовые, Нижне-Тунгусское, Усть-Дельтулинское газовые. Эти месторождения осложнены процессами траппового

магматизма, который привел к изменению структурного плана залежей, соответственно, и сохранности самих залежей, а также химического состава нефти и газа [5]. В отличие от верхних продуктивных горизонтов кембрия, нижние потенциально продуктивные горизонты терригенного венда и рифея не затронуты процессами траппового магматизма и поэтому могут рассматриваться как первоочередные объекты для дальнейшего поиска залежей углеводородов. Сложность прогноза залежей УВ определяется в первую очередь тем, что эти горизонты на изучаемой территории не вскрыты скважинами и не охарактеризованы керном. Поэтому для прогноза потенциальных резервуаров была разработана соответствующая методика по аналогии со схожей по геологическому строению и хорошо изученной глубоким бурением Юрубчено-Тохомской зоной нефтегазонакопления, Оморинского НГР. Полученные данные и проведенные ранее палеогеографические реконструкции свидетельствуют о сходных условиях накопления терригенного материала в Южно-Тунгусской и Байкитской НГО. В процессе работы авторами проанализирован весь имеющийся материал ГИС по скважинам Южно-Тунгусской НГО и севера Байкитской НГО. Проведена интерпретация сейсмических профилей, и выполнены структурные построения [1].

По аналогии соотношения толщин ванаварской и оскобинской свит в Юрубчено-Тайгинской литолого-фациальной зоне, а также с учетом трансгрессивной проградации мелководного морского бассейна в раннем венде на сушу, можно дать прогноз распределения толщин непского и тирского региональных горизонтов на изучаемой территории.

По результатам геолого-геофизических исследований, в частности интерпретации сейсмических данных, установлено наличие терригенного венда по отражению горизонта M_1 , соответствующее кровле тирского регионального горизонта (рис. 1).

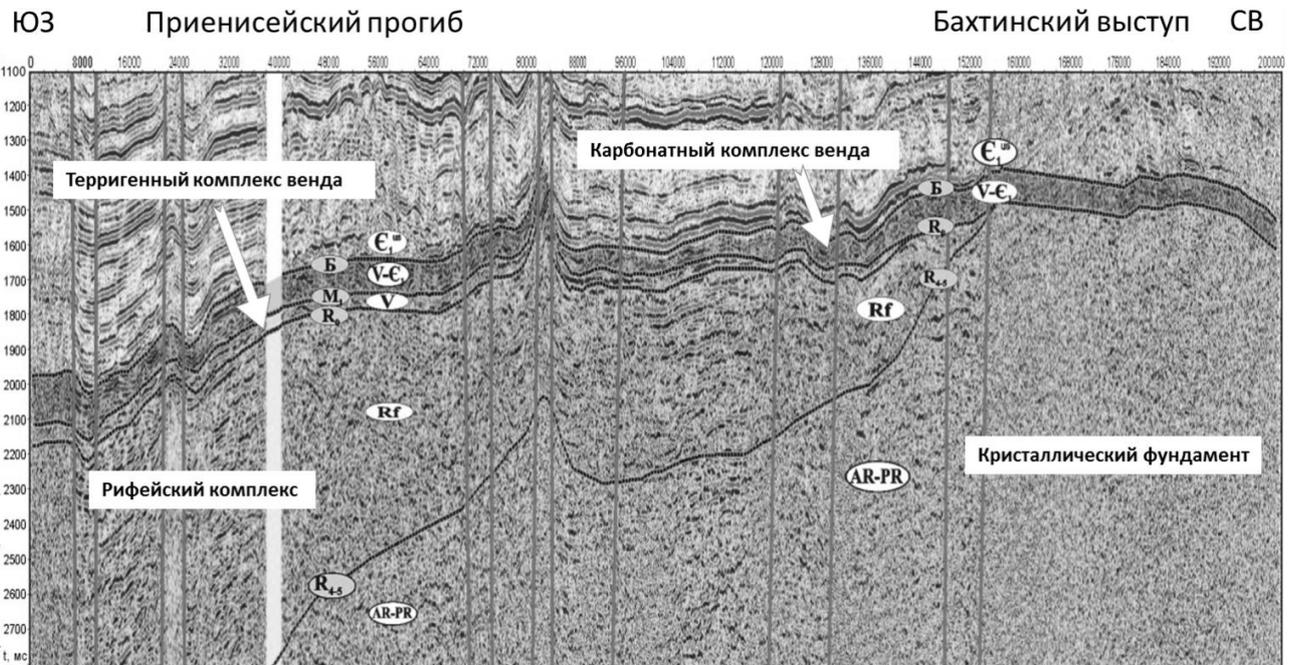


Рис. 1. Отображение выклинивания терригенного комплекса венда в составе оскобинской и ванаварской свит на временном сейсмическом разрезе

По аналогии геологического строения ЮТЗ на большей части изучаемой территории, где толщины терригенного венда не превышают 50 м (рис. 2), рифей и фундамент заведомо перекрывает оскобинская свита, в которой могут формироваться как самостоятельные залежи УВ в песчаных и карбонатных пластах, так и образовывать единое месторождение с рифейской залежью по аналогии с Юрубчено-Тохомским месторождением.

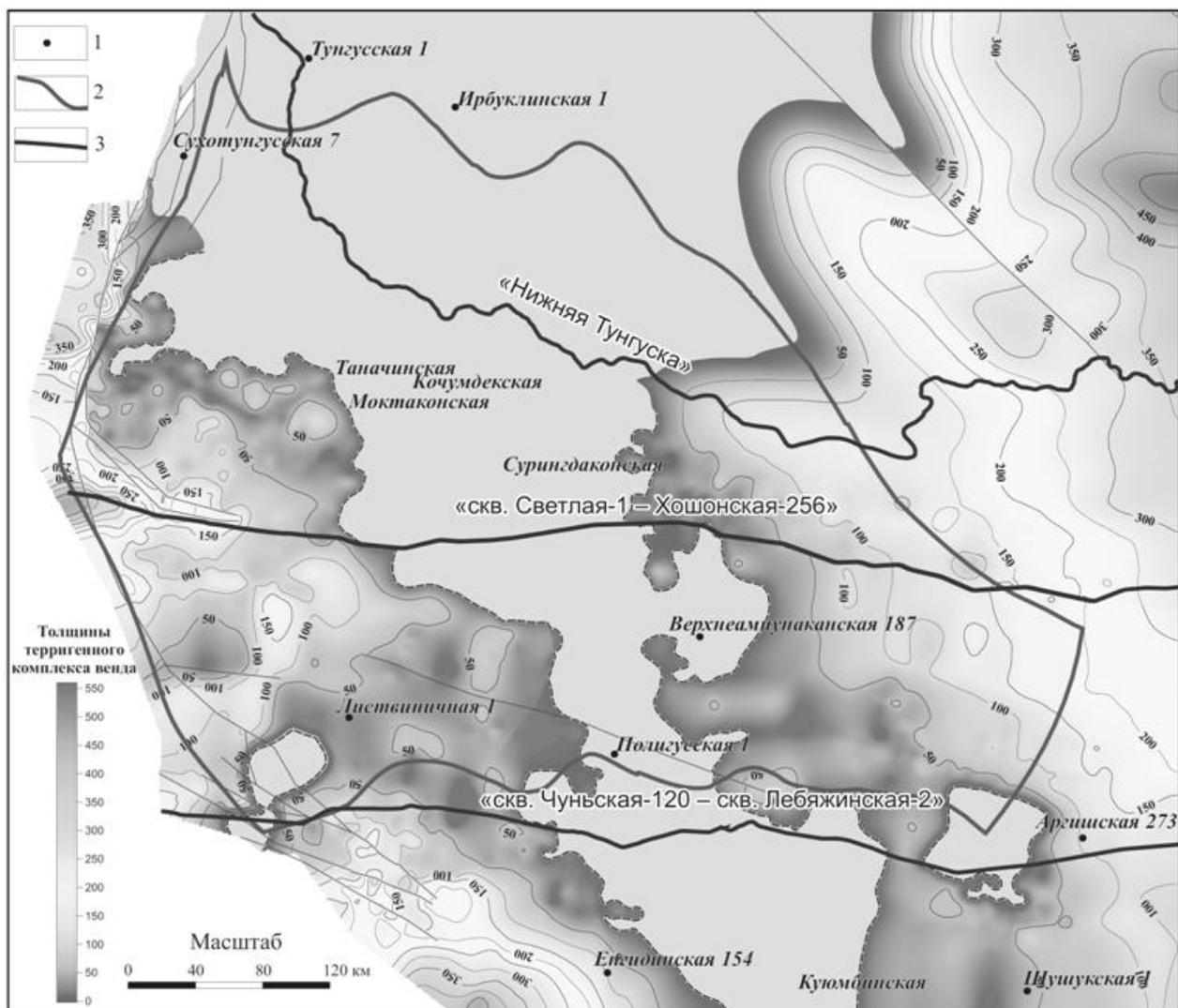


Рис. 2. Карта толщин терригенного комплекса венда Южно-Тунгусской и северной части Байкитской НГО

Таким образом, можно выделить основные критерии, влияющие на формирование терригенных резервуаров:

- наличие вблизи источника сноса терригенного материала, т. е. выходов кристаллического фундамента на предвендскую поверхность;
- достаточно пологий, не превышающий 3 м/км, уклон рельефа ванаварского и оскобинского бассейнов седиментации;
- широкая, более 100 км, прибрежная зона являлась областью аккумуляции песчаников с хорошей окатанностью и сортировкой;
- наличие регионально экранирующей толщи – глинисто-карбонатной катангской свиты, а также локальных глинисто-сульфатно-карбонатных экранов оскобинской свиты;
- наличие очагов нефтегазогенерации в рифейских грабен-рифтах, расположенных в Приенисейском, Ангаро-Котуйском региональных прогибах;

– наличие путей миграции УВ: боковой, вертикальной по разломам, латеральной и затем их аккумуляции.

Перспективы нефтегазоносности терригенного венда в Южно-Тунгусской НГО связаны с региональными нефтегазоносными горизонтами В₁ (пласт Б-VII в катангской свите), В₃ (пласты Б-VIII, Б-VIII¹ в оскобинской свите), В₁₀ и В₁₃ (пласты Вн-II и Вн-IV в ванаварской свите). В результате проведенного комплексного сравнительного анализа геологических и геофизических данных выделены зоны распространения песчаных коллекторов нижнего венда в соответствии с палеоструктурным планом на момент их формирования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Конторович В.А., Константинова Л.Н., Губин И.А., Гордеева А.О., Кузнецова Е.Н. Прогноз терригенных коллекторов венда в западной части Южно-Тунгусской НГО по сейсмическим данным // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. - 2014. - № 2. - С. 36-43.
2. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 6. Байкитский регион / Конторович А.Э., Мельников Н.В., Сурков В.С. и др. - Новосибирск, 1994. - 52 с.
3. Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А. и др. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика. - 1996а. - Т. 37. - № 8. - С. 166-195.
4. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). - Новосибирск: СО РАН, 2009. - 148 с.
5. Филиппов Ю.А. Геологическое строение рифейских прогибов западной части Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. - 2011. - № 4 (8). - С. 30-47.

© И. А. Губин, А. О. Гордеева, Л. Н. Константинова, Е. Н. Кузнецова, 2016

**ПРОГНОЗ ЗОН ГЕНЕРАЦИИ ЖИДКИХ И ГАЗООБРАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ
В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ
(НА ПРИМЕРЕ СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ СРЕДНЕВИЛЮЙСКАЯ-27)**

Александр Николаевич Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, зав. лабораторией геохимии нефти и газа, тел. (383)330-93-26, e-mail: FominAN@ipgg.sbras.ru

Кирилл Васильевич Долженко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (913)012-70-96, e-mail: DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru

Василий Николаевич Меленевский

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)335-64-25, e-mail: MelenevskyVN@ipgg.sbras.ru

Исследовано рассеянное органическое вещество верхнепалеозойских отложений в сверхглубокой скважине Средневилюйская-27: содержание органического углерода в породах; отражательная способность витринита; пиролитические характеристики органического вещества (H_I , T_{max}). По этим материалам уточнены градации катагенеза и глубинные границы зон генерации углеводородов.

Ключевые слова: содержание органического углерода, катагенез, пиролитические характеристики, Вилюйская синеклиза, перспективы нефтегазоносности.

**PREDICTION OF LIQUID AND GASEOUS HYDROCARBONS GENERATION
AREAS IN THE CENTRAL PART OF VILUY SYNECLISE
(THROUGH THE EXAMPLE OF SREDNEVILYUISKAYA-27 SUPERDEEP WELL)**

Alexander N. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Doctor of Science, Head of the Laboratory of oil and gas geochemistry, tel. (383)330-93-26, e-mail: FominAN@ipgg.sbras.ru

Kirill V. Dolzhenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Junior Research Scientist, tel. (913)012-70-96, e-mail: DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru

Vasiliy N. Melenevsky

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (383)335-64-25, e-mail: MelenevskyVN@ipgg.sbras.ru

Dispersed organic matter of Upper Paleozoic sediments from Srednevilyuiskaya-27 superdeep well is investigated: organic carbon content in the rocks; vitrinite reflectance; pyrolytic

characteristics of organic matter (HI, Tmax). Katagenesis gradation and deep zones of hydrocarbon generation borders were elaborated with this data.

Key words: organic carbon content, katagenesis, pyrolytic characteristics, Viluy synecline, petroleum potential.

В связи со сравнительно хорошей изученностью верхней части осадочного чехла Вилу́йской синеклизы весьма актуальны поиски залежей углеводородов (УВ) в его глубоких горизонтах. Для изучения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных толщ этого района в 1984-1986 гг. была пробурена самая глубокая на тот момент в Сибири скв. Средневилу́йская-27, вскрывшая мощный разрез перми и остановленная в каменноугольных отложениях на глубине 6519 м [3]. В конце 1980-х годов были опубликованы первые результаты исследования рассеянного органического вещества (ОВ) верхнепалеозойских отложений Вилу́йской синеклизы на больших глубинах [1, 2, 4, 6]: содержание органического углерода в породах; отражательная способность витринита и границы катагенетических зон; коэффициент битуминозности; характер генерации и деструкции углеводородов с ростом катагенеза; генетическая природа ОВ.

В настоящей работе на более обширном материале (70 образцов кернa из скв. Средневилу́йская-27) показано распределение органического углерода ($C_{\text{орг}}$) в различных литологических типах пород и изменение пиролитических характеристик ОВ (S_1 , S_2 , HI, T_{max}) вниз по разрезу для каждой из свит в интервале глубин 3370-6458 м, уточнены границы градаций катагенеза по отражательной способности витринита (R_{vt}^0).

Для рассмотрения геохимических критериев органического вещества исследуемого разреза необходимо прежде всего знать содержание органического углерода в породах. Распределение этого параметра в верхнепалеозойских толщах достаточно неравномерно по разрезу, но в целом выдержано по литологическим типам пород. В отложениях верхнего карбона – нижней перми установлены следующие средние содержания $C_{\text{орг}}$: аргиллиты (2,0 %), алевроаргиллиты (1,37 %) и песчаники (0,15 %). Близкие значения получены и для верхней перми: аргиллиты (2,27 %), алевролиты (2,0 %), алевроаргиллиты (1,9 %) и песчаники (0,2 %).

Рассмотрим теперь содержания органического углерода для каждой толщи (свиты) в скв. Средневилу́йская-27. В кюндейской толще отмечаются довольно высокие значения $C_{\text{орг}}$ (среднее – 2,68 %, минимальное – 0,84 %, максимальное – 3,9 %), поскольку почти все образцы приурочены к ее глинистой части. Харыйасская толща – среднее значение $C_{\text{орг}}$ равно 1,6 % (вариации 0,45-3,44 %). Наибольшие содержания отмечаются в ее середине, где, судя по литологической колонке, преобладают глинистые разности, а низкие значения $C_{\text{орг}}$ приурочены к песчаникам. В хому́стахской толще среднее содержание $C_{\text{орг}}$ равно 1,56 % (вариации 1,15-1,88 %). Следует отметить, что из толщи мощностью порядка 400 м исследованы всего 4 образца, поэтому достоверно

судить о содержании $C_{орг}$ в породах свиты сложно, поскольку в наиболее глинистой ее части пробы не удалось отобрать. Судя по материалам ГИС, мощности глинистых пластов довольно значительные (в них обычно значения $C_{орг}$ высокие). В кубалангдинской толще среднее содержание $C_{орг}$ составляет 3,05 %, но оно может быть только вероятностной, поскольку подсчитано по 3-м образцам из верхних горизонтов (значения 6,51, 1,44 и 1,22 %). В харбалахской толще концентрации $C_{орг}$ варьируют в пределах 0,16-2,22 % (среднее 1,65 %). Минимальное содержание установлено в песчанике. Отмечается выдержанность параметра (в средней части толщи $C_{орг}$ порядка 2,0 %, в нижней – 1,5 %), связанная с изменением литологического состава. Чочосская свита – среднее значение $C_{орг}$ 1,6 % (0,6-3,0 %). Наблюдается снижение содержания ОВ от ее верхней части (1,5-3,0 %) к подошве (~1,0 %), обусловленное, судя по литологической колонке, последовательной сменой состава пород. В юнкюрской толще из-за преобладания песчаников концентрации $C_{орг}$ довольно низкие (среднее 0,5 %, вариации 0,1-1,4 %). Юрэнская толща – среднее значение $C_{орг}$ 1,4 % (0,1-2,5 %), но эти данные получены всего по 4 образцам.

При оценке перспектив нефтегазоносности седиментационных бассейнов и выяснении условий образования и сохранения залежей углеводородов важное значение имеет оценка уровня катагенеза ОВ во вмещающих толщах. Для этого по отражательной способности витринита уточнены на более обширном материале выделенные ранее [1, 2, 4, 6] границы возможной нефтегазоносности верхнепалеозойских отложений Вилуойской синеклизы (на примере сверхглубокой скв. Средневилуойская-27) – рисунок. В кюндейской толще отражательная способность витринита (R_{vt}^0) составляет 1,03-1,05 % (середины градации $МК_2$). Это переходная стадия генерации, на которой прекращается формирование жидких углеводородов и начинается генерация жирного газа. В харыйасской толще R_{vt}^0 изменяется от 1,05 до 1,32 % (середины градации $МК_2$ – середины $МК_3^1$). Оценка степени преобразованности ОВ хомустахской толщи носит вероятностный характер, так как имеется только два замера отражательной способности витринита в кровле толщи (1,42 и 1,37 %, градации $МК_3^1$). Но учитывая тот факт, что в кровле нижележащей толщи R_{vt}^0 равна 1,51 %, уровень зрелости органического вещества хомустахской толщи также не превышает $МК_3^1$. Оценка преобразованности кубалангдинской толщи проводится аналогично вышележащей, так как здесь имеются только два одинаковых по значению замера R_{vt}^0 в кровле толщи (1,51 %, конец градации $МК_3^1$). Учитывая, что в кровле нижележащей толщи R_{vt}^0 равен 2,21 %, то ОВ кубалангдинской толщи соответствует грациям $МК_3^2$ – $АК_1$. В харбалахской толще отражательная способность витринита изменяется от 2,21 до 3,36 % (середины $АК_1$ – конец $АК_2$). Начиная с чочосской свиты и до нижних горизонтов юрэнской отражательная способность витринита составляет 3,78-4,8 %, что соответствует грации $АК_3$. Эти толщи объединены в одну группу, так как в отложениях с $R_{vt}^0 > 3,5$ % отсутствуют скопления углеводородов.

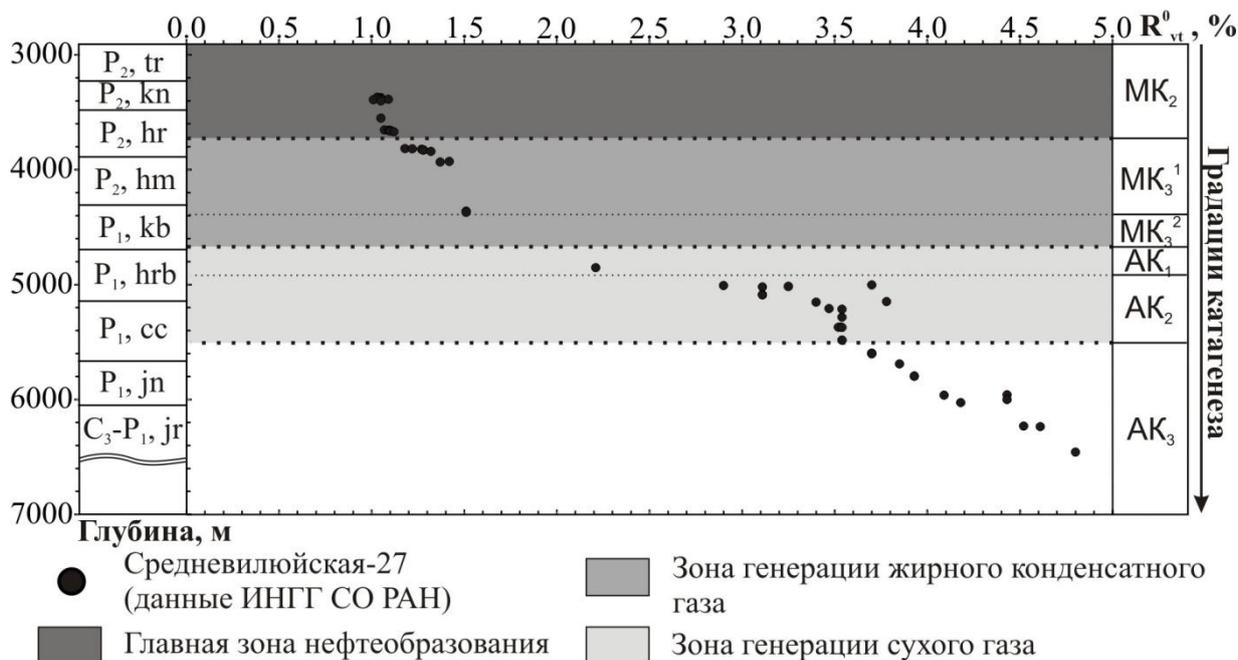


Рис. Изменение отражательной способности витринита (R_{vt}^0) с глубиной в верхнепалеозойских отложениях скв. Средневилюйская-27

В работе использованы также пиролитические данные: водородный индекс (НИ) для оценки нефтегенерационного потенциала органического вещества и температура максимальной скорости выделения углеводородов (T_{max}) для диагностики уровня его зрелости. В кюндейской, харыйасской, хомустахской, кубалангдинской, харбалахской толщах остаточный генерационный потенциал (НИ) изменяется в пределах 50-200 мгУВ/гС_{орг} и характеризует исходное ОВ как террагенное. Из сравнения показателя НИ со стадиями катагенеза по R_{vt}^0 видно, что относительно высокий остаточный генерационный потенциал приурочен к толщам с уровнем зрелости ОВ градаций МК₂-МК₃¹. Для нижележащих толщ (чочосская, юнкюрская, юрэнская) НИ приближается к нулю. С ростом катагенеза постепенно увеличиваются значения T_{max} . Сравнение этого параметра с R_{vt}^0 показало высокую степень корреляции между ними, т. е. по T_{max} также можно достаточно надежно проводить диагностику уровня зрелости ОВ.

По пиролитическим характеристикам дана полуколичественная оценка генерационного потенциала посредством «генетического потенциала» (S_1+S_2 , кг/т), предложенного Тиссо Б. и Вельте Д. [5]. К толщам, ОВ которых еще способно

к генерации УВ, отнесены кюндейская, харыйасская, хомустахская, кубалангдинская, харбалахская (табл.), слагающие разрез верхнепалеозойских отложений в скв. Средневилюйская-27 до глубины 5148 м.

Судя по показанным выше данным (R_{vt}^0 , НИ), органическое вещество кюндейской, харыйасской, хомустахской, кубалангдинской и харбалахской толщ на глубинах 3370-4853 м способно к генерации углеводородов.

Остаточный генерационный потенциал здесь изменяется в пределах 50-200 мгУВ/гC_{орг} и характеризует исходное ОВ как террагенное. Нижнюю границу главной зоны нефтеобразования можно предположить на глубине порядка 3,6 км (R⁰_{вт}-1,1 %, среднее НІ на зону 150 мгУВ/гC_{орг}) в кровле харыйасской толщи, а глубинной зоны газогенерации – 4,9 км (R⁰_{вт}-2,5 %, НІ в среднем 60 мгУВ/гC_{орг} на зону) в кровле харбалахской толщи.

Таблица

Генетический потенциал в исследуемых толщах

Толща	"Генетический потенциал"	Категория по "генетическому потенциалу"
P ₂ , кп, кюндейская	(3,1-7,7)/ 4,5	умеренный потенциал
P ₂ , hr, харыйасская	(0,3-5,2)/ 2	умеренный потенциал
P ₂ , hm, хомустахская	(0,8-1,2)/ 1,1	небольшой газовый потенциал
P ₁ , kb, кубалангдинская	(0,4-4,3)/ 1,7	умеренный потенциал
P ₁ , hrb, харбалахская	(0,1-0,2)/ 0,2	минимальный потенциал
P ₁ , cc, чочосская	<0,16	нет
P ₁ , jп, юнкюрская	<0,12	нет
C ₃ -P ₁ , jr, юрэнская	<0,13	нет

Примечание: в числителе вариации значений, в знаменателе – среднее.

В нижележащих отложениях генерационный потенциал практически исчерпан (НІ порядка 10 мгУВ/гC_{орг} на весь интервал). Судя по изотопному составу органического углерода ($\delta^{13}\text{C}$ -21,8-26,9 ‰), верхнепалеозойские толщи содержат террагенное (гумусовое) органическое вещество, способное генерировать преимущественно газообразные УВ. К тому же при таком довольно высоком катагенезе (градации МК₂-АК₂) в этих отложениях могли сохраниться в основном скопления газа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бодунов Е.И., Зуева И.Н., Каширцев В.А., Уткина Н.А., и др. Преобразование органического вещества пермских и каменноугольных отложений Виллойской синеклизы на больших глубинах // Нефтегазоносность и вопросы освоения месторождений нефти и газа Якутии. - Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, 1990. - С. 58-69.
2. Конторович А.Э., Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И. Превращения органического вещества в мезо- и апокатагенезе // Советская геология. - 1988. - №7. - С. 26-36.
3. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири: Лено-Виллойский бассейн / Под ред. А.Э. Конторовича. - Новосибирск, 1994. - 107 с.
4. Перозио Г.Н., Полякова И.Д., Богородская Л.И., Соболева Е.И. Закономерности катагенеза органического вещества и вмещающих пород // Геология и геофизика. - 1981. - № 9. - С. 11-16.
5. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. - М.: Мир, 1981. - С 411-415.

б. Фролов В.И., Сюдюков Ш.А., Бакин В.Е. О катагенезе органического вещества глубоких горизонтов центральной части Вилюйской синеклизы // Доклады АН СССР. Сер. геол. - 1987. - Т. 297. - № 2. - С. 442-444.

© А. Н. Фомин, К. В. Долженко, В. Н. Меленевский, 2016

УДК 551.762.2,3(571.1)563.12,571.1

СРЕДНЕОКСФОРДСКО-РАННЕВОЛЖСКИЕ СООБЩЕСТВА ФОРАМИНИФЕР ВЕРХ-ТАРСКОЙ ПЛОЩАДИ (ЮГ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Екатерина Владимировна Зайчикова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий инженер лаборатории микропалеонтологии, тел. (383)333-29-01, e-mail: ZaychikovaEV@ipgg.sbras.ru

В ходе исследования изучен таксономический состав комплексов фораминифер из ряда скважин, пробуренных в пределах Верх-Тарской площади (юг Западной Сибири). Выявлен ряд биостратонов в южной части Западной Сибири. На основании биофациального анализа фораминиферовых комплексов сделан вывод о принадлежности южной части Сильгинского фациального района на протяжении среднеоксфордско-ранневолжского времени зоне относительного мелководья, периодически сменяемой зоной умеренных глубин.

Ключевые слова: фораминиферы, юра, оксфорд, кимеридж, волжский ярус, Западная Сибирь.

MIDDLE OXFORDIAN-EARLY VOLGIAN FORAMINIFERAL ASSOCIATIONS FROM THE VERKH-TARSKAYA DRILLING AREA (SOUTH OF SOUTHWESTERN SIBERIA)

Ekaterina V. Zaychikova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Lead Engineer, Laboratory of the Micropaleontology, tel. (383)333-29-01, e-mail: ZaychikovaEV@ipgg.sbras.ru

The study explored the taxonomic composition of foraminiferal associations from cores sampled in the Verkh-Tarskaya drilling area (South of Southwestern Siberia). A number of biostratons have been revealed for the south of West Siberia. The biofacies analysis of the foraminiferal associations revealed that the South part of Silga facies region in the mid Oxfordian and earliest Volgian was located in Upper Sublitoral zone to Middle Sublitoral zone.

Key words: foraminifers, Jurassic, Oxfordian, Kimmeridgian, Volgian, West Siberia.

Материалом для исследования послужили коллекции верхнеюрских фораминифер, отобранных из образцов керна скважин, пробуренных в южной части Западносибирской низменности в пределах Верх-Тарской площади (рис. 1).

На основе фациально-генетических различий осадочной толщи территория Западной Сибири поделена на три фациальные области, каждая из них разделяется на ряд фациальных районов с определенным типом разрезов и

характерными литостратиграфическими подразделениями [5]. Изученные скважины расположены на юге Сильгинского структурно-фациального района, который находится в южной части Западносибирской низменности. В скважинах изученные разрезы начинаются с песчаников с прослоями алевролитов, предположительно, васюганской свиты. Они сменяются темно-серыми среднеоскольчатыми алевролитами и темно-серыми аргиллитами георгиевской свиты. Георгиевская перекрывается баженовской свитой, которая представлена в основном битуминозными темно-серыми аргиллитами.

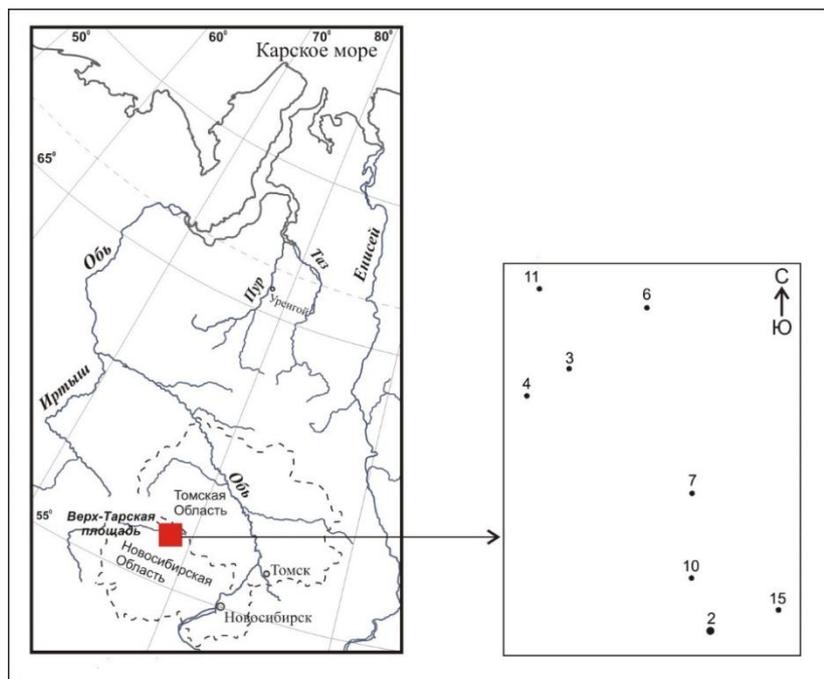


Рис. 1. Географическое положение Верх-Тарской площади. На врезке схема расположения изученных скважин (по материалам ИНГГ СО РАН)

В ходе исследования в верхней подсвите васюганской свиты и в георгиевской свите установлены семь зональных биостратонов, увязанных с фораминиферным бореальным стандартом [3], стратиграфическое положение которых в ряде подразделений подтверждено аммонитами. Самая древняя из них, фораминиферная зона *Ammodiscus thomsi*, *Tolypammmina svetlanae* JF35, соответствует среднему оксфорду. Обнаружена в скважине 4 (интервал 2515,15-2513 м), для которой характерен комплекс, состоящий из 11 видов фораминифер (рис. 2).

В скважине 11 (интервал 2474,3-2471,3 м) комплекс представлен лишь одним видом *Glomospirella galinae*, который встречается на протяжении всего оксфорда, и невозможно однозначно определить его возрастную принадлежность. Выше, в нижней части верхнего оксфорда, прослежена фораминиферная зона *Recurvoides disputabilis* JF37. Она обнаружена в скважине 2 (интервал 2476,25-2480,95 м). Комплекс малочисленный, состоящий из двух агглютинирующих видов: *Recurvoides disputabilis* и *Harpophragmoides*

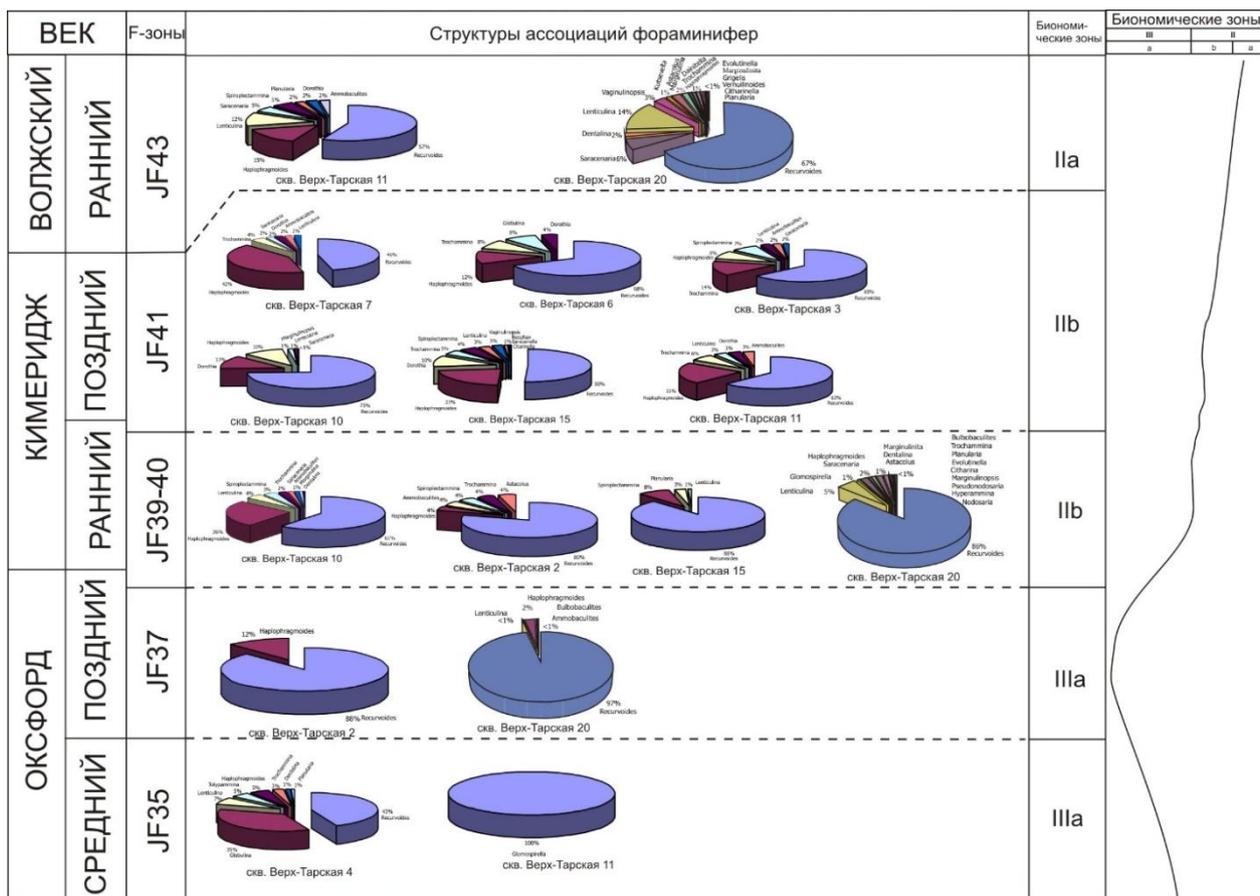
canuiformis.

В

скважине

20

в интервале 2521,4-2519,9 м, комплекс фораминифер состоит из 5 видов. Таксономический состав комплекса не позволяет однозначно определить его возрастную принадлежность. В данном исследовании он рассматривается как нерасчлененный *Recurvoides disputabilis* JF37 – *Trochammina omskensis*, *Verneuilioides graciosus* JF38. Выше, в верхах нижнего киммериджа, обнаружены слои с *Narphragnoides ? canuiformis* JF39. В скважине 2 (интервал 2480,95-2465 м) комплекс представлен семью видами фораминифер. В скважине 10 (интервал 2521,04-2515,6 м) комплекс самый разнообразный из



встреченных. Он представлен девятью видами. В самых верхах верхнего оксфорда – нижнем киммеридже – прослежена фораминиферовая зона *Narphragnoides? canuiformis* JF40. Она установлена в скважине 20 (интервал 2500-2495,5 м). Обнаруженный комплекс фораминифер достаточно разнообразен и в целом состоит из 25 видов. В скважине 15 (интервал 2472,35-2471,95 м) комплекс фораминифер состоит из пяти видов. Выше, в верхах нижнего – верхнем киммеридже, установлена фораминиферовая зона *Pseudolamarckina pseudorjasanensis* (=lopsiensis) JF41.

Рис. 2. Модель распределения ассоциаций фораминифер и их структуры в средний оксфорд-ранневолжское время на юге Западной Сибири:

IIIa – мелководье, удаленное от берега, IIb – умеренно глубоководные районы, приближенные к берегу, IIa – умеренно глубоководные районы, удаленные от берега

В скважине 15 на уровне 2461,95 обнаружен многочисленный комплекс фораминифер, который в целом состоит из 22 видов фораминифер. На протяжении всего интервала агглютинирующие формы в комплексе достаточно разнообразны и многочисленны. В скважине 10 (интервал 2510-2505 м) комплекс, характеризующий эту зону, менее разнообразный, чем вышеописанный, и состоит из шести видов. В скважине 6 (интервал 2523,1-2522,6 м) комплекс представлен пятью видами. В скважине 11 (интервал 2466,45-2464,3 м) комплекс представлен шестью видами. Эта же зона установлена в скважинах 7 (интервал 2470,65-2464,05 м) и 3 (интервал 2457,35-2447,95 м) Комплексы фораминифер в этих скважинах не многочисленные и состоят из четырех-восьми видов. Завершает изученную последовательность фораминиферовых биостратонов зона JF43 *Kutsevelia haplophragmoides*. Это самый молодой из биостратонов в этом районе, стратиграфическое положение этих слоев – нижеволжский подъярус. В скважине 20, в интервале 2500-2496,3 м комплекс состоит из 26 видов фораминифер. В скважине Верх-Тарская 11 комплекс слоев с *Kutsevelia haplophragmoides* JF43 таксономически менее разнообразен, чем аналогичный в скважине 20, и состоит из 8 видов фораминифер. Комплекс менее представительен, чем описанный выше. Подобные комплексы были отмечены в Сильгинском структурно-фациальном районе в скважине Восточно-Межовская 13, которая расположена поблизости от изученных разрезов [1].

При анализе численности, а также видового и родового состава бентосных фораминифер были выявлены палеогеографические особенности их распространения в районе Верх-Тарской площади. В среднем оксфорде в изученном районе в песчано-аргиллитовых толщах, содержащих угольный детрит и частицы слюды, встречены ассоциации фораминифер, в которых преобладают агглютинированные эвригалинные и предпочитающие слабую гидродинамику роды: *Recurvoides*, *Lenticulina*, *Haplophragmoides*, *Globulina*, *Dentalina*, *Trochammina*. Встречаются представители рода *Planularia*, присутствие которых характерно для обстановок с нормальной морской соленостью. Таким образом, проанализировав родовой состав, можно предположить, что в среднем оксфорде изучаемая площадь характеризовалась мелководно-морскими условиями, удаленными от берега. В начале позднего оксфорда в слабослюдистых алевролитах, в сообществах, по мере развития регрессии, таксономическое разнообразие фораминифер снижается до двух родов в комплексе: *Recurvoides* и *Haplophragmoides*, которые являются эвригалинными, эврибатными и предпочитающими слабую гидродинамику. Снижение таксономического разнообразия указывает на изменение морских условий в сторону более мелководных, но в пределах той же зоны. В низах кимериджа в аргиллитах с включениями слюды и пирита в комплексах заметно существенное увеличение разнообразия таксономического состава, что, вероятно, связано с обширной трансгрессией, начавшейся в конце позднего оксфорда – начале раннего кимериджа [2]. В ассоциациях преобладают *Recurvoides*, *Haplophragmoides*, в

больших количествах присутствуют *Trochammina*, *Ammobaculites*, *Lenticulina*, *Spiroplectammina*, *Evolutinella*, *Astacolus*, *Globulina*, единичными формами представлены *Marginulina*, *Dentalina*, *Saracenaria*. Большинство встреченных родов являются эвригалинными, эврибатными и предпочитающими слабую гидродинамику. Значительное увеличение родового разнообразия и численности таксонов подтверждает, что юрский бассейн в этом районе на данном этапе углублялся по сравнению с поздним оксфордом и представлял собой зону умеренных глубин, приближенную к берегу. В верхах кимериджа в тех же породах происходит незначительная структурная перестройка в комплексах фораминифер. Изменяется видовой состав комплекса, появляется не встреченный ранее вид *Marginulinopsis subrusticus*, характерный для верхнего кимериджа и отсутствующий в нижнем. Доминирующие таксоны остаются прежними: *Recurvoides*

и *Harporhagmoides*, в значительном количестве присутствуют представители родов *Dorothia*, *Trochammina*, *Spiroplectammina* и *Vaginulinopsis*. Единичными формами представлены *Reophax*, *Saracenaella*, *Lenticulina*, *Citharinella*, *Saracenaria*. Большинство встреченных родов являются эвригалинными, эврибатными и предпочитающими слабую гидродинамику. Такой родовой состав характерен для зоны умеренных глубин. Волжский век характеризуется наибольшей для поздней юры трансгрессией [4]. Развитие трансгрессии приводит к тому, что резко сокращаются области мелководья [2]. В низах волжского яруса в аргиллитах

с включениями слюды встречен комплекс, существенно отличающийся по структуре от нижележащего. В нем доминируют *Recurvoides*, *Harporhagmoides* и *Lenticulina*, в значительном количестве присутствуют *Saracenaria* и *Spiroplectammina*, в небольшом количестве обнаружены *Dorothia*, *Planularia* и *Ammobaculites*. Вероятно, на данном этапе своего развития юрский бассейн в южной части представлял собой зону умеренных глубин, удаленную от берега.

В результате проведенных исследований среднеоксфордских-нижневолжских отложений из скважин южной части Сильгинского структурно-фациального района прослежена последовательность из 7 биостратонов по фораминиферам. Приведены качественные и количественные характеристики фораминиферных комплексов. Систематический состав фораминифер свидетельствует

о том, что позднеюрский бассейн постепенно углублялся от мелководно-морских условий, удаленных от берега, в среднем оксфорде до умеренных глубин в ранне-волжское время.

Автор выражает искреннюю признательность Б.Л. Никитенко за помощь и ценные рекомендации, полученные в процессе подготовки рукописи, а также Л.А. Глинских за критические замечания и редакционные правки, сделанные при рецензировании работы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Зайчикова Е. В., Левчук Л. К. Биостратиграфия келловей-волжских отложений по фораминиферам и биофагии юго-западной части Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика. - 2016. - Т. 57, № 2. - С. 368-378.

2. Никитенко Б.Л. Стратиграфия, палеогеография и биофагии юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды). - Новосибирск: Параллель, 2009. - 680 с.

3. Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Н., Князев В.Г., Меледина С.В., Дзюба О.С., Лебедева Н.К., Пещевицкая Е.Б., Глинских Л.А., Горячева А.А., Хафаева С.Н. Стратиграфия юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и бореальный зональный стандарт // Геология и геофизика. - 2013. - Т. 54, № 8. - С. 1047-1082.

4. Палеогеография севера СССР в юрском периоде. - Новосибирск: Наука, Сиб. отделение, 1983. - 188 с.

5. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. - 114 с.

© Е. В. Зайчикова, 2016

УДК 551.86: 551.762.3

КАРБОНАТНАЯ СЕДИМЕНТАЦИЯ В ВЕРХНЕЙ ЮРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ

Ольга Николаевна Злобина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: Zlobina@ngs.ru

Представлен краткий обзор опубликованных данных о распространении карбонатных пород в верхнеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты и ее обрамления. В результате литологических исследований установлено, что основная часть карбонатных тел в краевых частях бассейна, за исключением рифоподобных построек и ракушняковых банок на подводных возвышенностях, формировалась за счет развития водорослей с известково-микритовыми оболочками в условиях лагун и отгороженных морских отмелей. Предполагается, что область верхнеюрской карбонатной седиментации протягивалась из Европейской части в Западную Сибирь.

Ключевые слова: Западная Сибирь, верхняя юра, карбонатные отложения, типы обстановок седиментации.

CARBONATE SEDIMENTATION IN THE UPPER JURASSIC OF WESTERN SIBERIA AND ADJACENT TERRITORIES

Olga N. Zlobina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyuga Prospect 3, Ph. D., Researcher of the Laboratory of sedimentology, tel. (383)333-23-03, e-mail: Zlobina@ngs.ru

An overview of the published data on the distribution of carbonate rocks in the Upper Jurassic deposits of the West Siberian plain and its frame is presented. As a result of the lithological studies established, that most of the carbonate bodies in the marginal parts of the basin was formed by the development of algae with lime-micritic shells in a lagoon and screened marine shallows,

except for reef-like structures and organic banks on the seahills. It is assumed, that the region of the Upper Jurassic carbonate sedimentation stretched from Europe to Western Siberia.

Key words: Western Siberia, Upper Jurassic, carbonate deposits, types of the sedimentation environments.

Результаты изучения верхнеюрских осадочных отложений Сибири позволяют исследователям рассматривать их с точки зрения резервуаров для углеводородов, сгенерированных в этих толщах. Затруднения в освоении разведанных залежей и неточность прогнозов объясняются изменчивостью литолого-минералогических и петрофизических характеристик осадков верхней юры как по разрезу, так и по простиранию. В составе толщ зафиксированы терригенные, кремнистые и карбонатные породы в разной степени керогенистые, с включениями фосфатных, пиритовых стяжений и глауконита. Из них к настоящему времени достаточно хорошо изучены песчаники, алевролиты, аргиллиты и биоморфные силициты. Литология карбонатных прослоев, толщины, конфигурация в плане, минеральный состав и генетическая природа рассматриваются в публикациях достаточно редко, несмотря на то что общая пористость в них может достигать 25 %, а газопроницаемость $1000 \cdot 10^{-3}$ мкм². Распределение верхнеюрских карбонатных отложений в разрезах Европы и Ближнего Востока рассмотрел Дж. Л. Уилсон. Он представил палеогеографическую схему в мальмское (позднеюрское) время, отражающую сильную фрагментированность областей суши, соленосные прогибы, карбонатные шельфы с рифогенными и оолитовыми отложениями [1]. Согласно схеме, мощные шельфовые известняки (толщиной 300-1600 м) протягиваются с северо-запада Приднестровской возвышенности до Керченского полуострова и далее на восток в направлении г. Ставрополя до 45⁰ восточной долготы, где выклиниваются и замещаются осадками эвапоритов. В нижнем течении р. Волги соленосные отложения, вероятно, сменяются переслаивающимися глинами и песками прибрежно-морских фаций, которые отображены на схематической литолого-палеогеографической карте ранневолжского века, составленной Е.И. Соколовой [2]. На большей части Прикаспийской впадины в это время формируются терригенно-карбонатные породы (толщиной до 220 м) относительно глубокой и мелкой частей шельфа, с преобладанием в разрезах известняков, доломитов и известковистых глин. Песчанистые известняки и в разной степени известковистые пески прибрежной зоны моря накапливались узкой полосой вдоль восточной окраины впадины от г. Оренбурга до г. Актюбинска и далее на юг к среднему течению р. Эмба. Восточнее этой границы располагался обширный источник сноса обломочного материала. Исследователи отмечают, что режим седиментации в верхней юре на территории Прикаспийской впадины был нестабильным. В раннем оксфорде в центральных частях и на юго-востоке накапливались морские, в основном

глинистые, в меньшей степени карбонатные, осадки, на северо-востоке – прибрежно-морские пески с глинистыми прослоями. Отложения верхнего оксфорда и киммериджа на этой территории распространены ограниченно, представлены морскими относительно глубоководными глинами с фосфоритами, мергелями и мелководными песками, иногда известковистыми. Это обстоятельство связывают с перерывами в осадконакоплении и подъемами куполов, вызванными тектоническими движениями. С наступлением ранневолжского века вновь началось значительное погружение впадины и трансгрессия моря из северных районов. Таким образом, область верхнеюрской карбонатной седиментации, зафиксированная Дж. Л. Уилсоном в Восточной Европе между 53° и 40° параллелями, распространялась далее на восток в район Каспийского моря и прилегающих территорий. В отдельных скважинах, пробуренных в Каспийском море на нефтегазоконденсатном месторождении им. Филановского, мощность глинисто-карбонатного разреза оксфордского возраста достигает 48 м, толщина известняков, доломитов и мергелей, сформировавшихся позднее (киммеридж-волгий), – 58 м. Восточнее Прикаспийского бассейна верхнеюрские отложения не выделяются, предполагается, что в этой части континента располагалась суша. На территории Карагандинской впадины описана континентальная акжарская свита (мощностью 500-700 м), представленная часто чередующимися красноцветными конгломератами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Возраст свиты по Е.И. Мураховской – начало поздней юры [3].

Верхнеюрские отложения Приуральской части Западной Сибири изучены в разрезах скважин, располагающихся севернее 60° параллели, в бассейнах рек Северная Сосьва, Конда, Мулымья, Большой Тап, Ендырсан. В Северо-Сосьвинском районе разрез (толщиной до 200 м) сложен чередованием пластов алевролитов, аргиллитов и известняков. Керновым материалом охарактеризована только нижняя часть толщи оксфорд-киммериджского возраста, в которой наблюдаются до 4 прослоев органогенно-обломочных (детритовых) глинистых известняков (мощностью не более 1 м каждый). Породы сложены раковинными остатками фораминифер и двустворок, редкими рострами белемнитов. Створки раковин моллюсков различной сохранности вложены друг в друга, не окатаны и не фосфатизированы, между ними неравномерно (с сохранением части пустотного пространства) распределяется глинистый материал. Фораминиферы представлены в основном агглютинирующими формами, известковистые весьма малочисленны [4]. Прослой алевроитоглинистых пород часто полностью биотурбированы, содержат включения редкого и тонкого углефицированного растительного детрита (УРД), мелкого раковинчатого детрита и редкие зерна глауконита. В разрезе скважины, пробуренной на приподнятой бортовой части рифтогенной структуры, в основании глинистой пачки (оксфордского возраста) залегают угли толщиной до 1 м. Южнее, в бассейнах рек Конда, Мулымья и др., строение верхнеюрских отложений значительно усложняется. Сочетания

различных типов разреза объясняются особенностями палеорельефа – наличием вулканических построек пермо-триасового возраста и крупных региональных разломов. На палеогеоморфологической схеме западная часть, примыкающая к Уралу (бассейн рек Конда, Мулымья), располагается на более высоком гипсометрическом уровне по сравнению с восточной (бассейн рек Большой Тап, Ендырскан) и отделяется от нее уступом сбросового происхождения [5]. К началу позднеюрской седиментации вулканические конуса на западе сохранились значительно лучше и продолжали служить источниками сноса, в восточной (более погруженной) части они были практически полностью разрушены и затоплены морем. На склонах палеовозвышенностей в оксфордский и киммериджский века формировались мелкомасштабные рифогенные постройки, сложенные известняками марганцевыми строматолитовыми или микрофитолитовыми (толщиной 0,1-0,47 м). В разрезах (общей мощностью до 34 м) карбонатные породы (до 4 м) чередуются с прослоями аргиллитов (до 2,4 м), алевролитов (до 0,2 м), глауконитовых глин (до 1,13 м), глауконитов (до 1,4 м). Характерны включения раковинчатого детрита, стяжения пирита и фосфорита. В минеральном составе карбонатов отмечаются кальцит, манганокальцит, доломит и сидерит. Вероятно, область распространения рифогенных построек и водорослевых матов была значительно шире, их диагностика в значительной степени затруднена из-за интенсивной постседиментационной перекристаллизации, которая часто затушевывает первичные структурно-текстурные признаки. В юго-западной части района вдоль гранитных выступов Шаимского мегавала накапливались прибрежно-морские разнозернистые пески (мощностью до 40 м) с прослоями гравелитов, известняков, мергелей, реже глин. Терригенные породы в разной степени известковистые, вплоть до известняков замещения, с включениями раковинчатого детрита, УРД, стяжений сидерита, пирита. Вдоль восточной окраины мегавала формировались, вероятно, аналогичные разрезы. В волжский век в Приуральской части Западной Сибири трансгрессия моря достигает своего максимума, накапливаются глинистые толщи с прослоями карбонатных, глинисто-кремнисто-карбонатных и кремнисто-глинистых пород. На латеральном профиле известняки, доломиты, сидериты (мощностью до 2,8 м) образуют тела, в распределении которых прослеживается некоторая закономерность. В наиболее погруженных участках бассейна рек Большой Тап, Ендырскан карбонатные прослои преобладают в осадках средневолжского возраста, а на окраинах, в бассейне рек Конда и Мулымья, – в кровле верхнеюрских разрезов. Предполагается, что обстановки карбонатной седиментации перемещались во времени и пространстве вслед за береговой линией, надвигавшейся на континент. Из-за интенсивной микритизации идентификация генетических типов затруднительна.

Распределение карбонатных пород в верхнеюрских разрезах Широкого Приобья рассмотрено в работе О.А. Важениной [6]. Автор указывает, что

наибольшая карбонатность оксфорд-киммериджских отложений (до 18,5 % от всего разреза составляют карбонатные тела) зафиксирована на юго-востоке этой территории. В Обь-Иртышском междуречье прослой (мощностью до 3,0 м) приурочены к средневожской толще, где образуют протяженные (до 10-100 км) линзовидные тела на приподнятых участках и отсутствуют в наиболее глубоководных палеодепрессиях. Структурно-текстурные характеристики и минеральный состав карбонатов в публикации О.А. Важениной не рассматриваются. Генезис этих пород широко освещается в работе Е.А. Предтеченской с коллегами [7]. Особое внимание исследователи обращают на прослой радиоляритов с ажурной структурой, замещенных кальцитом.

В юго-восточной части Западной Сибири верхнеюрские отложения выделены в тяжинскую свиту, они изучены в обнажениях и по керну скважин, пробуренных в Чулымо-Енисейской впадине [3]. Разрез (мощностью до 160 м) сложен песчаниками, алевролитами, аргиллитами, известковистыми глинами, мергелями и известняками. В нижней части свиты породы зеленовато-голубовато-серой окраски, в верхней появляются красноватые прослой. В обнажениях по р. Золотой Китат наблюдается непрерывный переход от среднего к верхнему отделу юры. В разрезе прослой известняков (толщиной до 0,3 м) чередуются с глинами (0,4-2 м) и мергелями (до 0,15 м), в основании залегает пласт угля (толщиной 0,25 м). В светло-зеленоватых песчаных алевролитах присутствует кальцит (до 36 %), который слагает часть обломков, пелитоморфные комки (диаметром до 0,1 мм) и цемент базального типа. Комки с концентрической структурой онкоидов в виде корочек обрастания на карбонатных обломочных зернах. Корочки толщиной до 10 микрон налегают друг на друга. Все фрагменты такой «черепицы» пронизаны частыми, одинаково ориентированными трубчатыми микропорами. Подобные структуры характеризуют онкоидально-пизолитовые известняки, которые были описаны Дж. Уилсоном как водорослевые «бисквиты» с известково-микритовыми оболочками, содержащими в больших количествах водорослевые нити и трубочки *Girvanella* [1]. По его мнению, такие породы (по аналогии с современными) формировались на отгороженных морских отмелях и в лагунах, где течения были достаточно сильными для того, чтобы переворачивать легкие обломки. Базальный тип карбонатного цемента образовался в алевролитах за счет постседиментационной перекристаллизации онкоидов. В интерстициях между обломками наблюдаются хорошо окристаллизованные кристаллы кальцита без микропор.

Анализ опубликованных материалов и результаты литологических исследований, проведенных автором, позволяют предполагать, что основная часть карбонатных тел в краевых частях бассейна, за исключением рифоподобных построек и ракушняковых банок на подводных возвышенностях, формировалась за счет развития водорослей в обстановках лагун и отгороженных морских отмелей. С увеличением уровня моря верхние слои, вероятно, размывались

и переотлагались, а нижняя часть онколито-пизолитовых известняков захоронялась. Таким образом, область верхнеюрской карбонатной седиментации протягивалась из Европейской части в Западную Сибирь.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Уилсон Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории: монография. - М.: Недра, 1980. - 463 с.
2. Нефтегазоносные толщи Прикаспийской впадины / Г.Е.-А. Айзенштадт, С.Н. Колтыпин, С.С. Размыслова, Е.И. Соколова, В.Б. Торгованова, И.А. Пинчук, М.А. Помарнацкий, И.В. Семина // Труды Всесоюзного нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ). - 1967. - Вып. 253. - С. 81-100.
3. Ильина В.И. Сравнительный анализ спорово-пыльцевых комплексов юрских отложений южной части Западной Сибири: монография. - М.: Наука, 1968. - 110 с.
4. Даниловская свита Северо-Сосьвинского района Западной Сибири (литология, микрофауна) / О. Н. Злобина., Л. К. Левчук // Научная сессия, посвященная 100-летию со дня рождения В.Н. Сакса. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. - Т.1. - С. 102-105.
5. Опыт реконструкции ландшафтов юры Приуральской части Западной Сибири / О.Н. Злобина // Научная сессия «Палеонтология, биостратиграфия и палеобиогеография бореального мезозоя». - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2006. - С. 182-185.
6. Важенина О.А. Особенности палеогеографии и карбонатонакопление в баженовской и абалакской свитах Широкого Приобья (Западная Сибирь) // Вестник ТГУ. - 2009. - № 327. - С. 218-223.
7. Предтеченская Е.А., Кроль Л.А., Гурари Ф.Г., Сапьяник В.В., Перозио Г.Н., Малюшко Л.Л. О генезисе карбонатов в составе баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты // Литосфера. - 2006. - №4. - С. 131-148.

© О. Н. Злобина, 2016

УДК 552.5

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ВОГУЛКИНСКОЙ ТОЛЩИ НА ЮГЕ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Ольга Валентиновна Золотова

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (3452)68-87-92 (доп. 3040), e-mail: ZolotovaOV@ipgg.sbras.ru

Исследован состав отложений вогулкинской толщи, он зависит от удаленности скважины от выступов фундамента и от состава пород, которые эта толща перекрывает. Выявлена закономерность накопления песчано-галечных отложений вдоль гранитных массивов и карбонатных пород на андезитовых выступах.

Ключевые слова: песчано-известковистые отложения, аргиллиты, вогулкинская толща, доюрский фундамент, гравелиты.

CONDITIONS OF FORMATION DEPOSITS OF VOGULKINSKOY STRATA IN THE SOUTH OF THE TYUMEN REGION

Olga V. Zolotova

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625000, Russia, Tyumen, Taymyrskaya St., 74, Ph. D., Senior Researcher, tel. (3452)68-87-92 (add. 3040), e-mail: ZolotovaOV@ipgg.sbras.ru

The composition of the deposits of vogulkinskaya strata is investigated; it depends on the distance from ledges of the basement and from the composition of the rocks that these sediments overlap. The regularities of the accumulation of sand and shingle deposits along the granite massifs and carbonate rocks on andesite ledges is revealed.

Key words: sand and calcareous deposits, mudstones, vogulkinskaya strata, pre-Jurassic basement, gravelites.

Исследуемая территория расположена в пределах юго-западной периклинали Западно-Сибирской геосинклинали, на которой юрские и неокомские отложения трансгрессивно залегают на палеозойском фундаменте. Происходит постепенное выклинивание в сторону обрамления сначала нижнеюрских, затем среднеюрских, верхнеюрских и неокомских отложений.

Верхнеюрские отложения в пределах южных районов Тюменской области представлены толщей разнофациальных образований, залегающих в центральной и северной частях на породах тюменской свиты, а на юге, в пределах краевых зон Западно-Сибирской равнины, – на дислоцированных образованиях доюрского фундамента. Особенности накопления и распространения верхнеюрских отложений обусловили определенные закономерности в фациальной изменчивости этих осадков. В восточных и центральных частях юга Тюменской области распространена васюганская свита, состоящая из глин в нижней своей части и песчаников в верхней. Она перекрывается битуминозными отложениями баженовской свиты. К северу и северо-западу от Абалакской и Тобольской площадей распространена абалакская свита, сложенная преимущественно глинами иногда с маломощным кавернозно-конкреционным прослоем в верхней ее части, эти образования перекрыты слабобитуминозными глинами тутлеймской свиты. К югу от этих площадей разрез верхней юры (даниловская свита) представлен либо полностью аргиллитами, либо глинами и песчано-известняковыми образованиями вогулкинской толщи в нижней части [1]. При этом глины, выделяемые в объеме даниловской свиты, практически не содержат битуминозных прослоев. Сопоставление разрезов верхнеюрских отложений по скважинам, пробуренным в разных местах исследуемой территории, показывает, что отмеченная выше закономерность в их распространении, фациальной и литологической изменчивости зависит от возраста консолидации фундамента. На исследуемой территории, где распространена даниловская свита, фундамент имеет каледонский возраст консолидации. Васюганская и баженовская свиты развиты в зоне, где фундамент имеет раннегерцинскую

складчатость, а абалакская и тутлеймская – байкальскую, переработанную герцинидами [2]. Отмеченная связь между возрастом консолидации фундамента и литолого-фациальным составом верхнеюрских отложений в пределах южных районов Тюменской области указывает на то, что палеоландшафтные обстановки, в которых формировались эти образования, зависели от интенсивности тектонических подвижек разновозрастных блоков фундамента. К началу формирования платформенного чехла (раннеюрское время) прогибание фундамента началось с более молодых по возрасту областей консолидации – позднегерцинской и раннегерцинской. Массив каледонид в это время существовал еще в виде палеоматерика, и только в начале позднеюрского (позднекелловейского, оксфордского, кимериджского) времени морская трансгрессия проникла в его северные пределы. На это указывают находки аммонитов и фораминифер в разрезах даниловской свиты. На приподнятых участках в это время существовали палеоострова (чаще всего представленные гранитами и порфиритами), которые являлись источниками сноса осадков. Вдоль их склонов, в южной части исследуемой территории, накапливались песчано-известковистые отложения вогулкинской толщи. С удалением от палеоострова происходило уменьшение толщин песчано-карбонатных фаций вогулкинской толщи и замещение песчаников, гравелитов и известняков переслаиваемыми алевритами и аргиллитами с редкими включениями раковин, что соответствует накоплению осадков в условиях глубокого моря. Таким образом, состав отложений вогулкинской толщи зависит от удаленности скважины от выступов фундамента и от состава пород, которые эта толща перекрывает. В скважинах, где юрские отложения отсутствуют или представлены маломощными (до 50 м) глинистыми породами, доюрский фундамент на границе с осадочным чехлом сложен порфиритами, гранитами и гравелитами, реже базальтами и туфами. В скважинах с отложениями вогулкинской толщи – порфиритами, песчаниками и известняками, в меньшей степени туфами, гранитами, диоритами и гравелитами. Выявлена определенная закономерность в составе отложений изучаемой толщи. Так, например, в скважинах, где фундамент представлен гранитами или гранитные массивы расположены в непосредственной близости, в отложениях вогулкинской толщи фактически отсутствуют известняки. Вдоль порфиритовых выступов или непосредственно на них накапливаются карбонатные отложения или с преобладанием слоев известняков. Над туфами накапливались породы преимущественно с глинистой составляющей.

Общая мощность песчано-известковистых отложений вогулкинской толщи на изучаемой территории изменяется от нуля до 150 м.

Рассмотрим Челноковскую площадь, наиболее хорошо охарактеризованную керновым материалом, где вскрыт полный разрез даниловской свиты с вогулкинской толщей (рис.). На этой площади все скважины, кроме скв. № 1 (меловые отложения залегают на доюрском фундаменте) и скв. № 8 (бурение остановлено в отложениях нижнего мела),

вскрыли отложения верхней юры. В скважинах № 5 и № 7, наиболее близких к выступу, который представлен кварцевыми хлоритизированными порфиритами, мощность вогулкинской толщи составляет всего 15-16 м. Непосредственно на доюрском фундаменте, представленном в скв. № 7 гранитами, в скв. № 5 глинистыми сланцами, залегает слой гравелитов бурых с зеленоватыми пятнами с многочисленными включениями гальки. Выше в скв. № 7 залегает полимиктовый песчаник с глинистым цементом, а в скв. № 5 – известняк органогенный из мелких ракушек. Мощность и состав отложений указывает на обстановки прибрежного моря. В скважинах №№ 2, 3, 4 мощность вогулкинской толщи варьирует в пределах 67-130 м. Она представлена 3 пачками. Нижняя пачка сложена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и известковистых песчаников с гравелитами в основании, много обуглившихся растительных остатков. В скв. № 2 обнаружены знаки волновой ряби, что указывает на прибрежно-морские отложения. Следующая пачка в основании сложена гравелитами серыми, плотными, известковистыми. Галька в них представлена желваками фосфоритов. Выше залегают слои серые известковистые алевролиты, известняки, глауконитовый песчаник, что указывает на обстановки мелководного моря. Верхняя пачка состоит из переслаивания песчаников известковистых с редкими растительными остатками, известняков мелкокристаллических с белемнитами и аммонитами разной сохранности, аргиллитов слабослюдистых плотных и крепких серых алевролитов. В скв. № 4 много кремнистого материала практически по всему разрезу. В скв. №№ 2, 3 доюрский фундамент представлен известняками, в скв. № 4 – порфиритами. В скв. № 6, наиболее удаленной от выступа фундамента, вогулкинская толща в основании представлена переслаиванием гравелитов с базальтовым цементом, песчаников с глинисто-карбонатным цементом с включениями рассеянного пирита и мелкокристаллических известняков. Верхняя часть разреза заглинизирована, сложена алевролитистыми аргиллитами с включениями пирита и глауконита, и редкими прослоями гравелитов с обломками белемнитов. Разрез соответствует глубоководным обстановкам. Аналогичная картина наблюдается на Покровской, Тараскульской и Викуловской площадях.



Рис. Схема распространения отложений верхней юры в южных районах юга Тюменской области.

Отложения в скважинах, лежащие на доюрском фундаменте: 1 – меловые; 2 – верхнеюрские (глинистые); 3 – верхнеюрские (вогулкинская толща); 4 – среднеюрские; 5 – забой в мелу; 6 – граница выклинивания отложений юры; 7 – граница распространения даниловской свиты; 8 – зона перехода даниловской свиты в тутлеймскую; 9 – граница юга Тюменской области; 10 – граница государственная

При испытании пластов вогулкинской толщи на территории юга Тюменской области получены притоки воды до $1000 \text{ м}^3/\text{сут.}$ с большим количеством растворенного газа без признаков нефтеносности. Однако

аналогичное строение и площадное распространение вогулкинская толща имеет в Березовском районе Западной Сибири (Пунгинская и др. площади), где выявлены залежи газа.

Поскольку южные районы Тюменской области в зоне распространения вогулкинской толщи покрыты редкой сетью преимущественно региональных сейсмических профилей и имеют низкую плотность бурения, необходимо поставить площадные сейсмические работы с целью уточнения структурного плана и более целенаправленного заложения поисково-разведочных скважин.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Золотова О.В. Литолого-фациальное моделирование верхнеюрских отложений на юге Тюменской области // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2015. XI Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 3 т. (Новосибирск, 13–25 апреля 2015 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2015. Т. 1. – С. 54–59.
2. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. - М.: Недра, 1981. - 143 с.

© О. В. Золотова, 2016

АНАЛОГИ ТИРСКОГО ГОРИЗОНТА ВЕНДА НА ЮГО-ЗАПАДЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ: ЛИТОФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВЕРХНЕГО СИЛИЦИКЛАСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ОСЕЛКОВОЙ СЕРИИ В ПРИСАЯНЬЕ

Алла Каримовна Казак

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер лаборатории геодинамики и палеомагнетизма, e-mail: KazakAK@ipgg.sbras.ru

Юлий Константинович Советов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий научный сотрудник лаборатории геодинамики и палеомагнетизма, тел. (383)330-23-12, e-mail: SovetovYK@ipgg.sbras.ru

Определен тип аллювиального комплекса муксутской пачки айсинской свиты оселковой серии венда в Присяянском прогибе – глубокая сплетенная песчаная река с чередующимися и внутрирусловыми песчаными барами аккреции вниз по течению. Источник силикокластического материала песчаников муксутской пачки и песчаников боханской пачки скважины 56 Ковыктинской площади, идентичный по петрографическому составу. Область сноса была сложена слабо метаморфизованными мелкообломочными осадочными толщами пассивной окраины.

Ключевые слова: оселковая серия, Присяянье, литофациальный анализ, петрографический анализ.

THE VENDIAN TIRA HORIZON ANALOGUE IN THE SOUTH-WEST OF THE SIBERIAN PLATFORM: LITHOFACIES ANALYSES OF THE OSELOK GROUP UPPER SILICICLASTIC COMPLEX IN FOOTHILLS OF THE EAST SAYAN RIDGE

Alla K. Kazak

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Engineer of the Laboratory of Geodynamics and paleomagnetism, e-mail: KazakAK@ipgg.sbras.ru

Julius K. Sovetov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Leading researcher of the Laboratory of Geodynamics and paleomagnetism, tel. (383)330-23-12, e-mail: SovetovYK@ipgg.sbras.ru

The type of alluvial system of the Vendian oselok group's upper siliciclastic complex is identified as the deep braided sandy river with intra-channel and alternate bars downstream accreted. According to petrographic composition the Muksut member and the Kovykta area's Bochan member has identical material's sources. The Muksut member's source area was composed of weakly metamorphosed, fine clastic sedimentary deposits of passive continental margin.

Key words: Oselok group, foothills of the East Sayan Ridge, lithofacies analysis, petrographic analysis.

Представленные петрографические данные позволяют коррелировать отложения внутренних районов Сибирской платформы и отложения ее юго-

западного обрамления. Оселковая серия венда Присяянского прогиба (рис. 1, А) подразделяется на марнинскую (400-660 м), удинскую (200-550 м) и айсинскую (1500 м) свиты. Объект исследования – нижняя часть айсинской свиты, выделенная в регионально прослеженную муксутскую пачку.

Айсинская свита представляет собой аллювиальный комплекс, состоящий из шести пачек (снизу вверх): 1) кагатская пачка – 110-120 м, 2) муксутская пачка – 130-200 м, 3) луговская пачка 350-370 м, 4) серебрянская пачка – 240-260 м, 5) тымбырская пачка – 180-200 м, 6) катальчиковская пачка – 150-200 м [1]. По гранулометрическому составу отложения всех пачек это мелкозернистые песчаники, алевролиты, аргиллиты. Муксутская пачка выделена по появлению пластов массивных русловых песчаников, стратиграфически выше калькаренитовых известняков пещернинской пачки марнинской свиты. Муксутская пачка при картировании занимает особое положение среди других подразделений айсинской свиты: 1) маркирующие пласты массивных русловых песчаников занимают более 50 % ее объема, 2) массивные пласты создают протяженные скальные обрывы, 3) русловые отложения включают специфические фации большой реки [2].

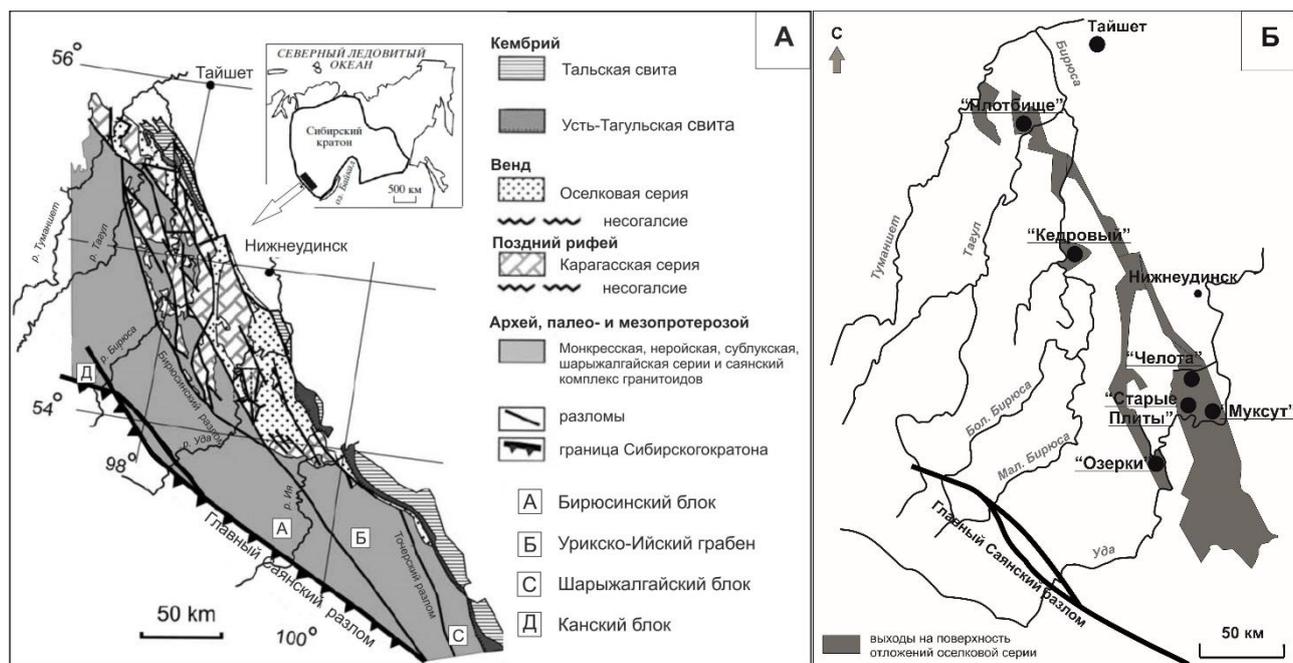


Рис. 1.

А) Геологическая схема Присяянья [1]; Б) Расположение разрезов муксутской пачки

Литофациальный анализ является основным методом описания аллювиального комплекса айсинской свиты. Литофации выделяются, генетически интерпретируются и используются при макроскопической характеристике континентальных осадочных толщ, их полевое выделение и описание приведены в работах [3, 4]. Под литофацией в данной работе понимается минимальная единица деления всей последовательности отложений, которая обладает

характерными текстурно-структурными признаками, составом и гранулометрической характеристикой, позволяющими отличить ее от других литофаций, и которая дает возможность интерпретировать способы формирования отложений.

В муксутской пачке выделено 14 литофаций, объединенных в 3 группы: 1) литофации каналов (русел), 2) литофации прирусловых валов, 3) литофации поймы (табл. 1). Песчаные дюны в каналах (руслах) формируют форсетовые макроформы высотой до 2-6 м с очень крупной косой и наклонной слоистостью, которые слагают, в свою очередь, лопасти и внутрирусловые бары (отмели и острова) мощностью от первых метров до 10-20 м, шириной от нескольких десятков до первых сотен метров. Такие крупнолинзовые морфоструктуры сменяют друг друга по простиранию. По классификации речных отложений [3] песчаники муксутской пачки – это отложения глубокой сплетенной песчано-ило-вой реки с чередующимися и внутрирусловыми песчаными барами аккумуляции вниз по течению, которые формировались в трех обстановках: каналах, прирусловых валах и на пойме. Характерно изменение направления течения относительно направления главного русла – связано с появлением новых протоков.

Таблица 1

Литофации аллювиальных отложений муксутской пачки айсинской свиты

Литофация. Мощность серий.	Описание. Интерпретация.
Отложения каналов (русел)	
1. Песчаники от крупно- до грубозернистых массивные с нижней эрозионной поверхностью, крупной троговой косой слоистостью и крупными интракластами песчаников и алевролитов. Десятки см до 2 м.	Залегают с размывом на тонкообломочных отложениях прирусловых валов или поймы. Основание речных долин и крупных русел внутри долин.
2. Песчаники среднезернистые с наклонной слоистостью. Десятки см до 6 м.	Формируют крупные пологонаклонные серии. Передовые склоны внутрирусловых баров-отмелей.
3. Песчаники среднезернистые с крупной косой слоистостью массивные. 15-40 см.	Диагональные и троговые косые серии с выпуклой верхней морфоструктурой. Дюны, слагающие внутрирусловые бары.
4. Песчаники среднезернистые с троговой крутонаклонной косой слоистостью и крупной рябью «стоячих волн» (сейшей). 20-60 см.	Нерегулярные ячеисто-холмистые отложения, обычно с субперпендикулярной ориентировкой пластов относительно нижележащих. Протоки между отмелями-барами.
5. Песчаники крупно-мелкозернистые с интракластами алевролита и песчаника. Первые см до дм.	Поверхности размыва баров субпараллельные слоистости. Отложения реактивации руслового потока.
6. Песчаники мелкозернистые с текстурой язычковой ряби течения. Первые дм-ы.	Подножие баров перед их передовым склоном и протоки между барами.
Отложения прирусловых валов	

7. Алевролиты и аргиллиты с тонкой косо-волнистой и параллельной слоистостью и тонкой плитчатой отдельностью.	От первых см до 2 м. Отложения слабых течений на прирусловых валах.
8. Песчаники мелкозернистые тонко-параллельнослоистые.	Первые см до нескольких дм. Верхняя поверхность прирусловых валов.

Окончание табл. 1

9. Алевролиты с примесью средне- и крупнозернистого песчаного материала. Первые см.	Промоины в тонкокластических отложениях. Отложения паводков с забросом крупно-песчаного на прирусловой вал
10. Песчаники мелкозернистые массивные или с мелкой косою слоистостью. Первые см до первых дм.	«Руслеца» прорыва прирусловых валов, мелкие дюны и рябь течения поверх прирусловых валов.
Отложения поймы	
11. Алевролиты и аргиллиты с тонкой косо-волнистой и параллельной слоистостью и мелкой плитчатой отдельностью. От нескольких см до 2-3 метров.	Пакеты с ламинитовой текстурой. Отложения слабых течений на пойме.
12. Песчаники мелкозернистые однородные (без видимой слоистости). От нескольких дм до 1-2 метров.	Формируют пласты эпизодических наводнений. Веер русел прорыва.
13. Песчаники мелкозернистые с очень мелкой троговой косою слоистостью и ясно выраженной тонкоплитчатой отдельностью.	Десятки см до нескольких дм. Отложения «руслец» прорыва (кревасс).
14. Аргиллиты с листоватой текстурой (с очень тонкой горизонтальной параллельной слоистостью). Несколько см.	Отложения временных водоемов на пойме.

Сравнительный анализ петрографического состава муксутской пачки айсинской свиты из 5 разрезов (на рис. 1, *Б* «Старые Плиты» на р. Уда, «Кедровый» на р. Бирюса, «Челота» на р. Челоты, «Озерки» на р. Уда, «Плотбище» на р. Тагул) и песчаников боханской пачки из скважины 56 Ковыктинской площади (табл. 2) показал сходный состав, отнесенный к петрологическому «литокластито-кварцевому» типу (рис. 2, *А*): содержание кварца – 55-62 %, полевых шпатов – 3,5-5,3%, обломков пород – 33-40%. Среди обломков пород различаются метаморфические сланцы (47-59 %), кремнистые и кремневые породы (11-24 %), глинистые (16-37 %).

Таблица 2

Петрографический состав песчаников муксутской пачки айсинской свиты и песчаников боханской пачки из скважины 56 Ковыктинской площади

Конечные компоненты		Q	F	R	Qm	F	Lt	мф	кр	гл
муксутская пачка	1.«Старые Плиты», р. Уда	61,3	5,3	33,3	45,6	5,3	49,0	58,1	11,1	30,8
	2.«Кедровый», р. Бирюса	61,6	4,5	33,9	43,2	4,5	52,3	58,9	18,0	23,1
	3.«Челота», р. Челоты	57,3	5,0	39,3	37,2	5,0	57,8	59,5	24,2	16,3
	4.«Озерки», р. Уда	55,1	5,1	39,9	39,6	5,1	55,4	53,7	17,9	28,4

5.«Плотбище», р. Тагул	57,1	3,5	39,4	41,0	3,5	55,6	47,4	15,5	37,1
6.Ковыктинская площадь, скважина 56, боханская пачка	57,1	3,5	39,4	48,0	2,0	50,0	47,4	15,5	37,1
Примечание: Q-кварц, F-полевые шпаты, R-обломки пород. Qm-монокристаллический кварц, F- полевые шпаты, Lt- обломки пород, включая поликристаллический кварц. Обломки мф – метаморфизованных, кр – кремневых и кремнистых, гл-глинистых пород.									

Источник материала всех шести участков (табл. 2) по составу соответствует провинции «рециклированных орогенов» (рис. 2, Б). Данный тип сопоставляется с разрывом орогенного пояса с резким преобладанием осадочных и метаосадочных пород. В песчаниках обломки осадочных и метаосадочных пород и кварцевых зерен обильны при незначительном, мало меняющемся содержании полевых шпатов и отсутствии вулканических и карбонатных пород. Направление переноса кластического материала аллювиальной системы – на север, северо-восток, на Сибирскую платформу, ороген располагался на юге, юго-западе (по анализу палеотечений – замерам азимутов падения форсетовов косых серий).



Рис. 2. Состав песчаников муксутской пачки айсинской свиты и боханской пачки Ковыктинской площади:
 А) на классификационной сетке второго порядка [5];
 Б) На геодинамической диаграмме QmFLt [6]

Источник силицикластического материала песчаников муксутской пачки айсинской свиты – ороген, сложенный слабо метаморфизованной толщей с примесью кремневых и зрелых песчано-алевролитовых пород бывшей пассивной окраины.

Работа выполнена при поддержке Минобрнауки РФ (проект №5.515.2014/К).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Sovetov J.K. Guidebook on field trip to the East Sayan Foothills. - Novosibirsk: IPGG SB RAS, 2011. - 236 p.
2. Советов Ю. К., Казак А. К., Соловецкая Л. В. Поздневендская гигантская речная система песчано-илового типа на юго-западе Сибирской платформы: условия аллювиального осадконакопления во влажном климате без растительности // Эволюция осадочных процессов в истории Земли: материалы VIII-го Всероссийского литологического совещания. – М.: РГУ нефти и газа, 2015. - Т. I. - С. 156-160.
3. Miall A.D. Fluvial Depositional Systems. - New York, Heidelberg: Springer, 2014. - 316 p.
4. Советов Ю.К., Благовидов В.В. Реконструкция бассейна осадконакопления (на примере вендского передового прогиба – «форландового бассейна» юго-запада Сибирской платформы) // Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция. - М.: Научный мир, 2004. - С. 159-210.
5. Советов Ю.К. Верхнедокембрийские песчаники юго-запада Сибирской платформы // Труды ИГиГ СО АН СССР, 1977. - Новосибирск: Наука, 1977. - Вып. 298. - 294 с.
6. Dickinson W. R. Provenance and Sediment Dispersal in Relation to Paleotectonics and Paleogeography of Sedimentary Basins // New Perspectives in Basin Analysis. - New York: Springer, 1988. - P. 3-25.

© А. К. Казак, Ю. К. Советов, 2016

ГЕОТЕРМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА БАТСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА

Валерий Александрович Казаненков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, зав. лабораторией геологии нефти и газа Западной Сибири, тел. (383)363-91-92, e-mail: Kazanenkova@ipgg.sbras.ru

В работе с учетом новых данных проанализировано распределение современных температур пород в кровле тюменской и мальшевской свит. Дан прогноз изменения этого параметра в слабо изученных глубоким бурением районах Западно-Сибирского осадочного бассейна, включая акваторию южной части Карского моря.

Ключевые слова: Западная Сибирь, современные температуры, тюменская свита, мальшевская свита, батский резервуар, пласты Ю₂₋₄.

GEOTHERMAL CHARACTERISTIC OF THE BATHONIAN DEPOSITS WEST SIBERIAN SEDIMENTARY BASIN

Valery A. Kazanenkova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., docent, Head of the Laboratory of Petroleum Geology of West Siberia, tel. (383)363-91-92, e-mail: Kazanenkova@ipgg.sbras.ru

On the basis of newly obtained data, the present-day rock temperatures distribution at the top of the Tyumen and Malyshevka Formations is analyzed in this paper, which also provides predictions of this parameter variation for the areas of the West Siberian sedimentary basin poorly studied by deep drilling, including the southern offshore part of the Kara Sea.

Key words: Western Siberia, present-day temperature, Tyumen Formation, Malyshevka Formation, Bathonian reservoir, Ju₂₋₄ horizons.

Впервые региональная схематическая карта современных температур по кровле нижнесреднеюрских отложений была опубликована в середине 1960-х гг. Ю.Г. Зиминим, А.Э. Конторовичем и Л.И. Швыдковой [2]. Последние крупные региональные обобщения геотермических материалов по строению геотемпературного поля в кровле нижнесреднеюрских отложений для всей территории Западной Сибири были опубликованы в монографиях В.И. Ермакова, В.А. Скоробогатова [1] и А.Р. Курчикова, Б.П. Ставицкого [6]. К этому времени представительность геотермических материалов уже была намного выше, что позволило значительно повысить детальность построений для южных и северных районов бассейна. Однако характеристика геотемпературного поля в арктических районах оставалась в значительной степени условной, а территория южной части Карского моря из-за отсутствия фактического материала вообще не была охвачена этими исследованиями.

Первые схемы распределения современных температур в кровле средней юры на территории полуостровов Ямал и Гыданский опубликованы в монографиях В.А. Скоробогатова с соавторами [8, 9], а позднее по Ямальской НГО была издана обновленная версия этой схемы [7].

В настоящее время в Западно-Сибирской НГП в пластах Ю₂-Ю₄ залежи углеводородов открыты на 319 месторождениях, которые расположены практически во всех нефтегазоносных областях. Данные по пластовым температурам в залежах этих месторождений, дополненные результатами испытаний с высокодебитными притоками флюидов, а также материалами термокаротажа, были положены в основу выборки, которая в дальнейшем использовалась для заключительной корректировки карты. Построение сеточной модели (Grid 1x1 км) карты температур в кровле отложений бата выполнено на основе физико-математического моделирования процесса формирования регионального геотемпературного поля Западной Сибири [5, 6].

В целом на всей территории Западно-Сибирского бассейна отчетливо прослеживается согласованность конфигураций линий равных температур и изолиний кровли тюменской и малышевской свит, что вполне закономерно, поскольку одним из важнейших факторов, определяющим температуру пород на этом стратиграфическом уровне, является глубина их залегания, а также слабое влияние процесса нарушения стационарности структуры геотемпературного поля из-за изменения климата в кайнозое, что ранее отмечалось А.Р. Курчиковым и Б.П. Ставицким [6].

В отложениях бата диапазон изменения современных температур пород составляет порядка 120 °С: от 20-30 °С вблизи линии регионального выклинивания отложений по периферии бассейна до 140 °С и выше в Южно-Карской депрессии. Максимальные фактические температуры зафиксированы в процессе испытания интервалов бата на Южно-Песцовой и Южно-Парусовой площадях, где они составляют 132 °С и 139 °С соответственно. Минимальные температуры замерены на площадях, расположенных в пределах Рассохинского мезовыступа (Нижнехетская, Зимняя), где они изменяются от 24 до 35 °С.

На карте современных температур пород в кровле пронизываемого комплекса батского резервуара достаточно четко обособляются две области. Первая охватывает моноклинали Внешнего пояса вдоль обрамления бассейна и характеризуется значениями температур: от 20-30 до 80 °С. В этой области кровля отложений бата в южной, восточной и северной частях бассейна погружается от -600 до -2300 – -2500 м, а в западных и юго-западных – до -2000 м.

Вторая область охватывает внутренние районы бассейна и делится на две части: южную и северную. Южной части в тектоническом плане соответствует Среднеобская региональная ступень, в пределах которой средние значения регионального температурного поля в кровле тюменской свиты на глубинах от -2000 – -2500 до -3100 – -3200 м варьируют от 80 до 100 °С. На фоне этого поля выделяются зоны повышенных и пониженных температур (рис.).

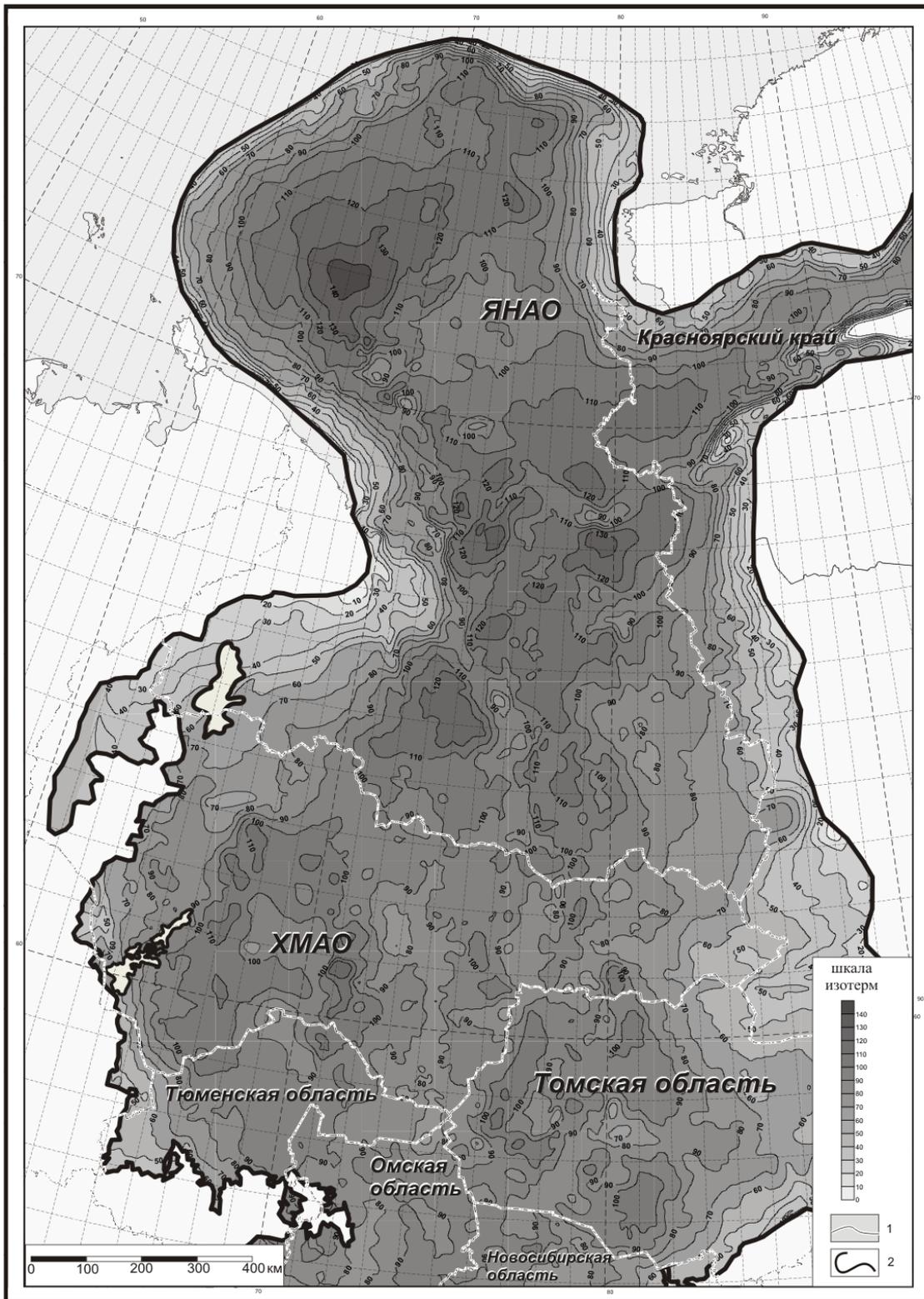


Рис. Карта изменения современных температур в кровле батских отложений (1 – административные границы, 2 – граница распространения проницаемого комплекса батского резервуара)

В юго-восточных районах Западной Сибири наиболее крупная зона повышенных температур ($>100^{\circ}\text{C}$) прослеживается в меридиональном направлении от северной части Нюрольской мегавпадины до северной части Колтогорского прогиба. В контуре этой зоны выделяется ряд участков с температурами более 110°C . Восточнее этой зоны повышенные температуры прогнозируются в Бакчарской впадине, в северной части Усть-Тымской мегавпадины и Ларьякской впадине. Зона пониженных температур ($<80^{\circ}\text{C}$) выделяется в северо-западной части Парабельского мегавала, где на Белоярской площади при испытании водоносного пласта Ю₂ замерена температура 65°C .

В центральных районах Среднеобской региональной ступени низкими температурами ($70\text{--}80^{\circ}\text{C}$) в кровле пласта Ю₂ характеризуются нефтенасыщенные породы на северо-восточном склоне Верхнедемьянского мегавала и на Сургутском своде, что ранее для различных стратиграфических уровней неоднократно отмечалось в многочисленных публикациях [1-6]. По мере погружения кровли тюменской свиты в направлении впадин, окружающих эти положительные структуры, температуры увеличиваются до $85\text{--}90^{\circ}\text{C}$.

На территории Нижневартовского свода большей прогремостью пород в кровле тюменской свиты характеризуется его западная часть, где на отдельных площадях (Урьевская, Былинская, Ореховская, Ермаковская) пластовые температуры превышают 100°C . В восточной части свода температуры варьируют в диапазоне от 80 до 85°C . При этом на Черногорской структуре зафиксирована минимальная для этой территории температура – 78°C .

В восточных районах отмечается чередование линейно вытянутых в меридиональном направлении зон с повышенными и пониженными температурами, которые приурочены к поднятиям и депрессиям, выраженным в рельефе кровли тюменской свиты. Пониженные температуры зафиксированы в пласте Ю₂ на локальных поднятиях Варьеганско-Тагринского выступа ($72\text{--}89^{\circ}\text{C}$), северной части Александровского свода и к северу от него ($70\text{--}85^{\circ}\text{C}$), на Бахилловской и Верхнеколикьеганской ($77\text{--}85^{\circ}\text{C}$) структурах. В Колтогорско-Уренгойском региональном мегажелебе, разделяющим Варьеганско-Тагринский выступ и Александровский свод, температуры увеличиваются до 90°C и выше.

В западной части Среднеобской региональной ступени в обширном поле с температурами более 100°C выделяются геотемпературные аномалии в Красноленинском и Салымском нефтеносных районах. Характеристика этих аномалий по кровлям доюрского основания, верхней юры, неокома и сеномана, а также различным срезам глубин дана в многочисленных публикациях А.Э. Конторовича, Н.М. Кругликова, А.Р. Курчикова, В.И. Москвина, В.В. Нелюбина, И.И. Нестерова, Б.П. Ставицкого и других. По кровле тюменской свиты вариации современных температур отдельно для Салымского и Красноленинского месторождений целенаправленно приведены только в работе

[1]. Появление новых материалов позволило существенно детализировать и уточнить строение этих высокотемпературных зон.

В Салымском районе зона повышенных температур, оконтуренная изотермой 105°C , прослеживается в меридиональном направлении от Северо-Демьянской площади на юге до Южно-Сахалинской площади на севере. На этих площадях породы в кровле пласта Ю₂ нагреты более 115°C . Максимальными пластовыми температурами характеризуется залежь на Салымском месторождении, в которой они варьируют от 124 до 130°C .

В Красноленинском районе зона повышенных температур также оконтурена изотермой 105°C . В этой зоне (с юга на север) находятся Северо-Молодежное, восточная часть Красноленинского, Средненазымское, Рогожниковское, Северо-Назымское и Центральное месторождения. Максимальные пластовые температуры установлены в залежах Красноленинского месторождения ($116-120^{\circ}\text{C}$). В залежах остальных из перечисленных месторождений температуры изменяются от 106 до 110°C .

Геотемпературное поле северной части внутренних районов бассейна обособляется в контуре Ямало-Карской региональной депрессии и характеризуется большей напряженностью по сравнению с южной частью. На этой территории кровля тюменской и малышевской свит находится преимущественно на глубинах ниже -3300 м, а в наиболее крупных впадинах – 4500 – 4600 м. Региональные фоновые значения температур здесь выше и изменяются в диапазоне $90-110^{\circ}\text{C}$. Как и в южной части бассейна, на региональном фоне выделяются зоны повышенных и пониженных температур.

В южных районах этой территории с запада на восток наблюдается чередование зон повышенных и пониженных температур. Максимумы значений температур приурочены к наиболее погруженным частям крупных депрессий: Надымской мегавпадине ($>120^{\circ}\text{C}$) и Среднепурскому желобу ($>110^{\circ}\text{C}$), а минимумы – к наиболее приподнятым частям Северного свода ($90-95^{\circ}\text{C}$) и Вынгапуровского вала ($85-90^{\circ}\text{C}$), а также локальным поднятиям (Верхнечасельское, Южно-Хадырьяхинское, Ютырмальское, Термокарстовое, Фахировское, Новочасельское, Черничное, Кынское, Яровое), выделяющимся в рельефе кровли тюменской свиты в юго-восточной части ($76-88^{\circ}\text{C}$).

В северных районах Надым-Пурского междуречья и к востоку от Тазовской губы с увеличением глубины залегания тюменской свиты температуры пород закономерно возрастают. Практически на всей этой территории значения температур пород превышают 110°C . На этом фоне выделяются участки с температурами $> 120^{\circ}\text{C}$ и $> 130^{\circ}\text{C}$. Высокие температуры подтверждены фактическими замерами, полученными при испытании газоносных пластов Ю₂ на Падинской (122°C), Южно-Песцовой (132°C) и Южно-Парусовой (139°C) площадях.

Севернее четко прослеживается линейная зона пониженных температур, которой соответствует Мессояхская наклонная гряда. По мере погружения

кровли бата с востока на запад температура пород постепенно увеличивается от 25 на Нижнехетской площади до 113 °С на Парусовой площади.

В южных районах Гыданского полуострова обособляется обширная зона с температурами более 110 °С. К востоку эта зона прослеживается в правобережье р. Енисей, а на западе охватывает юго-восточные районы полуострова Ямал. В тектоническом плане большая часть этой зоны находится в пределах Антипаютинско-Тадебеяхинской синеклизы и западной части Агапско-Ени-сейского желоба, в крупных впадинах которых температуры увеличиваются до 120 °С и выше. На севере Гыданского полуострова значения температур пород пласта Ю₂ соответствуют фоновым и не превышают от 90 до 100 °С. На Штормовой площади при испытании пласта Ю₂ замерена температура 97 °С.

На полуострове Ямал современные температуры пород в кровле бата изменяются в широком диапазоне, от 60-68 °С на Новопортовском до 120-125 °С на Харасавейском месторождениях. В целом геотемпературное поле на этой территории соответствует фоновому (90-110 °С), а повышенные значения (115-120 °С) и более отмечаются вдоль северо-западного побережья полуострова

в зоне шириной 50-70 км. Высокие температуры в кровле малышевской свиты подтверждены фактическими замерами, полученными при испытании газоносных объектов в скважинах на Харасавейской площади.

На территории южной части Карского моря выделяется обширная по площади зона повышенных температур, в пределах которой максимальные значения температур прогнозируются в Южно-Карской мегавпадине, где кровля малышевской свиты залегает на абсолютных глубинах -4200 – -4500 м. При среднем геотермическом градиенте, равном 3,72 °С/100 м, и по результатам выполненных структурных построений в наиболее погруженной части мегавпадины изменение температур пород в пласте Ю₂ предполагается от 130 до более 140 °С.

Необходимо подчеркнуть, что в Южно-Карской депрессии в отложениях бата выделяется самая крупная геотермическая аномалия в Западно-Сибирском осадочном бассейне, в южной части которой расположены Харасавейское и Крузенштернское месторождения. Ранее о наличии в горизонте Ю₂ геотермической аномалии в районе Крузенштернского и Харасавейского месторождений неоднократно отмечалось в публикациях В.А. Скоробогатова с соавторами [7, 8, 9].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. - М.: Недра, 1986. - 222 с.
2. Зимин Ю.Г., Конторович А.Э., Швыдкова Л.И. Геотермическая характеристика мезозойских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геология и геофизика. - 1967. - № 5. - С. 3-13.
3. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. - М.: Недра, 1975. - 680 с.

4. Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. Гидрогеология Западно-Сибирского мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. - Л.: Недра, 1985. - 279 с.
5. Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. - М.: Недра, 1992. - 231 с.
6. Курчиков А.Р., Ставицкий Б. П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. - М.: Недра, 1987. - 134 с.
7. Скоробогатов В.А., Соин Д.А. Геотермические условия газонефтеносности Ямальской области Западной Сибири // Геология нефти и газа. - 2009. - № 5. - С. 25-29.
8. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. - 261 с.
9. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газоносность Ямала. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 352 с.

© В. А. Казаненков, 2016

БИОГЕОХИМИЯ ВЕРХНЕЮРСКИХ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Владимир Аркадьевич Каширцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, чл.-корр. РАН, главный научный сотрудник, тел. (383)335-64-23, e-mail: KashircevVA@ipgg.sbras.ru

Борис Леонидович Никитенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, зав. лабораторией микропалеонтологии, тел. (383)335-64-28, e-mail: NikitenkoBL@ipgg.nsc.ru

Елена Анатольевна Фурсенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)330-26-76, e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru

Екатерина Борисовна Пещевицкая

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя, тел. (383)330-26-76, e-mail: PeschevickayaEB@ipgg.sbras.ru

Наталья Павловна Шевченко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)330-26-76, e-mail: ShevchenkoNP@ipgg.sbras.ru

По особенностям состава и распределения молекул-биомаркеров в отложениях верхней юры – нижнего мела Лено-Анабарского бассейна выделены три геохимических горизонта, четко стратифицируемые в разрезе. Насыщенные и ароматические углеводороды фракции хлороформенных экстрактов исследованы методом газовой хроматографии – масс-спектрометрии (ГХ-МС). Отмечен незрелый уровень (протокатагенез) преобразования рассеянного органического вещества. Определены основные углеводороды-хемофоссилии, в том числе: n-алканы, изопреноиды, стераны, диастерены, метилдиастерены и углеводороды, близкие по структуре токоферолу – метилтриметилтридецилхроманы (МТТХ), позволяющие реконструировать ископаемые типы органического вещества.

Ключевые слова: юра, мел, Лено-Анабарский бассейн, хемофоссилии, диастерены, хроманы.

BIOGEOCHEMISTRY OF UPPER JURASSIC LOWER CRETACEOUS SEDIMENTS IN THE NORTH OF THE SIBERIAN PLATFORM

Vladimir A. Kashirtsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Doctor of Science, Corresponding Member of RAS, tel. (383)335-64-23, e-mail: KashircevVA@ipgg.sbras.ru

Boris L. Nikitenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Doctor of Science, Head of the Laboratory of Micropaleontology, tel. (383)335-64-28, e-mail: NikitenkoBL@ipgg.nsc.ru

Elena A. Fursenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Petroleum Geochemistry, tel. (383)330-26-76, e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru

Ekaterina B. Peschevickaya

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Mesozoic and Cenozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)330-26-76, e-mail: PeschevickayaEB@ipgg.sbras.ru

Natalia P. Shevchenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Engineer of the Laboratory of Petroleum Geochemistry, tel. (383)330-26-76, e-mail: ShevchenkoNP@ipgg.sbras.ru

Three geochemical horizon well-stratified in the section have been identified on the basis of the specific composition of biomarker molecules and their distribution in Upper Jurassic – Lower Cretaceous sediments of the Lena-Anabar Basin. Saturated hydrocarbons and aromatics of chloroform extracted fractions from argillaceous rocks were examined by gas chromatography – mass spectrometry (GC-MS), which revealed immature level (protocatagenesis) of transformation of the dispersed organic matter. The main chemofossil hydrocarbons have been identified, including n-alkanes, isoprenoids, steranes, diasterenes, methylsteranes and hydrocarbons with a structure close to tocopherol – methyltrimethyltridecylchromanes (MTTC), which permit reconstructing fossil types of organic matter.

Key words: Jurassic, Cretaceous, Lena-Anabar basin, chemofossils, diasterenes, chromanes.

Органо-геохимические методы и, в частности, анализ состава и распределения молекул-биомаркеров, позволяющий реконструировать тип исходного органического вещества (ОВ), условия накопления, диагенетическую и катагенетическую его эволюцию в процессе развития осадочного бассейна и трансформацию ископаемого ОВ в углеводороды (УВ) нефтяного ряда, занимают важное место в общем комплексе бассейнового моделирования.

В настоящее время в разрезах Сибири приграничный интервал юры и мела хорошо охарактеризован параллельными зональными стратиграфическими шкалами по разным группам фоссилей [1, 2]. Как показывают материалы настоящих исследований, на этом рубеже появляется и весьма разнообразный комплекс хемофоссилей, который достаточно хорошо «стратифицирует» разрез пограничных слоев верхней юры и нижнего мела.

Хлороформенные экстракты (битумоиды) из глинистых пород после разделения на фракции насыщенных и ароматических УВ изучены методом хромато-масс-спектрометрии по общему ионному току (ТИС) и сканированием по фрагментным ионам (m/z -отношение массы иона к его заряду). Идентификация

индивидуальных УВ проведена компьютерным поиском в библиотеке Национального института стандартов NIST-05, по литературным данным и реконструкцией структур по характеру ионной фрагментации при электронном ударе.

Особенности распределения УВ-биомаркеров в рассматриваемом интервале разреза позволили выделить три биогеохимических горизонта (БГХГ-1, БГХГ-2, БГХГ-3), которые сменяют друг друга по вертикали

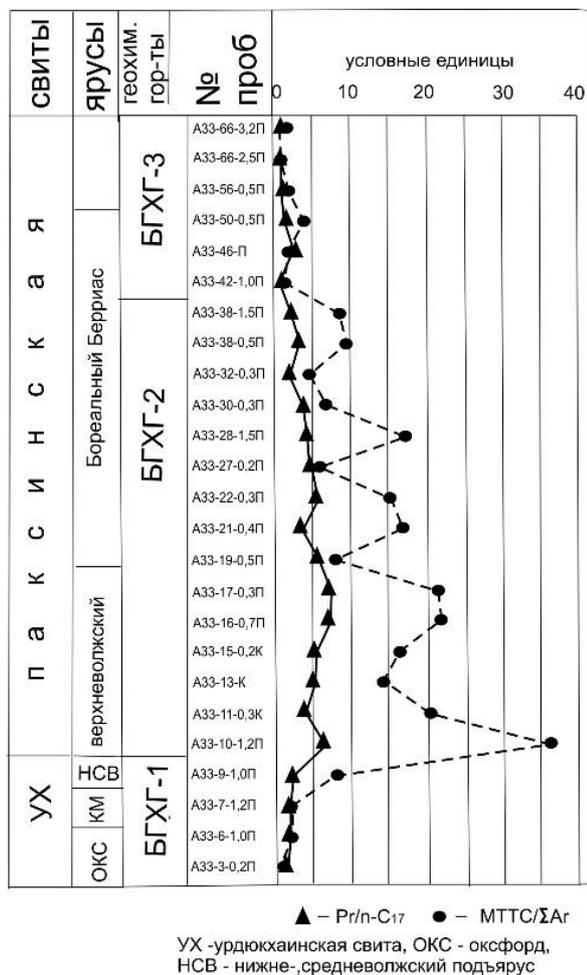


Рис. 1. Распределение отношений пристан/ н-алкан C_{17} и МТТС/ сумма аренов в приграничных слоях юры и мела (урджукхайнская и паксинская свиты)

особенно в его нижней части, относительные концентрации фитана и пристана могут превышать совместно элюирующиеся н-алканы (C_{17} и C_{18} соответственно) в 5-6 раз (рис. 2).

Подобные соотношения для алифатических УВ сингенетических битумоидов чрезвычайно редки и обычно свидетельствуют об изобилии фотосинтезирующих макро- и микроводорослей, хлорофилл которых являлся источником для

(и, естественно, во времени), отражая разнообразие фациальных обстановок и поступающего

в осадки ОВ (рис. 1). Распределение н-алканов в битумоидах по всему изученному разрезу в целом достаточно однотипно. Максимумы распределения, приходящиеся на C_{29} и C_{31} (при контрастном соотношении молекул с нечетным и четным числом атомов углерода), обычно свидетельствуют, что «первоисточником» этих УВ являлся воск листьев высших растений [4]. При максимумах распределения, приходящихся на меньшее количество атомов углерода, предшественниками н-алканов могут быть жирные кислоты, не связанные с континентальной высшей растительностью. В прибрежных заливах известны «краевые» макрофиты с алканами C_{27} и C_{29} .

Иначе обстоит дело с распределением изопреноидных хемофоссилий, в частности, это касается пристана $i-C_{19}$ и фитана $i-C_{20}$ (рис. 2). В отличие от первого и третьего геохимических горизонтов с «нормальными» взаимоотношениями н-алканов и изопреноидов, во втором горизонте, и

фитильных и фитольных цепей изопреноидов. Другой характерной чертой второго геохимического горизонта являются необычно высокие концентрации диастеренов и метилдиастеренов (рис. 3). Эти биомаркеры практически не характерны для органического вещества геохимических горизонтов БГХГ-1 и БГХГ-3.

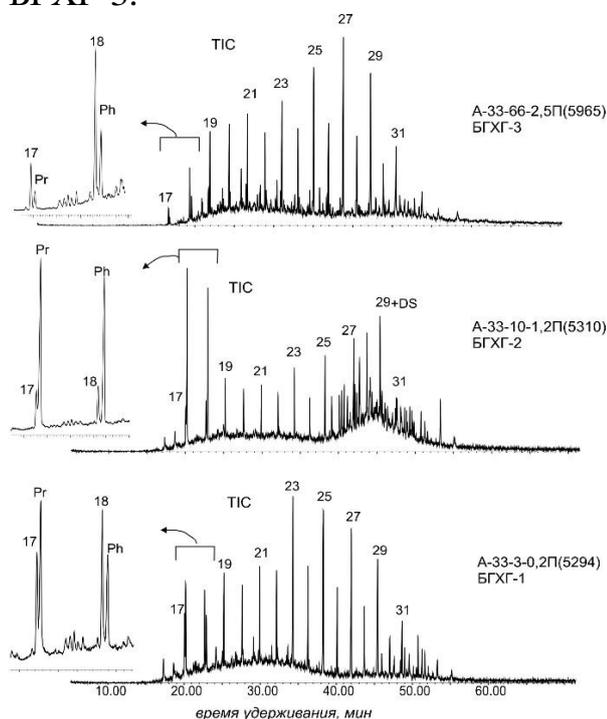


Рис. 2. Масс-хроматограммы (по общему ионному току ТИС) фракций насыщенных углеводородов основных геохимических горизонтов (см. рис. 1)

В ароматических фракциях битумоидов второй геохимический горизонт характеризуется удивительным преобладанием соединений, близким по структуре токоферолу (рис. 4, БГХГ-2). Резкий «всплеск» концентраций этих соединений приходится на зону *Craspedites okensis* аммонитовой шкалы волжского яруса Сибири [2], и затем они последовательно снижаются к верхней части бореального берриаса (основание зоны *Tollia tolli*).

В принципе, по геохимическим показателям БГХГ-2 можно разделить на две подзоны. В этом случае кровля нижней подзоны будет достаточно хорошо совпадать с кровлей верхневолжского подъяруса.

Остановимся на возможных предшественниках хемофоссилий. Определенный вклад континентальной растительности характерен для первого и третьего геохимических горизонтов, поскольку здесь, наряду с высокомолекулярными алканами (воск листьев), в ароматических фракциях постоянно присутствует ретен – компонент смол хвойных растений [3]. Выше уже отмечалось, что «изобилие» изопреноидов во втором горизонте вероятнее всего связано с макро- и микрофитами фотической зоны морского бассейна, а

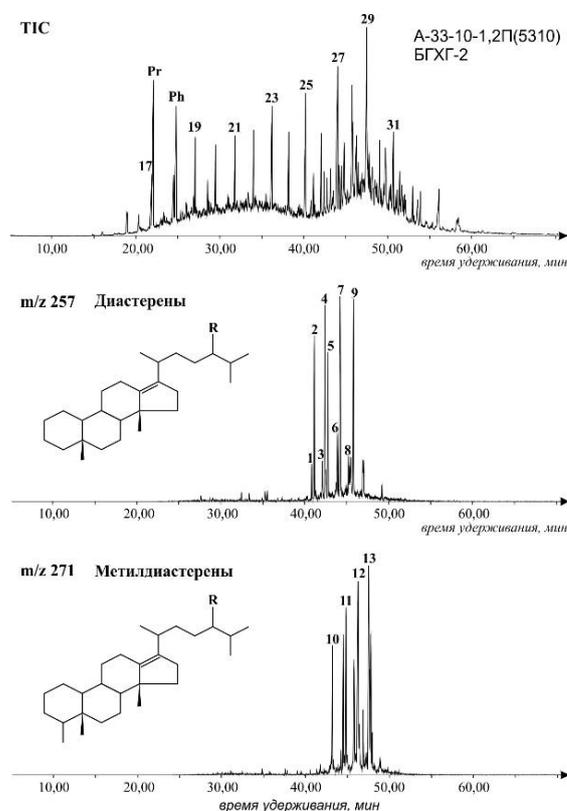


Рис. 3. Диастерены и метилдиастерены (m/z 257 и 271) во фракциях насыщенных УВ БГХГ-2

высокие концентрации хроманов (МТТХ) напрямую зависят от содержаний хлорофила. Соотношения пристана к рядом элюирующемуся нормальному алкану C₁₇ и отношения МТТХ к сумме ароматики (рис. 1) характеризуются

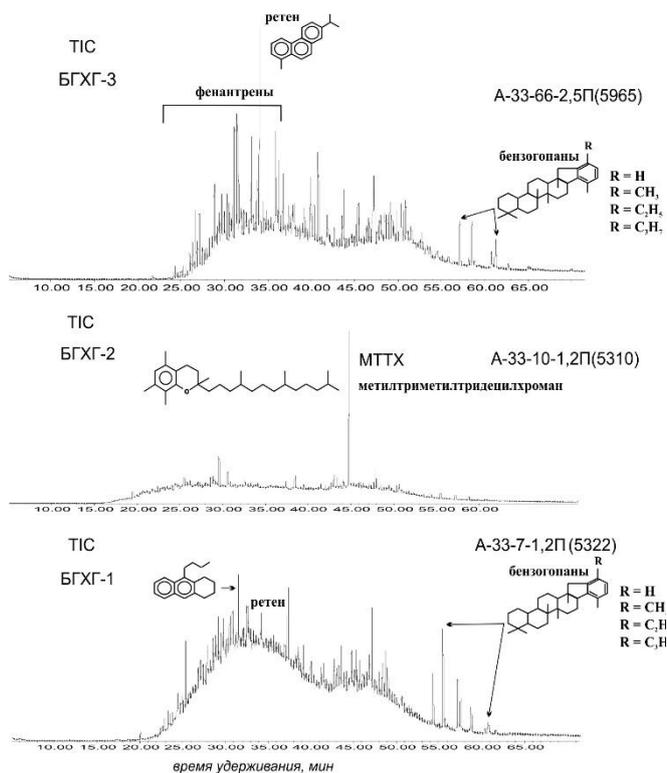


Рис. 4. Масс-хроматограммы (ТІС) фракций ароматических УВ из основных геохимических горизонтов

достаточно надежной зависимостью с коэффициентом корреляции +0,77. Экспериментально показано, что МТТХ могут образоваться в диагенезе при реакции конденсации между хлорофиллом и алкилфенолами [5].

Что касается диастеренов и гопенов, то водорослево-бактериальное их происхождение не вызывает особых сомнений. Присутствие 4-ме-тилдиастеренов в БГХГ-2 можно рассматривать как свидетельство существенного вклада планктонных организмов и, в частности, динофлагеллят в общий баланс захороненного органического вещества. Появление 4-метилзамещенных структур в составе стероидов и связь их с динофлагеллятами отмечена в целой серии работ [4].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Никитенко Б.Л., Шурыгин В.Н., Князев В.Г., Меледина С.В., Дзюба О.С., Лебедева Н.К., Пещевицкая Е.Б., Глинских Л.А., Горячева А.А., Хафаева С.Н. Стратиграфия юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и бореальный зональный стандарт // Геология и геофизика. - 2013. - Т. 54 (4). - С. 830-844.
2. Шурыгин Б.Н., Дзюба О.С. Граница юры и мела на севере Сибири и бореально-тетическая корреляция приграничных толщ // Геология и геофизика. - 2015. - Т. 56(8). - С. 1047-1082.
3. Otto A., Simoneit D.R.T. Chemosystematics and diagenesis of terpenoids in fossil conifer species and sediment from the Eocene Zeitz formation, Saxony, Germany // Geochimica et Cosmochimica Acta. - 2001. - Vol. 65. - P. 1715-1728.
4. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. Second Edition. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. Cambridge University Press, 2005. - Vol. 2. - 1155 p.

5. Sinninghe Damste J.S., Kock-van Dalen A.C., de Leeuw J.W., Schenck P.A., Guoying S., Brassell S.C. The identification of mono-, di- and trimethyl 2-methyl- 2-(4,8,12-trimethyltridecyl) chromans and their occurrence in the geosphere // *Geochimica et Cosmochimica Acta.* - 1987. - Vol. 51. - P. 2393-2400.

© В. А. Каширцев, Б. Л. Никитенко, Е. А. Фурсенко,
Е. Б. Пещевицкая, Н. П. Шевченко, 2016

УДК 550.832

РАСПРОСТРАНЕНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА В БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЕ В ПРЕДЕЛАХ ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ДАННЫМ ГАММА КАРОТАЖА

Анна Александровна Киреева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории ресурсов углеводородов и прогноза развития нефтегазового комплекса, тел. (383)335-64-26, e-mail: KireevaAA@ipgg.sbras.ru

Дан краткий обзор истории изучения зависимости содержания органического углерода ($C_{орг}$) от замеров гамма каротажа (ГК). Установлена зависимость «керна-ГИС» для территории исследования. На ее основе построена карта средних содержаний $C_{орг}$ в баженовской свите и ее аналогах юго-восточных районов Западной Сибири.

Ключевые слова: баженовская свита, зависимость «керна-ГИС», среднее содержание органического углерода, Западная Сибирь, Томская область.

DISTRIBUTION OF ORGANIC CARBON IN BAZHENOV FORMATION WITHIN THE TERRITORY OF TOMSK REGION ACCORDING TO GAMMA LOGGING

Anna A. Kireeva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Junior Researcher of the Laboratory of hydrocarbon resources and the prediction of development of petroleum complex, tel. (383)335-64-26, e-mail: KireevaAA@ipgg.sbras.ru

A brief the history overview of the study of relation to the of gamma ray organic hydrocarbons measurements. The «drill sample – well logging» relation for the study area. Based on this relation hydrocarbons average contents map of the southeast of West-Siberia has been created.

Key words: bazhenov formation, «drill sample – GIS» relation, average content of organic hydrocarbon, West-Siberia, Tomsk region.

В настоящее время при прогнозе нефтегазоносности и поисках скоплений углеводородов в районах разной степени изученности широкое применение нашли методы историко-геологического (бассейнового) моделирования процессов нефтидогенеза. При создании геолого-геохимической модели исследуемого объекта в рамках этих методик одной из основных проблем

является выделение нефтегазопроизводящих толщ (НГПТ) и обоснование их характеристик, одной из которых является генерационный потенциал. Основной НГПТ Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) принято считать высокоуглеродистую баженовскую свиту и ее возрастные аналоги. Для исследуемой территории (юго-восточные районы Западно-Сибирской НГП, Томская область) этим аналогом является марьяновская свита.

Баженовская свита в пределах Томской области представлена чередованием глинистых, кремнистых, карбонатных пород, обогащенных планктоно-

и бактериогенным органическим веществом (ОВ). По мере продвижения на восток породы баженовской свиты замещаются аргиллитами марьяновской свиты [1]. Характерным свойством глинисто-кремнистых пород баженовской свиты является высокое содержание урана и высокие значения ГК соответственно. По мере того как отложения баженовской свиты замещаются более мелководными отложениями марьяновской свиты, содержание урана в породах падает.

Целью данной работы – на основе эмпирической связи между локальными значениями $C_{орг}$ и ГК определить средние содержания $C_{орг}$ в баженовской свите в разрезах конкретных скважин и их распределение по площади. В дальнейшем с учетом других характеристик ОВ (водородный индекс, кинетические спектры керогена) это позволит оценить генерационный потенциал баженовской свиты и степень его реализации на территории исследований.

По данным работы [2], впервые связь между значениями гамма каротажа и содержанием $C_{орг}$ была установлена в 1945 г. R.F. Veers для палеозойских формаций санбэри и антрим.

И.И. Плуман в 1971 г. [3] отмечает, что породы баженовской свиты характеризуются повышенной ураноносностью (до 0,007 %), отличаясь этим от других морских образований Западно-Сибирской провинции. В работах В.В. Хабарова и др. [4, 5] также отмечается, что основной вклад в естественную радиоактивность породы, фиксируемую на кривых ГК, дает уран и в меньшей степени торий и калий. В.В. Хабаров и Т.В. Первухина [5] определили, что для пород баженовской свиты повышенное содержание урана коррелируется с повышенной радиоактивностью по ГК (коэффициент корреляции 0,87). В.В. Хабаров и др. [4] считают, что поступление урана в баженовскую свиту происходило либо в растворенном виде из морских вод (90 % массы), либо во взвешенном состоянии в составе глинистых частиц (10 % массы) вследствие разрушения уранил-карбонатных анионов. Затем уран поглощался органическим веществом свиты.

В работах В.В. Хабарова и др. [4], В.А. Конторовича [6], а также ряда других исследователей были получены формальные зависимости средних значений $C_{орг}$ от значений ГК, КС, БК и на этой основе построены карты содержания $C_{орг}$ в баженовской свите для некоторых районов Западно-Сибирского бассейна.

На примере одной из скважин Салымского месторождения М.А. Павлова и др. [7] показали, что существует зависимость локального содержания $C_{орг}$ в баженовской свите от значений замеров гамма и бокового каротажей. А.А. Дешин и Е.В. Пономарева [8] на материалах по большому числу скважин уточнили эту зависимость и построили карту средних содержаний $C_{орг}$ баженовской свиты для Салымского района.

Необходимо отметить, что параметры зависимости ГК- $C_{орг}$ значительно изменяются по площади, что связано с влиянием региональных факторов – палеогеографических обстановок осадконакопления баженовской свиты, биопродуктивности волжского морского бассейна, удаленности от источников сноса

и скорости привноса терригенного материала [1, 9]. По данным 12 скважин, зависимость «кern-ГИС», полученная М.А. Павловой и др., была скорректирована для территории Томской области. Коэффициенты детерминации для замеров из одной скважины достаточно высоки ($R^2 = 0,76$ для Северо-Фестивальной № 1; $R^2 = 0,91$ для Александровской №11), что подтверждает результаты М.А. Павловой. Коэффициент детерминации для объединенной совокупности ниже и равен 0,38.

Полученная по объединенной выборке зависимость локальных содержаний органического углерода от значений гамма каротажа описывается уравнением: $C_{орг} = 0,17 * GK_{г} + 2,78$ (рис. 1). С ее использованием были определены средние содержания $C_{орг}$ в разрезах 435 скважин. Затем по этим данным была построена карта средних значений $C_{орг}$ в баженовской свите (рис. 2) на территории Томской области.

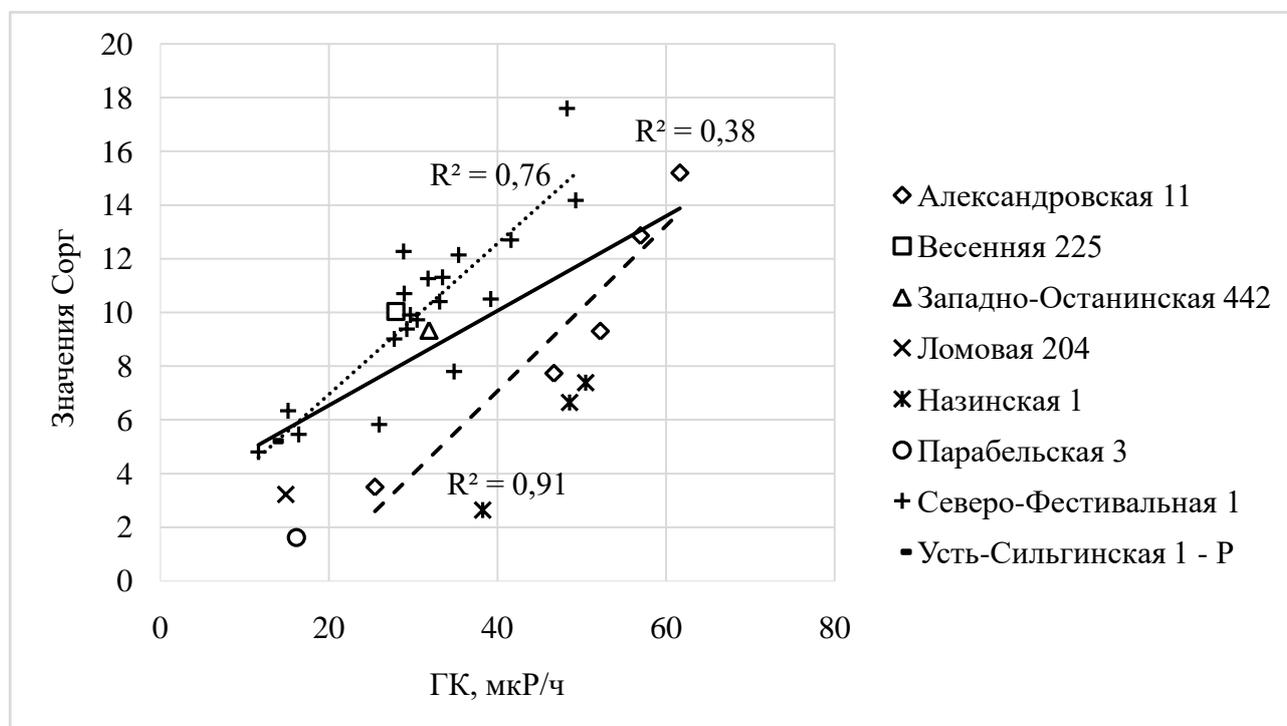


Рис. 1. Значения органического углерода от значений гамма каротажа

Наиболее обогащена органическим углеродом западная и центральная части территории, где средние значения достигают 13,5 %. Восточная часть менее обогащена, и средние значения органического углерода составляют до 7,5 %, что связано с фациальным переходом отложений баженовской свиты в марьяновскую.

Настоящее исследование позволило построить схему распределения средних содержаний органического углерода в баженовской свите на исследуемой территории, что в совокупности с другими параметрами даст возможность оценить генерационный потенциал баженовской свиты.

Исследование выполнено в рамках проекта президиума РАН ОНЗ-1.2.

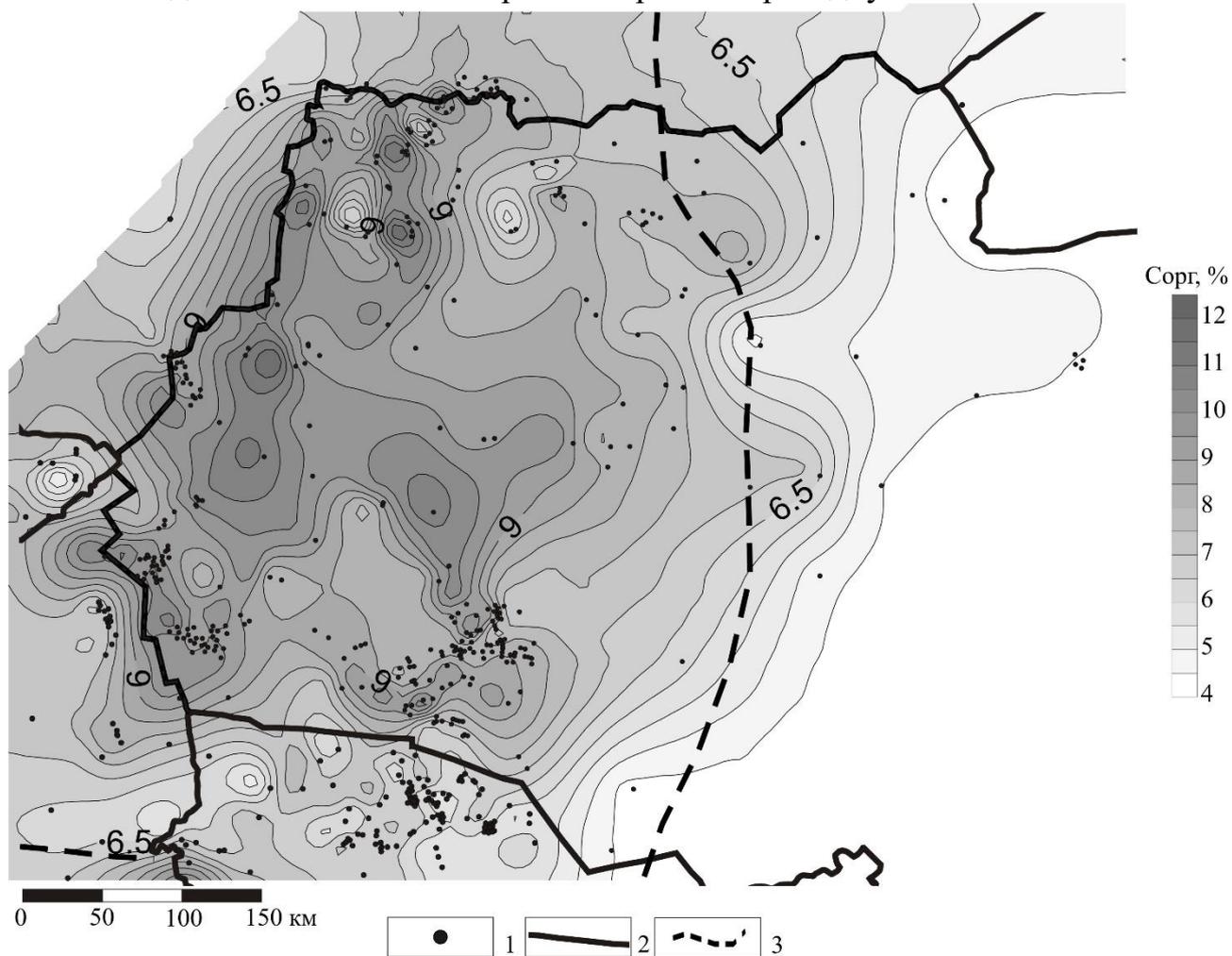


Рис. 2. Карта средних содержаний $C_{орг}$ в отложениях баженовской свиты Томской области:

1 – скважины, где среднее содержание органического углерода вычислено по зависимости «кern - ГИС», 2 – административные границы, 3 – граница замещения баженовской свиты марьяновской свитой [10]

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Занин Ю.Н. и др. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. - 1998. - № 11. - С. 1477-1491.

2. Парфенова Т.М., Меленевский В.Н., Москвин В.И. Использование гамма-каротажа для определения содержания органического вещества в высокоуглеродистых осадочных формациях (на примере Баженовской свиты) // Нефтяная и газовая промышленность. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1999. - № 11. - С. 29-34.
3. Плуман И.И. Ураноносность черных аргиллитов волжского яруса Западно-Сибирской плиты как критерий геохимических условий осадконакопления // Геохимия. - 1971. - Т. 9. - С. 1138-1143.
4. Хабаров В.В., Нелепченко О.М., Волков Е.Н. и др. Уран, калий и торий в битуминозных породах баженовской свиты Западной Сибири // Советская геология. - 1980. - № 10. - С. 94-105.
5. Хабаров В.В., Первухина Т.В. Выделение и литостратиграфическое расчленение битуминозных пород в разрезах Западной Сибири // Литология разрезов Западной Сибири по геофизическим исследованиям. - Тюмень, 1989. - С. 82-89.
6. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. - Новосибирск: Издательство СО РАН, Филиал «ГЕО», 2002. - 250 с.
7. Павлова М.А., Сухорукова К.В., Глинских В.Н., Казаненков В.А. Интерпретация материалов геофизических исследований скважин нефтеносного разреза Баженовской свиты: литотипы и их физические параметры // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012. VIII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых» : сб. материалов в 2 т. (Новосибирск, 10–20 апреля 2012 г.). – Новосибирск : СГГА, 2012. Т. 1. – С. 127–131.
8. Дешин А.А., Пономарева Е.В. Распределение органического углеводорода в баженовской свите по данным геофизических исследований скважин (Салымский нефтегазоносный район) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. - 2014. - № 2. - С. 99-104.
9. Пономарева Е.В., Павлова М.А. Геологические факторы, влияющие на распределение органического углерода в баженовской свите [Электронный ресурс] // Геомодель 2015: 17-я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа (г. Геленджик, Россия, 7-10 сентября 2015 г.): Тезисы докладов. - 2015. - С. Th 00 10.
10. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. - 114 с., прил. 3 на 31 л.

© А. А. Киреева, 2016

ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ МАЛЫХ ВОДОЕМОВ ПУРОВСКОГО И ТАЗОВСКОГО РАЙОНОВ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ К ПРОЦЕССАМ ЗАКИСЛЕНИЯ

Александра Сергеевна Кононова

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, инженер, тел. (922)002-52-58, e-mail: KononovaAS@ipgg.sbras.ru

Татьяна Анатольевна Кремлева

Тюменский государственный университет, 625003, Россия, г. Тюмень, ул. Семакова, 10, доктор химических наук, доцент кафедры органической и экологической химии Института химии, тел. (905)821-02-35, e-mail: kreml-ta@yandex.ru

Рустам Ильясович Тимшанов

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, кандидат геолого-минералогических наук, и. о. зав. лабораторией физико-химических методов исследований, тел. (3452)68-87-96, e-mail: TimshanovRI@ipgg.sbras.ru

Цель данной работы – количественная оценка процессов закисления и способности к самовосстановлению малых водоемов Пуровского и Тазовского районов Тюменской области как индикаторов состояния окружающей среды. В качестве критериев устойчивости природных вод в работе использовали показатель кислотонейтрализующей способности и значение буферной емкости природных вод. На основании полученных данных выявлены наиболее устойчивые и уязвимые к закислению водные объекты. Водоемы классифицированы по ионному составу (классификация О.А. Алекина), в работе приведены корреляции между интегральными характеристиками вод и их устойчивостью к закислению.

Ключевые слова: нефтедобыча, загрязнение окружающей среды, закисление, буферная емкость, кислотонейтрализующая способность, гидрокарбонаты.

ASSESSMENT OF STABILITY SMALL RESERVOIRS OF PUROVSKY AND TAZOVSKY OF DISTRICTS TYUMEN REGION TO ACIDULATION PROCESSES

Alexandra S. Kononova

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625000, Russia, Tyumen, Taymyrskaya Str. 74, Engineer, tel. (922)002-52-58, e-mail: KononovaAS@ipgg.sbras.ru

Tatiana A. Kremleva

Tyumen State University, 625003, Russia, Tyumen, Semakov Str., 10, Doctor of Chemistry, Associate professor of organic and ecological chemistry of Institute of chemistry, tel. (905)821-02-35, e-mail: kreml-ta@yandex.ru

Rystam I. Timshanov

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625000, Russia, Tyumen, Taymyrskaya Str. 74, Ph. D., acting as a Head of the Laboratory of

physical and chemical methods of researches, tel. (3452)68-87-96, e-mail: TimshanovRI@ipgg.sbras.ru

The purpose of this research work is a quantitative assessment of processes of acidulation and self-restoration ability for small reservoirs of Purovsky and Tazovsky of districts of the Tyumen region, as indicators of a state of environment. The criteria for stability of natural waters are the indicator of acid-neutralizing capacity, the level of hydrocarbons, and the value of the buffer capacity of natural waters. On the basis of these data we determine which reservoirs are the most stable and vulnerable to acidification. Reservoirs are classified by ionic structure (O.A. Alekin's classification), correlations between integrated characteristics of waters and their resistance to acidulation are represented in work.

Key words: oil production, environmental pollution acidification, buffering capacity, acid neutralizing capacity, hydrogen carbonates.

В северных районах Западной Сибири одним из основных источников загрязнения водных экосистем являются объекты нефтепромысловой инфраструктуры (поисково-разведочные скважины и кустовые площадки эксплуатационного бурения, магистральные нефте- и газопроводы, объекты нефтепереработки). Уже на стадии бурения скважин в поверхностные водоносные комплексы вместе с буровым раствором и шламом выбуренных пород попадает значительное число химических реагентов: разжижители, термостабилизаторы, эмульгаторы, кислоты, ПАВ, органические растворители, ингибиторы отложений солей и коррозии [1]. Вместе с нефтью извлекаются высокоминерализованные пластовые воды, часть из которых аккумулируется в ближайших водоемах. В результате происходят значительные изменения общего химического состава вод. На современном этапе развития общества проблема загрязнения водоемов осложняется подкислением вод в результате выпадения кислых атмосферных осадков, механизм образования которых связан с вымыванием из атмосферы окислов азота и серы, образующихся в результате сжигания топлива и других видов хозяйственной деятельности человека. Повышение кислотности водоемов имеет крайне негативные последствия, такие как выщелачивание тяжелых металлов, изменение ионного состава природных вод, снижение буферной способности водоемов. Кроме антропогенного фактора, большое влияние оказывают и природно-климатические условия. Особенно подвержены процессам закисления водоемы, расположенные в северных регионах. Низкие среднегодовые температуры воздуха ослабляют процессы водной эрозии, а неразвитость почвенного покрова делает геохимический состав подстилающих пород главным фактором в формировании гидрохимии поверхностных вод. Избыточное увлажнение территорий приводит к низкой минерализации и олиготрофному характеру вод, поэтому любое поступление кислотообразующих веществ способно нарушить ионное равновесие и привести к закислению водоемов [2, 3].

В связи с этим актуальность приобретают исследования, направленные на разработку методов оценки буферных свойств пресноводных экосистем, выявление главных факторов, влияющих на устойчивость вод по отношению к природному и антропогенному закислению.

Для Западной Сибири проблема закисления водоемов недостаточно изучена, но имеются данные по проявлению этого эффекта на северных территориях [4], в то время как в западной литературе вопросам устойчивости природных водоемов к закислению уделяется большое внимание [5].

В данной работе по результатам изучения химического состава проб воды определена их кислотонейтрализующая способность и буферная емкость. Анализ химического состава 9 проб воды Тазовского района выполнен в лаборатории физико-химических методов исследований ИНГГ СО РАН. Также использованы архивные данные института по 6 пробам, отобраным в малых водоемах Пуровского района.

Значение показателя кислотонейтрализующей способности (АНС) рассчитывают как разницу между суммой катионов (с коррекцией на морскую соль)

и радикалами сильных кислот. Этот показатель отражает запас или дефицит гидрокарбонатов, а в случае с водами, обогащенными гумусовыми кислотами, – их сумму, т. е. буферную способность системы.

$$\text{ANC} = [\text{Ca}^{2+}] + [\text{Mg}^{2+}] + [\text{Na}^+] + [\text{K}^+] - [\text{SO}_4^{2-}] - [\text{NO}_3^-]. \quad [6] \quad (1)$$

Содержание элементов представляется в эквивалентах и корректируется на устранение доли элементов, поступающих в составе морских аэрозолей.

Концентрации основных ионов (мкэкв/дм³) с коррекцией на морские аэрозоли рассчитываются следующим образом:

$$\text{Ca}^{2+*} = [\text{Ca}^{2+}] - 0.037 [\text{Cl}^-]; \quad \text{Mg}^{2+*} = [\text{Mg}^{2+}] - 0.198 [\text{Cl}^-];$$

$$\text{Na}^{+*} = [\text{Na}^+] - 0.858[\text{Cl}^-]; \quad \text{K}^{+*} = [\text{K}^+] - 0.018[\text{Cl}^-]; \quad \text{SO}_4^{2-*} = [\text{SO}_4^{2-}] - 0.103[\text{Cl}^-].$$

Буферная емкость показывает, как меняется рН воды с поступлением сильных кислот. В природных водах гумидной зоны буферное действие оказывают две системы – карбонатная и гумусная. Буферное действие первой обусловлено наличием гидрокарбонат-ионов и растворенного углекислого газа, а второй – органических кислот, прежде всего гуминовых и их солей. Гидрокарбонатная буферная система является доминирующей при значениях водородного показателя около 5.5 – 6.5 [7].

Гидрокарбонатную буферную емкость кислотно-основной системы $\pi_{\text{HCO}_3^-}$ (моль-экв/дм³) рассчитывали по значению рН и содержанию гидрокарбонат-ионов в водной среде. С учетом равновесных концентраций кислоты и сопряженного основания:

$$\pi_{\text{HCO}_3^-} = 2,3 \cdot \frac{\alpha_{\text{H}_2\text{CO}_3} \cdot \alpha_{\text{HCO}_3^-} \cdot \text{C}(\text{HCO}_3^-)}{(\alpha_{\text{H}_2\text{CO}_3} + \alpha_{\text{HCO}_3^-})}, \quad [7] \quad (2)$$

где $\alpha_{\text{H}_2\text{CO}_3}$ и $\alpha_{\text{HCO}_3^-}$ – мольная доля угольной кислоты и гидрокарбонат иона соответственно; $\text{C}(\text{HCO}_3^-)$ – общая концентрация гидрокарбонат-ионов, моль/дм³.

В таблице приведены данные по расположению водоемов, времени отбора проб, интегральные характеристики химического состава, тип вод согласно классификации О.А. Алекина.

Водные объекты, в которых рН больше 7, являются потенциально устойчивыми к поступлению кислотообразующих веществ. Поэтому оценку кислотонейтрализующей способности и буферной емкости вод проводили только для водоемов со слабокислыми водами. Из 15 водных объектов всего 4 имеют значение рН 7 и более, что весьма характерно для водоемов севера Тюменской области [8].

Таблица

Данные по водным объектам и их интегральные характеристики

№	Тип водоема	рН, ед. рН	Цветность, град. цв. Cr-Co	Минерализация, мг/дм ³	Сухой остаток, мг/дм ³	Класс	Группа	Тип
Тазовский район								
1	речка 1	6,50	39,4	61,39	44,9	Гидрокарбонатный	Ca	III
2	речка 2	6,90	68,7	35,02	25,2		Ca	I
3	речка 3	7,44	70,3	35,30	24,0		Ca	I
4	речка 4	7,43	64,1	53,53	36,6		Ca	I
5	речка 5	6,48	55,3	26,25	18,3		Ca	I
6	озеро 1	6,90	51,1	56,68	45,5		Ca	II
7	речка 6	6,50	51,6	25,69	19,0		Ca	II
8	р. Нероседаяха	7,17	не опр.	59,76	не опр.		Ca	I
9	р. Нгэваноётаяха	7,37	не опр.	57,64	не опр.		Ca	I
Пуровский район								
10	речка 7	5,80	70,0	18,90	21,0	Гидрокарбонатный	Ca	I
11	заболоченное озеро	5,70	25,0	19,40	22,0		Ca	I
12	р. Пяку-Пур	6,10	60,0	33,50	36,0		Ca	I
13	озеро 2	6,60	80,0	52,10	54,0		Mg	I
14	озеро 3	5,20	70,0	18,90	20,0		Ca	I
15	р. Палягаяха	6,45	50,0	81,50	82,0		Mg	I

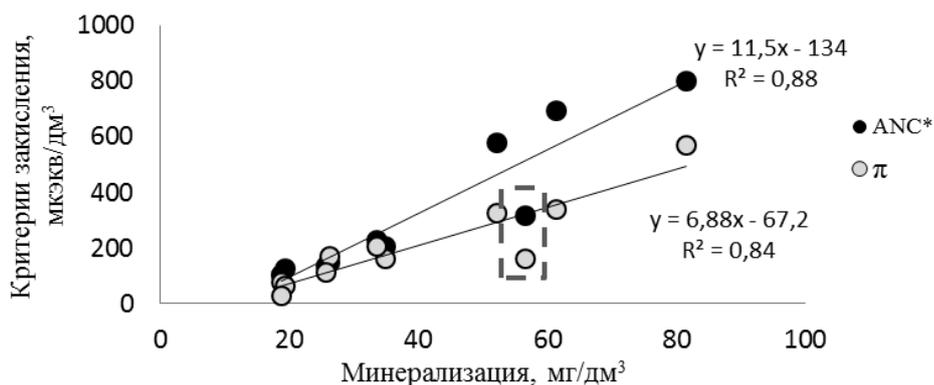
Согласно классификации природных вод, по значению минерализации все воды являются ультрапресными (минерализация не превышает 0,2 г/дм³). В анионном составе преобладают гидрокарбонаты, в катионном – кальций, реже магний (см. табл.).

Исходя из содержания основных ионов минерализации (мкэкв/дм³), были рассчитаны критерии устойчивости водоемов к закислению (кислотонейтрализующая способность ANC и буферная емкость π). Потенциально уязвимыми к закислению являются водоемы, для которых значение ANC меньше

50 мкэкв/дм³, π меньше 20 мкэкв/дм³. Все исследуемые объекты являются на данном этапе достаточно устойчивыми к закислению. Только для одного водного объекта (№ 14, озеро 3 в Пуровском районе) значение буферной емкости невелико (27 мкэкв/дм³), что при относительно высокой цветности (70 град.

Cr-Co) может быть обусловлено присутствием природных гумусовых кислот.

Рассмотрим взаимосвязь критериев закисления и факторов, влияющих на буферные свойства водных систем (см. рис.). С ростом минерализации для водных объектов, приведенных в выборке, происходит увеличение буферных свойств водной среды. Высокая корреляция между этими показателями обусловлена



доминированием гидрокарбонатов в составе вод.

Точка, выпадающая из этой зависимости (на рисунке обведена в пунктирную рамку), соответствует объекту 6 (см. табл.,

озеро 1 Тазовского района), в котором при доминировании гидрокарбонат-ионов отмечается высокое содержание сульфатов.

Таким образом, по результатам расчета критериев закисления определена градация устойчивости водных объектов к поступлению кислотообразующих веществ и выполнен анализ корреляционных за-висимостей критериев закисления и общей минерализации вод.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Солнцева Н.П. Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов. - М.: Изд-во МГУ, 1998. - 376 с.
2. Моисеенко Т.И. Закисление вод: факторы, механизмы и экологические последствия. - М.: Наука, 2003. - 276 с.
3. Кремлева, Т.А. Оценка устойчивости малых озер севера Западной Сибири в отношении процессов закисления / Т.А. Кремлева, Л.П. Паничева, М.Н. Третьякова, Н.В. Морозова // Вестник Тюменского государственного университета. - 2013. - № 5. - С. 22-33.
4. Смоляков Б.С. Проблема кислотных выпадений на севере Западной Сибири // Сибирский экологический журнал. - 2000. - №1 - С. 21-30
5. Evans C.D, Monteith D.T, Fowler D., Cape J.N., Brayshaw S. Hydrochloric Acid: An Overlooked Driver of Environmental Change. Environmental Science and Technology. 2011; 45:1887-1894.
6. Моисеенко Т.И., Гашкина Н.А.. Формирование химического состава вод озер в условиях изменения окружающей среды. - М.: Наука, 2010. - С. 62-70.

7. Кремлева Т.А.. Оценка буферной емкости вод малых озер Пуровского района. / Кремлева Т.А., Кононова А.С. // Вестник Тюменского государственного университета. Экология и природопользование. - 2014. - № 12. - С. 24-32.

8. Агбалян Е.В. Оценка устойчивости озерных экосистем Ямало-Ненецкого автономного округа к кислотным выпадениям / Агбалян Е.В., Хорошавин В.Ю., Шинкарук Е.В. // Вестник Тюменского государственного университета. Экология и природопользование. - 2015. - Т. 1. - № 1 (1). - С. 45-54.

© А. С. Кононова, Т. А. Кремлева, Р. И. Тимшанов, 2016

УДК 553.981/982(571.5)

НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ТЕРРИТОРИЯХ С ШИРОКИМ РАЗВИТИЕМ ТРАППОВОГО МАГМАТИЗМА НА ПРИМЕРЕ ЮЖНО-ТУНГУССКОЙ НГО

Алевтина Олеговна Гордеева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: GordeevaAO@ipgg.sbras.ru

Игорь Алексеевич Губин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-13-62, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Лариса Николаевна Константинова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru

Елена Николаевна Кузнецова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru

С учетом сложности геологического строения Южно-Тунгусской НГО, неоднозначности результатов интерпретации сейсморазведки, проблем технологии глубокого бурения даны предложения направлений геологоразведочных работ. На территории с широким развитием траппового магматизма необходимо комплексирование геофизических методов с целью изучения фациальных особенностей и подготовки объектов к глубокому поисковому бурению. По данным сейсморазведочных работ и глубокого бурения, выделены приоритетные направления для проектирования параметрического бурения.

Ключевые слова: Южно-Тунгусская НГО, геологоразведочные работы, трапповый магматизм.

THE DIRECTION OF EXPLORATION IN THE TERRITORIES WITH A WIDE DEVELOPMENT OF MAGMATISM TRAPPEAN ON THE EXAMPLE OF THE SOUTH-TUNGUSKA OGR

Alevtina O. Gordeeva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Research Associate, tel. (383)306-63-70, e-mail: GordeevaAO@ipgg.sbras.ru

Igor' A. Gubin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)330-13-62, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Larisa N. Konstantinova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)306-63-70, e-mail: KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru

Elena N. Kuznetsova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Research Associate, tel. (383)306-63-70, e-mail: KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru

Recommendations for geological exploration taking into account ambiguousness of interpretation of seismic data, problems of technology of deep well drilling are given. Integration of geophysical methods for the purpose of study the facies changes and development objects to the deep well drilling is necessary within area with wide trap magmatism. Priority orientations for parametric drilling based on seismic and deep well drilling data are revealed.

Key words: South-Tunguska OGR, geological exploration, trap magmatism.

Южно-Тунгусская НГО по нефтегазогеологическому районированию расположена севернее Байкитской НГО, где уже ведется разработка Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений для транспортировки нефти в следующем году по нефтепроводу Куюмба-Тайшет. По нему планируется транспортировать 660 тыс. тонн нефти в магистраль ВСТО. Нефтепровод Куюмба-Тайшет предназначен также для поставок нефти с новых месторождений Восточной Сибири, поэтому Южно-Тунгусская НГО выдвигается в число первоочередных для подготовки запасов нефти.

В соответствии с полученными данными распространения терригенного комплекса венда, выходов кристаллического фундамента на предвендскую поверхность, уточнения границ рифейских прогибов прежние контуры Южно-Тунгусской НГО были изменены (рис.). Перспективы нефтегазоносности изучаемой территории в основном связаны с терригенным комплексом венда и рифеем. Суммарные плотности начальных геологических ресурсов УВ по этим комплексам составляют 30 тыс. т/км² и приурочены к периферийным частям Южно-Тунгусской НГО (см. рис.)

Южно-Тунгусская нефтегазоносная область была первой в Красноярском крае на территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, где начинались геологоразведочные работы на нефть и газ. К настоящему времени эффективной методики ведения геологоразведочных работ на нефть и газ на территориях с широким развитием траппового магматизма пока нет. Первая проблема, которая возникает при изучении нефтегазоносности района исследований, – это оценка воздействия траппового магматизма на нефтегазоносность, на сохранность ресурсов углеводородов. Вторая проблема – эта низкая информативность сейсморазведки. Она связана с плохой прослеживаемостью отражающих горизонтов, латеральной скоростной неоднородностью разреза, которая влияет на точность структурных построений. Третья проблема – трудности в выполнении глубокого бурения и высокая аварийность при бурении, связанные с поглощениями бурового раствора в трещиноватых траппах.

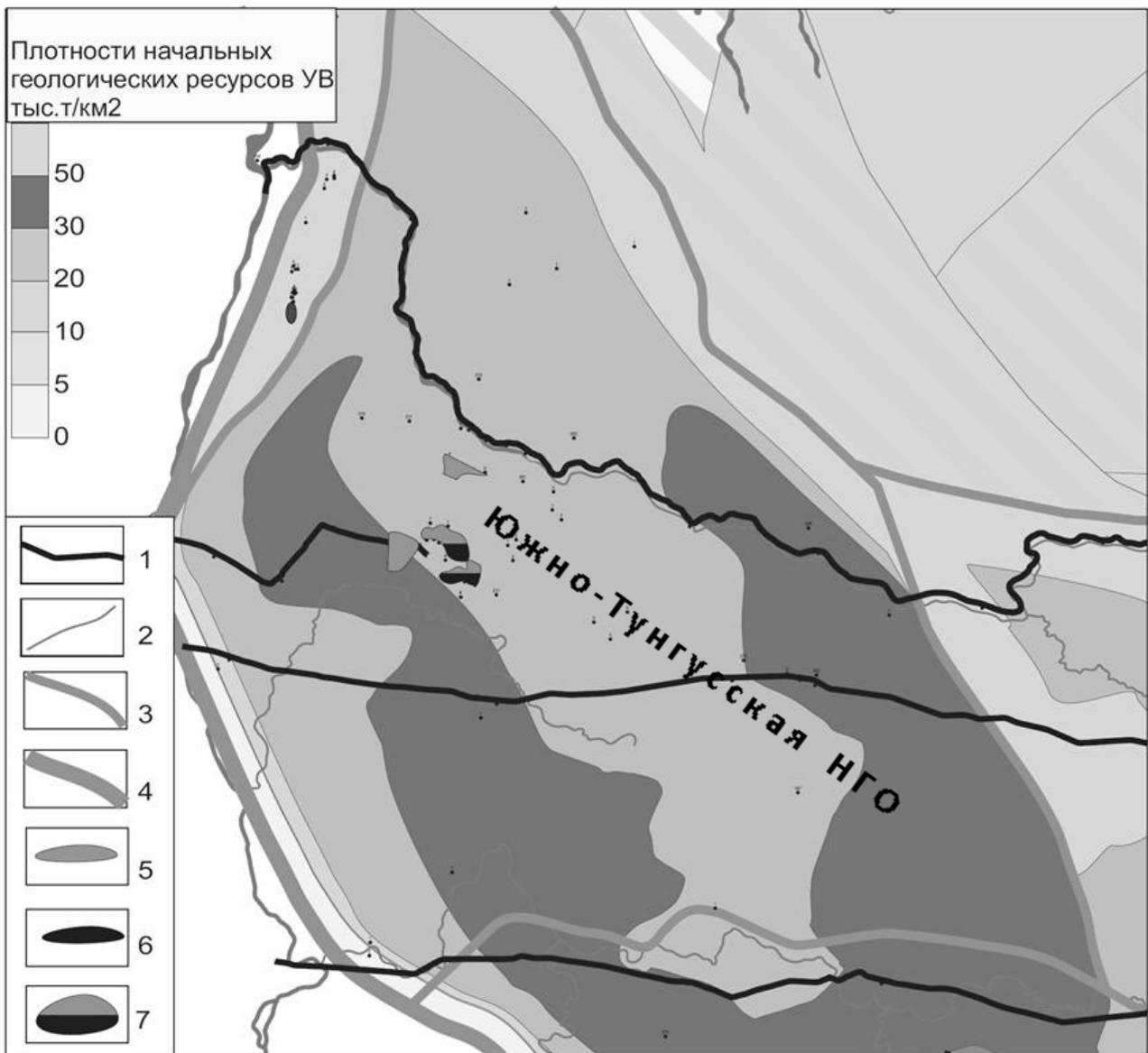


Рис. Карта перспектив нефтегазоносности Южно-Тунгусской НГО с выделением территорий, рекомендуемых для первоочередного геологического изучения:

1 – линии региональных сеймопрофилей, 2 – гидросеть, 3 – границы НГО, 4 – границы НГП.
Месторождения: 5 – газовые, 6 – нефтяные, 7 – газонефтяные

В Лено-Тунгусской провинции можно выделить территории, где на дневной поверхности обнажаются кембрийские и ордовикские осадочные комплексы. Эти территории благоприятны для возбуждения упругих колебаний как взрывным, так и невзрывным способами. Но также присутствуют территории, где на дневную поверхность выходят поля туфогенно-лавовых образований

с секущими и пластовыми интрузиями долеритов, в разной степени поглощающими и рассеивающими энергию сейсмического сигнала. На территориях этого типа сложные горно-геологические условия возбуждения и приема упругих колебаний влияют на информативность полевых сейсмограмм и окончательных временных разрезов, которые используются для геологической интерпретации. Поэтому в основу выбора методики сейморазведочными организациями были положены результаты опытных работ, которые показали, что рост информативности временных и глубинных разрезов обеспечивался применением относительно плотных систем наблюдений. Шаг наблюдений был сгущен до 50, а в отдельных случаях до 25 м между пунктами возбуждений (ПВ) и до 25 м между пунктами приема (ПП), что позволило поднять кратность перекрытий до 100-200 и, как следствие, существенно повысить информативность временных и глубинных разрезов.

На основе полученных по такой методике данных на этапе региональных работ уже решены некоторые важнейшие геологические задачи:

– уточнены границы распространения рифейского комплекса и его внутреннее строение, в частности, установлены западная и восточная границы Ангаро-Котуйского авлакогена рифейского возраста и начато изучение его внутреннего строения;

– намечены линии выклинивания перспективных отложений ванаварской и оскобинской свит венда на склонах Байкитской антеклизы, благоприятных для формирования ловушек структурно-литологического типа, что подтверждено последующим бурением;

– по редкой сети профилей изучено положение и ширина рифогенного барьера нижнего кембрия, проходящего от Анабарской антеклизы на востоке провинции, до юга Анабарской антеклизы и далее на запад в южной части Курейской антеклизы. На западе этот барьер выявлен по сейсмическим данным на левом берегу Енисея, под мезозойско-кайнозойским чехлом Западно-Сибирской геосинеклизы.

Задача региональных и поисковых сейморазведочных работ в Южно-Тунгусской НГО требуют не только сгущения сети профилей, но и решения более детальных геологических задач, направленных на изучение сейсмofациальных особенностей возможно нефтегазоносных отложений при подготовке объектов к глубокому поисковому бурению. Возникает

необходимость комплексирования геофизических методов. В первую очередь, как показал опыт 1980-х годов, целесообразно включать в комплекс электроразведку. Результаты электроразведочных исследований позволяют уточнить модель геологического строения района работ, в том числе и глубинного, выделить тектонические нарушения и границы геоблоков. В последние годы на левобережье р. Нижняя Тунгуска совместно с сейморазведкой выполнены электроразведочные работы М-ЗСБ по методике многоразностных перекрытий и магнитотеллурическое зондирование (МТЗ). Эти работы обеспечили геоэлектрическое изучение разреза осадочного чехла до глубин 5-6 км, вплоть до образований рифейского комплекса пород, а в зонах их отсутствия – до кристаллического фундамента.

Далее следует выделить несколько проблем технологии глубокого бурения, которые необходимо решать в первую очередь. Из-за трещиноватости и кавернозности на границах траппов и карбонатных пород при бурении глубоких скважин часто имеют место катастрофические поглощения бурового раствора. Судя по информации о современном бурении на Непско-Ботуобинской антеклизе (ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Таас-Юрх-нефтегаздобыча»), где разрезы насыщены силлами, эффективная технология преодоления катастрофических поглощений не отработана до настоящего времени. В Южно-Тунгусской области в целом решить проблему катастрофических поглощений бурового раствора во много раз сложнее. Следующие проблемы – это низкая скорость глубокого бурения при бурении в траппах, низкий выход керна при бурении в перспективных горизонтах. Газы, свободные и растворенные в воде и в нефти, в отложениях нижнего и среднего кембрия часто содержат сероводород. Это должно быть учтено при выборе оборудования, разработке технологии бурения и мер по технике безопасности. При бурении в Южно-Тунгусской НГО горизонтов в нижнем и среднем кембрии нередко имели место аварийные фонтаны газа, содержащего в высоких концентрациях углекислый газ и сероводород. Потому в конкретные проекты региональных работ необходимо закладывать комплексирование сейморазведки с электроразведкой, геохимической съемкой и высокоточной гравиразведкой.

Для проектирования параметрического бурения имеются следующие основания:

- промышленная нефтегазоносность кембрийской части разреза доказана выполненным в предыдущие годы глубоким бурением;
- пробуренные ранее глубокие скважины не вскрыли отложения терригенного венда и рифея, однако в более южных районах Лено-Тунгусской провинции (Байкитская антеклиза, Непско-Ботуобинская антеклиза) с этими комплексами связаны основные запасы и ресурсы нефти и газа;
- сейсмические материалы доказывают распространение рифейского комплекса до 4 км, что дает возможность предполагать наличие в нем нефтегазогенерирующих толщ;

– структурное положение эрозионной кровли рифейских отложений способствовало беспрепятственной миграции УВ вверх по склону;

– согласно модели нижневендских отложений на прилегающей к району исследований территории Юрубчено-Тохомской ЗНГН соотношение толщин ванаварской и оскобинской свит таково, что интерес представляет территория, где суммарная толщина терригенного венда превышает 100 м. Здесь могут формироваться самостоятельные залежи в песчаных пластах оскобинской и ванаварской свит;

– опыт проведения геологоразведочных работ на территории Байкитской и Непско-Ботубинской НГО показал, что при наличии соответствующего стратиграфического объема вероятность обнаружения залежей УВ возрастает снизу вверх. Сначала УВ заполняют ловушки в эрозионной поверхности рифея, затем в терригенном и карбонатном венде и только после вертикально мигрируют в зонах «литологических окон» и дизъюнктивных нарушений в кембрийские горизонты.

© А. О. Гордеева, И. А. Губин, Л. Н. Константинова, Е. Н. Кузнецова, 2016

УДК 551.782.13

НОВЫЕ ПАЛИНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ИЗ ИШИМСКОЙ СВИТЫ ВЕРХНЕГО МИОЦЕНА (РАЗРЕЗ МАСАЛИ, ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ РАВНИНА)

Ольга Борисовна Кузьмина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории стратиграфии и палеонтологии мезозоя и кайнозоя, тел. (383)335-64-24, e-mail: KuzminaOB@ipgg.sbras.ru

Ирина Владимировна Хазина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории стратиграфии и палеонтологии мезозоя и кайнозоя, тел. (383)335-64-24, e-mail: KhazinaIV@ipgg.sbras.ru

Павел Витальевич Смирнов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, 38, заместитель директора НОЦ «Геология нефти и газа» ТюмГНГУ, тел. (922)483-80-90, e-mail: geolog.08@mail.ru

Александр Олегович Константинов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, 38, специалист НОЦ «Геология нефти и газа» ТюмГНГУ, тел. (922)483-80-90, e-mail: geolog.08@mail.ru

Получена детальная палинологическая характеристика ишимской свиты, обнажающейся в районе с. Масали (Тюменская область). Выявлены и описаны три палинокомплекса, отличающиеся по таксономическому составу и структуре. Впервые

приведены данные о непыльцевых палиноморфах из ишимской свиты. По палинологическим данным обоснован позднемиоценовый возраст алевропелитовой части разреза.

Ключевые слова: споры, пыльца, непыльцевые палиноморфы, ишимская свита, верхний миоцен, Западная Сибирь.

NEW PALYNOLOGICAL DATA FROM UPPER MIOCENE ISHIM FORMATION (SECTION MASALI, WEST SIBERIAN PLAIN)

Olga B. Kuzmina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Research Scientist of the Laboratory of the Mesozoic and Cenozoic paleontology and stratigraphy, tel. (383)335-64-24, e-mail: KuzminaOB@ipgg.sbras.ru

Irina V. Khazina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Research Scientist of the Laboratory of the Mesozoic and Cenozoic paleontology and stratigraphy, tel. (383)335-64-24, e-mail: KhazinaIV@ipgg.sbras.ru

Pavel V. Smirnov

Tyumen State Oil and Gas University, Russia, 625000, Tyumen, Volodarsky Str. 38, Deputy Director of Education and Research Center «Geology of Oil and Gas»TSOGU, tel. (922)483-80-90, e-mail: geolog.08@mail.ru

Alexandr O. Konstantinov

Tyumen State Oil and Gas University, Russia, 625000, Tyumen, Volodarsky Str. 38, Specialist of Education and Research Center «Geology of Oil and Gas» TSOGU, tel. (922)483-80-90, e-mail: geolog.08@mail.ru

The detailed palynological characteristic of Ishim Formation that exposed near to Village Masali (Tyumen region) is obtained. Three palynocomplexes with diverse taxonomic composition and structure are Identified and described. For the first time the nonpollen palynomorphs data from Ishim Formation are shown. The Late Miocene age of the silty pelite part of the section is justified on palynological data.

Key words: spore, pollen, nonpollen palynomorphs, Ishim Formation, Upper Miocene, West Siberian.

Ишимская свита, широко развитая в Ишим-Иртышском и Тобол-Ишимском междуречьях Западно-Сибирской равнины, была выделена в 1947 г. В.А. Николаевым [1]. Она представлена песками, алевритами мучнистыми трепеловидными мощностью до 12 м [2]. В стратотипическом разрезе свита подстилается бещеульской свитой нижнего-среднего миоцена и перекрывается новостаничной свитой верхнего миоцена-нижнего плиоцена [3]. Отложения содержат позднемиоценовый комплекс млекопитающих [4] и входят в состав таволжанского регионального горизонта Западной Сибири [2]. Горизонт характеризует региональная палинозона СПЗ-17 *Betula-Ulmus-Polypodiaceae* [2].

Однако комплекс с таким составом пыльцы и спор редко удается проследить на всей территории развития таволжанского горизонта, поэтому часто возникают сложности с обоснованием возраста (по палинологическим данным) верхнемиоценовых отложений, вскрытых скважинами на территории Западной Сибири. На сегодняшний день палинологическим методом лучше изучена таволжанская свита (фациальный аналог ишимской) [5]. Об ишимской свите известно, что она почти не содержит спор и пыльцы либо содержит бедные спектры, преимущественно с *Alnus*, *Bryales*, *Polypodiaceae* [3, 6]. Эти палинологические данные были получены в конце 1960-х гг. [6], более поздние исследования не публиковались в геологической литературе. Развернутые на территории равнины работы по доизучению геологического строения осадочного чехла, в том числе и континентальных кайнозойских образований, с целью детализации и уточнения геологических карт масштаба 1:200 000 и 1:1 000 000 делают актуальными новые детальные палинологические исследования таких отложений.

На палинологию были изучены образцы, послойно отобранные из восточной части обнажения ишимской свиты, расположенной близ с. Масали Тюменской области в пределах Ишимской литофациальной зоны равнины (рис. 1).

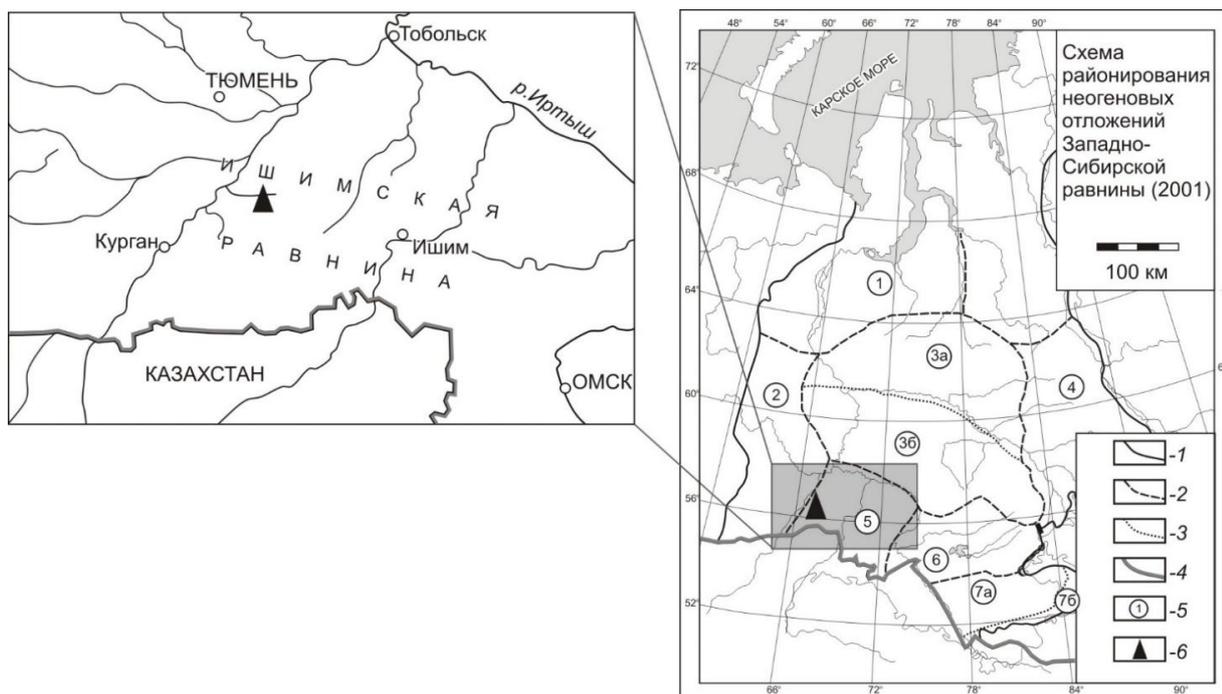


Рис. 1. Местоположение разреза ишимской свиты у с. Масали

- Условные обозначения: 1 – границы Западно-Сибирской равнины и ее горного обрамления;
 2 – границы литофациальных районов; 3 – границы литофациальных подрайонов;
 4 – государственная граница; 5 – литофациальные районы (5 – Ишимский);
 6 – местоположение разреза

Литологическое описание разреза приведено на рис. 2. Видимая мощность отложений – около 4.5 м. Контакт с нижележащими отложениями не установлен.



Рис. 2. Обнажение ишимской свиты у с. Масали

Всего отобрано 18 проб (рис. 2). Химическая обработка и анализ были выполнены в ИНГГ СО РАН. Анализ включал изучение в препаратах спор и пыльцы наземных растений, а также непыльцевых палиноморф, включающих микрофитопланктон, споры и гифы грибов и др., которые были выделены из породы вместе со спорами и пылью по стандартной методике обработки образцов для палинологического анализа. Количественные флуктуации палиноморф приводятся на рис. 3.

пыльца березы. Доля пыльцы разнотравья увеличилась, состав пополнился пылью сем. *Apiaceae*, *Convolvulaceae*, *Ericaceae*, *Fabaceae*. В группе пыльцы голосеменных растений следует отметить значительное количество пыльцы, которую можно идентифицировать как *Pinus sylvestris* L. Значительно снизилось содержание спор. ПК отличает высокая доля содержания непыльцевых палиноморф, доминирующие позиции занимают споры и гифы разнообразных грибов (до 62.5 %). Субдоминантами являются *Votryococcus* и *Pediastrum boryanum*.

Ишимская свита в обнажении у с. Масали содержит полноценные спектры с достаточным количеством палиноморф. Палинокомплексы, выявленные из нижней и средней части обнажения у с. Масали, можно сопоставить с комплексом СПЗ-17 [6], однако от последнего они отличаются более бедным таксономическим составом спор и пыльцы. Комплекс, выявленный из верхней части обнажения, сложно сопоставить с комплексом СПЗ-17. По палинологическим данным можно предположить плиоцен-четвертичный возраст этой части разреза. Вполне возможно, что отложения формировались также в позднем миоцене, а выявленный ПК отражает изменившиеся условия осадконакопления (мелководная обстановка с большим количеством растительных остатков, попадавших в водоем). Присутствие спектра с *Alnus*, *Bryales*, *Polypodiaceae* в алевритах темно-серых (инт. 1.7-1.8 м) показывает, что растительность реагировала на смену условий с запозданием.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Николаев В.А. Нижний плиоцен Западно-Сибирской низменности // Докл. АН СССР. - 1947. - Т. 58. - № 3. - С. 455-458.
2. Унифицированные региональные стратиграфические схемы палеогеновых и неогеновых отложений Западно-Сибирской равнины. Объяснительная записка и схема. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2001. - 84 с.
3. Зыкин В.С. Стратиграфия и эволюция природной среды и климата в позднем кайнозое юга Западной Сибири. - Новосибирск: «Гео», 2012. - 487 с.
4. Зажигин В.С., Лопатин А.В., Покатилов А.Г. История *Dipodoidea* (Rodentia, Mammalia) в миоцене Азии. 5. *Lophocricethus* (Lophocricetinae) // Палеонтол. журн. - 2002. - №2. - С. 62-75.
5. Волкова В.С., Панова Л.А. Палинологическая характеристика неогеновых отложений Западно-Сибирской равнины // Палинология кайнозоя в Сибири. - Новосибирск: Наука, 1975. - С. 34-54.
6. Мартынов В.А., Никитин В.П. К стратиграфии неогеновых отложений южной части Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика. - 1968. - № 12. - С. 3-15.

© О. Б. Кузьмина, И. В. Хазина, П. В. Смирнов, А. О. Константинов, 2016

УДК 553.98(571.1)

ПОДТВЕРЖДЕНИЕ ГЕНЕТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ФЛЮИДОМИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В НИЖНЕМЕЛОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА БАЗЕ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОВ ОГТ-3Д

Аркадий Романович Курчиков

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, доктор геолого-минералогических наук, чл.-корр. РАН, директор, тел. (3452)46-58-27, e-mail: ARKurchikov@tmnsc.ru

Владимир Николаевич Бородин

Тюменский государственный нефтегазовый университет, 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, 38, доктор геолого-минералогических наук, профессор, тел. (3452)46-58-84, e-mail: komgort@mail.ru

Антон Сергеевич Недосекин

ООО «ИНГЕОСЕРВИС», 625019, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 211, кандидат геолого-минералогических наук, первый заместитель генерального директора, тел. (3452)21-52-95, e-mail: info@ingeos.info

Олег Аркадьевич Смирнов

ООО «ИНГЕОСЕРВИС», 625019, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 211, кандидат геолого-минералогических наук, главный геолог, тел. (3452)21-52-95, e-mail: info@ingeos.info

Ольга Викторовна Феокистова

ООО «ИНГЕОСЕРВИС», 625019, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 211, руководитель группы комплексной интерпретации геолого-геофизических данных, тел. (3452)21-52-95, e-mail: info@ingeos.info

Рассматриваются различные представления на условия формирования залежей углеводородов в мезозойских отложениях Западной Сибири. На основании анализа геологической информации и материалов сейсморазведки 3Д дается обоснование модели флюидомиграции углеводородов из баженовской свиты в отложения ачимовской толщи.

Ключевые слова: баженовская свита, ачимовская толща, аномальный разрез, флюидомиграция, Западная Сибирь.

CONFIRMATION OF GENETIC MODELS MIGRATION OF HYDROCARBONS FROM THE BAZHENOV FORMATION IN THE LOWER CRETACEOUS DEPOSITS OF WESTERN SIBERIA ON THE BASIS OF SEISMIC MOV OGT-3D

Arkadiy R. Kurchikov

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625000, Russia, Tyumen, Taymyrskaya Str. 74, Doctor of Science, Corresponding Member of RAS, Director, tel. (3452)46-58-27, e-mail: arkurchikov@tmnsc.ru

Vladimir N. Borodkin

Tyumen state oil and gas University, 625000, Russia, Tyumen, Volodarsky Str. 38, Doctor of Science, Professor, tel. (3452)46-58-84, e-mail: komgort@mail.ru

Anton S. Nedosekin

«INGEOSERVICE», 625019, Russia, Tyumen, Respubliky Str. 211, Ph. D., first deputy general director, tel. (3452)21-52-95, e-mail: info@ingeos.info

Oleg A. Smirnov

«INGEOSERVICE», 625019, Russia, Tyumen, Respublikiy Str. 211, Ph. D., chief geologist, tel. (3452)21-52-95, e-mail: info@ingeos.info

Olga V. Feoktistova

«INGEOSERVICE», 625019, Russia, Tyumen, Respublikiy Str. 211, Team leader of integrated interpretation of geological-geophysical data, tel. (3452)21-52-95, e-mail: info@ingeos.info

Discusses different views on the conditions of formation of hydrocarbon accumulations in Mesozoic sediments of West Siberia. Based on the analysis of geological information and seismic 3D the substantiation of model migration of hydrocarbons from the Bazhenov formation of the Achimov strata deposits.

Key words: Bazhenov formation, Achimov strata, abnormal incision, fluid-migration, Western Siberia.

На современной стадии исследования проблемы генезиса углеводородов (УВ), весьма популярной, развиваемой многими исследователями, является теория литосферных плит, увязывающая тектонические и флюидодинамические процессы, определяющие условия формирования залежей УВ в верхних слоях литосферы.

Одним из первых, кто увидел возможность использования представлений о субдукции или засасывания океанической коры с покрывающими ее осадками для объяснения процессов нефтеобразования, был Х. Хедберг [1].

У различных исследователей, придерживающихся теории литосферных плит, существуют неоднозначные представления о механизме нефтеобразования, которые вызывали критические замечания со стороны ряда исследователей.

У сторонников осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа также нет однозначности в вопросах источников нефти и газа в мезозойских отложениях Западной Сибири.

В частности, в работах И.И. Нестерова, К.И. Микуленко, Н.Н. Ростовцева и других исследователей указано, что большинство крупных углеводородных скоплений сингенетичны к вмещающим региональным нефтегазоносным комплексам.

Данный вывод в какой-то степени подтверждается различием изотопного состава аргона (Ar^{40} рад.) и углерода (δC^{13}) в газах сеноманских, неоконских и юрских залежей [2].

В научных разработках В.Д. Наливкина, И.И. Ивановской, Г.П. Сверчкова и др. за основную нефтегазопродуцирующую толщу принимались нижне-среднеюрские отложения.

Существует еще серия возможных вариаций на процессы нефтегазообразования.

Ниже рассмотрим обоснование одной из них на базе сейсморазведки 3Д.

В качестве полигона исследований взята Нерутинская впадина севера Западной Сибири, в пределах которой на Западно-Юбилейной площади проведены сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 3Д.

В приведенной нами ранее работе [3] при анализе физико-химических свойств углеводородов в залежах юрских и нижнемеловых отложений были установлены идентичные закономерности в изменении их параметров, которые в значительной степени определяются фазовой зональностью флюидных систем. Последняя схожа для залежей УВ данных осадочных образований.

Это обстоятельство может быть объяснено с позиции генетической связи верхнеюрских отложений, отвечающих битуминозным отложениям баженовской свиты с высокими концентрациями планктонного ОВ (Сорг. Среднее – 5.1 %, максимальное в прослоях – до 30-50 %) [4], с вышезалегающими ачимовскими отложениями при частичной миграции УВ в клиноформные образования ачимовской толщи [5, 6] и изохронные прибрежно-мелководные неокомские отложения [7].

По-видимому, можно провести некоторую аналогию между представлениями Х. Хедберга о процессах лавинной седиментации на подводных окраинах континентов и моделью лавинного осадконакопления отложений ачимовской толщи у подножий шельфовых склонов [8, 9]. Отличие между данными процессами заключается в том, что отложения ачимовской толщи не попадали в зону субдукции, а за счет турбидитной модели седиментации создавались условия для формирования аномальных разрезов баженовской свиты [8] (рис. 1). Если исходить из позиции органической гипотезы нефтеобразования [10] и рассматривать баженовскую свиту как нефтегенерирующую толщу, обогащенную ОВ [4], то зоны аномальных разрезов следует рассматривать как положительный критерий прогноза нефтеносности ачимовской толщи [11] за счет усиления процессов миграции УВ из баженовской свиты в ачимовские образования [5, 6] (рис. 1). Аномальный разрез баженовской свиты по керну в исследованном районе установлен в скважине 100 Юбилейной площади. Песчаники нефтенасыщены как непосредственно в ачимовской толще, так и внутри баженовской свиты.

На рис. 1, на наш взгляд, достаточно наглядно видна генетическая связь аномального разреза баженовской свиты с клиноформной моделью ачимовской толщи, которая продемонстрирована по линии сейсмического профиля L580.

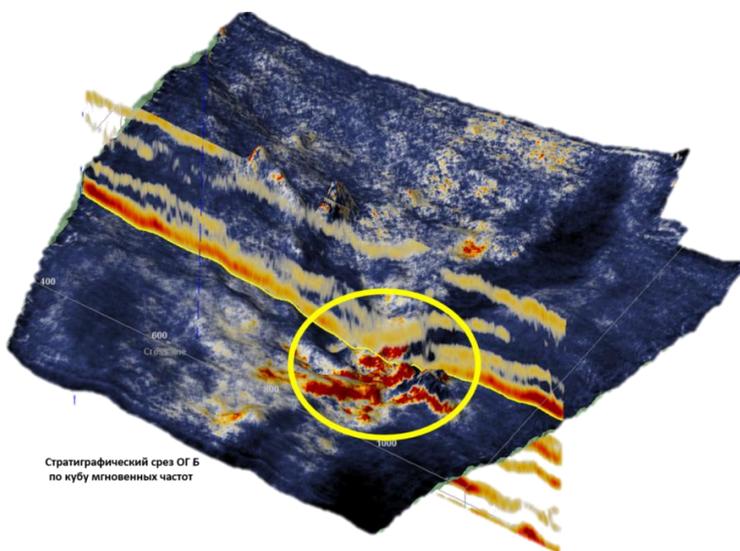


Рис. 1. «Аномальный» разрез баженовской свиты Западно-Юбилейной площади

Характерным является наличие в интервале аномального строения баженовской свиты «зон флюидодинамической разгрузки».

На рис. 2 представлена последовательность образования глубинных каналов миграции УВ («bubblepressure», «pullup»).

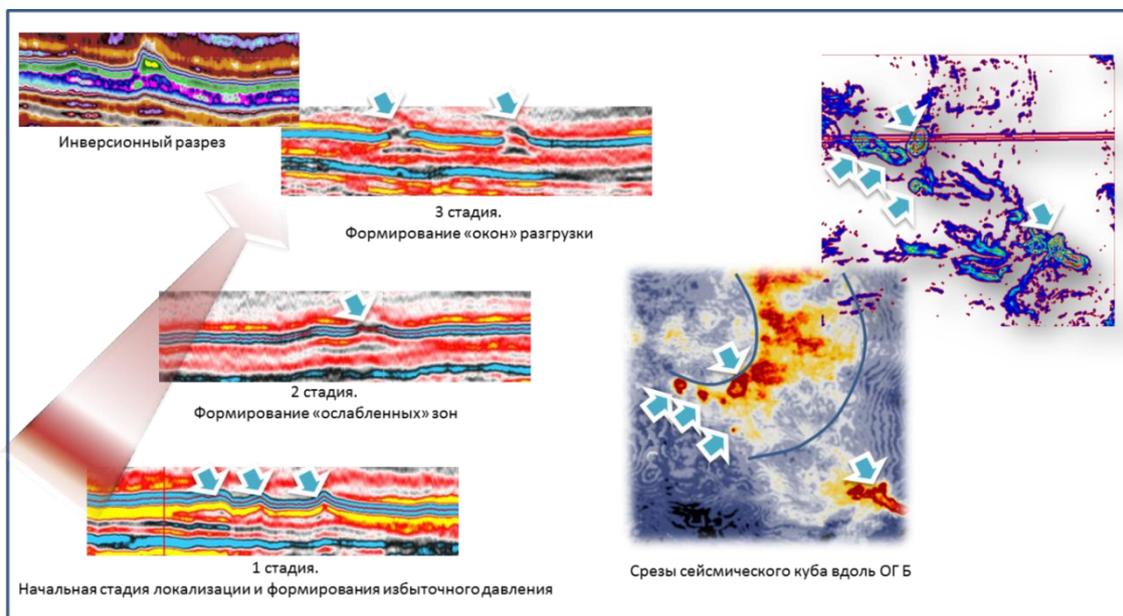


Рис. 2. Последовательность образования глубинных каналов миграции УВ («bubblepressure», «Pullup»)

Внутриформационные разломы и «зоны разгрузки» хорошо видны на сейсмическом атрибуте «Symmetry» вдоль ОГ Б (рис. 3). Тектонические стрессы и локализация зон разгрузки связаны между собой.

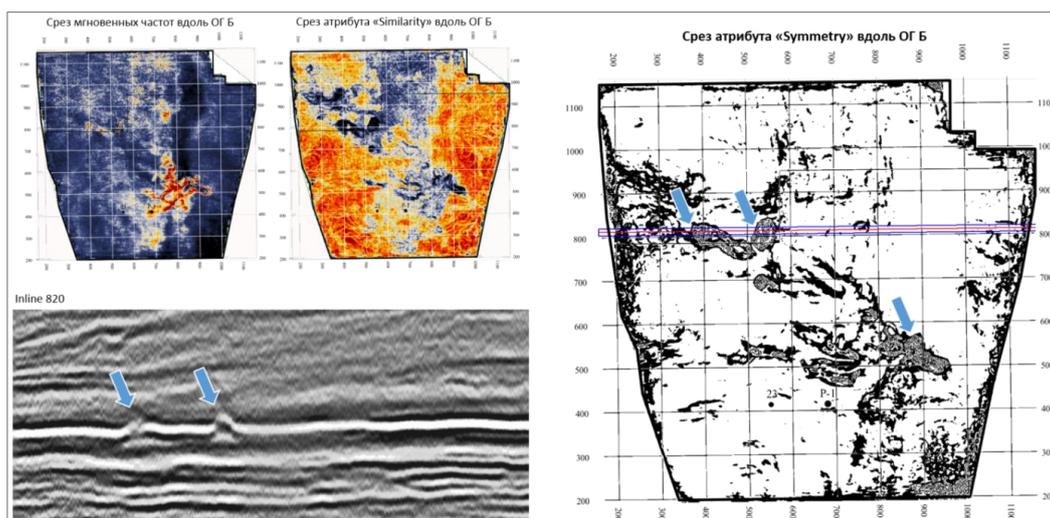


Рис. 3. Глубинные каналы миграции УВ (профиль L820)

Наличие аномально-высоких пластовых давлений (АВПД) в отложениях ачимовской толщи [8, 9] также является одним из показателей

флюидомиграции углеводородов из баженовской свиты, поскольку для залежей нефти последней характерны АВПД (Салымское, В.-Салымское и т. д. месторождения).

Таким образом, материалы сейсморазведки 3Д подтверждают высказанную ранее А.Э. Конторовичем, С.Г. Неручевым и другими исследователями модель флюидомиграции углеводородов из баженовской свиты в вышезалегающие неокомские отложения Западной Сибири.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Hedberg H.D. Continental Margins from Viewpoint of the Petroienm Geologists // AAPG Bull. - 1970. - Vol. 54. - N 1. - P. 3-43.
2. Ровенская А.С. Геохимия и закономерности распространения природных газов северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Автореферат диссерт. на соиск. уч. степ. к.г.-м-н. - М.: ВНИИГаз, 1971. – 22 с.
3. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С. [и др.]. Закономерности изменения физико-химических свойств флюидных систем юрско-меловых отложений Западной Сибири с учетом их фазовой зональности и палеотектонических критериев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2016. - № 6.
4. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири / А.Э. Конторович [и др.]. - М: Недра, 1974. - 192 с.
5. Конторович А.Э. [и др.]. Углеводороды – биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. - 1991. - № 10. - С. 3-34.
6. Неручев С.Г. О возможности оценки прогнозных запасов нефти на генетической основе // Геология нефти и газа. – 1964. - № 7. - С. 8-11.
7. Ершов С.В. Закономерности вертикального и латерального размещения залежей нефти в неокомских клиноформах Северного Приобья Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2004. - № 10. - С. 12-19.
8. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири/ А.А. Нежданов [и др.]. - М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. - 246 с.
9. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Характеристики геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015. - 300 с.
10. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. - М.: Изд-во АН СССР, 1967. - С. 135-157.
11. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Недосекин А.С. [и др.]. Фациальная зональность верхнеюрского палеобассейна Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2015. - № 2. - С. 4-11.

© А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин, А. С. Недосекин,
О. А. Смирнов, О. В. Феоктистова, 2016

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД БАКЧАРСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО УЗЛА (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Олеся Евгеньевна Лепокурова

Томский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 634055, Россия, г. Томск, пр. Академический, 4, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией гидрогеохимии и геоэкологии, тел. (382)249-21-63, e-mail: LepokurovaOY@ipgg.sbras.ru

Ирина Сергеевна Иванова

Институт экологических проблем Севера УрО РАН, 163000, Россия, г. Архангельск, наб. Северной Двины, 23, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории пресноводных и морских экосистем, тел. (913)888-69-69, e-mail: IvanovaIS_1986@mail.ru

В статье приведены результаты изучения химического состава, в том числе микрокомпонентного, подземных вод района Бакчарского железорудного узла, а также результаты расчета равновесий в системе вода-порода. Показана вертикальная изменчивость данных параметров в зависимости от положения рудной залежи.

Ключевые слова: железо, подземные воды, система вода – порода – руда, Бакчарское месторождение, Западная Сибирь.

GEOCHEMICAL FEATURES OF GROUND WATERS OF THE BAKCHAR IRON ORE DEPOSIT (TOMSK REGION)

Olesya E. Lepokurova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Tomsk branch, 634055, Russia, Tomsk, Akademichesky Prospect 4, Ph. D., Head of the Laboratory of hydrogeochemistry and geoecology, tel. (383)363-80-36, e-mail: LepokurovaOY@ipgg.sbras.ru

Irina S. Ivanova

Institute of Ecological Problems of the North UB RAS, 163000, Russia, Arkhangelsk, Nab. Severnoi Dviny 23, Ph. D., Researcher of the Laboratory of freshwater and marine ecosystems, tel. (913)888-69-69, e-mail: IvanovaIS_1986@mail.ru

In article results the study of the chemical composition, including trace elements, of ground waters of area of the Bakchar iron ore deposit, as well as the results of calculation of equilibria in the water-rock system. Showed a vertical variability of these parameters depending on the position of the ore deposit.

Key words: iron, ground waters, system water-rock-ore, Bakchar deposit, Western Siberia.

В Западной Сибири сформирован крупнейший железорудный бассейн осадочных руд, представленный пластовыми телами в различных мел-палеогеновых отложениях на глубинах 150-200 м и глубже. Самое крупнейшее проявление железной руды в России и мире – Бакчарское, расположенное в 200 км к северо-западу от г. Томска. Разведанные запасы железной руды

оцениваются

в 28,7 млрд. тонн. Прогнозные запасы руды оцениваются в 110 млрд. т., что в 2 раза превышает известные запасы в стране. Поскольку авторы на протяжении нескольких лет занимаются проблемой формирования железосодержащих вод в регионе [1-3], наибольший интерес вызывает условия формирования подземных вод в районе данного рудопроявления. Целью работы было изучение связи рудопроявления и состава подземных вод.

Объектом исследований являются подземные воды, циркулирующие в основном выше рудной залежи до глубин 200 м, и лишь по одной скважине можем оценить состав подземных вод ниже рудной залежи (380 м). К сожалению, подземные воды непосредственно рудоносных горизонтов не изучены. Всего на территории было отобрано и проанализировано 29 проб подземных вод из 23 скважин (рис. 1).

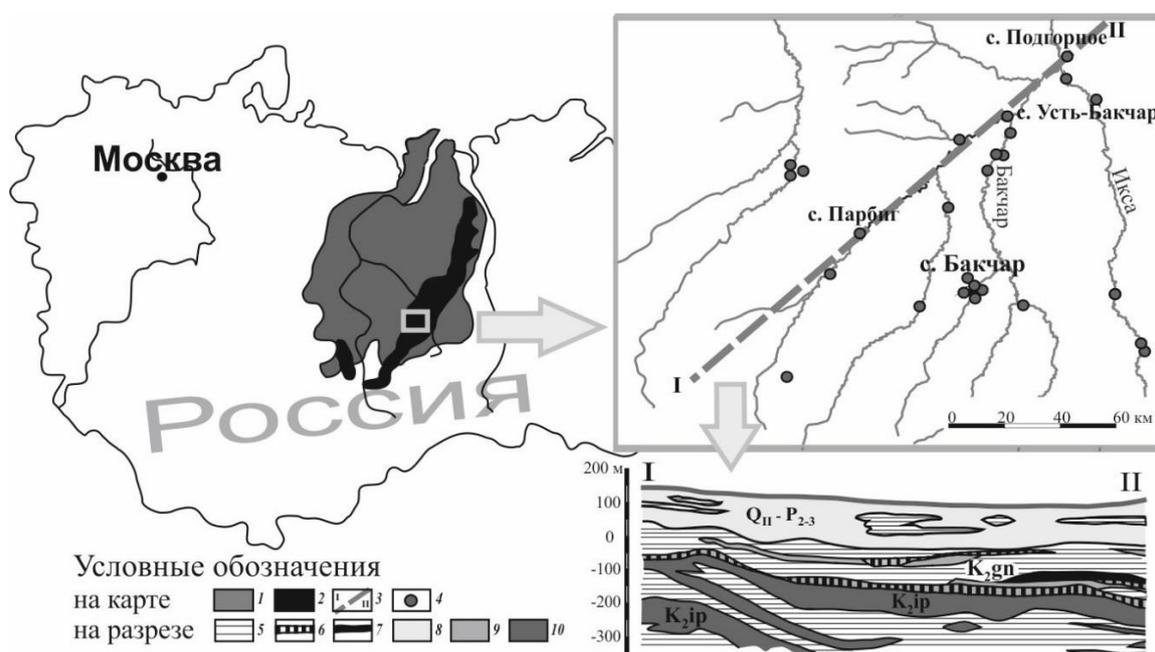


Рис. 1. Схема расположения и схематичный геолого-гидрогеохимический разрез Бакчарского железорудного узла (составлен на основе [4]):

1 – границы Западно-Сибирского артезианского бассейна; 2 – Западно-Сибирский бассейн оолитовых железных руд; 3 – линия геологического разреза; 4 – опробованные скважины; 5 – глинистые практически неводоносные породы; 6 – песчаники ожелезненные ($Fe = 20 - 30 \%$); 7 – железные руды ($Fe = 30-45 \%$); (8-10) – площади распространения вод с минерализацией (в г/л) различного ионно-солевого состава: 8 – до 0,7 (HCO_3^-Ca и HCO_3^-Ca-Mg pH 6,8-7,8); 9 – 0,6-1,2 (HCO_3^-Ca и HCO_3^-Na pH 6,8-8,6); 10 – $> 2,5$ ($Cl-HCO_3^-Na$ и $Cl-Na$ pH > 8)

Гидрогеологический разрез региона характеризуется сильно обводненными отложениями (рис. 1). Рудные горизонты также относятся к водоносным, хотя перемежаются с горизонтами глауконит-лептохлоритовых глинистых руд, весьма слабо водопроницаемых, и с глинами морского происхождения. Первые от поверхности три водоносных горизонта – песчаные

отложения четвертичного и палеогенового возраста ($Q_{II}-P_{2-3}$). Четвертый водоносный горизонт приурочен к отложениям ганькинской свиты (K_2_{gn}), образован обводненными песками мощностью до 25-30 м. Данный водоносный горизонт не имеет разделяющего водоупора и переходит непосредственно в железорудную толщу.

В основании гидрогеологического разреза, под рудной толщей, залегает пятый водоносный горизонт, приуроченный к отложениям песков нижней части ипатовской свиты (K_2_{ip}). Воды всех горизонтов напорные, что говорит о наличии отдаленной, но, вероятно, единой области питания.

Подземные воды четвертичных и палеогеновых отложений являются пресными (минерализация от 0,4 до 0,7 г/л, в среднем 620 мг/л), нейтральными и слабощелочными (рН 6,8-7,8), гидрокарбонатными кальциевыми и кальциево-магниевыми. Воды содержат повышенные и высокие концентрации ионов Fe – до 10 мг/л, в среднем 4,5 мг/л, однако не самые высокие в регионе (до 40 мг/л). Также в повышенных концентрациях относительно среднего для зоны гипергенеза [5] содержится Mn (до 0,5 мг/л), Si (до 14 мг/л), органические вещества (Сорг до 5,5 мг/л), из микрокомпонентов – As (до 9,6 мкг/л), P (до 0,7 мг/л),

Sr (до 0,9 мг/л), Ba (до 0,2 мг/л) [6]. При этом данные содержания являются фоновыми для подземных вод юга Западной Сибири.

Таблица

Химический состав подземных вод территории Бакcharского железорудного узла

Компонент	Ед. изм.	выше рудной залежи				ниже
		$Q_{II\text{тб}} - P_{3\text{лб}} P_{3\text{нмв}}$ $P_{2-3\text{jur}}$		K_2_{gn}		K_2_{ip}
		Пределы содержаний	Среднее	Пределы содержаний	Среднее	Пределы содержаний
Глубина	м	20-160	94	130-210	160	380
Eh	мВ	(-17)-193	69	-150-(-14)	-63	-109-(-100)
рН	–	6,8-7,8	7,3	6,9-8,6	7,5	8-8,1
Минерализация	мг/л	410-740	621	594-1168	870	2427-2652
HCO_3^-		305-549	455	359-817	580	359-402
SO_4^{2-}		0,1-3,2	1,3	0,1-11,3	4,2	0,1
Cl^-		0,6-35,5	4,5	1,7-138	52	1189-1267
Ca^{2+}		82-126	103	2-138	89	46
Mg^{2+}		8-32	20	1-40	23	21-25
Na^+		6-31	17	43-225	107	800-900
K^+		0,7-1,7	1,2	1,0-2,7	1,0	6,0-7,8
$\text{Fe}_{\text{общ}}$		0,2-9,8	4,5	0,3-10,3	3,7	0,4-0,5
Fe^{2+}		0,1-9,3	3,5	0,2-9,8	3,3	0,4-0,5
Si^{4+}		8,1-16,0	11,6	4,0-15,0	9,6	5,5-7,5
Mn^{2+}		0,13-0,49	0,28	0,10-0,65	0,29	0,04
Сорг		мг/л	2,1-5,4	3,9	1,0-5,3	3,5
P		0,51-0,67*	–	0,61 *	–	0,68*
Ba		0,19-0,22*	–	0,28*	–	0,20*

Sr		0,83-0,94*	–	1,03*	–	1,32*
As	Мкг/л	4,0-9,6*	–	0,8*	–	23,9*
B		114-139*	–	108*	–	2331*
Количество анализов	шт.	18 (2*)		9 (1*)		2 (1*)

В меловых отложениях ганьковской свиты воды уже с более повышенной минерализацией (0,6-1,2 г/л) и щелочностью (рН 6,8-8,6). Наблюдается смена состава от гидрокарбонатных кальциевых до гидрокарбонатных натриевых (содовых). Появляется в повышенных содержаниях ион хлора (до 138 мг/л), иногда встречается сульфат-ион (до 11 мг/л). Концентрации Fe в водах немного уменьшаются до 3,7 мг/л, как и Si и Сорг. Содержания марганца и других микрокомпонентов остаются на том же уровне.

Ниже рудной залежи в отложениях ипатовской свиты по данным двух проб, отобранных в разные года из одной скважины, воды еще более минерализованы (2,5 г/л), щелочные, по составу уже хлоридные натриевые. Значительно уменьшается в водах HCO_3^- , Ca^{2+} , Fe (до 0,5 мг/л), Mn (до 0,04 мг/л),

Si (до 5–7 мг/л). Из микрокомпонентов значительно увеличивается концентрация As и B (в 20 раз).

Таким образом, при просачивании вод через песчаные горизонты с глубиной увеличивается щелочность (за счет $(\text{OH})^-$, образующейся при гидролизе алюмосиликатов, так как H^+ уходит в глины) и минерализация (за счет сначала HCO_3^- и Ca^{2+} , затем Cl^- и Na^+). При этом ниже рудной залежи в водах резко уменьшаются концентрации Fe^{2+} , Ca^{2+} , Mn^{2+} , Si (рис. 2), что может указывать на их выпадение из вод во вторичные отложения.

Проведенные термодинамические расчеты равновесий в системе вода-порода с помощью программного комплекса HydroGeo [7] подтвердили предположение.

Данный ПК базируется на методе констант равновесий. В систему вводятся результаты химического анализа воды, включая концентрации органических веществ, а также температура, Eh и рН раствора. Детально исследования приведены в работах [3].

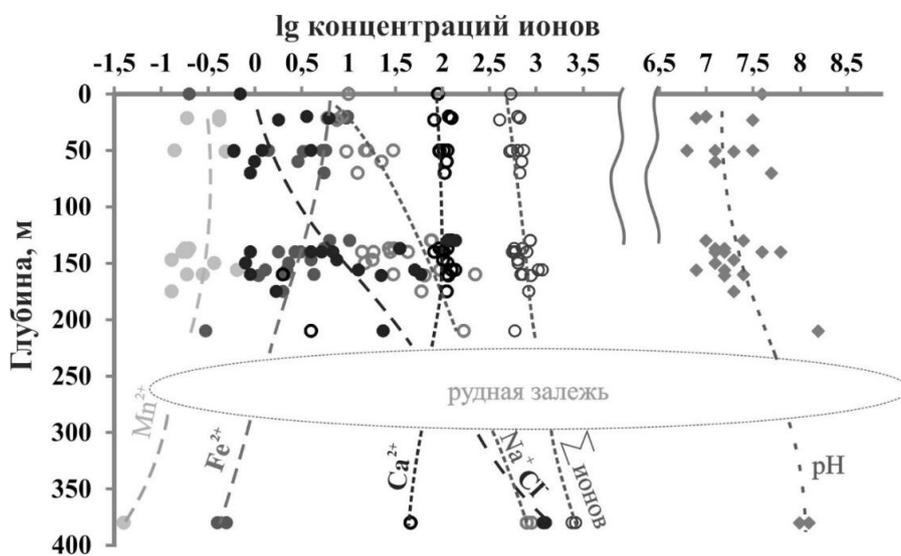


Рис. 2. Изменения с глубиной некоторых компонентов водного раствора

Подземные воды верхних отложений (четвертичных и палеогеновых) наиболее недонасыщены относительно исходных алюмосиликатных минералов (ПШ, пироксены, эпидот, роговые обманки и т. д.) благодаря низким значениям общей минерализации и рН. Следовательно, в этих условиях данные минералы неустойчивы и активно растворяются, выступая источником Ca, Mg, Na, Fe, K, Si, Al и других элементов. Часть элементов сразу уходит из раствора во вторичные отложения: окислы и гидроокислы (Fe, Mn и Al), глины (каолинит и различные монтмориллониты, кроме калиевых), карбонаты (родохрозит, кальцит, сидерит, доломит), которые в этих условиях не растворяются, а образуются, что мы и наблюдаем (см. выше).

Воды меловых отложений более щелочные и минерализованы, но все еще крайне недонасыщены относительно эндогенных минералов. Однако еще более насыщены к вторичным алюмосиликатам (появляется иллит, Fe-сепиолит, дафнит, Mg-хлорит) и карбонатам (появляется магнезит). Иначе говоря, формируется тот набор вторичных минералов, который мы и наблюдаем на месторождении во вмещающих, в том числе и рудных, отложениях.

В соответствии с развиваемой С.Л. Шварцевым [8] концепцией такие осадочные месторождения формируются не на дне морского бассейна [9], а непосредственно в пласте под действием инфильтрационных вод в условиях определенного водообмена и геологически длительного взаимодействия воды с песками, сформировавшимися на морском дне. Пока имеющиеся гидрогеохимические данные хорошо укладываются в такую концепцию, но требуется более детальное изучение.

Авторы благодарят за научные консультации д.г.-м.н., профессора Шварцева Степана Львовича.

Работа выполнена при поддержке грантов РФФИ №16-05-00155_а, №16-05-0002-мол_а и №16-35-50103-мол_нр.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Иванова И.С., Лепокурова О.Е., Покровский О.С., Шварцев С.Л. Железосодержащие подземные воды верхней гидродинамической зоны центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна // Водные ресурсы. - 2014. - Т. 41. - № 2. - С. 164-179.
2. Лепокурова О.Е., Иванова И.С. Геохимия подземных вод района Бакчарского железорудного месторождения (Томская область) // Вестник Томского государственного университета. - 2011. - № 353. - С. 212-216.
3. Лепокурова О.Е., Иванова И.С. Равновесия подземных вод района Бакчарского железорудного месторождения (Томская область) с минералами вмещающих пород // Материалы Второй Всероссийской конференции с международным участием «Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами». - Владивосток: Изд-во Дальнаука. - С. 106-109.
4. Николаева И.В. Бакчарское месторождение оолитовых железных руд. - Новосибирск: Наука, 1967. - 130 с.
5. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. - М.: Недра, 1998. - 366 с.
6. Иванова И.С., Лепокурова О.Е. Особенности микроэлементного состава подземных вод территории Бакчарского железорудного узла (Томская область) // Вестник Томского государственного университета. - 2015. - № 398. - С. 224-232.

7. Букаты М.Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач // Известия Томского политехнического университета. - 2002. - Т. 305. - № 6. - С. 348-365.
8. Шварцев С.Л., Рыженко Б.Н., Алексеев В.А. и др. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода. Т. 2. Система вода-порода в зоне гипергенеза. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. - 389 с.
9. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Т. II. - М.: Изд-во АН СССР, 1960. - 575 с.

© О. Е. Лепокурова, И. С. Иванова, 2016

УДК 541.11

ТЕРМАЛЬНЫЕ ВОДЫ ЦЕНТРАЛЬНОГО ВЬЕТНАМА

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-36, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Доан Ван Туен

Институт геологических наук Вьетнамской академии наук и технологий, Вьетнам, г. Ханой, 84 Чуа Ланг, Донг Да, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (084)4-775-17-92, e-mail: doanvantuyen53@yahoo.com.vn

Приводятся результаты изучения особенностей гидрогеологического строения, химического и изотопного состава термальных вод центральной части Вьетнама. Установлено, что в исследуемом районе развиты низко- и высокотермальные воды с температурой, варьирующей в интервале от 30 до 85 °С. Величина общей минерализации гидротерм составляет от 0,05 до 10,05 г/дм³. Выявлена закономерная смена состава гидротерм в направлении от минерализованных хлоридных натриевых, в том числе с повышенным содержанием кальция, к пресным гидрокарбонатным натриевым. Соотношение изотопов $\delta^{18}\text{O}$ и $\delta^2\text{H}$ свидетельствует о том, что в основе водной компоненты лежит метеорная вода. В прибрежных районах наблюдается изотопный сдвиг в сторону океанических вод, что также подтверждается гидрогеохимическими данными.

Ключевые слова: Южный Трангбо, термальные воды, гидрогеохимия, генезис.

THERMAL WATERS OF CENTRAL VIETNAM

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Head of the Laboratory of Hydrogeology of sedimentary basins of Siberia, tel. (383)363-80-36, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Doan Van Tuyen

Institute of Geological sciences, Vietnam Academy of Science and Technology (VAST), Vietnam, Hanoi, 84 Chua Lang, Dong Da, Ph. D., Senior Researcher, tel. (084)4-775-17-92, e-mail: doanvantuyen53@yahoo.com.vn

We present the results of investigations on the hydrogeological structure, chemical and isotopic composition investigations of thermal waters of the Central Vietnam. Low- and high thermal waters with a temperature ranging from 30 to 85 °C exist in the study area. TDS of the thermal springs is from 0.05 to 10.05 g/L. The waters regularly change from saline Na-Cl and Ca-Cl to fresh Na-HCO₃. The isotopic ratios of $\delta^{18}\text{O}$ and $\delta^2\text{H}$ indicate the meteoric origin. There is an isotopic shift to ocean waters as confirmed by the hydrogeochemical data.

Key words: South Trungbo, thermal waters, hydrogeochemistry, genesis.

Исследование и использование геотермальных и связанных с ними минеральных ресурсов ведется практически на всех континентах земного шара. Детальное изучение термальных вод Вьетнама было начато в 1980-х годах. За это время были выполнены многочисленные исследования, направленные на выявление тектонического режима, геологического и гидрогеологического строения, гидрогеохимии и т. д. основных геотермальных областей. Вышли в свет обобщающие монографии, изданы атласы геологических и гидрогеологических карт. Несмотря на большой круг проведенных исследований в разных областях геологии, детальных гидрогеологических исследований до настоящего времени не проводилось. Важнейшие результаты, полученные при изучении термальных вод Вьетнама следует связывать с именами Н. Amaguchi, Н. R. Anderson, Н. Bui, G. D. Cao, N. N. Cat, A. V. Christiansen, J. Dazy, T. V. Doan, C. Drogue, A. D. Duchkov, R. Gilbuena Jr., S. H. Harder, Н. V. Hoang, К. Hinsby, А. Kawamura, J. Koenig, F. Larsen, N. Nakagawa, V. C. Nghiep, C. T. Nguyen, V. T. M. Nguet, K. H. Pham, H. H. Quy, T. N. Tong, L. V. Tran, H. V. Vu и других.

В настоящей работе рассмотрены некоторые результаты изучения термальных вод Южного Трангбо – геотермальной области, расположенной в центральной части Вьетнама. Нами обобщены и проанализированы результаты полевых работ, опубликованны и фондовые материалы по исследуемой области [1-6]. Сформирована электронная база данных гидрогеологических характеристик разреза и результатов гидрогеохимического опробования 79 водопунктов (скважины и источники).

Изучаемый регион в соответствии с последними гидрогеологическими картами Азии (2012 г.) характеризуется наличием высоководообильных карстовых, средне- и низководообильных трещинных и поровых водоносных горизонтов. Максимальные дебиты до 44 л/с установлены в источнике Кы Ке на прибрежной площади Фу Нинь (зона разлома Тамки-Пхуок Сон). В среднем дебиты источников варьируют в интервале от 4 до 10 л/с. В разрезе Южного Трангбо выделяется два гидрогеологических этажа. Нижний представлен отложениями архей-протерозойского кристаллического фундамента, а верхний – породами осадочного чехла, представленными водовмещающими породами широкого возрастного интервала, от кембрийских до четвертичных включительно.

Установлено, что в исследуемом районе развиты низко- и высокотермальные воды с температурой на выходе источника, варьирующей в интервале от 30 до 85 °С. Разгрузка вод с температурой более 60 °С локализуется преимущественно в прибрежной зоне и контролируется разломами Тамки-Пхуок Сон, Кванг Нгаи-Трабонг и другими. Детальных геотермических исследований на территории Южного Трангбо не проводилось, при этом структура геотермического поля весьма сложна. Так, в период полевых работ 2014-2015 гг. на группе термальных источников Банг, расположенной севернее в провинции Куанг Бинь, температура источников на выходе варьировалась от 30 до 100 °С. В целом для крупных отрицательных тектонических элементов Юго-Восточной Азии, сложенных породами палеоген-неогенового возраста, наблюдаются высокие геотермические градиенты, нередко достигающие 5,5-7,5 °С/100 м.

В геотермальной области Южный Трангбо по составу доминируют воды гидрокарбонатного, гидрокарбонатно-хлоридного и хлоридного натриевого типов с величиной общей минерализации, варьирующей в интервале от 0,05 до 10,05 г/дм³ (рис. 1, а). Большинство изученных термальных вод отличаются соленостью, не превышающей 1 г/дм³, что может быть связано с тем, что их состав формируется в пределах нестратифицируемых подразделений гидрогеологических массивов в области широкого развития интрузивных пород, устойчивых к процессам выветривания. Циркуляция вод происходит по водоносным зонам экзогенной трещиноватости и разломам. В прибрежных районах доминируют воды хлоридного натриевого состава (в том числе с повышенным содержанием кальция).

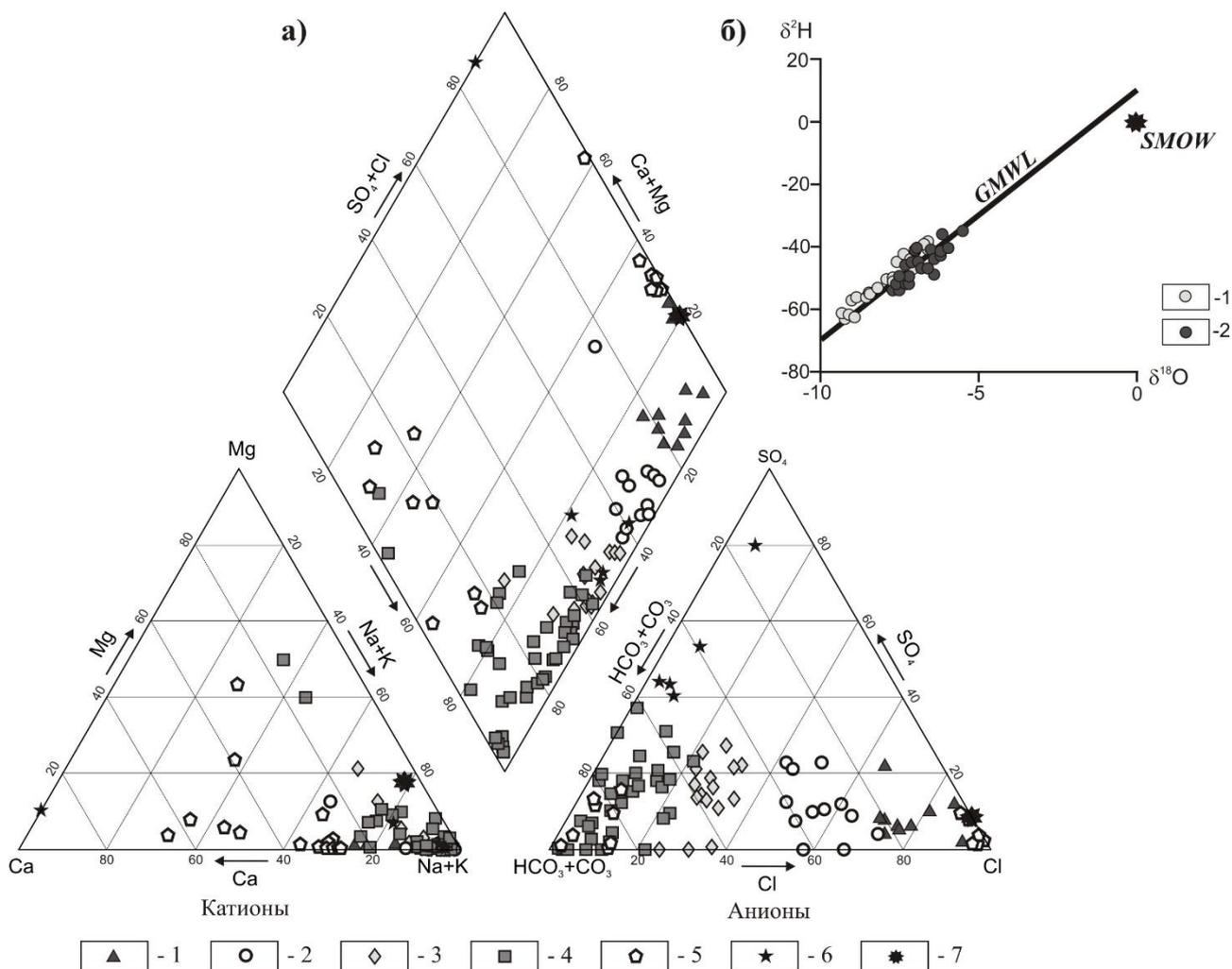


Рис. 1. Диаграмма Пайпера (а) и изотопного состава (б) термальных вод Южного Трангбо:

а) химические типы вод по С. А. Щукареву: 1 – Cl-Na⁺, 2 – Cl-HCO₃⁻-Na⁺, 3 – HCO₃⁻-Cl-Na⁺, 4 – HCO₃-Na; воды: 5 – с повышенным содержанием Ca; 6 – с повышенным содержанием SO₄; 7 – морская вода. б) термальные воды: 1 – материк, 2 – прибрежные районы

Наиболее минерализованные (более 3,0 г/дм³) термальные воды относятся к хлоридному натриевому типу, включая разновидность с повышенным содержанием кальция. Максимальная минерализация термальных вод установлена в источнике Пхуок Тинь на юге исследуемого района, где она составляет 10,05 г/дм³. Установлено, что материковой части изучаемого региона доминируют гидрокарбонатные натриевые воды с величиной общей минерализации до 1,5-2,0 г/дм³. На севере, в районе разлома Кванг Нгаи-Трабонг, на общем фоне гидрокарбонатно-хлоридных натриевых вод выявлена область с повышенным содержанием сульфат-иона до 15-40 %-экв (источники Ка Динь, Конбра, Конду, Сон Мя и Трай Май).

В целом наблюдается закономерный рост содержаний основных солеобразующих компонентов с увеличением общей минерализации термальных вод

в корреляции с их химическим типом. Разгружающиеся в прибрежных районах гидротермы по своему химизму во многом схожи с морскими (талассогенными) водами, смешанными в разной степени с метеорными. Это хорошо видно при анализе распределения концентраций натрия, калия, кальция и магния, нормированных по хлору (рис. 2).

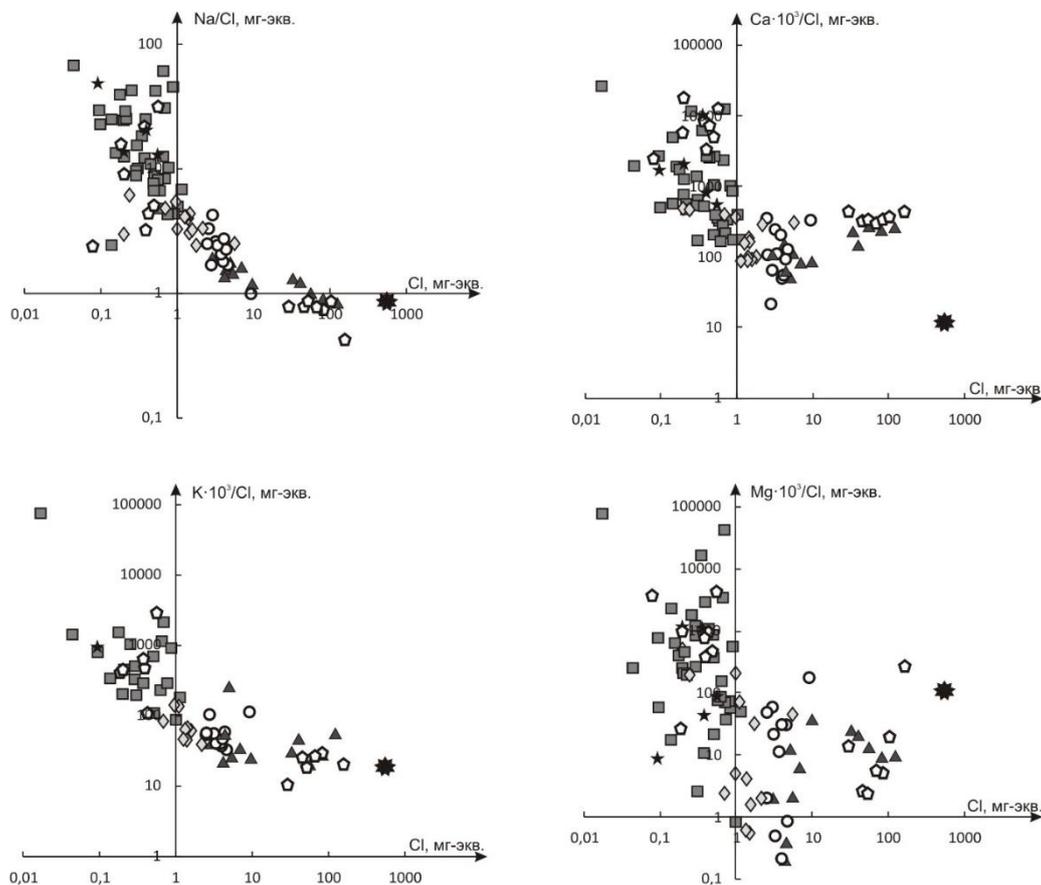


Рис. 2. Распределение натрия, калия, кальция и магния, нормированного по хлору к его концентрации в термальных водах Южного Трангбо (мг-экв.).
Условные обозначения см. на рис. 2

Процесс внедрения морских вод в геологическом прошлом в осадочные толщи на территории континентального Вьетнама хорошо изучен Ви D.D., Ноанг Н.В., Нгуен Т.Т., Тран Л.Т. и другими на примере дельты Красной Реки, где отчетливо видна смена химических типов подземных вод по мере удаления от береговой линии внутрь континента, те же закономерности отмечены Ан Т.Д. с соавторами в дельте реки Меконг. В Южном Трангбо нами выявлены те же особенности. Выявлена закономерная смена состава гидротерм в направлении от минерализованных хлоридных натриевых, в том числе с повышенным содержанием кальция, к пресным гидрокарбонатным натриевым. По отношению r_{Na}/r_{Cl} (около 0,87) наиболее близки к морским – воды более низкой минерализации с повышенным содержанием в составе кальция, изученные в прибрежных районах (источники Пхуок Тинь, Бинь хау, Такой,

Винь Пхуонг Нха Транг, Тусон, Модук и Кы Ке). Чуть выше, со значениями 0,87-1,81, располагаются воды прибрежных районов хлоридного натриевого состава (источники Тха Тру, Та Ку, Пхондъень, Бинь Хау и другие). Самое высокое отношение $r_{Na/rCl}$ отмечается в пресных водах гидрокарбонатного натриевого состава и варьируется в широком интервале от 4,35 до 66,31. Все переходные химические типы гидротерм имеют промежуточные значения.

Для понимания процесса формирования химического состава термальных вод необходимо в первую очередь определить основные источники поступления элементов в раствор. В нашем случае их три. В первую очередь это сами воды двух изначально разных генетических типов – морских (таласогенных) и атмосферных (метеорных), во-вторых, водовмещающие горные породы и, в-третьих – рассеянное органическое вещество, в случае фильтрации через осадочные породы. Анализ распределения положения точек гидротерм разного химического состава от величины $\delta^{18}O$ и δ^2H указывает на тенденцию смещения вод более высокой минерализации в сторону утяжеления по кислороду и водороду (см. рис. 1, б). Подобное может происходить за счет процессов взаимодействия вод с вмещающими горными породами, при этом чем больше время взаимодействия, тем больше сдвиг.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Doan V.T., Phan T.K.V., Tran F.V., Novikov D.A. Features of hydrogeology of Central Vietnam // Материалы II Всероссийской конференции с участием иностранных ученых «Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами». - Владивосток: Дальнаука, 2015. - С. 234-237.
2. Nghiep V.C. List of mineral and hot water sources in Vietnam. - Vietnam Department of Geology and Mineral Resources. - Hanoi, 1998. - 300 p. (in Vietnamese).
3. Nguyen T.V., Nguyen K.C., Long H., Nguyen D.M., Phan T.T. Preliminary geochemical and isotopic study of the south Trungbo geothermal area in central Vietnam // In Proceedings of the international conference: Isotope and geochemical techniques applied to geothermal investigations. IAEA, Vienna, Austria, 1995. - P. 249-269.
4. Phan C.V. Geology of Cambodia, Laos and Vietnam. Geological survey of Vietnam. Second Edition. - Hanoi, 1991. - 158 p.
5. Quy H.H. Overview of the Geothermal potential of Vietnam // Geothermics. - 1998. - Vol. 27. - N 1. - P. 109-115.
6. Tong-Dzuy T., Vu K. Stratigraphic units of Vietnam. - Vietnam National University Publisher. Second Edition. - Hanoi, 2011. - 554 p.

© Д. А. Новиков, Доан Ван Туен, 2016

ГЕОХИМИЯ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-36, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Приводятся результаты изучения геохимии термальных вод северных районов Западно-Сибирского артезианского бассейна. Начиная с глубины в среднем 1 км он заполнен водами, температура которых по современной геотермической модели осадочного чехла варьируется в широком интервале от 30 до 200 °С (от слаботермальных до перегретых). Термальные воды отличаются невысокой минерализацией (до 70 г/дм³) и имеют в основном Cl⁻-Na⁺, Cl⁻-HCO₃⁻-Na⁺ и HCO₃⁻-Cl⁻-Na⁺ состав с широким спектром микроэлементов. В регионе выявлена обширная область развития инверсионной гидрогеохимической зональности, природа которой определяется геологической эволюцией осадочного бассейна.

Ключевые слова: Западно-Сибирский артезианский бассейн, термальные воды, гидрогеохимия, геотермическая зональность, ресурсы.

GEOCHEMISTRY OF THERMAL WATER IN THE NORTHERN WEST SIBERIAN ARTESIAN BASIN

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Head of the Laboratory of Hydrogeology of sedimentary basins of Siberia, tel. (383)363-80-36, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

We present the results of investigations on thermal water geochemistry in the northern West Siberian artesian basin. By the present-day geothermal model of sedimentary strata, cold and hot waters with a temperature ranging from 30 to 200 °C exist in the basin from the average depth of 1 km. Thermal waters are of Cl⁻-Na⁺, Cl⁻-HCO₃⁻-Na⁺, and HCO₃⁻-Cl⁻-Na⁺ facies, having a wide range of chemical elements and low salinity as high as 70 g/dm³. A pattern of salinity decrease with depth controlled by the geological evolution of the basin has been revealed.

Key words: West Siberian artesian basin, thermal waters, hydrogeochemistry, geothermal zoning, resources.

Западно-Сибирский артезианский бассейн (ЗСАБ) содержит в своих недрах огромные запасы термальных вод, которые могут быть использованы для теплоснабжения удаленных населенных пунктов, в бальнеологических целях

и как комплексное гидроминеральное сырье. Локализация, оценка ресурсов и эксплуатационных запасов гидротерм, вопросы формирования их химического состава лежат на стыке двух научных направлений – гидрогеотермии и гидрогеохимии, представляя огромный научный и прикладной интерес. Исследования в этих областях геологического знания

ЗСАБ проводятся уже более 50 лет и связаны с именами Э.Э. Фотиади, Б.Ф. Маврицкого, В.А. Кошляка, Л.М. Зорькина, Г.А Череманского, Н.М. Кругликова, Б.П. Ставицкого, Ю.Г. Зимина, А.Э. Конторовича, Г.Д. Гинсбурга, В.М. Матусевича, А.Д. Дучкова, Н.М. Кругликова, А.Р. Курчикова, И.И. Нестерова и многих других [1-3]. В целом Западная Сибирь может считаться вполне изученным регионом, за исключением полуострова Гыдан, шельфовых областей и акватории Карского моря.

В рамках настоящей работы был проанализирован весь имеющийся фактический материал по геотермии и гидрогеохимии северной части Западной Сибири. Осадочный чехол бассейна, начиная с глубины в среднем 1 км, заполнен термальными водами. Согласно принятой гидрогеологической стратификации, в пределах нижнего гидрогеологического этажа выделяют четыре основных водоносных комплекса (сверху вниз): 1) апт-альб-сеноманский, 2) неокомский, 3) верхнеюрский и 4) ниже-среднеюрский. Эти комплексы надежно изолированы от зоны активного водообмена турон-олигоценовой глинистой толщей,

а друг от друга рядом выдержанных водоупорных толщ, замещающихся на песчаные разности лишь локально. В этой связи зона развития термальных вод охватывает отложения от верхов сеномана до триаса включительно. В незначительных количествах, обусловленных трещинной структурой водовмещающих отложений, термальные воды распространены также и в палеозойском фундаменте.

Температура подземных вод всех водоносных комплексов в пластовых условиях изменяется в широком диапазоне. Основной закономерностью распределения температур подземных вод в осадочном чехле Западно-Сибирского мегабассейна является их нарастание от периферийных районов к центральным, связанное с погружением водоносных комплексов и толщ. Диапазон изменения температур в изучаемом регионе в кровле составляет для апт-альб-сеноманских отложений 50 °С, для неокомских – около 100 °С, юрских – до 140 °С. В подошве юрских отложений в наиболее погруженных частях бассейна могут встречаться перегретые термальные воды с температурой около 200 °С (рис. 1).

В пределах каждого комплекса происходит увеличение температур от кровли к подошве, определяемое его мощностью. Интенсивность нарастания температур с глубиной зависит как от экзогенных, так и от эндогенных факторов. В наиболее погруженных районах температура воды в пределах триасово-юрских отложений изменяется от кровли к подошве от 120 до 180 °С (Тюменская сверхглубокая скважина), в пределах неокомских – от 70 до 110 °С и апт-альб-сеноманских – от 40 до 70 °С. В целом средние геотермические градиенты изменяются от 1,5-2 до 3,5 и более °С/100 м. Низкие значения средних геотермических градиентов (1,5-2,5 °С/100 м) характерны только для прибортовых частей бассейна (особенно восточной, приенисейской). В

северной части ЗСАБ за фоновые величины можно принять значения от 3,0 до 3,5 °С/100 м, пониженные ниже 3,0 и повышенные более 3,5 °С/100 м. При средних значениях теплового потока 52,25-56,43 МВт/м² из-за низкой теплопроводности пород в осадочном чехле создаются благоприятные условия для формирования горизонтов термальных вод, температура которых быстро возрастает к фундаменту и достигает на глубине 3-5 км 125-150 °С. Это преимущественно метановые воды хлоридного натриевого или хлоридно-гидрокарбонатного натриевого состава (рис. 2).

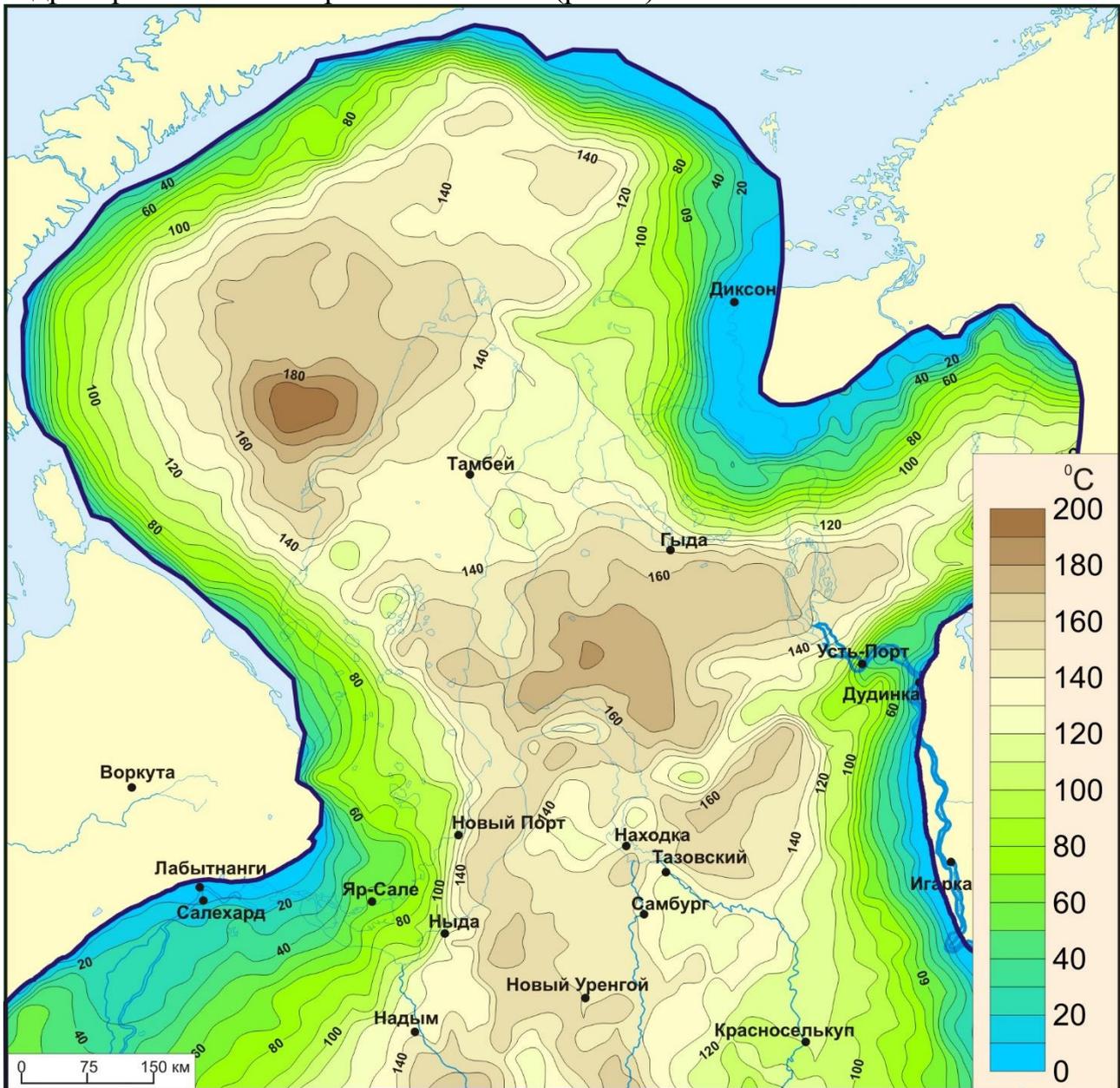


Рис. 1. Карта пластовых температур в подошве юрских отложений северных районов Западной Сибири

В целом ЗСАБ отличается невысокой минерализацией термальных вод и рассолов (в исследуемом регионе в верхне- и среднеюрских отложениях до 70 г/дм³ в районе Известинского, Комсомольского и Губкинского

месторождений Надым-Тазовского междуречья и до 55 г/дм³ в пределах Малыгинской группы месторождений на севере полуострова Ямал), бессольфатностью, значительным содержанием в пластовых водах мезозойского этажа растворенных ОБ и газов углеводородного состава. При этом каждая из рассматриваемых водонапорных толщ мезозоя характеризуется рядом гидрогеохимических особенностей, обусловленных палеогидрогеологической историей, последующими процессами метаморфизации состава подземных вод, а также вертикальной миграцией рассолов из палеозойского фундамента в осадочный чехол в районах отсутствия мощной вулканогенно-осадочной толщи триаса, которая выступает своеобразной опресненной «гидрогеохимической подушкой». На ряде площадей в пределах Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей

в гидрогеохимическом поле выявлены аномалии, сопровождающие процесс межпластовых перетоков из ниже залегающих юрских отложений. Например, в пределах структур Северного свода аномалии геотермического, гидродинамического и гидрогеохимического полей проявляются до низов неокомского комплекса. В верхней части гидрогеологического разреза на полуострове Ямал выявлены уникальные криопэги – рассолы с величиной общей минерализацией до 130 г/дм³, обязанные своему появлению процессам криогенной метаморфизации, но расположены они в пределах криогенной толщи и не относятся к термальным. В целом пестрота состава подземных вод, наблюдаемая в низах осадочного чехла, уменьшается вверх по разрезу, и в апт-альб-сеноманском комплексе происходит существенное выравнивание гидрогеохимических условий и нивелирование минерализации подземных вод в интервале 15-20 г/дм³. Для примера: величина общей минерализации подземных вод неокомского водоносного комплекса фонового состава варьируется от 2 до 20 г/дм³ при доминировании хлоридного натриевого и хлоридно-гидрокарбонатного натриевого типов.

Установлено, что изученные подземные воды и слабые рассолы находятся на начальной стадии метаморфизации химического состава, у которых отношение Ca/Cl обычно не превышает 0,20, а более высокие значения соотносятся

с водами активного газоводообмена в их пределах.

В пределах мезозойских комплексов прилегающих районов Енисей-Хатангского бассейна наиболее соленые воды с величиной общей минерализации более 20 г/дм³ выявлены на Пеляткинской (24,8 г/дм³ в апт-альб-сеноманском комплексе), Суходудинской (23,3 г/дм³ в нижне-среднеюрском комплексе) и Ванкорской площади (23,0 г/дм³ в верхнеюрском комплексе).

В соответствии с гидродинамическими и гидрогеотермическими условиями водоносных комплексов юрских и меловых отложений здесь выявлены следующие гидрогеохимические закономерности: вдоль северо-восточной границы распространены гидрокарбонатные натриевые и хлоридно-

гидрокарбонатные натриевые воды с минерализацией до 5 г/дм^3 , сменяющиеся по мере продвижения к центральным и юго-западным областям хлоридными натриевыми водами с минерализацией до $15\text{-}20 \text{ г/дм}^3$. Гидрогеохимическая картина свидетельствует о дифференциации водоносных комплексов юры и мела. В разрезе можно выделить различные типы вертикальной гидрогеохимической зональности, от прямой доминирующей в пределах Мессояхской наклонной гряды до инверсионной.

Природу этого явления следует связывать с наличием в разновозрастных отложениях различных генетических типов подземных вод, от седиментационных до конденсационных, процессами их смешения и взаимодействиям в системе вода-порода-газ-органическое вещество на протяжении всей геологической истории.

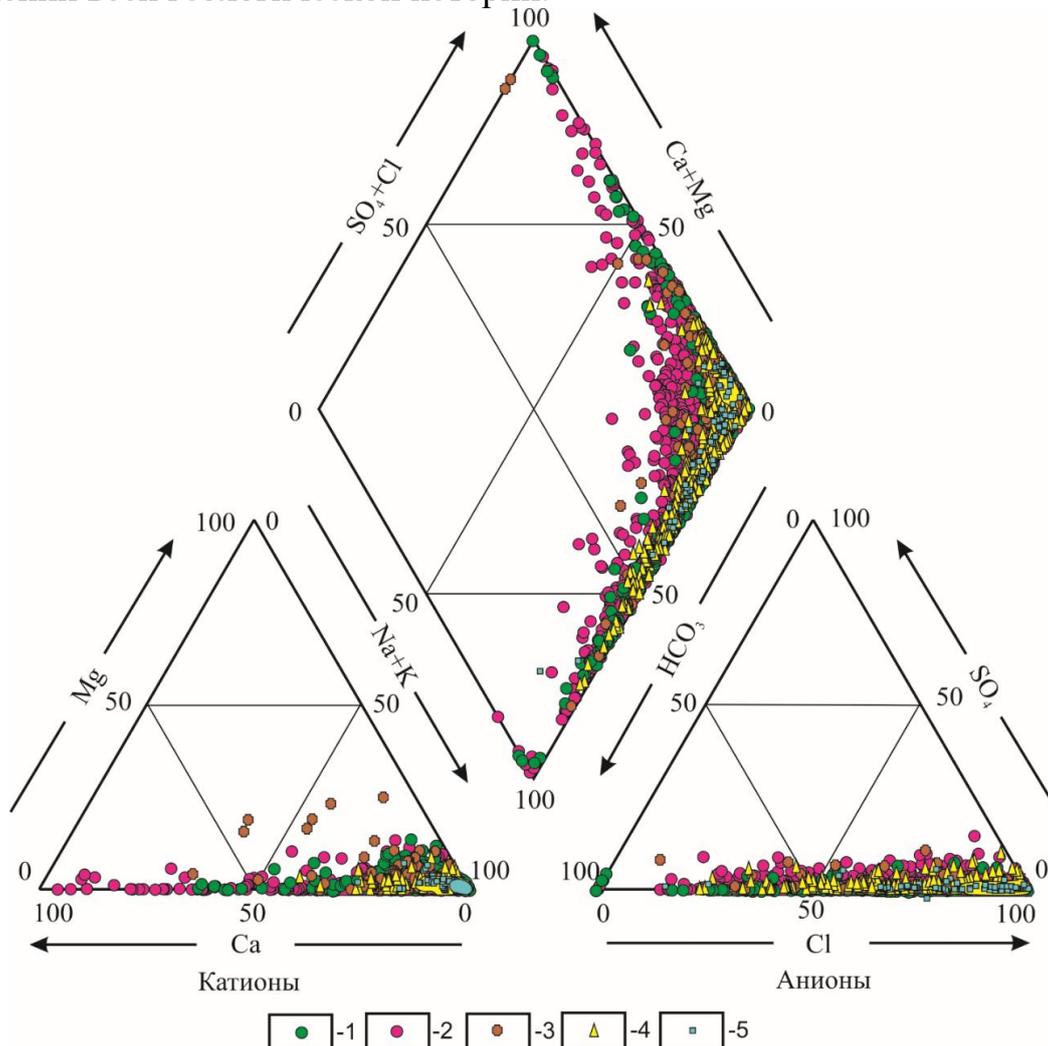


Рис. 2. Диаграмма Пайпера состава термальных вод северных районов Западной Сибири.

Водоносные комплексы: 1 – апт-альб-сеноманский, 2 – неокомский, 3 – верхнеюрский, 4 – ниже-среднеюрский, 5 – палеозойский

В термальных водах в высоких концентрациях встречаются J, Br, B, Sr и многие металлы, углеводородные газы. В этой связи их можно рассматривать

как комплексное гидроминеральное сырье будущего. В настоящее время в пределах Западной Сибири использование термальных вод (с пластовой температурой 80-100 °С и общей минерализацией 1-5 г/дм³) активно практикуется лишь в бальнеологических целях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. Гидрогеология Западно-Сибирского мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. - Л.: Недра, 1985. - 279 с.
2. Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. - М.: Недра, 1992. - 231 с.
3. Курчиков А.Р., Ставицкий Б. П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. - М.: Недра, 1987. - 134 с.

© Д. А. Новиков, 2016

НОВЫЕ ДАННЫЕ ПО ПАЛЕОНТОЛОГИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ КЕМБРИЯ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ ВОСТОК-1 (ВОСТОЧНАЯ ЧАСТЬ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ)

Наталья Валентиновна Новожилова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель, тел. (383)333-24-31, e-mail: NovozhilovaNV@ipgg.sbras.ru

Игорь Валентинович Коровников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель, тел. (383)333-24-31, e-mail: KorovnikovIV@ipgg.sbras.ru

Параметрической скважиной Восток-1, пробуренной на севере Томской области на склоне Райгинско-Ажарминской гряды, был вскрыт разрез, являющийся опорным для бессолевого разреза кембрия на юго-востоке Западно-Сибирской плиты. В результате проделанной работы средний и верхний кембрий впервые охарактеризован находками мелкораковинной фауны, представленной хиолитами, камброклавитидами, ханцеллоридами. Комплекс раннекембрийских SSF (small shelly fossils) дополнен находками протоконодентов *Protohertzina anabarica*.

Ключевые слова: кембрий, биостратиграфия, скелетная проблематика, Западно-Сибирская плита.

NEW DATA ON PALEONTOLOGICAL CHARACTERISTIC OF CAMBRIAN OF THE VOSTOK-1 STRATIGRAPHIC WELL (WEST SIBERIAN PLATE)

Natalia V. Novozhilova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova Str. 2, Lecturer, tel. (383)333-24-31, e-mail: NovozhilovaNV@ipgg.sbras.ru

Igor V. Korovnikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Doctor of Science, Senior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova Str. 2, Lecturer, tel. (383)333-24-31, e-mail: KorovnikovIV@ipgg.sbras.ru

The key Cambrian section stripped by the Vostok-1 stratigraphic well on the slope of the Raigin-Azharmin Ridge (West Siberian Plate, Tomsk Region). The specimens of protoconodonts *Protohertzina anabarica* was found in the Lower Cambrian complex of SSF (small shelly fossils).

The faunal remains recorded in Middle and Upper Cambrian are hyoliths, chancelloriids, cambroclavitids and others.

Key words: cambrian, biostratigraphy, small shelly fossils, West Siberian Plate.

Параметрической скважиной Восток-1, пробуренной на севере Томской области на склоне Райгинско-Ажарминской гряды, был вскрыт разрез, который может рассматриваться в качестве опорного для бессолевого разреза кембрия на юго-востоке Западно-Сибирской плиты [1]. Кембрийская часть разреза представлена отложениями чурбигинской, пайдугинской, пуджелгинской, поделгинской, кондесской, шеделгинской и пыжинской свит. Палеонтологические находки, описанные в результате изучения kernового материала, представлены трилобитами, брахиоподами и мелкораковинной фауной и содержат виды, характерные для комплексов нижнего-верхнего кембрия Котуйско-Игарского района северо-западной части Сибирской платформы [1-3]. В результате проделанной работы удалось расширить фаунистическую характеристику разреза новыми находками мелкораковинной фауны, имеющими важное биостратиграфическое значение.

Несмотря на то, что мелкораковинная фауна менее разнообразна и многочисленна в изучаемом разрезе, чем трилобитовая, обнаруженный комплекс SSF достаточно информативен и дает возможность уверенно говорить о раннекембрийском возрасте низов чурбигинской свиты, где отсутствуют находки другой фауны. Первые проблематичные скелетные остатки обнаружены в интервале 5000-5010 м, среди которых были определены моллюски *Aldanella* sp. indet, хиолиты *Conotheca circumflexa*, гастроподы *Aegides* sp., спикулы губок (гексактины и пентактины) и шарообразная проблематика. Представители родов *Aldanella* и *Aegides* характерны для нижнего кембрия России, Китая, Монголии [4, 5]. Дополнительно к ранее известным были впервые обнаружены протоконодонты *Protohertzina anabarica*, которые характерны для верхов венда-низов нижнего кембрия России, Монголии, Казахстана, Китая, Индии и Канады.

Первые трилобиты появляются в пайдугинской свите, возраст которой определен как раннесреднекембрийский (ботомско-тойонско-амгинский) [1]. В интервале 4923,62-4924,2 м встречены *Ptychagnostus praecurrens*, в верхней части пайдугинской свиты (интервал 4871,9-4880,8 м) содержатся трилобиты *Ptychagnostus contortus*, *Tomagnostus sibiricus* и *Triplagnostus gibbus*. На глубине 4811 м, в низах пуджелгинской свиты, обнаружены *Kootenia amgensis*. Вероятно, в конце нижнего и в начале среднего кембрия район, где располагается скважина Восток-1, был частью Юдомо-Оленекского фациального региона, о чем свидетельствуют сходный тип осадков (черносланцевые терригенно-карбонатные породы) и содержащиеся в них комплексы трилобитов [3]. Среди находок скелетной проблематики из среднего кембрия впервые определены единичные находки *Halkieria* sp. с глубины 4592,7 м. Халкиерииды характерны для всего кембрия и не имеют важного биостратиграфического значения.

Находки трилобитов в интервале 4005-2766 м довольно многочисленны и разнообразны и свидетельствуют о верхнекембрийском возрасте кондесской, шеделгинской и пыжинской свит, выделенных здесь [1, 3]. Верхнекембрийские SSF встречены из интервала 3251,6-3668,9 м. Из верхов кондесской свиты на глубине 3668,9 м найдены только ханцеллорииды *Monospinites piriformis*. В интервале 3659,02-3759,01 м встречены трилобиты *Kuraspis obscura*, *Kuraspis similis*, *Kuraspis spinata*, *Kuraspis similis ex gr. vera*, *Kuraspis similes ex gr. deflexa*, *Letniites sp.* Этот комплекс соответствует тавгийскому горизонту аюсокканского яруса верхнего кембрия. Находки SSF пока неизвестны из этого интервала.

Начиная с глубины 3240 м остатки макрофауны становятся многочисленными и разнообразными. В интервале разреза 3241,17-3399,83 м встречены трилобиты *Parakoldinia salairica*, *Pseudagnostus sp.*, *Parakoldinia striata*, *Koldinia pusilla*, *Komaspidella rara*, *Hadragnostus sp.*, *Homagnostus sp.*, *Bolaspidellus sp.*, *Parakoldinia kureiskaya*, *Plethopeltoides lepidus*, *Amorphella sp.*, *Pesaiella sp.* Данный комплекс имеет много общих форм с комплексами трилобитов зоны *Faciura – Garbiella* энцийского горизонта сакского яруса верхнего кембрия.

В шеделгинской свите верхнего кембрия обнаружены хиолиты *Gracilitheca sp.* камброклавитиды *Cambroclavus sp.* (на глубине 3251,6 м). Хиолиты *Holmithesa sp. indet* определены с уровня 3254,6 м. Кроме того, здесь обнаружены многочисленные остатки шарообразной и трубчатой проблематики. Камброклавитиды – группа проблематичной микрофауны, представители которой ранее были известны только из нижнего-среднего кембрия Казахстана, Китая, Австралии, Германии и Италии [6].

Самые молодые кембрийские трилобиты встречены в скважине Восток-1 на глубине 2772 м. Это трилобиты *Monosulcatina leave*, характерные для верхов аксайского яруса верхнего кембрия [3]. Находки мелкораковинной фауны пока отсутствуют в данном интервале.

Таким образом, в кембрийской части разреза параметрической скважины Восток-1 можно выделить комплекс SSF, соответствующий нижнему кембрию (томмотский ярус), который был дополнен находками протоконоднтов *Protohertzina anabarica*. Это позволило уверенно говорить о раннекембрийском возрасте низов чурбигинской свиты. Уровни с мелкораковинной фауной, установленные в верхах среднего и верхнем кембрии, пока не имеют важного биостратиграфического значения, но позволяют расширить фаунистическую характеристику изученного разреза. Полученные результаты подтверждают, что мелкораковинная фауна важна для биостратиграфии нижнего кембрия, особенно в тех случаях, когда находки другой фауны редки или отсутствуют вовсе.

Исследования выполнены при финансовой поддержке РФФИ (проект № 16-05-00196) и проекта НИР № VIII.68.1.2.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Варламов А.И., Емешев В.Г. и др. Новый тип разреза кембрия в восточной части Западно-Сибирской плиты (по результатам бурения параметрической скважины Восток-1) // Геология и геофизика. - 2008. - Т. 49. - № 11. - С. 1119-1128.
2. Варламов А.И., Коровников И.В., Ефимов А.С. и др. Стратиграфия кембрия в комплексе основания приенисейской части Западно-Сибирского мегабассейна (по результатам бурения параметрической скважины Восток-1) // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности: материалы Всероссийской науч. конф. с участием иностранных ученых. - Тюмень, 2008. - С. 38-41.
3. Коровников И.В., Пегель Т.В., Шабанов Ю.Я. Новые находки трилобитов в среднем и верхнем кембрии левобережья р. Енисей (по материалам бурения скв. Восток-1) // Региональная геология. Стратиграфия и палеонтология докембрия и нижнего палеозоя Сибири: сб. науч. тр. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2010. - С. 93-110.
4. Есакова Н.В., Жегалло Е.А. Биостратиграфия и фауна нижнего кембрия Монголии. - М.: Наука, 1996. - 216 с.
5. Миссаржевский В.В. Древнейшие скелетные окаменелости и стратиграфия пограничных толщ докембрия и кембрия. - М.: Наука, 1989. - 238 с.
6. Миссаржевский В.В., Мамбетов А.М. Стратиграфия и фауна пограничных толщ кембрия и докембрия Малого Каратау. - М.: Наука, 1981. - 90 с.

© Н. В. Новожилова, И. В. Коровников, 2016

ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ АНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК В ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ И ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПРОДУКТИВНОМ ПЛАСТЕ Ю₂ СЕВЕРА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Наталья Владимировна Первухина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)335-64-20, e-mail: PervuhinaNV@ipgg.sbras.ru

Георгий Георгиевич Шемин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)335-64-20, e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

Валерий Иванович Москвин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)330-93-26, e-mail: MoskvinVI@ipgg.sbras.ru

Палеотектонические реконструкции антиклинальных ловушек нефти и газа юрского нефтегазоносного мегакомплекса выполнены методом изопахического треугольника. Показано, что они начали формироваться в разное время и имели различную степень интенсивности роста. В продуктивном пласте Ю₂ залежи газа начали формироваться во второй половине раннемеловой эпохи, а нефти – не ранее конца позднемеловой. Процесс их образования имел длительную историю.

Ключевые слова: палеотектонические реконструкции, ловушки, нефть, газ, история формирования.

THE HISTORY OF FORMATION OF THE ANTICLINAL TRAPS IN THE JURASSIC SEDIMENTS AND OIL-AND-GAS DEPOSITS IN THE PRODUCTIVE STRATUM U₂ IN THE NORTH OF THE WEST-SIBERIAN OIL-AND-GAS PROVINCE

Natal'ya V. Pervukhina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Junior Researcher, Laboratory of Petroleum Geology of the Arctic regions of Siberia, tel. (383)335-64-20, e-mail: PervuhinaNV@ipgg.sbras.ru

Georgy G. Shemin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Doctor of Sciences, Chief Researcher, Laboratory of Petroleum Geology of the Arctic regions of Siberia, tel. (383)335-64-20, e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

Valeriy I. Moskvina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Doctor of Sciences, Leading Researcher, Laboratory of Petroleum Geochemistry, tel. (383)330-93-26, e-mail: MoskvinaVI@ipgg.sbras.ru

Paleotectonic reconstructions of anticlinal petroleum traps in the Jurassic petroleum-bearing mega-sequence are performed by use of the isopach triangle method. It is shown that they began to form at various times and had various intensities of growth. In the productive stratum U₂, gas deposits began to form in the second half of the Early Cretaceous while the formation of oil deposits did not begin until the Late Cretaceous. The process of their formation had a long history.

Key words: paleotectonic reconstructions, traps, oil, gas, history of forming.

Время формирования антиклинальных ловушек и содержащихся в них залежей углеводородов в юрских отложениях севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции до настоящего времени изучено недостаточно, хотя в этом направлении многое сделано [1-3]. В настоящей работе приведены результаты палеотектонических исследований Бованенковского, Тазовского, Губкинского куполовидных поднятий и Новопортовского, Уренгойского, Харампурского, Медвежьего валов, а в наиболее изученных из них (Бованенковском, Новопортовском и Уренгойском поднятиях) – результаты исследований по выяснению истории формирования залежей нефти и газа в продуктивном пласте Ю₂.

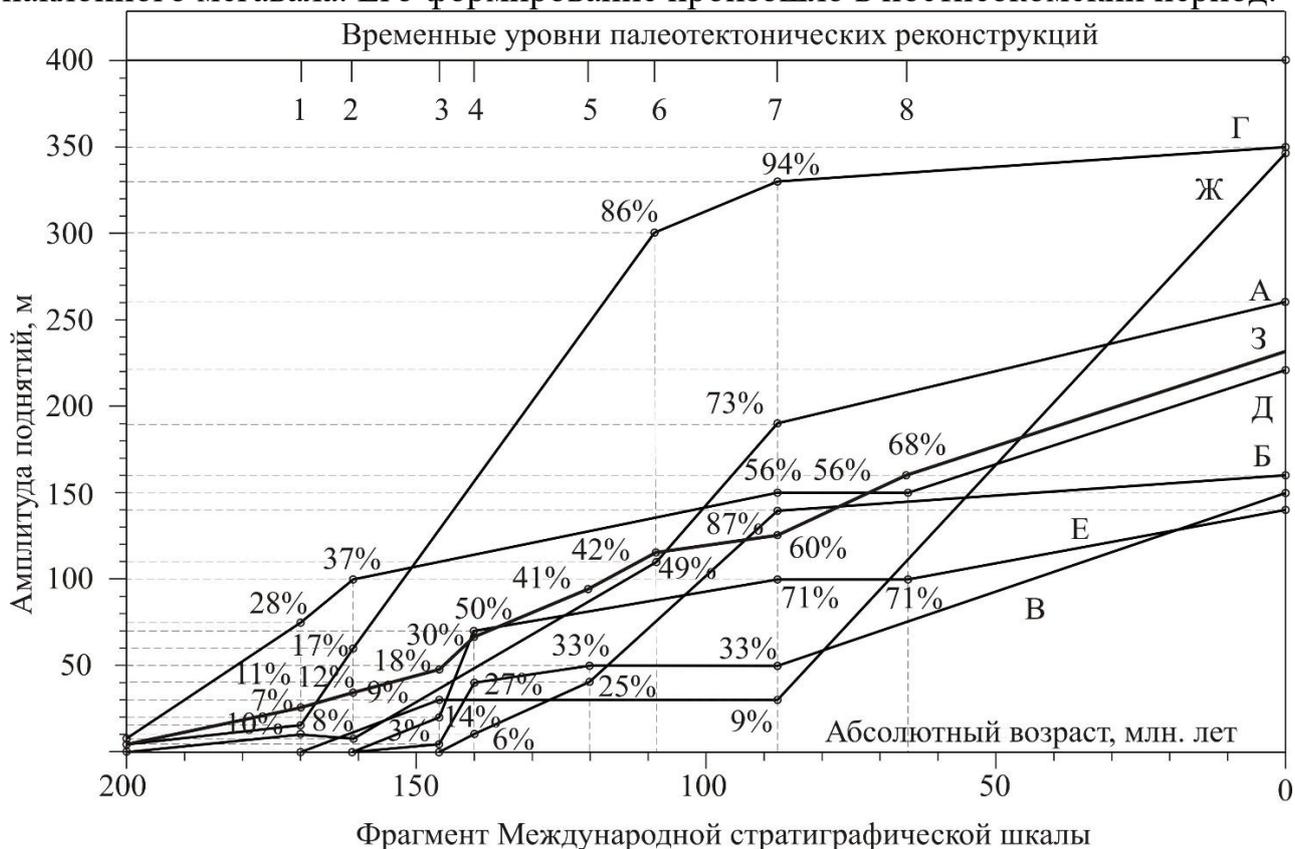
Палеотектонические реконструкции осуществлялись методом изопахического треугольника по следующим временным уровням: кровле низов нижней юры на конец лайдинского, малышевского, васюганского, баженовского, мегионского, таноупчинского, кузнецовского и ганькинского времени. История образования залежей углеводородов в продуктивном пласте Ю₂ восстановлена на результатах палеотектонических исследований и материалах анализа процесса нефтегазообразования в юрских отложениях исследуемого региона.

Бованенковское куполовидное поднятие, замкнутая положительная изометричная структура III порядка осложняют центральную часть Нурминского мезовала. Его формирование началось в раннеюрскую эпоху, и к концу позднекузнецовского времени (середина раннего коньяка, 87,5 млн лет) его амплитуда составляла 70 % от современной.

Новопортовский вал осложняет южную часть Южно-Ямальского мезовала, выделенного на юго-востоке Пайхойско-Новоземельской мегамоноклизы. Начало его формирования также связано с раннеюрской эпохой. В позднекузнецовское время амплитуда структуры составляла 85 % от современной. По-видимому, полностью Новопортовское поднятие было сформировано к концу позднемелового периода.

Уренгойский вал расположен в южной части Центрально-Уренгойского мезовала. В лайдинское время его амплитуда составляла 75 м, а в кузнецовское (середина раннего коньяка, 87,5 млн лет) – 150 м (56 % от современной) (рис. 1). Окончательное формирование структуры произошло в кайнозойскую эру.

Медвежий мезовал осложняет южную часть Медвежье-Нумгинского наклонного мегавала. Его формирование произошло в постнеокомский период.



Юра			Мел		Палеоген		Неоген		Четв.
нижняя	средняя	верхняя	нижний	верхний	Палеоцен	Эоцен	Олигоцен	Миоцен	Плиоцен

Рис. 1. Графики роста амплитуд Бованенковского (А), Тазовского (Б), Губкинского (В) куполовидных поднятий, Новопортовского (Г), Уренгойского (Д), Харампурского (Е), Медвежьего (Ж) валов и средней амплитуды этих поднятий (З):

1-8 – временные уровни палеотектонических реконструкций на конец: 1 – лайдинского, 2 – малышевского, 3 – васюганского, 4 – баженовского, 5 – мегионского, 6 – танопчинского, 7 – кузнецовского, 8 – ганькинского времени

Харампурскии вал осложняет северо-восточную часть крупной структуры I порядка – Тагринско-Харампурского пояса мегавалов. Начало формирования структуры, по-видимому, приурочено к раннеюрской эпохе. К концу баженовского времени (берриас, 145 млн лет) его амплитуда достигла 50 % от современной, а к концу позднекузнецовского – 71 %. Окончательно поднятие сформировалось в кайнозойскую эру.

Губкинское куполовидное поднятие осложняет восточную часть Северного свода. Оно, предположительно, начало формироваться в раннеюрскую эпоху, к концу средней юры амплитуда поднятия составляла 37 % от современной. На

конец позднекузнецовского времени она увеличилась до 43 %. Однако главным образом поднятие было сформировано позднемеловую эпоху и кайнозойскую эру.

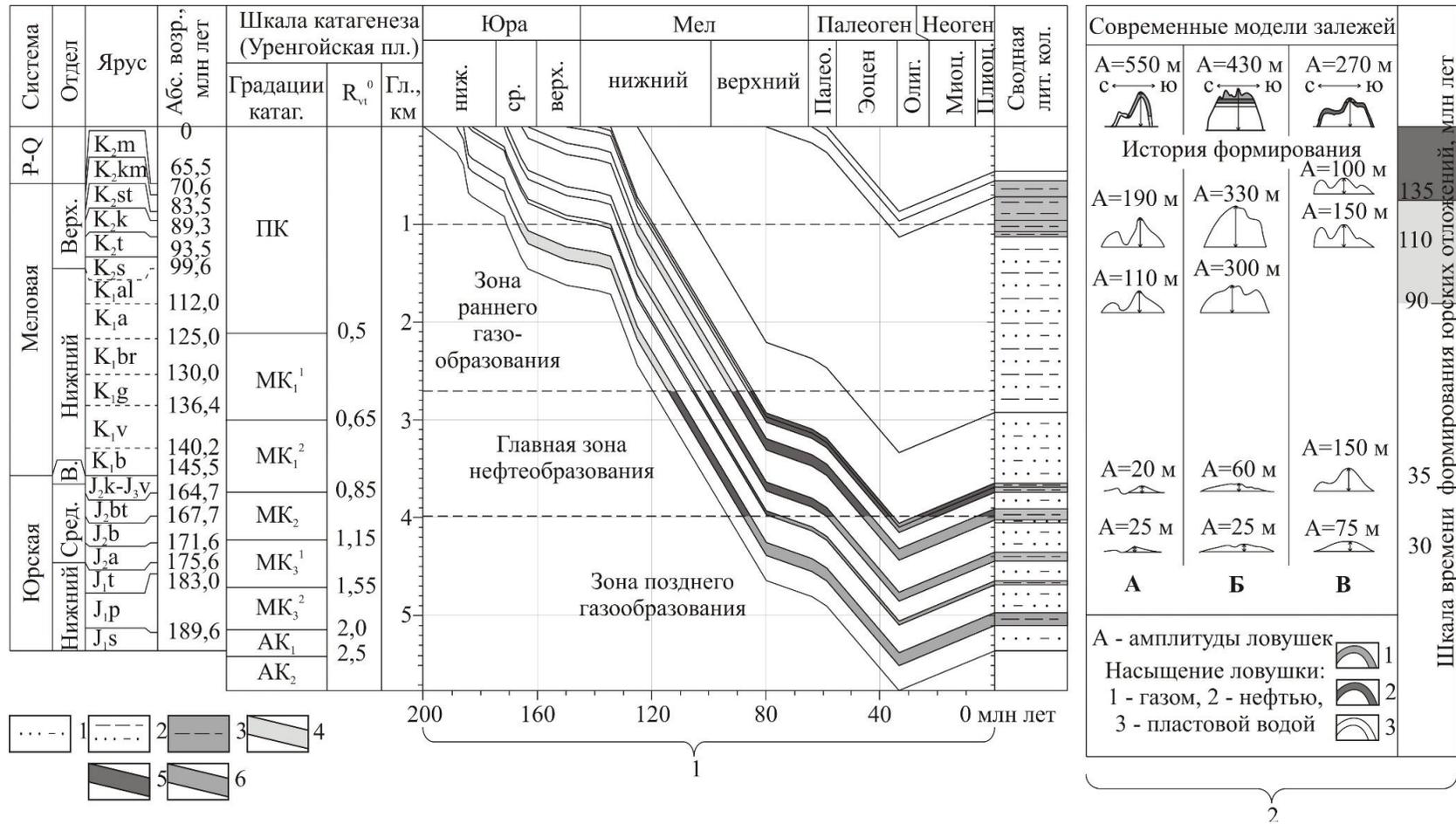


Рис. 2. Принципиальная схема нефтегазообразования (1) и история формирования антиклинальных ловушек и залежей нефти и газа (2) в продуктивном пласте Ю₂ Бованенковского (А), Новопортовского (Б) и Уренгойского (В) месторождений:

- 1 - преимущественно песчаные породы, 2 - переслаивание глинисто-алевролитово-песчаных и аргиллитово-глинистых пород,
- 3 - преимущественно глинистые породы (нефтематеринские породы), 4 - зона раннего газообразования,
- 5 - главная зона нефтеобразования, 6 - зона позднего газообразования

Тазовское куполовидное поднятие осложняет северо-западную часть Тазовского свода. Заложение его, наиболее вероятно, связано первой половиной раннемеловой эпохи. На конец мегнионского времени (ранний готерив,

132 млн лет) его амплитуда составляла лишь 25 % от современной. Основной этап роста происходил в мелу, так как уже на конец позднекузнецовского времени его амплитуда составляла 87 % от современной.

Рассмотренные положительные структуры имели длительную историю развития. Образование Бованенковского поднятия, Уренгойского и Новопортовского валов началось в раннеюрскую эпоху, к концу позднекузнецовского времени их амплитуды соответственно составляли 70, 66 и 85 % от современных. Тазовское, Губкинское куполовидные поднятия и Харампурский вал, предположительно, также начали формироваться в раннеюрскую эпоху. Первое сформировалось главным образом в меловом периоде, его амплитуда на конец позднекузнецовского времени составляла 87 % от современной. Харампурский вал, по-видимому, также развивался постепенно и унаследовано, к концу позднекузнецовского времени его амплитуда составляла 71 % от современной. Амплитуда Губкинское поднятия на конец позднекузнецовского времени составляла 43 %, наиболее интенсивно поднятие развивалось в позднемеловую эпоху и кайнозой. Медвежий вал образован позднее, в палеоген-четвертичный периоды.

Залежи газа в продуктивном пласте Ю₂ антиклинальных ловушек Бованенковского, Новопортовского и Уренгойского месторождений начали формироваться во второй половине раннемеловой, а нефти – не ранее конца позднемеловой эпох (рис. 2). Процесс формирования их, вероятнее всего, имел длительную историю, охватывая меловой и палеоген-четвертичный периоды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бочкарев, В.С., Брехунцов А.М., Нестеров И.И. и др. Тектоника и размещение залежей УВ мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы // Горные ведомости. - 2013. - №6. - С. 6-24.
2. Тимурзиев, А.И. Закономерности пространственно-стратиграфического распределения залежей нефти и газа Западно-Сибирской НГП на основе представления об их глубинном генезисе, молодом возрасте и новейшем времени формирования // Горные ведомости. - 2014. - №5. - С. 24-26.
3. Черданцев, С.Г., Огнев Д.А., Кириченко Н.В. Неотектоника севера Западно-Сибирского региона // Горные ведомости. - 2013. - № 9. - С. 64-73.

© Н. В. Первухина, Г. Г. Шемин, В. И. Москвин, 2016

ОСОБЕННОСТИ ЛИТОФАЦИАЛЬНОЙ ИЗМЕНЧИВОСТИ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ЮРЮНГТУМУССКОЙ И СОДЬЕМИХАИНСКОЙ СВИТ (БАТ-ОКСФОРД) НИЖНЕГО ТЕЧЕНИЯ РЕКИ АНАБАР

Алексей Юрьевич Попов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: PopovAY@ipgg.sbras.ru

Борис Леонидович Никитенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, зав. лабораторией микропалеонтологии, тел. (383)335-64-28, e-mail: NikitenkoBL@ipgg.nsc.ru

Проведено расчленение серии бат-оксфордских разрезов в нижнем течении р. Анабар лито- и биостратиграфическими методами. Прослежена смена литолого-фациальных особенностей отложений по латерали и вертикали. Верхи батской части разрезов формировались преимущественно в пляжевых обстановках. В северном направлении фиксируется значительное увеличение келловей-оксфордской части разрезов, формировавшейся преимущественно в дельтовых обстановках.

Ключевые слова: литолого-фациальный анализ, бат, келловей, оксфорд, Средняя Сибирь.

FEATURES OF LITOFACIAL VARIABILITY OF THE YURUNGTUMUS FM. AND THE SODYEMIKHA FM. (BATHONIAN-OXFORDIAN) IN THE LOWER WATERCOURSE OF THE ANABAR RIVER

Aleksey Yu. Popov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)363-80-36, e-mail: PopovAY@ipgg.sbras.ru

Boris L. Nikitenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Doctor of Science, Head of the Laboratory of Micropaleontology, tel. (383)335-64-28, e-mail: NikitenkoBL@ipgg.nsc.ru

Subdivision of the geological successions in the lower watercourse of the Anabar River by litho- and biostratigraphic methods was carried out. Change of litologo-facial features of the deposits on a lateral and a vertical is tracked. Tops of Bathonian part of successions were formed mainly in beach situations. In the northern direction significant increase in the Callovian-Oxfordian part of significant is fixed. Deposits were formed in deltaic situations.

Key words: litofacies analysis; Bathonian, Callovian, Oxfordian; Middle Siberia.

Геологические исследования арктических районов в настоящее время весьма актуальны для нефтедобывающих компаний. Интересным объектом являются относительно маломощные алеврито-песчаные отложения,

подстилающие регионально развитую, преимущественно алеврито-глинистую волжскую толщу. В работе приведены результаты литолого-фациального анализа серии разрезов бата-оксфорда нижнего течения р. Анабар (рис.), формировавшихся на рубеже двух крупных этапов юрского периода. Эти разрезы не раз привлекали внимание специалистов [1-5]. Согласно схеме фациального районирования верхней части бата – верхней юры [6], территория исследований расположена в Анабарском фациальном районе, а отложения соответствуют верхней части юрiongтумусской и содыемихайнской свитам.

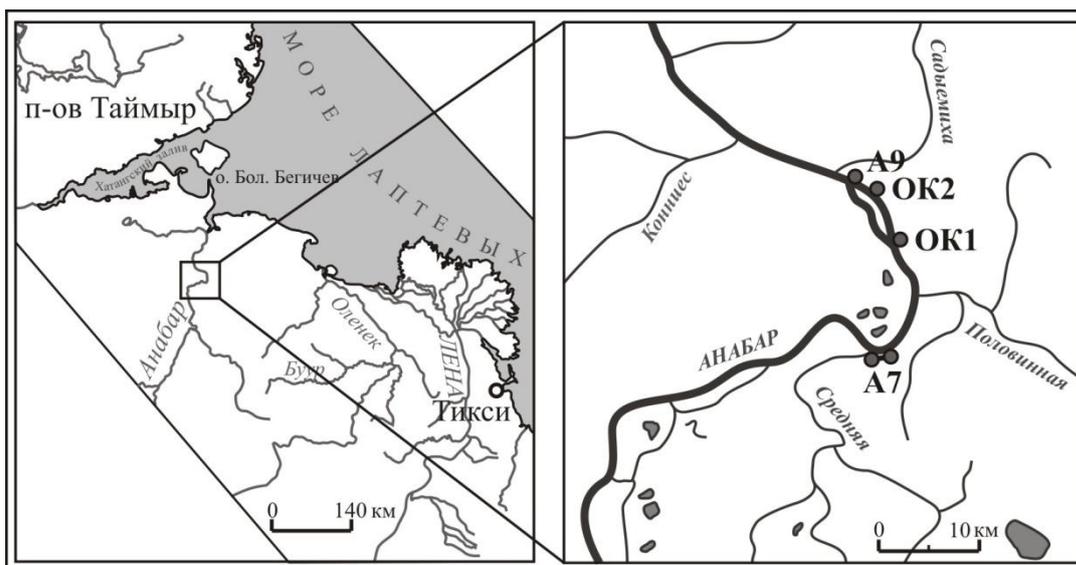


Рис. 1. Расположение изученных разрезов

Верхи юрiongтумусской свиты (14-15 м) (бат [7]) представлены в разрезах А7, ОК2, А9 и сложены песчаником/песком средnezернистым с пологокосой и троговой слоистостью, с растительным детритом, иногда пиритизированным, крупными кальцитовыми конкрециями и кальцитизированными горизонтами. Наиболее мощный горизонт (1-1,5 м) прослежен в прикровельной части толщи. В разрезе А7 развиты глинистые прослои, вплоть до уровней переслаивания, встречаются раковины двустворчатых моллюсков, проявлены консидаментационные смятия. Для разреза А9 характерны обильный растительный детрит, фрагменты стволов деревьев, линзы с галькой, уровни интрокластических брекчий (как глинистых, так и алеврито-песчаных). В прикровельном кальцитизированном горизонте свиты в разрезах ОК2, А9 отмечаются крупные древесные фрагменты, наиболее обильные в ОК2. По данным литолого-фациального анализа, рассмотренные отложения формировались преимущественно в обстановках нижнего пляжа и в обстановках верхней части предфронтальной зоны пляжа (А7). Особенности строения северных разрезов говорят о расположении их вблизи речной дельты, поставлявшей обилие растительного материала и значительно опреснявшей близлежащие воды бассейна.

В основании содыемихайинской свиты [6] разрезов ОК2, А9 встречаются скопления небольшой гальки, гравийные линзы. Нижняя пачка (1-1,5 м) (верхи бата) сложена алевролитами/аледритами послойно глинистыми, до волнисто-линзовидного переслаивания. Присутствует растительный детрит, иногда пиритизированный. В разрезе А7 описанные отложения соотносятся с метровой алевритовой пачкой, песчаной в подошве, с рассеянными мелкой галькой и растительным детритом. Во всех рассмотренных отложениях наблюдается тренд на снижение зернистости вверх по пачке, фиксируется отчетливая верхняя граница. Литологические, тафономические и микропалеонтологические особенности отложений позволяют предположить их формирование в обстановках, близких к базису нормальных волн.

На границе бата – начале келловей – в изученных разрезах формируется «мусорная» пачка (до 0,7 м). Плохо сортированные алеврито-песчаные глинистые породы содержат гравийные и мелкогалечные зерна, глобулы и оолиты глауконита и шамозита, растительный детрит, фаунистические остатки разной степени сохранности. В разрезе ОК2 пачка выражена слабо.

Келловей-оксфордские толщи крайне изменчивы по латерали, что в значительной степени обуславливается эвстатическими изменениями уровня Мирового океана [7-9]. В разрезе А7 этому интервалу соответствует 1 м осадков – алеврито-песчаная ожелезненная порода с рострами белемнитов. В разрезе А9 этому интервалу соответствует алеврито-песчаная пачка (8,5 м) с мелкой косою слоистостью, растительным детритом, мелкой галькой, фаунистическими остатками. Отмечается некоторое снижение зернистости пород в верхней части. По данным литолого-фаунистического анализа, отложения формировались в прибрежно-морских условиях с активной гидродинамикой, большим количеством поступающего алеврито-песчаного материала и растительных фрагментов – обстановки авандельты (фронта дельты).

В разрезе ОК2 келловей-оксфордская часть имеет схожие общие литологические черты и подразделяется на 4 пачки. Нижний 1 м сложен алеврито-песчаной послойно глинистой породой с мелкой галькой, растительным детритом, остатками двустворок и аммонитов. Выше (3 м) появляются более крупнозернистые прослои, слабо проявлена пологокосая слоистость, отмечаются растительный и раковинный детрит. Присутствуют углисто-глинистые линзы, нарушенные горизонтальными следами илоедов. В верхней половине встречаются ихнофоссилии *Skolithos*. Аналоги верхов этой пачки изучены в разрезе ОК1, где в нижнем метре обнажается песчаная пачка с пологокосой слоистостью. Формирование описанных отложений происходило в схожих с разрезом А7 обстановках дельтового комплекса.

В следующих 2,3 м разреза ОК2 происходит увеличением доли глинистых линзочек, присутствуют аммониты и двустворки. В прикровельной части наблюдается кальцитизированный горизонт (25 см) с аммонитами, белемнитами, дендалиумом. В разрезе ОК1 этому уровню соответствует 2 м алевритовая пачка с глинистыми прослоями, до переслаивания в верхней части, с растительным детритом, обильной морской фауной. В подошве пачки –

линзовидный интенсивно кальцитизированный прослой (до 0,4 м) с шамозитовыми и гематитовыми оолитами, линзами, обогащенными разнообразными фаунистическими остатками. Вышеописанные отложения могли формироваться в обстановках переходной от фронта дельты к продельте части дельтового комплекса, причем в разрезе ОК1 фиксируются более удаленные от устья обстановки.

В разрезах ОК1, ОК2 оксфордский интервал заканчивается алеврито-песчаной пачкой (0,6-0,8 м) с четкими нижней и верхней границей, невыраженной слоистостью, без фаунистических остатков.

Во всех изученных разрезах алеврито-песчаные толщи оксфорда с размывом перекрываются пачкой (0,3-0,6 м) темных ожелезненных глауконитовых алевролитов/алевролитов с множеством карбонатно-фосфатных конкреций в подошве. Эта пачка фиксирует начало обширной трансгрессии, происходившей в конце позднего оксфорда – начале раннего кимериджа.

Проведенный сравнительный анализ верхов юрiongтумусской и содыемихинской свит показал, что первая (бат) имеет в целом схожие черты и формировалась в обстановках нижнего пляжа, верхней части предфронтальной зоны пляжа. Содыемихинская свита (?верхи бата-кимеридж) отличается значительной литолого-фациальной изменчивостью на достаточно небольшом (20 км) отрезке. Особенности литологического строения северных разрезов говорят о вероятном существовании в этот период дельтового комплекса. В южной части района исследования (от устья р. Средняя до устья р. Половинная) наблюдается практически полное выпадение этого интервала.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Князев В.Г. Аммониты и зональная стратиграфия нижнего оксфорда севера Сибири. - М.: Наука, 1975. - 167 с.
2. Стратиграфия юрской системы севера СССР. - М.: Наука, 1976. - 436 с.
3. Каплан М.Е. Литология морских мезозойских отложений севера Восточной Сибири. - Л.: Недра, 1976. - 229 с.
4. Каплан М.Е., Меледина С.В., Шурыгин Б.Н. Келловейские моря Северной Сибири (условия осадконакопления и существования фаций). - Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1979. - 79 с.
5. Левчук М.А., Карогодин Ю.Н., Шурыгин Б.Н. Структура и стратиграфический объем слоевых ассоциаций (циклитов) в разрезах юры Анабарского района // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского бассейна. - М.: Наука, 1982. - С. 29-53.
6. Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Л., Князев В.Г., Меледина С.В., Дзюба О.С., Лебедев Н.К., Пещевицкая Е.Б., Глинских Л.А., Горячева А.А., Хафаева С.Н. Стратиграфия юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и бореальный зональный стандарт // Геология и геофизика. - 2013. - Т. 54. - № 8. - С. 1047-1082.
7. Никитенко Б.Л. Стратиграфия, палеобиогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды). - Новосибирск: Параллель, 2009. - 680 с.
8. Палеогеография севера СССР в юрском периоде. - Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1983. - 188 с.
9. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П., Ильина В.И., Меледина С.В., Гайдебурова Е.А., Дзюба О.С., Казаков А.М., Могучева Н.К. Стратиграфия нефтегазоносных

бассейнов Сибири. Юрская система. - Новосибирск: Изд-во СО РАН. Филиал «Гео», 2000. - 480 с.

© А. Ю. Попов, Б. Л. Никитенко, 2016

ПЕРИОДИЗАЦИЯ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАССЕЙНА

Яна Владиславовна Садыкова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-44, e-mail: SadykovaYV@ipgg.sbras.ru

Приводятся результаты изучения гидрогеологической истории северных районов Западно-Сибирского мегабассейна. Выделено четыре гидрогеологических цикла: индско-сине-мюрский, плинсбахско-сеноманский, туронско-сerrаваллийский, тортонско-голоценовый, подразделяющихся на инфильтрационные и элизионные этапы. Дана краткая характеристика палеогеографических обстановок, палеосреды и гидродинамического режима бассейна.

Ключевые слова: периодизация гидрогеологической истории, элизионный и инфильтрационный этапы, гидрогеологические циклы, северные районы Западно-Сибирского мегабассейна.

THE PERIODIZATION OF HYDROGEOLOGICAL HISTORY OF WEST SIBERIA BASIN NORTHERN PART

Yana V. Sadykova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Research Scientist, Laboratory of hydrogeology of Siberian sedimentary basins, tel. (383)363-80-44, e-mail: SadykovaYV@ipgg.sbras.ru

The results of hydrogeological history analysis of West Siberia northern part are done. The four hydrogeological cycles were allocated: Induan-Sinemurian, Pliensbachian-Cenomanian, Turonian-Serravallian and Tortonian-Holocenian. All cycles were separated up into infiltration and elision stages. The summary description of paleogeography, paleoenvironment and hydrodynamic regime are presented.

Key words: periodization of hydrogeological history, infiltration and elision stages, hydrogeological cycles, northern part of West Siberia.

При палеогидрогеологических исследованиях нефтегазоносных бассейнов важное место занимает периодизация гидрогеологической истории, заключающаяся в выделении гидрогеологических циклов и этапов. Впервые на цикличность гидрогеологических процессов обратил внимание А.Н. Семихатов, который ввел в литературу понятие о гидрогеологических циклах. В 1962 г. А.А. Карцевым было уточнено понятие «гидрогеологический цикл» и обосновано выделение двух этапов: элизионного, который начинается с трансгрессии морского бассейна, и инфильтрационного, соответствующего континентальному осадконакоплению [7].

Регион исследований расположен на севере Западно-Сибирского мегабассейна (Ямало-Ненецкий автономный округ), а объектом был выбран

мезо-кайнозойский осадочный чехол, в котором в течение эволюции осадочного бассейна чередовались инфильтрационный и элизионный водообмены. Составление схемы периодизации позволяет оценить особенности гидрогеологического режима в различные эпохи и выбрать наиболее интересные объекты (временные срезы) для детальных палеогидрогеологических построений.

Анализ истории развития северных районов Западной Сибири позволил выделить четыре гидрогеологических цикла, их названия даны согласно приуроченности к общепринятым в унифицированной шкале ярусам. Снизу вверх по разрезу выделяются: индско-синемюрский, плинсбахско-сеноманский, туронско-серраваллийский, тортонско-голоценовый (рис.).

Гидрогеологическая история осадочного чехла начинается с нижнетриасовой эпохи. Начало седиментации сопряжено с активной вулканической деятельностью и образованием вулканогенно-осадочной (туринской) толщи [6].

В это время Западная Сибирь представляла собой возвышенную, слаборасчлененную приподнятую сушу. Среди обстановок осадконакопления доминировали холмистая, аллювиальная и низменная аккумулятивная равнины, которые были обрамлены возвышенными равнинами и горами с востока (Пуровская гряда) и запада (Уральский пояс эпигерцинских хребтов и гряд). На севере основным источником сноса были Новая земля и Таймырские горы [1]. Климат триаса был жарким семиаридным, на что указывают трещины усыхания в осадках, наличие гематита в глинистых фракциях пород и остатки теплолюбивой растительности [6]. В среднетриасовое время преобладали процессы денудации, а в позднем триасе и ранней юре возобновилось континентальное осадконакопление, которое шло в лагунных, озерных, дельтовых и аллювиальных обстановках (тампейская серия и береговая свита). Таким образом, повсеместно преобладали процессы инфильтрации атмосферных вод и можно выделить инфильтрационный этап индско-синемюрского гидрогеологического цикла.

Начало плинсбахско-сеноманского гидрогеологического цикла следует связать с трансгрессией: море наступало с северо-запада и северо-востока, постепенно продвигаясь вглубь континента [1, 8]. Климат был достаточно теплым, близким к субтропическому. Морской бассейн был мелководным (до 25 м) и опресненным, что подтверждается не только бедностью органического мира, но и поглощенным комплексом глин [5]. Южная часть территории была представлена прибрежной равниной, временами затапливаемой морем и низменной аккумулятивной равниной. С востока и запада мелководный бассейн был обрамлен возвышенными берегами.

Преимущественно морской режим осадконакопления господствовал в регионе вплоть до конца готеривского века. Регулярные колебания уровня моря приводили к незначительным трансгрессиям и регрессиям, наиболее глубоководным бассейн был в волжское время. Существенное повышение солености происходило на рубеже средней и поздней юры в связи с

углублением бассейна, а опреснение – в конце раннего мела. В юрское и раннемеловое время климат был достаточно теплый, наибольшие среднегодовые температуры вод фиксировались в ааленское, келловейское и валанжинское время (20-25 °С), в остальное время достигали 15-17 °С [10].

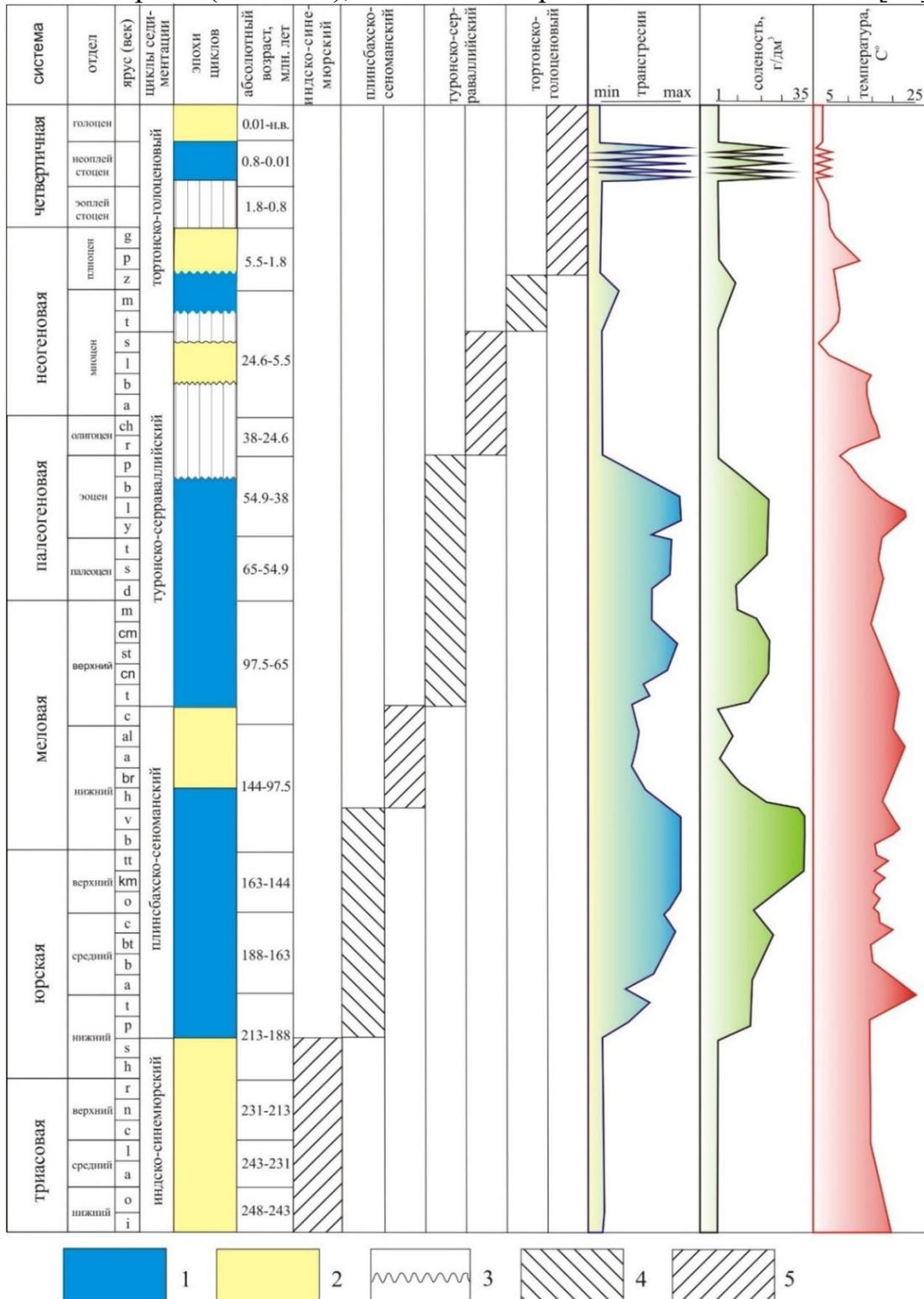


Рис. Схема периодизации гидрогеологической истории и характеристика палеосреды северной части Западно-Сибирского мегабассейна.

Условные обозначения: циклы седиментации: 1 – эпоха трансгрессии моря; 2 – регрессии моря; 3 – зоны размыва пластов; гидрогеологический этап: 4 – элизионный; 5 – инфильтрационный

В баремско-сеноманское время в пределах региона преобладал континентальный и переходный режимы осадконакопления: происходило чередование обстановок аллювиально-озерной, низменной аккумулятивной и прибрежной равнин [1, 9]. Незначительная по площади область морского осадконакопления сохранялась на северо-западе региона. В альбско-сеноманское время ее площадь несколько расширилась, но море оставалось мелководным (до 25 м) и охватывало незначительную площадь. Таким образом, в баремско-сеноманское время можно выделить заключительный инфильтрационный этап плинсбахско-сеноманского гидрогеологического цикла.

С туронского века начался следующий туронско-серраваллийский гидрогеологический цикл. На севере Западно-Сибирского бассейна преобладали мелководно-морские обстановки осадконакопления (до 100 м). Зона морского осадконакопления была обрамлена низменной аккумулятивной и прибрежной равнинами с востока и возвышенной – с запада. В позднекампанско-датское время в результате начавшейся регрессии произошло обмеление бассейна (до 25 м), но на большей части региона располагалась зона мелководья. Лишь на восточной окраине обособлялась прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем [1, 9]. В зеландско-бартоновское время в результате очередной волны трансгрессии произошло углубление и расширение площади морского бассейна. В исследуемом регионе в это время сформировались морские, прибрежно-морские (тибейсалинская (талицкая), серовская, ирбитская, нюрольская и юрковская (тавдинская)) свиты [3].

Приабонско-серраваллийский инфильтрационный этап соответствует крупнейшему понижению уровня океана в истории Земли. На севере Западно-Сибирской равнины возникла широтная система Обь-Енисейских поднятий (денудационная равнина), на которых не было осадконакопления, но образовывалась химическая кора выветривания. Сформировавшиеся отложения небольшой мощности были уничтожены процессами денудации. Из-за преобладания этих процессов в Арктике отложения приабонского возраста часто отсутствуют, как и осадки олигоцена.

Начало тортонско-голоценового гидрогеологического цикла связано с трансгрессией моря, о чем свидетельствует распространение новопортовской толщи, которая представлена суглинками, реже супесями, единичными валунами и мелкими раковинами морских двустворок и их обломков [2]. В конце миоцена и плиоцене произошло оживление тектонических движений и повышение уровня Мирового океана, что привело к размыву значительной части эоценовых, олигоценовых и миоценовых пород на севере Западной Сибири [4].

Завершает тортонско-голоценовый гидрогеологический цикл заклинско-голоценовый инфильтрационный этап. Накопившаяся в плиоцене

мыскаменная толща континентального генезиса свидетельствует о превалировании

в данный период процессов инфильтрации атмосферных осадков [2]. Эоплестоценовые и нижнеэоплестоценовые (горнофилийский надгоризонт) осадки в исследуемом регионе отсутствуют. На протяжении раннего, среднего и позднего эоплестоцена оледенения чередовались с морскими трансгрессиями [2]. Завершает разрез голоценовый горизонт, представленный современными континентальными осадками. Поскольку неогеновые и четвертичные осадки не сцементированы, имеют небольшую мощность и во время их накопления происходило частое чередование морских и ледниковых периодов, что способствовало, вероятнее всего, полному замещению морских седиментогенных вод инфильтрационными, то целесообразно выделить единого инфильтрационного этапа в заклино-голоценовое время. Кроме того, необходимо отметить развитие мощной толщи многолетнемерзлых пород в регионе, которые препятствуют протеканию процессов инфильтрации атмосферных вод на современном этапе.

Таким образом, детальный анализ истории развития северной части Западно-Сибирского мегабассейна позволяет выделить четыре гидрогеологических цикла: индско-синемюрский, плинсбахско-сеноманский, туронско-серраваллийский, тортонско-голоценовый. Самый длительный – плинсбахско-сеноманский гидрогеологический цикл – характеризуется глобальной трансгрессией Арктического бассейна. В это время образовался Западно-Сибирский палеобассейн и установился самый длительный элизионный этап, во время которого накопились мощные глинистые толщи малышевского, васюганского, георгиевского и баженовского горизонтов. Эти породы являются основным источником литогенных вод и существенно влияют на вертикальную гидрогеохимическую зональность в регионе.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР [Карты]; ред. А.П. Виноградов - М.: Всесоюзный аэрографический трест министерства геологии СССР, 1968. - 79 с.
2. Волкова В.С., Архипов С.А., Бабушкин А.Е. Стратиграфия нефтегазоносных областей Сибири. Кайнозой Западной Сибири. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. - 246 с.
3. Волкова В.С. Стратиграфия и тренд палеотемператур в палеогене и неогене Западной Сибири (по данным палинологии) // Геология и геофизика. - 2011. - Т.52. - №7. - С. 906-915.
4. Волкова В.С. Геологические этапы развития Приобского арктического шельфа в Западной Сибири в палеогене и неогене // Геология и геофизика. - 2014. - Т.55. - №4. - С. 619-633.
5. Грамберг И.С. Палеогидрогеохимия терригенных толщ. - Л.: Недра, 1973. - 172 с.
6. Казаков А.М., Константинов А.Г., Курушин Н.И. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. - 325 с.
7. Карцев А.А., Вагин С.Б., Басков Е.А. Палеогидрогеология. - М.: Недра, 1969. - 152 с.

8. 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.

9. 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.

10. Сакс В.Н. Избранные труды. Биостратиграфия и палеобиогеография мезозоя Сибири. -Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2007. - Т.1. - 643 с.

© Я. В. Садыкова, 2016

УДК 551.732

К ВОПРОСУ О ВОЗРАСТЕ И УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ ШАШКУНАРСКОЙ СВИТЫ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ГОРНОГО АЛТАЯ

Николай Валерианович Сенников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, зав. лабораторией палеонтологии и стратиграфии палеозоя; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, профессор, тел. (383)330-88-47, e-mail: SennikovNV@ipgg.sbras.ru

Игорь Валентинович Коровников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель, тел. (383)333-24-31, e-mail: Korovnikoviv@ipgg.sbras.ru

Ольга Тимофеевна Обут

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель, тел. (383)333-24-31, e-mail: ObutOT@ipgg.sbras.ru

Таниэль Данильян

Университет Лилля, отделение наук о Земле, Франция, г. Лилль, e-mail: Taniel.Danelian@univ-lille1.fr

Наталья Валентиновна Новожилова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул.

Пирогова, 2, старший преподаватель, тел. (383)333-24-31, e-mail: NovozhilovaNV@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Александрович Токарев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: TokarevDA@ipgg.sbras.ru

В статье приводятся современные биостратиграфические и палеонтологические данные по обоснованию возраста и условиям формирования раннекембрийской шашкунарской свиты центральной части Горного Алтая.

Ключевые слова: стратиграфия, трилобиты, ранний кембрий, Горный Алтай.

ON AGE AND SEDIMENTARY ENVIRONMENTS OF THE SHASHKUNAR FORMATION IN THE CENTRAL PART OF GORNY ALTAI

Nikolay V. Sennikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Doctor of Science, Head of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova Str. 2, Professor, tel. (383)333-24-31, e-mail: SennikovNV@ipgg.sbras.ru

Igor V. Korovnikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Doctor of Science, Senior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova Str. 2, Lecturer, tel. (383)333-24-31, e-mail: KorovnikovIV@ipgg.sbras.ru

Olga T. Obut

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova Str. 2, Lecturer, tel. (383)333-24-31, e-mail: ObutOT@ipgg.sbras.ru

Taniel Danelian

University Lille 1, Department of Earth Sciences, France, e-mail: Taniel.Danelian@univ-lille1.fr

Natalia V. Novozhilova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova Str. 2, Lecturer, tel. (383)333-24-31, e-mail: NovozhilovaNV@ipgg.sbras.ru

Dmitry A. Tokarev

Modern biostratigraphical and paleontological data on the age and sedimentary environments of Early Cambrian Shashkunar Formation from the central part of the Gorny Altai are discussed.

Key words: stratigraphy, trilobites, Early Cambrian, Gorny Altai.

Шашкунарская свита в официальной региональной стратиграфической схеме кембрия 1979 г. [1], на основе комплексов, содержащихся в ней археоциат и трилобитов, относилась к санаштыкгольскому ботомского яруса нижнего кембрия. В то же время ее нижняя, палеонтологически не охарактеризованная, часть по региональным геологическим признакам сопоставлялась с верхушкой более древнего горизонта – камешковского, отвечающего верхней части атдабанского яруса нижнего кембрия. Низы шашкунарской свиты и ее контакт с нижележащей эффузивно-терригенной манжерокской свитой вскрываются в разрезе «Ак-Кая» (=«Каспа») в левобережье р. Катунь вблизи пос. Едиган (рис. 1, 2). Впервые пелагические фаунистические остатки (биомаркеры относительно глубоководных обстановок седиментации) в шашкунарской свите в этом разрезе были найдены в конце 1990-х годов. Они были представлены радиоляриями, и им сопутствовали протоконодонты (SSF), а также представители специфичного сессильного глубоководного бентоса – спиккулы кремниевых губок [2-4]. Точное возрастное датирование низов шашкунарской свиты стало возможным после находок в разрезе «Ак-Кая» ортостратиграфической для нижнего кембрия бентосной группы – трилобитов, определенных как *Serrodiscus fossuliferus* Repina, *Calodiscus resimus* Repina, *Alacerphalus contortus* Repina [5]. Этот трилобитовый комплекс датировал шашкунарские отложения разреза «Ак-Кая» хроностратиграфическим интервалом конца атдабанского – начала ботомского веков.

В 2014-2015 гг. в разрезе «Ак-Кая» был обнаружен другой таксон трилобитов – *Protypus* sp. Совместное нахождение таксонов *Protypus* sp. и *Al. contortus* характерно для конца атдабанского века. В то же время в составе комплекса, как выше отмечалось, присутствовали элементы (*Ser. fossuliferus* и *Cal. resimus*), характерные исключительно для ботомского хроностратиграфического интервала. Кроме того, выяснилось, что часть таксонов трилобитов (такие как *Al. contortus* и *Pr. carus*) характерна для крайне мелководных обстановок, а другая часть (*Ser. fossuliferus*



Рис. 1. Район исследований в Горном Алтае. Квадратом отмечено местоположение раннекембрийского разреза «Ак-Кая»

и *Cal. resimus*) приспособлена для существования в относительно глубоководных условиях. Представители вагильного бентоса – трилобиты – обнаружены в «Ак-Каинском» разрезе в «нодулярных» известняках, соседствующих и переслаивающихся с органогенными кремнями – спонголитами и радиоляритами [3, 4]. Для этих кремней на основе биомаркерных характеристик радиоляриевых сообществ в разрезе «Ак-Кая» были определены глубины формирования шашкунарской свиты на этом участке алтайской раннекембрийской акватории в 300-400 м [6]. Седиментация происходила у подножий склонов разрушающихся вулканических построек, сформировавшихся в томмотское время – манжерокская свита [1, 6]. Верхушки таких построек достигали уровня моря и подвергались интенсивному волновому воздействию. В условиях мелководья на их краях образовывались карбонатные банки. В таких условиях могли существовать сообщества трилобитов, предпочитавших исключительно мелководные обстановки обитания.

Присутствие в комплексе трилобитов видовых таксонов *Al. contortus* и *Pr. sagus* свидетельствует о возможном наличии повышенной гидродинамики палеобассейна. Представители трилобитов этих родов имели внешний скелет с довольно выраженными элементами – выпуклыми внутренними щеками, выпуклой сегментированной глабелью, широким кранидием. Это указывает на существование у таких морских членистоногих сильно развитой мускулатуры, способной противодействовать активной гидродинамике. Для таксонов трилобитов, обитавших в относительно глубоководных частях палеобассейнов, с мягким глинистым, карбонатно-глинистым (или глинисто-карбонатным) субстратом, характерны: широкий, слабо расчлененный панцирь, наличие длинных шипов на окончаниях сегментов торакса и пигидия.

Система	Отдел	Ярус	Свита	Пачка	Мощность в м	Литология	Фауна
Кембрийская	Нижний	Тойонский	Челошская	37	>150	Известняки массивные, водорослево-рифидного типа, черные и темно-серые.	Радиоларии Трилобиты SSF Alcephalus contortus Repina Protypus sp. Polielasmus rotundatus Repina Calodiscus resimus Repina Serrodiscus fossuliferus Repina
				36	~20	Известняки со слабо выраженной и «исчезающей» по простиранию слоистостью (от 5 до 10-30 см), черные и темно-серые.	
				35	~12	Известняки слабо глинистые, комковато-слоистые, плитчатые (от 3-5 до 10 см), светло-серые. Имеются редкие тонкие (5-10 см) прослои кремней серого цвета. Внутри слоев известняков наблюдаются «желвако-образные» (2-3 см по длинной оси) обособления не глинистых карбонатов светлого, почти белого цвета.	
				34	8	Чередование кремней и кремнистых аргиллитов. Наблюдается 1-3 см плитчатость и 0,1-0,5 мм микрослоистость. Цвет пород серый, зеленовато-серый, реже красновато-сургучно-серый.	
				33	1,5	Известняки аналогичные известнякам 32-ой пачки, с глинистым материалом пелитовой размерности красного цвета.	
				32	6	Известняки глинистые, плитчатые (1-3 см), серые и зеленовато-серые за счет глинистого материала пелитовой размерности.	
				31	0,2	Аргиллиты кремнистые, плитчатые (1-3 см), красного и зеленовато-серого цвета.	
				30	4	Известняки глинистые, комковатые, серые. В верхах пачки появляется красноватый оттенок глинистого материала.	
				29	0,4	Аргиллиты кремнисто-глинистые и кремни серого цвета.	
				28	0,7	Известняки глинистые, комковатые, серые.	
				27	0,3	Кремни серые, зеленовато-серые. Наблюдается полосчатость 0,2-0,5 см.	
				26	1,2	Известняки глинистые, серого цвета.	
				25	0,4	Кремни серые, зеленовато-серые. Фиксируется полосчатость 0,2-0,5 см.	
				24	1	Известняки глинистые, плитчатые (0,5-1 см), серые, аналогичные известнякам 20-ой пачки.	
				23	0,5	Аргиллиты кремнистые и кремни красновато-сургучного и сургучного цвета. Наблюдается плитчатость 1-3 см.	
				22	2	Известняки глинистые, плитчатые (0,5-1 см), серые, аналогичные известнякам 20-ой пачки.	
				21	0,3	Аргиллиты аналогичные аргиллитам 18-ой пачки.	
				20	5	Известняки глинистые, плитчатые (0,5-1 см, реже 2 см), комковато-слоистые, с нодулярной структурой, за счет распределения глинистого материала, серые. Нодулы «выражены» слабо. Их диаметр 1-2 см. В верхах пачки количество глинистого материала возрастает.	
				19	4	Известняки аналогичные известнякам 17-ой пачки. Нодулы менее обособлены от матрикса, чем в 17-ой пачке и имеют диаметр 1-2 см. Встречаются редкие аргиллитовые «примазки» и валки красного цвета. Их менее 10% от общего числа терригенных структур, имеющих зеленовато-серый цвет.	
				18	0,2	Аргиллиты глинисто-кременные, плитчатые (3-5 см), светло-серые.	
				17	1	Известняки кремнисто-глинистые, с нодулярной структурой, серые.	
				16	8	Задернованный интервал. В высыпках встречаются алевролиты глинистые, грязно-серые.	
				15	1,5	Известняки окремненные, массивные, реже плитчатые (1-5 см), слабо-глинистые, серые.	
				14	25	Аргиллиты кремнистые и глинистые, комковатые, грязно-темно-серые, местами черные.	
				13	2	Песчаники полимиктовые, мелко-среднезернистые, плохо окатанные, средне-сортированные, грязно-желтые. Имеются линзы глинистых аргиллитов длиной 0,5 м и мощностью 0,2 м.	
				12	20	Аргиллиты глинистые, черного цвета. Пачка прорывается дайкой основного состава.	
11	3	Аргиллиты глинистые, темно-зеленовато-серые.					
10	6	Песчаники мелко-среднезернистые, средней окатанности, средней сортированности, табачно-серого цвета.					
9	~5	Песчаники мелкозернистые, средней окатанности, средней сортированности, зеленовато-серые и грязно-табачные.					
8	0,5	Известняки слабо глинистые, комковато-слоистые, серые.					
7	1,5	Кремни плитчатые (3-7 см), слабо-волнисто-слоистые, темно-стально-серые и серые.					
6	3	Задернованный интервал.					
5	8	Известняки массивные, местами встречается 3-5 до 10 см плитчатость. Наблюдаются глинистые (на поверхности в виде грязно-коричневых хаотически расположенных валиков) обособления с сильно-глинистыми и песчанистыми разностями известняков.					
4	25	Песчаники средне-крупнозернистые, средней окатанности, грязно-табачно-серые.					
3	10	Известняки кристаллические, массивные, серые.					
2	>100	Песчаники мелко-среднезернистые, средней окатанности, табачно-серые. Конгломерато-брекчия грязно-табачного и темно-стально-серого цвета. Обломки занимают 80% объема породы. Не окатанные (угловатые) обломки составляют 50-60% от их общего количества. Среди окатанных обломков преобладает плохая окатанность, реже встречается средняя. Размер обломков в диаметре от 1-2 см до 10-15 см. В составе обломков – плагиоклаз-порфириновые базальты, туфы, туфопесчаники, известняки, кремни.					
1	>10						

Рис. 2. Литологическая колонка и фаунистические комплексы

Шашкунарской свиты в

разрезе «Ак-Кая»

Часто встречаются таксоны, у которых отсутствуют глаза, например, *Cal. resimus* и *Ser. fossuliferus*. Совместное нахождение

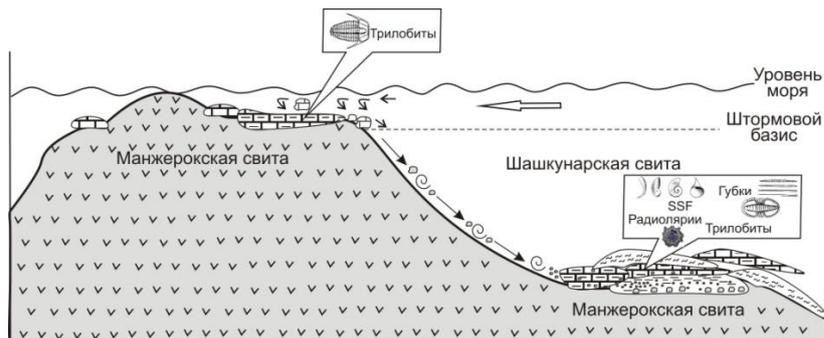


Рис. 3. Модельный профиль дна бассейна во время формирования отложений Шашкунарской свиты на «Ак-Каинском» участке раннекембрийской Алтайской акватории

четырёх рассмотренных таксонов трилобитов обусловлено специфическими особенностями осадконакопления: более древние (атдабанские) трилобиты (биомаркеры мелководных обстановок – *Al. contortus* и *Pr. carus*) оказались в более молодых слоях в обломках, сформировавшихся при ботомской волновой деструкции карбонатных пород. Такие окатанные обломки присутствуют в «нодулярных» известняках (граветитах) средне-верхней ботомской части шашкунарской свиты (рис. 3).

В автохтонном матриксе таких «нодулярных» известняков встречены более молодые (ботомские) трилобиты – биомаркеры глубоководных обстановок обитания – *Cal. resimus* и *Ser. fossuliferus*.

Работа выполнена при поддержке Программы Президиума РАН "Биосфера" и Интеграционного проекта СО РАН – Россия-Франция.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. Новосибирск, 1979. Часть I. Верхний протерозой и нижний палеозой. - Новосибирск, 1983. - 215 с.

2. Зыбин В.А., Сенников Н.В., Ивата К., Обут О.Т., Куртигешев В.С., Хлебникова Т.В., Сугай Е. Новые данные по микрофауне и геологическому строению полей развития нижнекембрийской кремнисто-карбонатно-терригенной шашкунарской свиты, Горный Алтай // Геология и геофизика. - 2000. - Т. 41. - № 4. - С. 516-534.

3. Obut O.T., Iwata K. Lower Cambrian Radiolaria from the Gorny Altai (southern West Siberia) // Новости палеонтологии и стратиграфии. Вып. 2-3. Приложение к журналу «Геология и геофизика». - 2000. - Т. 41. - Р. 33-37.

4. Sugai Y., Iwata K., Sennikov N.V., Obut O.T., Khlebnikova T.V. Sponge spicules from the Lower Cambrian of the Bateny Ridge and Gorny Altai (Bagrad and Shashkunar Formations) // Новости палеонтологии и стратиграфии. Вып. 6-7. Приложение к журналу «Геология и геофизика». - 2004. - Т. 45. - С. 59-73.

5. Korovnikov I.V., Sennikov N.V., Danelian T., Obut O.T., Pouille L. The biostratigraphic and palaeoenvironmental significance of Lower Cambrian (Botomian) trilobites from the Ak-Kaya section of the Altai Mountains (southern Siberia, Russia) // Annales de paleontology. - 2013. - Vol. 99. - P. 79-89.

6. Сенников Н.В., Обут О.Т., Буколова Е.В., Толмачева Т.Ю. Литолого-фациальная и биоиндикаторная оценки глубины формирования раннепалеозойских осадочных бассейнов Палеоазиатского океана // Геология и геофизика. - 2011. - Т. 52. - № 10. - С. 1488-1516.

© Н. В. Сенников, И. В. Коровников, О. Т. Обут, Т. Данильян,
Н. В. Новожилова, Д. А. Токарев, 2016

УДК 551.733.1

ЗОНАЛЬНОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ БАКСАНСКОГО И ДОЛБОРСКОГО ГОРИЗОНТОВ ВЕРХНЕГО ОРДОВИКА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ПО ТРИЛОБИТАМ И ОСТРАКОДАМ

Александр Владиленич Тимохин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук,

старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-29-01, e-mail: TimokhinAV@ipgg.sbras.ru

Тарас Викторович Гонта

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-29-01, e-mail: GontaTV@ipgg.nsc.ru

На основе новых палеонтологических данных дается уточнение положения зональных подразделений по трилобитам и остракодам на границе баксанского и долборского горизонтов.

Ключевые слова: верхний ордовик Сибирской платформы, баксанский и долборский горизонты, биостратиграфия, трилобиты, остракоды.

ZONAL SUBDIVISION OF THE BAKSANIAN AND DOLBORIAN HORIZONS (UPPER ORDOVICIAN) OF THE SIBERIAN PLATFORM, BASED ON TRILOBITES AND OSTRACODS

Alexander V. Timokhin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Paleozoic paleontology and stratigraphy, tel. (383)333-29-01, e-mail: TimokhinAV@ipgg.sbras.ru

Taras V. Gonta

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Researcher of the Laboratory of Paleozoic paleontology and stratigraphy, tel. (383)333-29-01, e-mail: GontaTV@ipgg.nsc.ru

The paper presented new paleontologic data that permitted refining the zonal subdivisions position on the basis of biostratigraphic analysis of trilobites and ostracods assemblages at the boundary of the Baksanian and Dolborian horizons.

Key words: upper Ordovician of the Siberian platform, Baksanian and Dolborian horizons, biostratigraphy, trilobites, ostracodes.

С момента принятия в 1983 г. региональной стратиграфической схемы по ордовику Сибирской платформы [1] накопились новые данные, позволяющие уточнить границы некоторых зональных подразделений и палеонтологическую характеристику некоторых горизонтов.

Полевые работы в стратотипических районах баксанского и долборского горизонтов дали возможность кардинально пересмотреть диапазон распространения существующих зональных видов, по крайней мере, как они представлены в существующей региональной стратиграфической схеме [1, 2]. Были изучены стратотипы баксанского и долборского горизонтов.

Баксанский горизонт был выделен О.Н. Андреевой [3] как верхняя часть мангазейского яруса (в дальнейшем переведенного в региональной стратиграфической схеме в ранг надгоризонта) [1]. В определении конкретного

стратотипического разреза или ряда разрезов баксанского горизонта при анализе литературы возникают некоторые разночтения.

1. В стратиграфическом словаре 1975 г. [4] и при первом описании [3] расположение стратотипа горизонта указано на р. Столбовая, без конкретной привязки к определенному обнажению.

2. При описании стратотипа мангазейского яруса на правом берегу р. П. Тунгуска в 1,5 км ниже руч. Листвяжный местоположение стратотипа баксанского горизонта не конкретизируется [5].

3. В обобщающей работе по среднему и верхнему ордовику Сибирской платформы О.Н. Андреева [6], автор баксанского горизонта, прямо указывает, что его стратотип расположен там же, где и стратотип мангазейского «яруса», ссылаясь при этом на работу [5].

Так как в стратиграфическом словаре и в официально принятой региональной стратиграфической схеме указывается река Столбовая, то следует считать, что стратотип баксанского горизонта представлен двумя обнажениями (левый берег р. Столбовая, в 4,5 км от устья, и правый берег р. Столбовая, в 3 км ниже устья р. Кулинна), так как в первом обнажении отсутствует контакт с вышележащим долборским горизонтом, а во втором отсутствует контакт с нижележащим чертовским горизонтом – эти два обнажения полностью представляют весь объем баксанского горизонта. А за гипостратотип этого горизонта, как и предлагал Ю.И. Тесаков [7], принять часть стратотипического разреза мангазейского надгоризонта на правом берегу П. Тунгуска в 1,5 км ниже руч. Листвяжный (в этом разрезе есть контакты с выше- и нижележащими горизонтами, но нижняя часть баксанского разреза задренована).

Были изучены стратотипические выходы баксанского горизонта по р. П. Тунгуска и р. Столбовая, а также отложения, относимые к баксанскому горизонту, расположенные под стратотипом долборского горизонта по р. Чуня. Фаунистическая охарактеризованность отложений, относимых к баксанскому и долборскому горизонтам, очень высока и включает такие ведущие группы, как брахиоподы, трилобиты, остракоды, конодонты и многие другие. Тем не менее фактически ведущей группой при обосновании границ этих горизонтов при принятии региональной стратиграфической схемы в силу ряда объективных обстоятельств были брахиоподы и кораллы. Зональные подразделения, выделенные по основным группам фауны [8, 9] при изучении стратотипических разрезов, в региональную стратиграфическую схему [1] не вошли. Ниже приводится схема сопоставления зональных подразделений этих стратиграфических уровней.

Согласно этим схемам, зональные виды трилобитов *Bumastus sibiricus* были характерны только для отложений, относимых к долборскому горизонту. Что касается зонального вида остракод *Dolborella plana*, то существует два варианта распространения этого зонального вида (таблица).

Таблица

Схема сопоставления различных вариантов биозональных шкал по остракодам и трилобитам пограничных отложений баксанского и долборского горизонтов верхнего ордовика Сибирской платформы

ОСШ			Биостратиграфические зоны						
			Ядренкина и др., 1978		Каныгин и др., 2007		Предлагаемая схема		
система	отдел	ярус	горизонт	по остракодам	по трилобитам	по остракодам	по трилобитам	по остракодам	по трилобитам
Ордовикская	верхний	катийский	долборский	Dolborella plana	Bumastus sibirica	Dolborella plana	Bumastus	Dolborella plana	Bumastus sibirica
			баксанский	----- Parajonisites notabilis		Parajonisites notabilis		Parajonisites notabilis	-----

В результате проведенных работ было установлено, что: 1) в стратотипическом разрезе мангазейского надгоризонта (гипостратотипе баксанского горизонта) на правом берегу р. П. Тунгуска в 1,5 км ниже руч. Листвяжный виды-индексы соответствующих биозон *Bumastus sibiricus* и *Dolborella plana* найдены в 10 м ниже кровли баксанского горизонта, т. е. границы между мангазейской и долборской свитами; 2) в стратотипическом разрезе р. Столбовая в 4,5 км выше устья эти же зональные виды найдены в 8 метрах ниже кровли обнажения; в работе Т.А. Москаленко при описании этого же самого разреза в 14 м от кровли обнажения определен вид *Bumastus cf. sibiricus* [10]; 3) во второй части стратотипического разреза р. Столбовая в 3 км ниже р. Кулинна зональные виды обнаружены в 9 м ниже кровли баксанского горизонта; 4) в скважине Гаиндская-3 [11, 2] в отложениях, относимых к баксанскому горизонту, найдены *Bumastus sibiricus* (275,4-286,2 м) и *Dolborella plana* (269,1-275,4 м), что как минимум на 25 м ниже границы баксанского и долборского горизонта, проводимой в этой скважине.

Долборский горизонт выделен первоначально О.И. Никифоровой [12] на р. Мойеро, а затем в бассейне р. Чуня – притоке Подкаменной Тунгуски [5], где до этого соответствующие отложения выделялись в чункинскую свиту. Позднее по р. Мойеро отложения, относившиеся к долборской свите, были выделены в джеромскую свиту [13]. Составной стратотип представлен двумя обнажениями, взаимоотношения между которыми не ясны: нижняя часть – на р. Чуня

в 1,5 км выше устья р. Верхняя Чунку, где наблюдается контакт с нижележащими отложениями, относимыми к баксанскому горизонту, и верхняя

часть – на р. Нижняя Чунку в 6,5 км выше ее устья, но контакта с вышележащим горизонтом в этом обнажении не наблюдается. Следует также отметить и слабую фаунистическую охарактеризованность нижней части стратотипа (на р. Чуня в 1,5 км выше устья р. Верхняя Чунку) вследствие того, что ордовикские отложения бронируются мощной долборитовой интрузией и под ее воздействием сильно изменены; органические остатки вследствие этого сохранились, главным образом, в виде отпечатков ядер и поэтому часто трудно определимы. [14].

Согласно существующим представлениям, с момента выделения долборской свиты = долборского горизонта она должна начинаться с прослоев, содержащих многочисленные колонии табулят [5, 15, 6]. Отсутствие подходящих фаций вне стратотипической местности не позволяет использовать только этот признак для корреляции отложений.

В результате проведенных работ было установлено, что существует два стратотипических обнажения на левом и правом берегу р. Чуня и они не равноценны по полноте биостратиграфической летописи. Породы в этих обнажениях сильно изменены из-за воздействия на них мощной интрузии, бронирующей сверху эти обнажения. В стратотипе на правом берегу р. Чуня в 1,5 км выше устья р. Верхняя Чунку наблюдается только контакт с мангазейской свитой. В стратотипе на левом берегу р. Чуня в 1,7 км выше устья р. Верхняя Чунку наблюдаются отложения мангазейской свиты, не испытывавшие влияния интрузии. В этом разрезе виды-индексы соответствующих биозон *Vumastus sibiricus* и *Dolborella plana* найдены в 18 м ниже основания долборского горизонта, т. е. границы между мангазейской и долборской свитами.

Данное взаимоотношение зональных видов по этим группам фауны четко прослеживается как во всех опорных разрезах этого района, так и в известных разрезах бассейна р. П. Тунгуски.

Предлагается проводить нижние границы зон *Vumastus sibiricus* и *Dolborella plana* ниже границы баксанского и долборского горизонтов. Вариант такого зонального расчленения приведен на схеме. Практическим выводом из этого может явиться пересмотр проведения границы между баксанским и долборским горизонтами в стратотипе загорнинской свиты на р. Кулюмбе, уточнение границы в гипостратотипических разрезах долборского горизонта на правом берегу реки Бол. Нирунда против устья ручья Дулькума и по керновому материалу скважины Гаиндинская-3.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. Ч. I. - Новосибирск: изд-во СНИИГГиМС, 1983. - 216 с.
2. Каныгин А.В., Ядренкина А.Г., Тимохин А.В., Москаленко Т.А., Сычев О.В. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Ордовик Сибирской платформы. - Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2007. - 269 с.
3. Андреева О. Н. Стратиграфия ордовика Ангаро-Окинского района // Материалы по геологии и полезным ископаемым Сибирской платформы. - Л.: ВСЕГЕИ, 1959. - С. 79-108.
4. Стратиграфический словарь СССР. Кембрий, ордовик, силур, девон / Ред. Занин И.Е., Лихарев Б.Л. - Л.: Недра, Ленингр. отд-ние, 1975. - 622 с.
5. Никифорова О.И., Андреева О.Н. Стратиграфия ордовика и силура Сибирской платформы и ее палеонтологическое обоснование. - Л.: Гостоптехиздат, 1961. - 412 с.
6. Андреева О.Н. Средний и верхний ордовик Сибирской платформы // Биостратиграфический сборник. Ярусное деление палеозоя на территории СССР. - Ленинград, 1977. - С. 16-36.
7. Тесаков Ю.И., Каныгин А.В., Ядренкина А.Г., Симонов О.Н., Сычев О.В., Абаимова Г.П., Дивина Т.А., Москаленко Т.А. Ордовик севера-запада Сибирской платформы. - Новосибирск: Изд-во СО РАН. Филиал «Гео», 2003. - 364 с.
8. Ядренкина А.Г., Каныгин А.В., Москаленко Т.А., Семенова В.С. Стратиграфическое расчленение ордовикских отложений Сибирской платформы // Новые материалы по стратиграфии и палеонтологии Сибири. - Новосибирск, 1978. - С. 42-54.
9. Розман Х.С. Описание разрезов верхнего ордовика Средней Сибири // Фауна ордовика Средней Сибири. - М.: Наука, 1979. - С. 5-37.
10. Москаленко Т.А. Конодонты среднего и верхнего ордовика Сибирской платформы. - Новосибирск: Наука, СО РАН, 1973. - 114 с.
11. Ядренкина А. Г., Абаимова Г. П., Сычев О. В., Каныгин А. В., Москаленко Т. А., Тимохин А. В. Ордовик Гаиндинской площади (юго-запад Сибирской платформы) // Стратиграфия и главнейшие события в геологической истории Сибири. - Новосибирск, 1991. - С. 43-50.
12. Никифорова О. И. Новые данные по стратиграфии и палеогеографии ордовика и силура Сибирской платформы // Материалы по геологии и полезным ископаемым Сибирской платформы. ВСЕГЕИ. Нов. сер. Вып.7. - 1955. - С. 50-106.
13. Стратиграфия ордовика Сибирской платформы / Тесаков Ю. И., Занин Ю. Н., Малич Н. С. и др. - Новосибирск: Наука, 1975. - 255 с.
14. Москаленко Т.А., Ядренкина А.Г., Семенова В.С., Ярошинская А.М. Ордовик Сибирской платформы. Опорные разрезы верхнего ордовика (биостратиграфия и фауна) - М.: Наука, 1978. - 164 с.
15. Соколов Б.С., Тесаков Ю.И. Табуляты палеозоя восточной части Сибири // Табуляты палеозоя Сибири. - М., Л.: Изд-во АН СССР, 1963. - С. 2-125.

© А. В. Тимохин, Т. В. Гонта, 2016

НОВЫЕ СВЕДЕНИЯ О ВОЗРАСТЕ ВАНЖИЛЬСКОЙ ТОЛЩИ (ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ ГЕОСИНЕКЛИЗА)

Ирина Геннадьевна Тимохина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории микропалеонтологии, тел. (383)333-29-01, e-mail: TimohinaIG@ipgg.sbras.ru

Представлены результаты изучения шлифов из керна скважины Ванжильская-1 (Западно-Сибирская геосинеклиза). Обоснован фаменский возраст ванжильской толщи.

Ключевые слова: фораминиферы, верхний девон, Западная Сибирь.

NEW DATA ON THE AGE OF THE VANZHIL UNIT (WEST SIBERIAN GEOSYNECLISE)

Irina G. Timohina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Researcher of the Laboratory of micropaleotology, tel. (383)333-29-01, e-mail: TimohinaIG @ipgg.sbras.ru

The paper presents the results on the thin section study of core amples from Vanzhilskaya-1 Well (West Siberian geosyneclise).

Key words: foraminifers, upper Devonian, West Siberia.

В последнее время возобновились работы по уточнению и детализации стратиграфической схемы палеозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы. В результате некоторыми исследователями был пересмотрен возраст ванжильской толщи [1, 2], ранее относимой к верхнему девону Вездеходного структурно-фациального района Западно-Сибирской геосинеклизы [3]. В работе [1] утверждается, что единичные сферические образования, установленные в шлифах керна скважин Ванжильская 1 и 2, ранее ошибочно были отнесены к фораминиферам рода *Bisphaera*, характерных для верхнего девона. По мнению этих исследователей, упомянутые формы относятся к фораминиферам рода *Archaeosphaera*, который имеет более широкий интервал стратиграфического распространения. А данные конкретные образования имеют древний облик и схожи с кембрийскими видами. В результате был сделан вывод о кембро-ордовикском возрасте вмещающих отложений. Эту точку зрения поддержали и другие коллеги [2], сочтя палеонтологический материал недостаточно представительным, а трактовку возраста неоднозначной. Ими была предложена новая схема стратиграфического расчленения палеозоя юго-востока Западно-Сибирской геосинеклизы, в которой отложения, ранее выделяемые как ванжильская толща, отнесены к верхнему кембрию. Однако в рассмотренных выше публикациях никак не упомянуты и не объяснены определения органических остатков,

сделанные В.А. Лучининой по водорослям и О.В. Юферевым и В.М. Задорожным по фораминиферам из керна скважины Ванжильская-1. В частности, В.А. Лучинина [4] определила из ванжильской толщи следующие водоросли: *Kamaena* sp. и *Girvanella problematica* Nich. et Ether. Из них *Kamaena* sp. является надежным маркером верхнего девона, а вторая форма имеет очень широкое стратиграфическое распространение в интервале венд-девон. О.В. Юферевым и В.М. Задорожным [5] в интервале 2477-2440 м определен вид фораминифер *Palachemonella beckmanni* Flugel et Hotzl, характерный для верхнего девона. Вмещающие отложения данные авторы отнесли к фамену, без объяснения такой трактовки возраста. Все это послужило поводом к поиску и переизучению коллекции шлифов О.В. Юферова и В.М. Задорожного, изготовленных из керна скважины Ванжильская-1.

В коллекции шлифов из керна скважины Ванжильская-1 был обнаружен только один шлиф, маркированный интервалом 2477-2440 м. В данном шлифе обнаружены более 60 сечений однокамерных фораминифер хорошей сохранности и более 30 сечений плохой сохранности. В частности, обнаружен экземпляр, определенный предыдущими исследователями как *Palachemonella beckmanni* Flugel et Hotzl. Кроме того, определены следующие виды фораминифер: *Parathuramina subquadrata* Sabirov, *P. paulis* E. Byk., *P. elegans* Pojark.,

P. crassithea Antrop., *P. oldae* Sul., *P. radiata* Antrop., *P. aff. breviradiosa* Reitl., *Parathuraminites suleimanovi* (Lip.), *P. cushmani* Sul., *P. vasiljevae* Pojark., *Kukhistanella praemikhnoae* Sabirov, *Irregularina angulata* Pojark., *Cribrosphaeroides simplex* (Reitl.). Помимо фораминифер, в данном шлифе установлены два экземпляра водорослей *Kamaena* sp. и сечение веточки табулятоморфного коралла (рис.).

Почти все перечисленные формы фораминифер характерны для верхнего девона. *Parathuramina oldae* Sul. встречается в верхнем девоне Русской платформы и Урала. Вид *Parathuramina subquadrata* Sabirov характерна для верхнего девона Таджикистана. Виды *Parathuramina crassithea* Antrop., *P. radiata* Antrop., *P. aff. breviradiosa* Reitl., *Parathuraminites suleimanovi* (Lip.), *P. cushmani* Sul., *P. vasiljevae* Pojark. широко известны из верхнего франа – фамена Русской платформы, Урала, Западной Сибири, Кузбасса и Тянь-Шаня. *Parathuramina paulis* E. Byk., *P. elegans* Pojark., *Irregularina angulata* Pojark., *Cribrosphaeroides simplex* (Reitl.) часто встречаются в среднем и верхнем девоне тех же регионов. *Kukhistanella praemikhnoae* Sabirov описана из нижне-среднего фамена Таджикистана. Водоросли *Kamaena* sp. характерны для верхнего девона – нижнего карбона Русской и Сибирской платформ, Урала, Западной Сибири, Кузбасса и Тянь-Шаня.

Анализ комплекса органических остатков, установленных в керне скважины Ванжильская-1 в интервале 2477-2440 м, убедительно доказывает фаменский возраст ванжильской толщи.

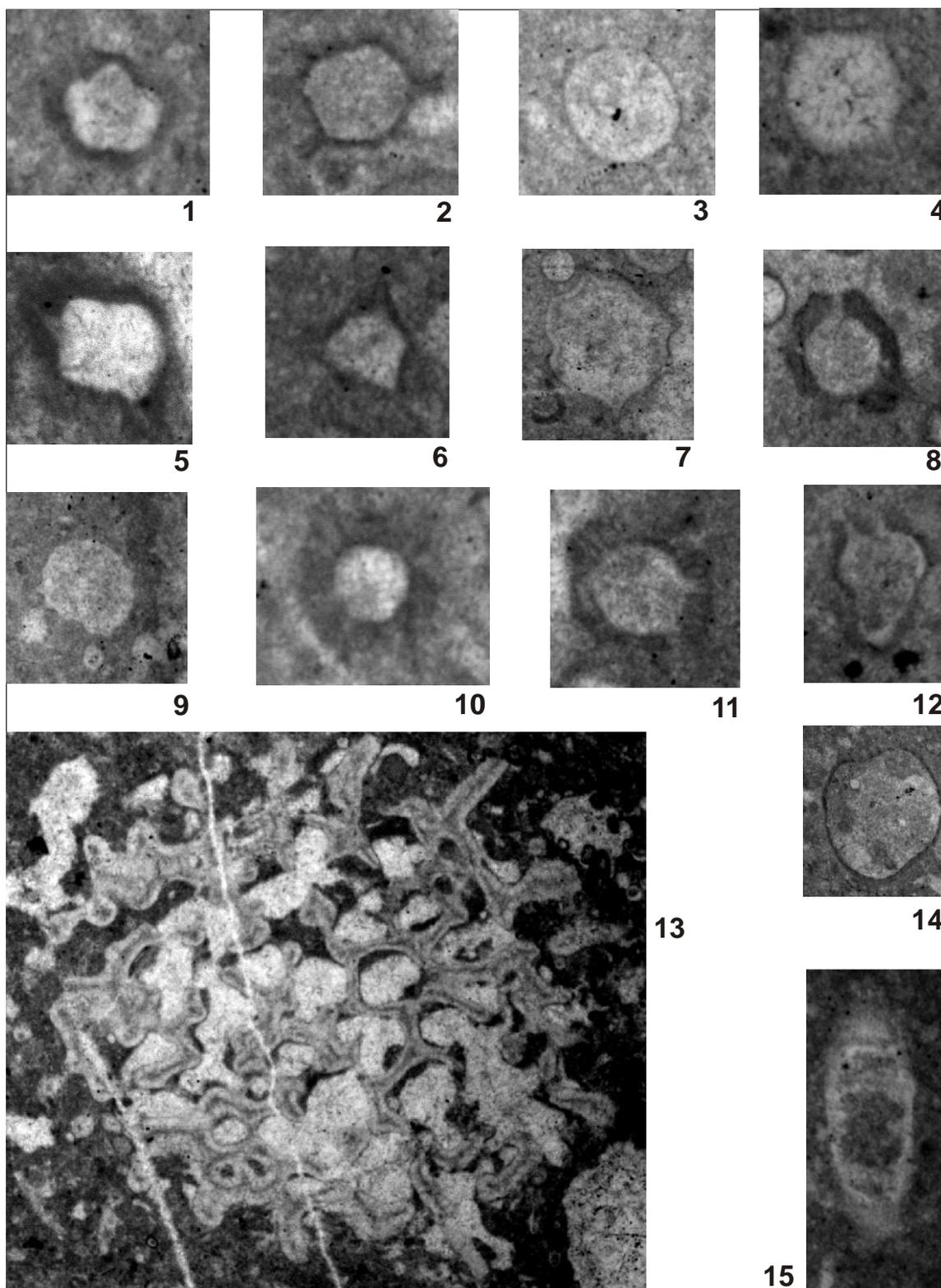


Рис. 1. Палеонтологические находки в скважине Ванжилъская-1.
 Фораминиферы: 1 – *Kukhistanella praemikhnoae* Sabirov (x 150), 2-3 – *Parathurammina crassitheca* Antrop. (x 135), 4 – *Parathurammina* aff. *breviradiosa* Reitl. (x 75), 5-6 – *Parathurammina subquadrata* Sabirov (x 130), 7 – *Parathurammina oldae* Sul. (x 76), 8 – *Parathuramminites vasiljevae* Pojark. (x 55), 9 – *Parathurammina radiata* Antrop. (x 120), 10 – *Parathuramminites suleimanovi* (Lip.) (x 120), 11 – *Parathuramminites cushmani* Sul. (x 120), 12 – *Irregularina angulata* Pojark. (x 110), 13 – *Cribrosphaeroides simplex* (Reitl.) (x 76); 14 –

поперечное сечение веточки табулятоморфного коралла (х 3), 15 – водоросли Катаена sp. (х 100).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Макаренко С.Н., Савина Н.И., Татьяна Г.М. Стратиграфия кембрия и ордовика юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Горные ведомости. - 2014. - № 3. - С. 44-55.
2. Филиппов Ю.Ф., Конторович В.А., Сенников Н.В. Новый взгляд на схему стратиграфии палеозоя юго-востока Западной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. - 2014. - №2. - С. 7-21.
3. Решения Межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины. - Новосибирск: СНИИГиМС. 1999. - 80 с.
4. Чувашов Б.И., Юферев О.В., Лучинина В.А. Водоросли среднего и верхнего девона Западной Сибири и Урала // Биостратиграфия палеозоя Западной Сибири. - Новосибирск: Наука, 1985. - С. 72-99.
5. Палеозой юго-востока Западно-Сибирской плиты / В.Н. Дубатов, О.И. Богуш, В.И. Краснов и др. - Новосибирск: Наука, 1984. - 232 с.

© И. Г. Тимохина, 2016

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНЫХ АНТИКЛИНАЛЬНЫХ СТРУКТУР ЦЕНТРАЛЬНО-ГЫДАНСКОЙ ПЛОЩАДИ (СЕВЕРО-ВОСТОК ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Татьяна Николаевна Торопова

ПАО «Сибнефтегеофизика», 630005, Россия, г. Новосибирск, ул. Ломоносова, 57, геолог 1-й категории, тел. (383)201-18-21 (доп. 313), e-mail: Toropova@sibngf.ru

Валентина Михайловна Щербаненко

ПАО «Сибнефтегеофизика», 630005, Россия, г. Новосибирск, ул. Ломоносова, 57, ведущий геофизик, тел. (383)201-18-21 (доп. 313), e-mail: Sherbanenko@sibngf.ru

Татьяна Ивановна Чернышова

ПАО «Сибнефтегеофизика», 630005, Россия, г. Новосибирск, ул. Ломоносова, 57, ведущий геофизик, тел. (383)201-18-21 (доп. 313), e-mail: Chernishova@sibngf.ru

В статье рассмотрена история образования антиклинальных структур Гыданского полуострова, к которым на сегодняшний день приурочены открытые газовые и газоконденсатные месторождения. Анализ показал, что формирование локальных структур принципиально отлично, наиболее перспективными для образования многозалежных месторождений в юрских и меловых отложениях являются локальные структуры, основной этап относительного роста которых происходил в юрское время.

Ключевые слова: Западная Сибирь, сейсмогеологический мегакомплекс, отражающий горизонт, тектоника, нефтегазонасность.

THE GEOLOGICAL STRUCTURE AND FORMATION HISTORY OF LARGE ANTICLINAL STRUCTURES OF CENTRAL GYDAN AREA (NORTH-EAST OF WESTERN SIBERIA)

Tatiana N. Toropova

JSC «Sibneftegeofizika», 630005, Russia, Novosibirsk, Lomonosova Str. 57, Geologist, tel. (383)201-18-21, e-mail: Toropova@sibngf.ru

Valentina M. Sherbanenko

JSC «Sibneftegeofizika», 630005, Russia, Novosibirsk, Lomonosova Str. 57, Lead Geophysicist, tel. (383)201-18-21, e-mail: Sherbanenko@sibngf.ru

Tatiana I. Chernishova

JSC «Sibneftegeofizika», 630005, Russia, Novosibirsk, Lomonosova Str. 57, Lead Geophysicist, tel. (383)201-18-21, e-mail: Chernishova@sibngf.ru

The article describes formation history of anticlinal structures of Gydan peninsula, which are associated with open gas and gas-condensate fields now. The analysis showed that the formation of local structures is fundamentally different. Local structures that had the main stage of relative growth in Jurassic time, are the most promising for the formation of multipool fields in the Jurassic and Cretaceous sediments.

Key words: West Siberia, seismogeological megastructure, reflector, tectonics, oil and gas.

На сегодняшний день Центрально-Гыданская площадь находится на региональном этапе исследования и является одной из наименее изученных территорий Западно-Сибирской мегапровинции. В связи с этим накоплен сравнительно небольшой объем информации о геологическом строении данного региона. С использованием последних геолого-геофизических данных, полученных за период 2012-2015 гг., в работе предложена современная сейсмогеологическая модель региона, рассмотрены некоторые структурно-тектонические критерии нефтегазоносности данной территории.

В пределах изучаемого участка наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности являются меловые, и особенно верхнеаптские, отложения [1, 4]. Меловые резервуары продуктивны на всех месторождениях Гыданского полуострова, газоносность верхнеаптских отложений установлена на 6 площадях, альб-сеноманских – на 7.

В административном отношении рассматриваемый участок расположен в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины.

В тектоническом плане рассматриваемая территория по юрским отложениям расположена в районе Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы, частично занимает Енисей-Хатангский региональный прогиб (рис. 1). С юга Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклиза ограничена надпорядковой структурой – Мессояхской наклонной грядой.



Рис. 1. Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (по В.А. Конторовичу и др. [2])

В процессе работы создана сейсмогеологическая модель региона. В таблице 1 приведена стратификация основных отражающих горизонтов севера Западной Сибири, принятая в работе (табл.). Выполнена корреляция

отражающих горизонтов по площади, построен набор структурных карт и карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов.

Таблица

Стратификация основных отражающих горизонтов севера Западной Сибири

Индекс ОГ	Возраст отложений	Стратиграфическая приуроченность
А	подошва терригенного триаса	подошва тампейской серии
Ia	кровля терригенного триаса	кровля тампейской серии
T ₄	нижняя юра, плинсбахский	кровля китербютской свиты
Б	верхняя юра-нижний мел, верхи волжского-низы берриаса	кровля гольчихинской свиты
М	нижний мел, баррем-нижнеаптский	кровля пласта ТП ₁₆ танопчинской свиты
М ₁	нижний мел, аптский	кровля танопчинской свиты
Г	верхний мел, альб-сеноманский	кровля марресалинской свиты

Следующим этапом выполнены структурный и палеоструктурный анализы. Современные структурные планы территории исследования отличаются друг от друга, хотя по всем стратиграфическим уровням к северо-востоку от Гыданского мегавыступа и к востоку от Бованенковско-Нурминского наклонного мегавала фиксируется региональное воздымание территории в направлении Предтаймырской мегамоноклизы. В рельефе горизонта А (табл. 1) выделяются структуры первого порядка: Усть-Портовский, Гыданский и Северо-Гыданский мегавыступы, Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал, а также структуры второго порядка: Геофизический мезовал, Нижнемессояхский мезовал. В пределах Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы выделяется два наиболее погруженных участка: первый – в районе Яптиксалинской мегавпадины, расположен в юго-западной части территории и имеет изометричную форму, значения глубин здесь достигают максимальных; второй – в центральной части площади. Структурные планы по подошве (ОГ Ia) и кровле (ОГ Б) юрских отложений в целом подобны выше описанному, отмечается общее выполаживание рельефа вверх по разрезу.

Структурный план отражающего горизонта М отображает рельеф кровли пласта ТП₁₆ танопчинской свиты. В результате структурной перестройки произошло изменение характера распределения положительных и отрицательных элементов в пределах изучаемого участка. Область прогибания сместилась на запад, самое глубокое место расположено в районе Тадебеяхинского мегапрогиба и Яптиксалинской мегавпадины. На северо-востоке территории все структуры образуют общий склон, осложненный структурами I порядка, которые находят свое отображение в виде Северо-Гыданского и Гыданского структурных носов. Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал по-прежнему отделен Среднегыданским мегаврезом. Также

картируются структуры второго порядка: Геофизический мезовал, Нижнемессояхский мезовал. Структурные планы по кровлям танопчинской (ОГ М) и марресалинской (ОГ Г) свит в целом подобны выше описанному, также отмечается общее выполаживание рельефа вверх по разрезу.

При изучении истории тектонического развития исследуемой территории были использованы карты изопакит юрского, берриас-нижнеаптского, верхнеаптского, альб-сеноманского и постсеноманского сейсмогеологических мегакомплексов, анализировались временные сейсмические разрезы и временные палеоразрезы.

На протяжении юрского времени территория исследования испытывала погружение, в результате чего накопились мощные толщи осадочных пород. Проведенный палеотектонический анализ показал, что ряд структур I-II порядков и часть других локальных поднятий уже были заложены в рельефе доюрских отложений, основной этап их роста пришелся на юрский период. На сегодняшний день к ним приурочены газовые и газоконденсатные многозалежные месторождения, открытые на Гыданском полуострове.

В неокомский период времени произошло существенное выполаживание рельефа. Формирование Нижнемессояхского мезовала приходится на нижнемеловой период.

В аптский период происходит тектоническая перестройка, в результате чего ряд локальных поднятий, особенно Гыданского и Утреннего месторождений, нивелируются. Территория исследования представляла собой моноклираль, погружающуюся в северо-западном направлении, осложненную низкоамплитудными структурами: Гыданской, Геофизической, Утренней и другими.

В альб-сеноманское время происходит общее погружение территории, максимальное на северо-западе, существенных перестроек структурного плана не происходило. Тренд погружения сохранился в северо-восточном направлении, хотя в восточной части территории исследования область воздымания сменилась прогибанием в районе Енисейской мегавпадины.

В постсеноманский период происходит еще одна тектоническая перестройка. Эпицентр погружения в это время сместился в юго-западную часть территории. Максимальный рост испытывала северо-восточная часть рассматриваемой территории, в районе Предтаймырской мегамоноклизы.

Практически все локальные структуры полуострова Гыдан были заложены в рельефе доюрских отложений, основной этап роста которых пришелся на юрское время. В меловое время история их развития и темпы роста различны. На самом юге полуострова выявлены ловушки только в кровле сеномана (Антипаютинское, Тота-Яхинское месторождения), основной этап роста антиклинальных структур, к которым они приурочены, наиболее связан с меловым этапом развития северных областей Западно-Сибирского бассейна.

В статье на примере некоторых локальных поднятий, таких как Гыданское, Тота-Яхинское, Антипаютинское и другие (рис. 2) рассмотрена история

формирования антиклинальных структур, к которым приурочены газовые и газоконденсатные месторождения Гыданского полуострова.

На рис. 2 приведены графики роста основных тектонических структур рассматриваемой территории в меловое время. Графики, построенные методом суммирования разности мощностей, характеризуют относительное положение участка по отношению к соседнему [3]. Показано, что в меловое время Геофизическая, Гыданская, Антипаютинская, Тота-Яхинская локальные структуры на протяжении рассматриваемого периода времени развивались в схожих геологических условиях. Восточное локальное поднятие Утреннего месторождения

в меловое время имело иную историю развития, интенсивное погружение испытывало в неокомское и аптское время.

Анализ геолого-геофизических материалов позволил сделать следующие выводы:

- Ряд структур I-II порядков и часть других локальных поднятий уже—были заложены в рельефе доюрских отложений, основной этап роста которых происходил в юрское время. В меловое и кайнозойское время история их развития различна. На сегодняшний день к ним приурочены основные газовые и газоконденсатные многозалежные месторождения, открытые на Гыданском полуострове.

- На самом юге полуострова выявлены ловушки только в кровле сеномана. Формирование антиклинальных структур, к которым они приурочены, связано с меловым и кайнозойским этапом развития северных областей Западно-Сибирского бассейна.

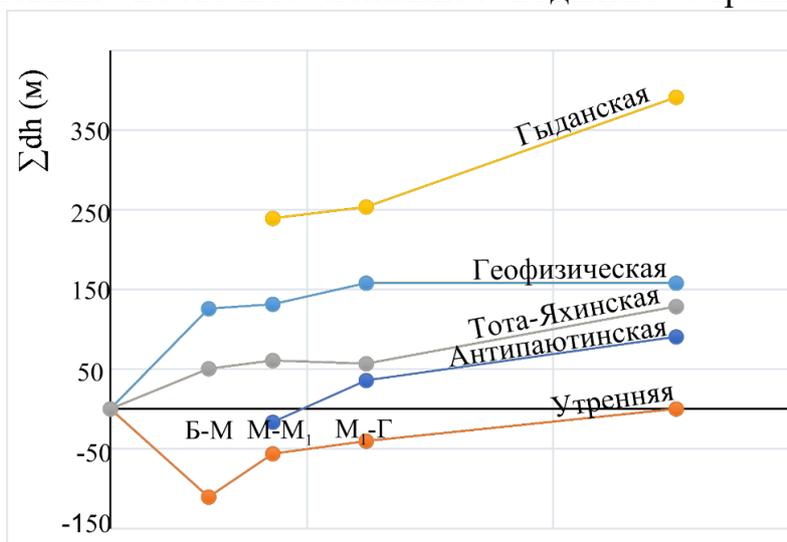


Рис. 2. Графики роста основных структур в мезозойско-кайнозойское время

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа Западной Сибири. - 2014. - №1. - С. 27-49.
2. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. - 2001. - Т. 42. - № 11-12. - С. 1832-1845.

3. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. - Москва: Недра, 1984. - 80 с.

4. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... - Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. - 261 с.

© Т. Н. Торопова, В. М. Щербаненко, Т. И. Чернышова, 2016

УДК 550.46

ВЛИЯНИЕ ЗАКАЧИВАЕМЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОКОВ НА ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Николай Сергеевич Трифонов

Томский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 634055, Россия, г. Томск, пр. Академический, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории физико-химических исследований керна и пластовых флюидов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634050, Россия, Томск, пр. Ленина, 30, инженер научно-образовательного центра «ВОДА», e-mail: Trifonovnik@mail.ru

Рассматриваются результаты моделирования гидрогеохимических процессов, протекающих между нагнетаемыми водами и пластом-коллектором. Для примера приводятся исследования совместимости: 1) подлежащих утилизации промстоков Юрубчено-Тохомского месторождения в отложения осинского горизонта (Восточная Сибирь); 2) используемых для поддержания пластового давления подземных вод апт-сеноманских отложений с пластовыми водами и породой продуктивных отложений Первомайского месторождения (Западная Сибирь).

Ключевые слова: гидрогеохимия, подземные воды и рассолы, осадочные процессы, вода-порода.

THE INFLUENCE OF INJECTED INDUSTRIAL WASTES ON GROUNDWATERS OF PETROLEUM FIELDS

Nikolai S. Trifonov

Tomsk Affiliate of the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and geophysics SB RAS, Russia, 634055, Tomsk, Academic PR. 3, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of physico-chemical studies of core samples and formation fluids; Tomsk Polytechnic University, 634050, Russia, Tomsk, Lenin Ave 30, Engineer of the academic center «VODA», e-mail: Trifonovnik@mail.ru

We consider results of modeling of the hydrogeochemistry between injected waters and reservoir. The compatibility studies are described of: 1) The Yurubcheno-Tokhomo field industrial effluents subjected to disposal in the Osa aquifer sediments (East Siberia); 2) Aptian-Cenomanian groundwaters used to maintain formation pressure with formation waters and rock of the Pervomayskoe field pay zone (West Siberia).

Key words: hydrogeochemistry, groundwaters and brines, sedimentary processes, water-rock.

Закачка вод в глубокие водоносные комплексы (при утилизации стоков либо при организации системы поддержания пластового давления) вызывает

изменение естественных гидрогеологических условий. Для прогнозирования этих изменений нужно иметь представление о физико-химических процессах, возникающих при смешении закачиваемых вод с пластовой водой и при взаимодействии этой смеси с вмещающей породой пласта-коллектора.

В последнее время у специалистов гидрогеологов/гидрогеохимиков появился мощный и удобный инструмент – компьютерные программы для моделирования химических взаимодействий в системе вода-порода [2].

Как в России, так и за рубежом в настоящее время имеется большое число программных продуктов гидрогеохимического направления, многие из которых последовательно развиваются и совершенствуются уже в течение нескольких десятилетий. Такие программы все чаще применяются на практике, что уже более 15 лет назад позволило В.Н. Озябкину говорить о зарождении нового «вычислительного» направления в гидрогеохимии [4]. К собственно гидрогеохимическому программному обеспечению среди отечественных программ могут быть отнесены геохимические моделирующие системы: HCh (“GIBBS”) Ю.В. Шварова, “СЕЛЕКТОР” И.К. Карпова и К.В. Чудненко, SOXXXX В.Н. Озябкина. Среди зарубежных программ гидрогеохимического направления преобладают WATERQ4F, PHREEQE, SOLMINEQ, MINTEQ4.00, EQL_EVP и др. [2].

В эту группу входит и применяемый автором программный комплекс HydroGeo [1], объединяющий одновременно набор гидродинамических и гидрогеохимических модулей и не имеющий, в отличие от большинства других, ограничений по минерализации вод.

Для качественной и количественной характеристики процессов, протекающих в пласте при закачке в него воды, в программном комплексе HydroGeo применяется условная упрощенная 3D-модель фильтрации, протекающей между нагнетательной скважиной и пластом-коллектором.

Общий сценарий моделирования при этом состоит из следующих этапов:

- пересчет анализов всех используемых вод при стандартных (лабораторных) условиях для восстановления баланса электронейтральности;
- определение необходимого состава ионных ассоциатов, которое проводится серией предварительных вычислений с учетом максимально возможного их числа, после чего ассоциаты, не образующие в рассматриваемой системе сколько-нибудь значимых концентраций, из нее исключаются;
- изменение термодинамических условий раствора на пластовые;
- ввод минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора;
- восстановление равновесия пластовой воды с породой при начальных РТ-условиях пласта;
- собственно 3D-моделирование геомиграции, включающее одновременный расчет гидродинамики, геотермии и гидрогеохимических процессов в движущемся потоке с учетом их кинетики [5].

Поступающие в пласт воды образуют смесь с подземной пластовой водой и нарушают существовавшее до этого равновесие между подземной водой

и породой, и вызывают новые процессы физико-химического взаимодействия разного характера и направленности. Переход веществ в закачиваемые воды и в смесь закачиваемых и пластовых вод происходит в результате выщелачивания и растворения породы. Вынос из закачиваемых вод и их смеси с пластовыми осуществляется за счет сорбции, а также осадкообразования [3].

Так, например, при исследовании совместимости закачиваемых производственных стоков (имеющих минерализацию до 6 г/дм^3 и характеризующихся щелочной реакцией с дебитом $2200 \text{ м}^3/\text{сут}$) Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения с пластовыми водами осинского водоносного горизонта Восточной Сибири (имеющих минерализацию порядка 350 г/дм^3 , слабокислую реакцию и насыщенных карбонатами кальция и магния) происходит растворение галита и ангидрита и выпадение в осадок кальцита, доломита и магнезита.

Результаты моделирования указывают на то, что закачка слабоминерализованных вод в отложения осинского горизонта может привести к растворению больших объемов галита (рис. 1, *а*). Менее интенсивно (ввиду меньшей растворимости), но тем не менее в значительных количествах происходит растворение ангидрита (рис. 1, *б*).

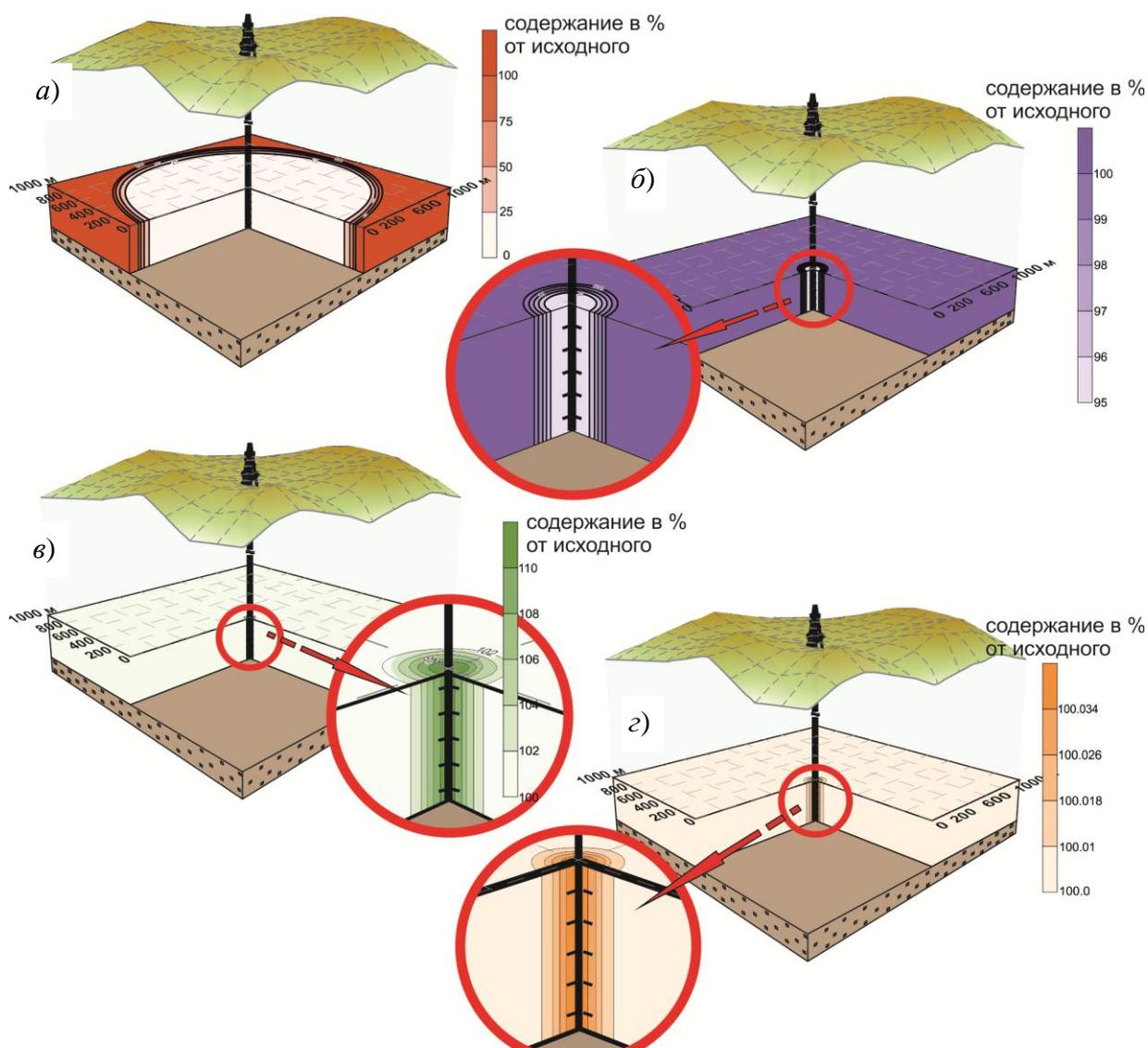


Рис. 1. Результаты 3D-моделирования изменения минерального состава (а – галита, б – ангидрита, в – кальцита, г – доломита) коллектора осинского горизонта при закачке в него производственных стоков

Что касается процессов вторичного минералообразования, то они могут развиваться при высоких значениях рН, поэтому сосредоточены вблизи ствола нагнетательной скважины. Результаты моделирования свидетельствуют о возможности образования вторичного (техногенного) кальцита вблизи от ствола нагнетательной скважины (рис. 1, в). Масштабы образования доломита значительно меньше (рис. 1, г). Избежать данного негативного процесса можно путем выравнивания рН закачиваемой и пластовой вод. Это подтверждается результатами моделирования закачки в тот же горизонт попутно извлеченных нефтяных вод, согласно которым количество вторичных карбонатных минералов уменьшается на порядок [5].

Для Западной Сибири минеральный состав пластов-коллекторов кардинально отличается от восточносибирских. Породы представлены песчаниками, алевролитами и глинами, поэтому гидрогеохимические процессы,

протекающие в пласте при техногенном воздействии на него закачиваемыми водами, связаны в основном с растворением алюмосиликатов и одновременным образованием вторичных карбонатов (кальцита, доломита и сидерита), глин (монтмориллонитовых) и сульфатов.

В качестве примера можно привести моделирование закачки в пластовые воды отложений васюганской свиты Первомайского месторождения подземных вод апт-сеноманских отложений, используемых для поддержания пластового давления. Ввиду отсутствия информации по расходам закачиваемых вод расчеты осуществлялись без учета времени взаимодействия для разных пропорций смешения пластовых вод продуктивных отложений (А) и подземных вод апт-сеноманских отложений (В), а результаты этих расчетов характеризуют не действительное, а максимально возможное в данных условиях выпадение солей (рис. 2).

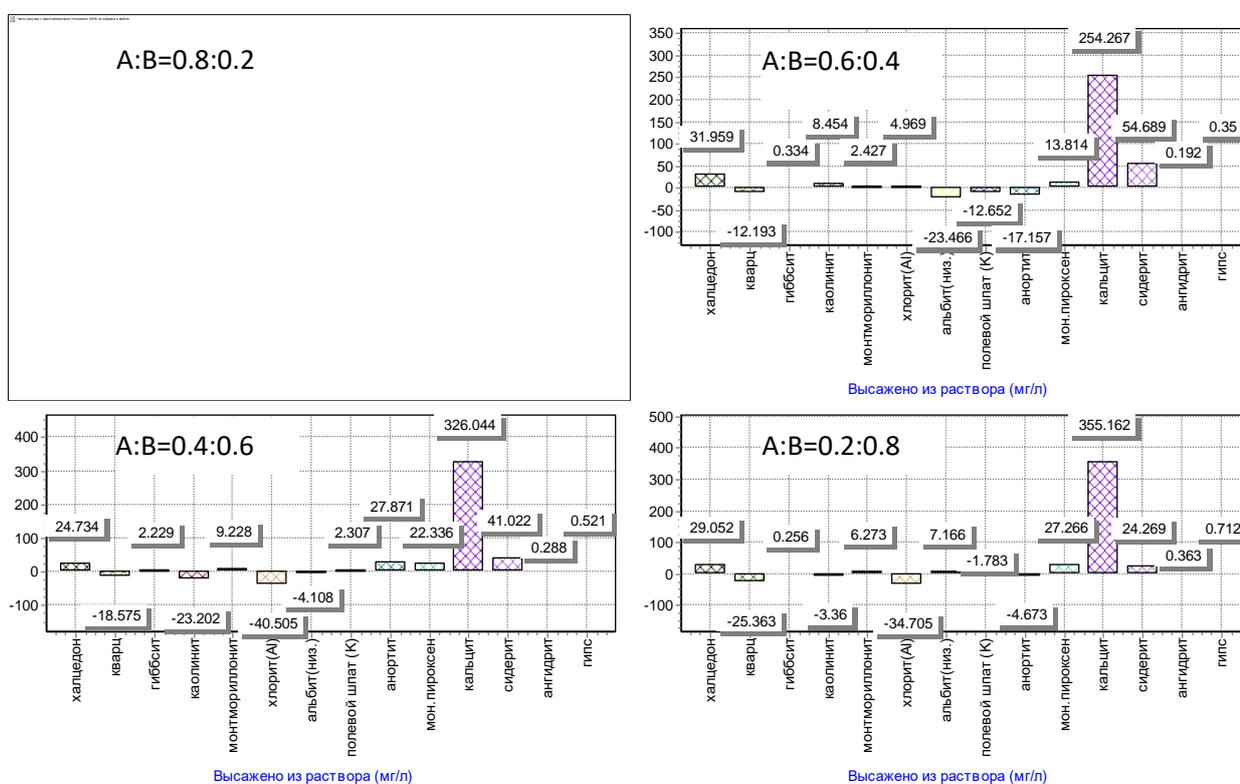


Рис. 2. Выпадение (положительные значения) и растворение (отрицательные значения) минералов в продуктивном пласте для разных пропорций смешения пластовых вод продуктивных отложений (А) и подземных вод апт-сеноманских отложений (В), используемых для поддержания пластового давления

Техногенные геохимические изменения состава вод и породы пласта, полученные по данным моделирования, свидетельствуют о преобладании процессов вторичного минералообразования над процессами растворения породы коллектора (из каждого литра раствора количество новообразованных минералов на 120-380 мг превышает количество растворенных), что указывает на возможность постепенного снижения фильтрационно-емкостных свойств

пласта

и приемистости нагнетательной скважины (рис. 2).

Каждый цикл промыва приводит к сравнительно небольшому изменению состава породы, но многократные его повторения могут привести к довольно существенному преобразованию минерального состава породы пласта коллектора и ее пористости. Последняя постепенно уменьшается, приводя к соответствующему изменению фильтрационно-емкостных свойств. Но для уверенной

и точной оценки возможности растворения или осаждения минералов в коллекторе необходимы более детальные исследования взаимодействия закачиваемых подземных вод апт-сеноманских отложений, используемых для поддержания пластового давления, с пластовыми водами и породой коллектора на основе создания 3D-модели, учитывающей объем и расход закачиваемых вод.

В каждом конкретном случае гидрогеохимические процессы, протекающие в пласте при техногенном воздействии на него закачиваемыми водами, будут иметь свои особенности и отличительные черты. Если качественную характеристику этих процессов можно дать путем анализа состава закачиваемых и пластовых вод, а также состава вмещающих горных пород, то количественную – только посредством компьютерного физико-химического моделирования на специализированном программном обеспечении.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Букаты М.Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач // Известия ТПУ. Геология поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. - 2002. - Т. 305. - Вып. 6. - С. 348-365.

2. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода: в 5 томах. Т. 1: Система вода-порода в земной коре: взаимодействие, кинетика, равновесие, моделирование / В.А. Алексеев [и др.]; отв. редактор тома С.Л. Шварцев; ОИГГМ СО РАН [и др.]. - Издательство СО РАН, 2005. - С. 171-175.

3. Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков / Под ред. В.А. Грабовникова. - М.: Недра, 1993. - 335 с.

4. Озябкин В.Н., Озябкин С.В. Программные имитаторы для моделирования геохимической миграции неорганических загрязнений // Геоэкология. - 1996. - № 1. - С. 104-120.

5. Трифонов Н.С., Новиков Д.А., Ямских А.А. Гидрогеологические предпосылки закачки промышленных стоков при освоении первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. - 2014. - № 2. - С. 131-145.

© Н. С. Трифонов, 2016

СВЯЗЬ НАЗЕМНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ С НЕФТЕНОСНОСТЬЮ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Евгений Анатольевич Устименко

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, инженер, тел. (3452)68-87-96, e-mail: e.a.ustimenko@mail.ru

Рустам Ильясович Тимшанов

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, кандидат геолого-минералогических наук, и.о. зав. лабораторией физико-химических методов исследований, тел. (3452)68-87-96, e-mail: TimshanovRI@ipgg.sbras.ru

Сергей Александрович Шешуков

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, инженер, тел. (3452)68-87-92, e-mail: serg_sh@niigig.ikz.ru

На примере площадей Восточной Сибири демонстрируется взаимосвязь содержания легких нафтеново-ароматических углеводородов в приповерхностных отложениях с нефтеносностью. Описываемые УВ могут быть использованы в качестве геохимических показателей при поиске и разведке залежей нефти наряду с традиционно применяемыми гомологами метана C₂–C₆.

Ключевые слова: геохимические методы поиска месторождений нефти и газа, миграция углеводородов, нефтегазоносность.

RELATION BETWEEN GROUND GEOCHEMICAL INDICATORS AND OIL-BEARING BY THE EXAMPLE OF DEPOSITS OF NEPSKO-BOTUOBINSKY ANTECLISE

Evgeny A. Ustimenko

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625000, Russia, Tyumen, Taymyrskaya Str. 74, Engineer, tel. (3452)68-87-96, e-mail: e.a.ustimenko@mail.ru

Rustam I. Timshanov

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625000, Russia, Tyumen, Taymyrskaya Str. 74, Ph. D., acting as a Head of the Laboratory of Physical and Chemical methods of researches, tel. (3452)68-87-92, e-mail: TimshanovRI@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Sheshukov

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625000, Russia, Tyumen, Taymyrskaya Str. 74, Engineer, tel. (3452)68-87-92, e-mail: serg_sh@niigig.ikz.ru

On the example of Eastern Siberia areas the relationship between the content of light naphtha-aromatic hydrocarbons in the surface sediments and the oil bearing was demonstrated. Described

hydrocarbons can be used as geochemical indicators in prospecting and exploration of oil deposits along with the traditionally used homologs of methane C₂–C₆.

Key words: geochemical surveys of oil and gas, migration of hydrocarbons, oil and gas bearing.

Усложнение геологического строения объектов нефтепоиска требует постоянного совершенствования геологоразведочных методов и, в частности, прямых геохимических методов. Одним из способов повышения достоверности результатов геохимических съемок является увеличение количества нефтепоисковых показателей и их совместная интерпретация на основе представлений о миграции углеводородов (УВ) из залежи.

Исследования 1970-1980х годов показали, что высокое содержание углеводородных газов (УВГ), используемых в качестве прогнозных показателей при проведении геохимических съемок, не всегда свидетельствует о нефтеносности диагностируемых структур [1, 2]. Для установления эпигенетичности УВГ требуется привлечение дополнительных критериев.

Одними из надежных нефтепоисковых показателей являются концентрации бензола и толуола. Информативность этих показателей была отмечена

в ходе опытно-методических работ, проводимых ВНИИЯГГ [2]. Вопросы информативности ароматических углеводородов исследовали Л.М. Зорькин, Е.В. Стадник, И.О. Старобинец, В.С. Вышемирский, А.А. Оборин, В.П. Исаев, А.В. Рыльков и другие. На основе соотношения концентраций бензола и толуола Б/Т* [3] предложен геохимический критерий условий миграции УВ, используемый при прогнозе нефтеносности. Цель данной работы – выявить связь распределений углеводородов бензиновой фракции в приповерхностных отложениях с залежами нефти.

В работе использованы результаты геохимической съемки на Тас-Юряхском месторождении (Непско-Ботуобинская антеклиза, Мирнинский выступ). Пробы были отобраны в районе г. Мирный (Якутия) в ходе геохимической съемки, проводимой научным коллективом ЗСФ ИНГГ СО РАН под руководством А.Ю. Белоносова [4]. Отбор проб осуществлялся с глубины не менее 1 м по неравномерной сети вдоль сейсмических профилей и зимников.

Анализ содержания УВ бензиновой фракции проводился на газовом хроматографе Кристалл 5000.2, оснащенный 100-метровой колонкой CR-1 PONA

с внутренним диаметром 0,25 мм и фазой 0,5 мкм. После прохождения колонки углеводороды регистрировались одновременно на пламенно-ионизационном (ПИД) и фото-ионизационном (ФИД) детекторах. Идентификация хроматографических пиков проводилась по опорным пикам смеси известных углеводородов с помощью программы «Хроматэк Gasoline». Определение высоты хроматографических пиков и содержания УВ осуществлялись с помощью ПИД. Селективность ФИД к непредельным УВ использовалась для повышения достоверности идентификации пиков. Всего в процессе исследований было проанализировано 200 проб.

При подготовке к проведению геохимических работ на основе материалов ДЗЗ проводился морфометрический и линеаментный анализы. В качестве основы использовались фрагменты глобальной мозаики космических снимков, снятые сканером ETM+ спутника LandSat 7 с пространственным разрешением до 30 м, и цифровая модель рельефа соответствующего масштаба. В ходе дешифрирования материалов ДЗЗ выделялась региональная (планетарная) система трещиноватости, фиксируемая в геоморфологии современных ландшафтов линеаментами северо-западного и северо-восточного простирания. Эта система линеаментов развита повсеместно по всей поверхности Земли и обусловлена тектоническими напряжениями, возникающими в процессе вращения планеты вокруг своей оси. При генерализации систем линеаментов картировались геодинамически-напряженные (активные) зоны – ГДНЗ. В дальнейшем, с привлечением материалов геофизических исследований, данных поисково-разведочного бурения, а также результатов геохимической и гелиевой съемок было показано совпадение системы ГДНЗ с системой мелких геотектонических блоков, образованной флюидопроводящими разломами. Указанные разломы, являющиеся каналами миграции углеводородных и неуглеводородных газов и флюидов, как правило, приурочены к выявленным геодинамически-напряженным зонам [4].

На территории исследований выделялось три основных типа ландшафта: сосновые леса, смешанные леса и болота. На рисунке 1 представлены средние значения концентраций предельных УВ (алканы C_2-C_6) для разных типов ландшафта. Наибольшее содержание УВ отмечается в супесях сосновых лесов и илистых отложениях болот. Суглинки смешанных лесов характеризуются наименьшим уровнем концентраций алканов. С ростом молекулярной массы УВ разница в их среднем содержании снижается. Предполагается, что в болотистой местности увеличение концентраций алканов обусловлено современной генерацией последних в увлажненной среде осадков, богатых органикой. Увеличение содержания УВ в супесях с низким содержанием органического вещества объясняется их высокой пористостью и проницаемостью, что облегчает проникновение и накопление мигрирующих УВ в почвенном слое. В суглинках накопление УВ затруднено из-за более низкой пористости и проницаемости. По всей видимости, высокая сорбционная емкость суглинков (по сравнению с песками и супесями) при рассматриваемом уровне содержания УВ не является влияющим фактором, т. е. большее значение имеет проницаемость грунта.

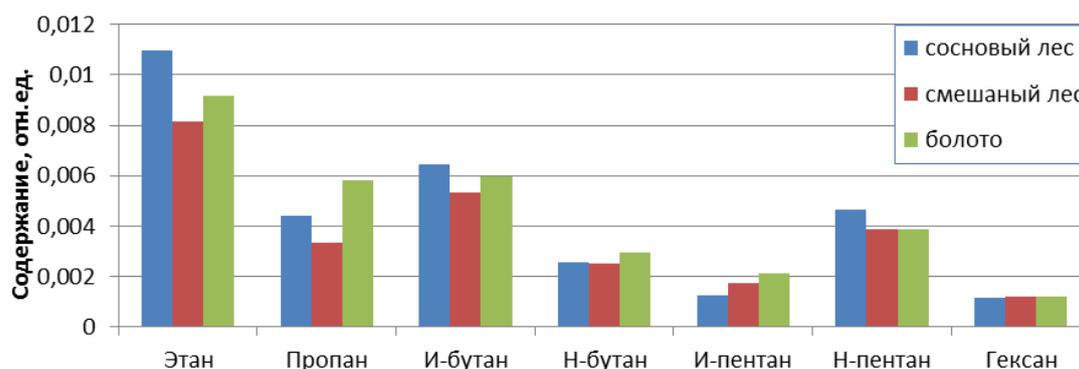


Рис. 1. Среднее содержание УВ в разных ландшафтных условиях

Генерация метана в современных осадках является установленным фактом, что не позволяет использовать его в качестве надежного нефтегазопроизводственного показателя. Однако возможность сопутствующего продуцирования в достаточно больших количествах его ближайших гомологов многими исследователями ставится под сомнение. В связи с этим было выбрано несколько образцов с низким (сосновые леса) и высоким (болота) содержанием УВ. Пробы вскрывались, продувались для удаления УВ газовой фазы и снова закрывались. Повторные измерения проводились через один и два месяца хранения проб. Фиксировалось увеличение содержания н-алканов C_2-C_6 в газовой фазе болотных проб, в то время как в супесях сосновых лесов концентрация УВ не повышалась.

Для оценки связи содержания углеводородов в приповерхностных отложениях с процессами субвертикальной миграции УВ из нефтенасыщенных пластов было проведено сравнение их средних концентраций в пробах, отобранных как в пределах выявленных флюидопроводящих разломов, так и внутри геотектонических блоков. Увеличение концентраций в зонах разломов фиксировалось в основном в рядах нефтяных и ареновых УВ бензиновой фракции.

Приведено сравнение группового состава бензиновой фракции нефти юрхского горизонта Тас-Юрхского месторождения [5], усредненного по нескольким скважинам, и среднего группового состава углеводородов C_2-C_{10} , зафиксированных в пробах подпочвенных отложений (рис. 2). Между рассматриваемыми рядами отмечается сильное сходство, что дополнительно подтверждает связь наземных геохимических распределений с залежами УВ. Вопросы изменения группового состава УВ, а также относительного состава УВ в каждой из рассматриваемых групп в процессе их миграции из залежи к дневной поверхности требуют дальнейшего изучения. Накопление статистики по нескольким месторождениям позволит выявить закономерности изменений и уточнить критерии нефтеносности.

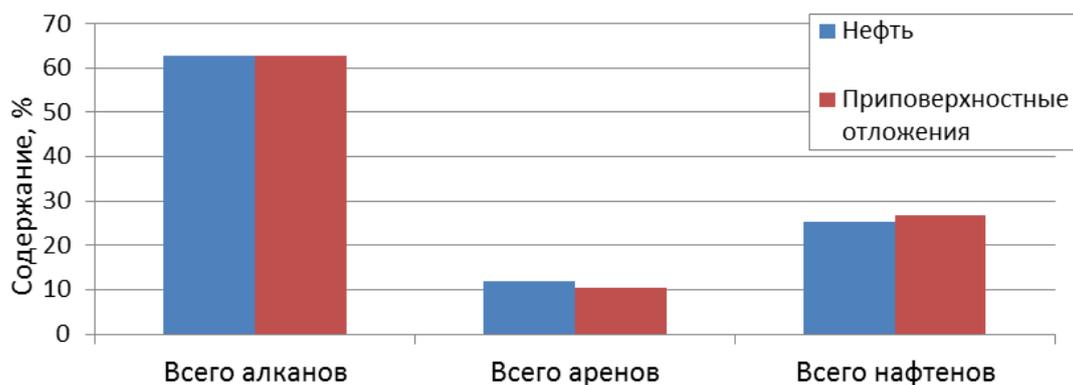


Рис. 2. Сравнение группового состава УВ бензиновой фракции в приповерхностных отложениях и нефти юрхского горизонта

В заключении можно отметить, что содержание УВГ в приповерхностных отложениях определяется их миграцией из нижележащих отложений и генерацией в современных осадках при наличии благоприятных этому условий.

Содержание ареновых, нафтеновых УВ и н-алканов C_6-C_{10} в приповерхностных отложениях обусловлено их миграцией из нефтенасыщенных пластов, что подтверждается увеличением их концентраций в зонах флюидопроводящих разломов и сходством их группового состава с групповым составом бензиновой фракции нефти.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Вебер В.В., Туркельтауб Н.М. Образование газообразных углеводородов в зависимости от фаций отложений // Геология нефти и газа. - 1965. - № 8. - С. 41-48.
2. Старобинец И.С. Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений. - М.: Недра, 1986. - 200 с.
3. Курчиков А.Р., Тимшанов Р.И. Связь полей распределения содержания бензола и толуола в подпочвенных глинах с нефтеносностью отложений (на примере месторождений юга Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2012. - № 10. - С. 10-18.
4. Белоносов А.Ю. Геолого-геохимическая модель западного (Ш) блока Тас-Юрхского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ю. Белоносов, С.А. Моисеев, А.М. Фомин, А.Е. Кудрявцев // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2015. XI Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 3 т. (Новосибирск, 13–25 апреля 2015 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2015. Т. 1. – С. 3–7.
5. Геохимия нефтей востока Сибирской платформы / Каширцев В.А. и др.; отв. ред. д.г.-м.н. В.И. Москвин. - Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2009. - 180 с.

© Е. А. Устименко, Р. И. Тимшанов, С. А. Шешуков, 2016

ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ ПРЕДЪЕНИСЕЙСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА НА ЮГО-ВОСТОКЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Юрий Федорович Филиппов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-13-62, e-mail: PhilippovYF@ipgg.sbras.ru

Обсуждаются вопросы геодинамической эволюции западной окраины Сибирского кратона в неопротерозое и палеозое. Выделены основные стадии вулканизма и геодинамической эволюции неопротерозойско-палеозойского Предъенисейского осадочного бассейна, которая охватывает период от неопротерозоя до триаса.

Ключевые слова: Предъенисейский осадочный бассейн, Западная Сибирь, геодинамическая эволюция.

GEODYNAMIC EVOLUTION OF THE PRE-YENISEY SEDIMENTARY BASIN IN THE SOUTH-EAST OF WESTERN SIBERIA

Yuri F. Philippov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)330-13-62, e-mail: PhilippovYF@ipgg.sbras.ru

The geodynamic evolution of the Siberian craton in the Neoproterozoic and Paleozoic is considered. The main stages of volcanism and geodynamic evolution of the Neoproterozoic - Paleozoic Pre-Yenisey sedimentary basin, which cover the period from Neoproterozoic to Triassic, was determined.

Key words: Pre-Yenisey sedimentary basin, West Siberia, geodynamic evolution.

Недостаточная изученность домезозойских комплексов в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (ЗСП), обусловленная значительной их погруженностью под мощным чехлом, а также сложность тектонической позиции территории (зона сочленения разновозрастных складчатых сооружений и окраинных частей платформы) предопределили широкий спектр возможных сценариев тектонического развития региона. Полученные в последние годы новые геолого-геофизические данные позволяют предложить модель, которая в той или иной степени объясняет имеющиеся на сегодня факты.

В конце мезопротерозоя – начале неопротерозоя западнее Енисейского кряжа в результате начавшихся процессов разрыва континентальной коры суперконтинента Родинии и отделения Касско-Туруханского и Центрально-Ангарского микроконтинентов в промежуточной зоне сформировались типичные океаническая кора и системы островных дуг (рис. 1, А, положение микроконтинентов показано условно, поскольку последние палеомагнитные данные [1] говорят о значительном удалении Центрально-Ангарского

микроконтинента от Восточно-Ангарской части кряжа). В это время на пассивных окраинах раздвигающихся континентальных масс формировались мощные клинья глубоководных и мелководных карбонатно-терригенно-вулканогенных осадков турбидитового типа (сухопитская серия и ее аналоги).

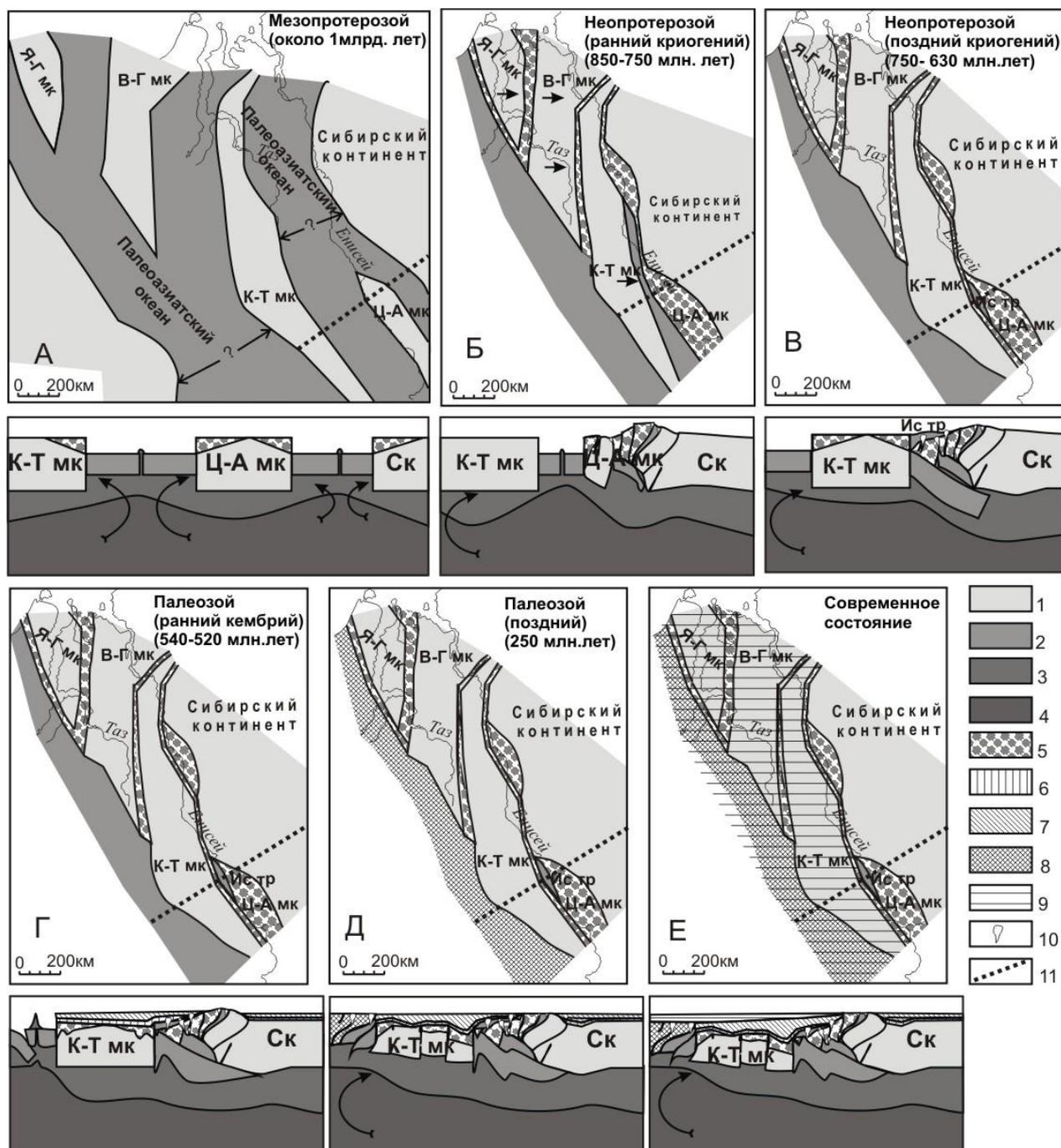


Рис. 1. Схема геодинамического развития Предьенейского осадочного бассейна.

Условные обозначения: 1 – кратоны и микроконтиненты (Ск – сибирский континент, Я-Г – ямало-гыданский, В-Г – восточно-гыданский, К-Т – касско-туруханский, Ц-А – центрально-ангарский; Ис тр – исаковский террейн); 2 – океаническая кора; 3 – литосферная мантия; 4 – астеносферная мантия; осадочные комплексы: 5 – мезопротерозоя, 6 – вендские, 7 – карбонатно-терригенно-вулканогенные, 8 – карбонатно-терригенно-вулканогенные, 9 – карбонатно-терригенно-вулканогенные.

7 – кембрийские, 8 – палеозойские; 9 – мезозойские; 10 – синколлизонные и постколлизонные интрузивные образования; 11 – линии приведенных разрезов

Трактовка фундамента Предъенисейского бассейна в качестве подобного микроконтинента подтверждается и данными двухмерной сейсмотомографии [2]. Кроме того, изучение специалистами ИГГ УрО РАН вулканоплутонического комплекса, вскрытого скважинами на Тыньярской площади (восток ХМАО), показало весьма вероятное наличие там палеопротерозойского (около 2 млрд. лет) сиалического фундамента, который, по мнению авторов, представляет собой «край Сибирской платформы, утоненный при позднепротерозойско-раннепалеозойском рифтогенезе и растяжении» [3].

В середине неопротерозоя происходит сближение Центрально-Ангарского микроконтинента и Сибирского кратона. В результате коллизии на рубеже около 850-750 млн. лет (более точные оценки у разных авторов отличаются) сооружения Енисейского кряжа превратились в покровно-складчатые (Центрально-Ангарский террейн) (рис.1, Б).

После повторной обдукции Касско-Туруханского микроконтинента в предвендское время (700-630 млн. л) океанические и островодужные офиолиты были надвинуты на западную окраину континента (Исаковский террейн на западе Енисейского кряжа [4-6]), дислоцированы и метаморфизованы (рис. 1, в). Окраинные неопротерозойские комплексы Сибирской платформы и прилегающего микроконтинента сближены в пространстве, а на месте закрывшегося окраинного моря сформировалась субвертикальная сутурная зона, которая подтверждается геофизическими данными. С этого возрастного рубежа западная граница Сибирского кратона уже совпадает с западной границей причленившегося к нему Касско-Туруханского микроконтинента, ограничиваясь на западе Палеоазиатским океаном, формируется терригенно-карбонатный (а местами эвапоритовый) плитный комплекс, перекрывающий Касско-Туруханский микроконтинент (Предъенисейский осадочный бассейн) и частично складчатые комплексы Енисейского кряжа и Туруханского выступа (рис. 1, Г).

К западу от Касско-Туруханского микроконтинента преобладали глубоководные океанические обстановки осадконакопления, соответствующие активным частям задуговых бассейнов. Остатки подобных образований вскрыты бурением, в частности на Вездеходной площади, а также на чачанской, ярской, карбинской, няргинской, западной, корбыльской площадях. Еще южнее подобные венд-кембрийские и ордовикские комплексы распространены в пределах Кузнецко-Алатауской вулканической зоны [6], которая является одной из ветвей глобальной Центрально-Азиатской вулканической области. Вероятнее всего, в раннем кембрии на этих территориях, окаймляющих с запада пассивные шельфовые окраины Сибирского кратона (Предъенисейский бассейн на севере и Енисейский шельф [7], как вероятное его продолжение, на юге), была развита единая система вулканических дуг и задуговых бассейнов с формированием глубоководных вулканогенно-терригенных осадочных

комплексов и развитием мощного, контрастного по составу вулканизма. Следы периодической и разнообразной вулканической деятельности прослеживаются и более северных частях – районе скважин Восток-1, 3 и 4, где в карбонатных толщах на разных стратиграфических уровнях кембрия встречаются продукты эолового разноса вулканического пепла [8].

В позднекаледонское время тектоническая активность прилегающих с запада и юга Томь-Колыванской и Алтае-Саянской складчатых зон сказалась на некоторой структурной перестройке плитного комплекса в бассейне и привела к деформациям подсолевых комплексов (рис. 1, Д). Это, в свою очередь, повлекло проявление соляного тектогенеза в нижнекембрийской части разреза, выразившееся в образовании узких вытянутых валообразных поднятий северо-западной ориентировки, хорошо фиксируемых на сейсмических разрезах. Кроме того, эти процессы, вероятно, привели к вторичным преобразованиям более ранних (кембрийских) вулканитов и, как следствие, омоложениям абсолютных датировок.

На рубеже позднего карбона – раннего триаса начались процессы, связанные с закрытием на западе Палеоазиатского океана (герцинский диастрофизм). Территория Енисейского кряжа развивается в связи с этим как рамповое сводовое поднятие – по субвертикальным зонам разломов воздымается в условиях сжатия. Процессы эрозии частично уничтожили здесь палеозойские, вендские образования и верхнюю часть разреза рифейских складчатых отложений вместе с офиолитовыми аллохтонами.

На рубеже раннего триаса в результате растягивающих напряжений в Предьенсейской зоне, как и во всей Западной Сибири, закладывается система грабен-рифтов, наследующая ослабленные байкальские сутурные зоны. В течение мезозоя и кайнозоя Енисейский кряж и прилегающие части Сибирской платформы продолжали развиваться в режиме воздымания, а западная часть (ЗСП) – в режиме погружения (рис. 1, Е). На этой погруженной территории и западнее, на складчатых сооружениях, возникших на месте замкнувшегося Палеоазиатского океана, формируется мезозойско-кайнозойский чехольный (плитный) комплекс. На востоке он выклинивается вблизи складчатых сооружений Енисейского кряжа, частично перекрывая их, а западнее перекрывает древний (верхнедокембрийский-нижнепалеозойский) чехол, аналогичный таковому Сибирской платформы.

Резюмируя, можно сказать, что основные закономерности строения восточной части рассматриваемой территории ЗСП (Предьенсейский осадочный бассейн) достаточно логично вписываются в рамки геологической модели, рассматривающей неопротерозойско-палеозойский комплекс в качестве чехольных образований выделенного здесь Касско-Туруханского микроконтинента (жесткого массива), в результате коллизионных процессов консолидировавшегося

в криогении с краевыми частями Сибирской платформы и на рубеже позднего неопротерозоя развивавшихся уже как единая структура. В такой трактовке западные районы бассейна принадлежали в кембрии к активной окраине

материка и располагались в пределах задугового (окаинного) бассейна, который на востоке в тыльной своей части переходил в эпиплатформенный бассейн с корой континентального типа. Нахождение этого жесткого блока в зоне сочленения различных тектонических областей (от складчатых на западе и юго-западе до субплатформенных на востоке) предопределило дальнейшую историю его развития, выразившуюся в дифференцированных вертикальных движениях, специфической дислоцированности палеозойского чехла и интрузивной деятельности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Верниковский В.А., Метелкин Д.В., Верниковская А.Е., Матушкин Н.Ю., Казанский А.Ю., Кадильников П.И., Романова И.В., Вингейт М.Т.Д., Ларионов А.Н., Родионов Н.В. Неопротерозойская тектоническая структура Енисейского кряжа и формирование западной окраины Сибирского кратона на основе новых геологических, палеомагнитных и геохронологических данных // Геология и геофизика. - 2016. - Т. 57(1). - С.63-90.
2. Сурков В.С., Коробейников В.П., Крылов С.В., Гришин М.П., Краевский Б.Г., Ларичев А.И. Геодинамические и седиментационные условия формирования рифейских нефтегазоносных комплексов на западной окраине Сибирского палеоконтинента // Геология и геофизика. - 1996. - Т. 37(8). - С.154-165.
3. Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Ронкин Ю.Л., Хиллер В.В., Родионов Н.В., Лепихина О.П. Первые сведения о раннепротерозойском сиалическом фундаменте на востоке Западно-Сибирской платформы (результаты исследования Тыньярского риолит-гранитного массива) // Геология и геофизика. - 2012. - Т. 53(10). - С. 1304-1321.
4. Vernikovskiy V.A., Vernikovskaya A.E., Kotov A.B., Sal'nikova E.B., Kovach V.P. Neoproterozoic accretionary and collisional events on the western margin of the Siberian craton: new geological and geochronological evidence from the Yenisey Ridge // Tectonophysics. - 2003. - V. 375. - P. 147-168.
5. Верниковский В.А., Верниковская А.Е., Ножкин А.Д., Пономарчук В.А. Рифейские офиолиты Исаковского пояса Енисейский кряж // Геология и геофизика. - 1994. - Т. 35 (7-8). - С. 169-181.
6. Верниковский В.А., Казанский А.Ю., Матушкин Н.Ю., Метелкин Д.В., Советов Ю.К. Геодинамическая эволюция складчатого обрамления и западная граница Сибирского кратона в неопротерозое: геолого-структурные, седиментологические, геохронологические и палеомагнитные данные // Геология и геофизика. - 2009. - Т. 50(4). - С. 502-519
7. Волков В.В. Нижнепалеозойский вулканизм Центральной Азии. - Новосибирск: «Наука», 1986. - 193 с.
8. Сараев С.В., Филиппов Ю.Ф. Доюрские магматические комплексы Предъенисейского осадочного бассейна на юго-востоке Западной Сибири // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2015. XI Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 3 т. (Новосибирск, 13–25 апреля 2015 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2015. Т. 1. – С. 145–149.

© Ю. Ф. Филиппов, 2016

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ СЮГДЖЕСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Андрей Михайлович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)363-91-85, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Сергей Александрович Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией, (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Валентина Алексеевна Топешко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: TopeshkoVA@ipgg.sbras.ru

Проанализированы материалы по нефтегазоносности Сюгджерской НГО. Показано, что основные перспективы могут быть связаны с клиноформным комплексом, залегающим на нефтематеринской куонамской свите среднего кембрия. Перспективы терригенного комплекса венда понижены по сравнению с Непско-Ботуобинской НГО из-за повышенного градиента изменения их толщин. Перспективы карбонатных отложений V-Є₁ низки. Построена принципиально новая карта перспектив нефтегазоносности Сюгджерской НГО.

Ключевые слова: Лено-Тунгусская НГП, нефтегазоносность, венд, нижний кембрий.

HYDROCARBON PROSPECTS OF THE SJUGDJER PETROLEUM BEARING AREA OF THE EASTERN PART

Andrey M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (383)363-91-85, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Head of the Laboratory, tel. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Valentina A. Topeshko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (383)306-63-70, e-mail: TopeshkoVA@ipgg.sbras.ru

Analysis of data on the Syugdzher petroleum area shows that the main hydrocarbon potential can be associated with a clinoform complex directly overlying the source rock strata of the Middle Cambrian Kuonamka Formation. Vendian terrigenous rocks have lower hydrocarbon potential than the Nepa-Botuoba petroleum area due to higher variations in thickness of the Nepa regional horizon. The potential of carbonate strata (V-Є₁) is low. A new map showing the petroleum potential distribution for the Syugdzher petroleum area was generated.

Key words: Lena-Tunguska petroleum area, hydrocarbon potential, Vendian, Lower Cambrian.

Сейсморазведочные работы на территории Сюгджерской НГО проводятся начиная с 1980 г. Бурение было начато в 1983 г. В 1985-1991 гг. по инициативе В.Е. Бакина были пробурены поисковые скважины на Садынской, Дюданской, Батырской, Мегеляхской, Онхойдохской и др. площадях. В 2006-2008 гг. Виллойско-Мархинской сейсмопартией были выполнены региональные геофизические работы в зоне сочленения Сюгджерской и Западно-Виллойской НГО, где выявлено 16 ловушек нефти и газа.

Восточная часть Сюгджерской нефтегазоносной области (НГО) является перспективным районом для открытия залежей УВ в терригенном комплексе венда и карбонатных отложениях нижнего и среднего кембрия.

По данным бурения и сейсморазведки было доказано, что терригенные отложения венда отсутствуют в центральной части Сюгджерской НГО. На востоке НГО его толщина увеличивается до 376 м. Так же, как и Непско-Ботуобинской НГО, в разрезе терригенного венда присутствуют ботуобинский, талахский и вилочанский продуктивные горизонты (рис. 1, 2).

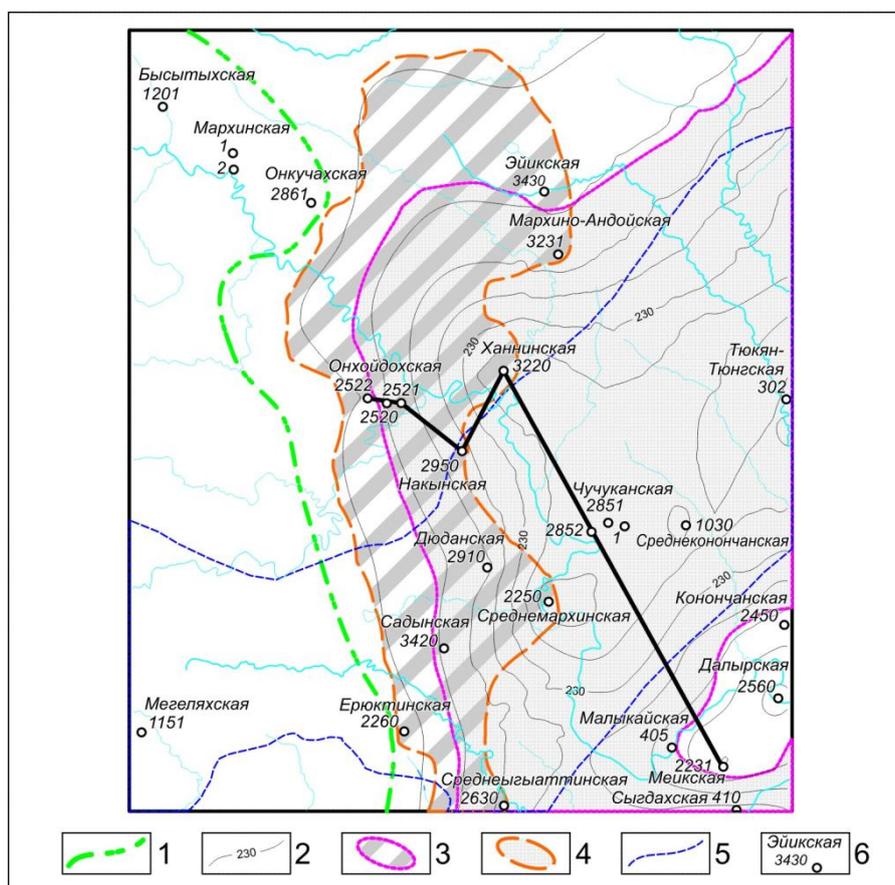


Рис. 1. Схема распространения терригенных отложений венда на востоке Сюгджерской НГО

- 1 – линия выклинивания непского регионального горизонта; области распространения продуктивных горизонтов: 2 – ботуобинского, 3 – талахского; 4 – граница Сюгджерской НГО; 5 – изопахиты непского регионального горизонта; 6 – скважина и ее номер

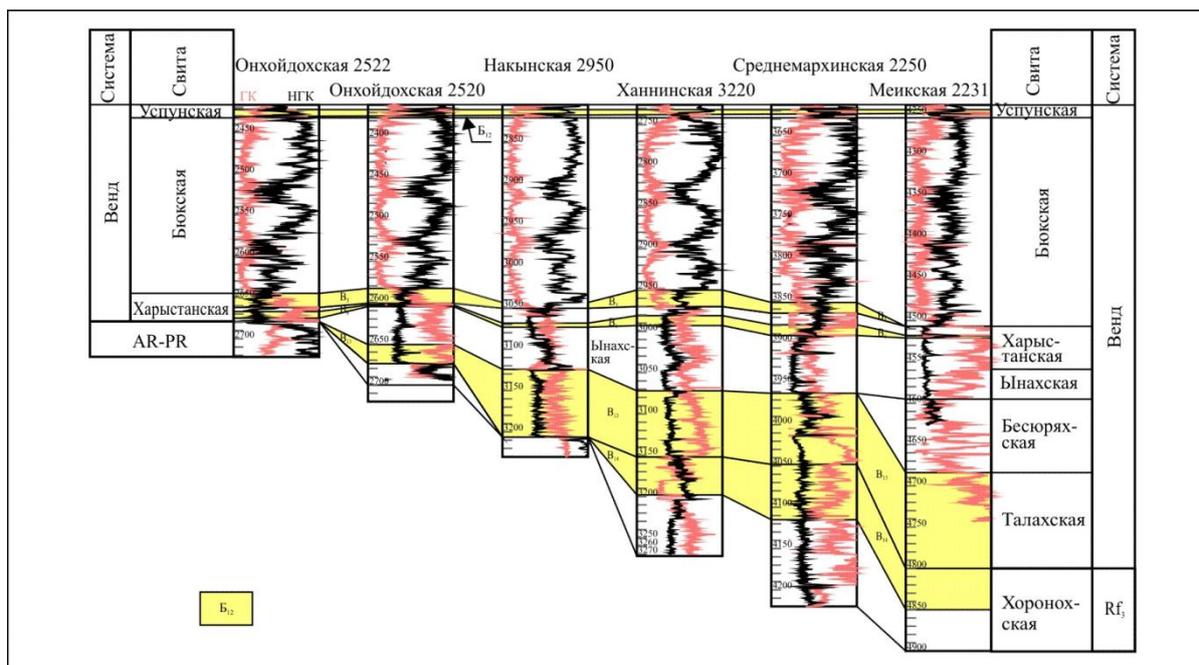


Рис. 2. Схема корреляции терригенных отложений венда по линии скважин Онхойдохская 2522 - Меикская 2231
 Продуктивные горизонты: B₁₂ – преображенский, B₅ – ботуобинский, B₆ – улаханский, B₁₃ – талахский, B₁₄ – вилючанский

Ботуобинский горизонт (B₅) полосой в 20-40 км прослеживается вдоль линии выклинивания терригенных отложений венда (рис. 1). Горизонт формировался в условиях трансгрессивной баровой системы [4]. Максимальная его толщина на востоке Сюгджерской НГО составляет 30 м (скв. Эйикская 3430). Горизонт обладает высокими и стабильными коллекторскими свойствами. Покрышкой служат карбонатные породы бюксской свиты. В скв. Онкучахской-2861 был получен приток воды с растворенным газом и пленкой нефти. В скважине Мархинско-Андойской-3231 был получен приток пластовой воды.

Талахский горизонт (B₁₃) представлен «мусорными» песчаниками с неоднородными коллекторскими свойствами. Максимальная мощность горизонта на востоке Сюгджерской седловины составляет 60 м (рис. 2). Горизонт сформировался в аллювиально-дельтовых и прибрежно-морских условиях. В скв. Онхойдохской-2520 при испытании талахского горизонта был получен приток разгазированной воды дебитом до 296 м³/сут.

На востоке Сюгджерской седловины распространен вилючанский горизонт (B₁₄) на глубинах от -5000 м и ниже.

Отсутствие притоков нефти и газа из терригенных отложений венда может быть связано с несовершенством методики, бурения, вскрытия и испытания пласта в условиях низких пластовых давлений. Скважины в пределах Сюгджерской НГО бурились на утяжеленных глинистых растворах с удельным весом 1200-1260 кг/м³, что часто приводило к кольтации пластов.

Наличие коллекторов и надежных покрышек, а также, как показали сейсморазведочные работы на Вилуйско-Мархинской площади, наличие структурно-тектонических ловушек позволяет высоко оценить перспективы нефтегазоносности терригенного венда на востоке Сюгджерской НГО. Некоторым отрицательным фактором может являться повышенный по сравнению с Непско-Ботуобинской НГО градиент изменения толщины венда, что обуславливает накопление слабосортированных («мусорных») пород.

Карбонатные отложения венда и нижнего кембрия представлены юряхским и осинским продуктивными горизонтами. На осинско-юряхском уровне пласты-коллекторы водонасыщены, а в ряде скважин (Эйикской 3430, Мархинско-Андонойской 3231 и др.) уплотнены. Пласты каменной соли отсутствуют на значительной части исследуемой территории, что существенно снижает перспективы нефтегазоносности этих отложений.

Нижне-среднекембрийские отложения восточных районов Сюгджерской НГО входят в состав Турухано-Иркутско-Олекминского и Юдомо-Оленекского и Анабаро-Синского фациальных регионов [1-3]. Первый из них интерпретируется как лагунно-шельфовая область, второй – как область открытого мелкого моря, а третий – как зона крайнего мелководья. Главным структурным элементом Анабаро-Синского фациального региона является ранне-среднекембрий-ская Западно-Якутская рифовая система.

В соленасыщенной части разреза нижнего и среднего кембрия (Турухано-Иркутско-Олекминский фациальный регион) на территории Ангаро-Ленской и Непско-Ботуобинской НГО выявлены несколько продуктивных горизонтов (атовский, христофоровский и др.). На территории Сюгджерской НГО в скв. Онхойдохская 2522 в процессе бурения из отложений олекминской и эльгянской свит были получены притоки газированной воды с пленкой нефти. Коллектора межсолевых горизонтов не выдержаны по площади, что снижает перспективы нефтегазоносности этих отложений.

Значительно более перспективными могут быть отложения среднего кембрия в Юдомо-Оленекском и Анабаро-Синском фациальных районах Сюгджерской НГО. Исследования, выполненные в последние годы, дают основания говорить, что восточнее и северо-восточнее рифового барьера будет распространена клиноформная толща заполнения майского века.

По мнению В.А Асташкина и В.Е. Савицкого, формирование толщи происходило у подножья склона на стыке "голодного" бассейна и барьерного сооружения в процессе его роста и разрушения. Ее гранулометрический состав закономерно меняется в сторону открытого моря от грубообломочного вблизи барьера до тонкообломочного в направлении к куонамским отложениям. Она формировалась на достаточно большой глубине при нормальной минерализации окружающей морской воды, что обусловило высокую первичную пористость и ее последующую сохранность [1]. Поскольку комплекс непосредственно залегает на нефтепроизводящей куонамской свите нижнего-среднего кембрия, то с высокой степенью вероятности в этой части резервуара можно прогнозировать наличие крупных нефтяных залежей.

В скважинах Сохсолохская 706 и Айхальская 703 при испытании чукукской и удачининской свит (по построениям ИНГГ, относящихся к клиноформному комплексу) были получены притоки воды с растворенным газом до 203 м³/сут. Пористость пластов-коллекторов составила 13-19 %.

На основании вышеизложенного была построена принципиально новая карты перспектив нефтегазоносности Сюгджерской НГО. Было выделено две зоны повышенных перспектив нефтегазоносности (рис. 3). Первая из них связана с распространением ботубинского горизонта, а вторая – с развитием отложений клиноформного комплекса и нефтематеринской куонамской свиты кембрия. К востоку от зоны распространения ботубинского горизонта возможно обнаружение залежей в горизонтах В₁₃, В₁₄ на глубинах свыше 5000. К северу от рифового барьера в ряде скважин вскрывается «незрелая» куонамская свита на глубинах 1200-1500 м.

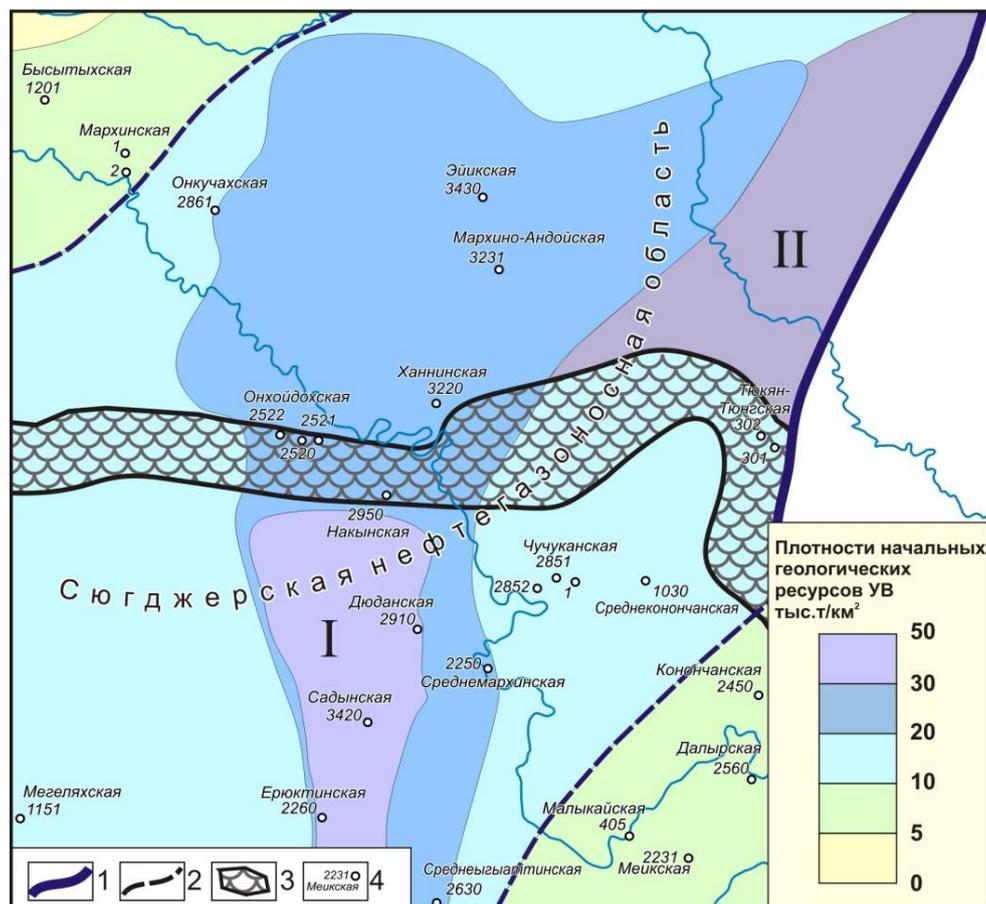


Рис. 3. Схема перспектив нефтегазоносных комплексов Сюгджерской НГО.

Границы: 1 – Лено-Тунгусской НПП, 2 – НГО; 3 – барьерные рифы; 4 – скважина и ее номер; зоны повышенных перспектив нефтегазоносности связанные с: I – ботубинским горизонтом, II – клиноформным комплексом среднего кембрия и куонамской свитой

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Асташкин В.А., Савицкий В.Е. Рифовые системы и перспективы нефтегазоносности Западной Якутии // Основные проблемы геологии и геофизики Сибири. - Новосибирск: изд-во СНИИГГиМС, 1977. - С. 58-68.
2. Мельников Н.В. Венд-кембрийский солеродный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. - 148 с.
3. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. Часть 1 (верхний протерозой и нижний палеозой). - Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1983. - 215 с.
4. Фомин А.М., Моисеев С.А. Строение и условия формирования ботуобинского нефтегазоносного горизонта на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. - 2014. - № 1с(18). - С. 60-65.

© А. М. Фомин, С. А. Моисеев, А. В. Топешко, 2016

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПРИГРАНИЧНЫХ ТОЛЩ ЮРЫ И МЕЛА В ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА ПО ДАННЫМ ГИС

Михаил Александрович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)306-63-70, e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru

На основе материалов ГИС детально проанализировано геологическое строение и распространение верхнеданиловской подсвиты и мулымьинской свиты в Шаимском нефтегазоносном районе и тутлеймской свиты в Краснolenинской зоне нефтегазонакопления. Выделены области фациального перехода между этими отложениями. Установлено, что на южном склоне Шаимского мегавыступа в разрезе нижнемулымьинской подсвиты выделяется трехзерная песчаная толща мощностью до 10-12 м.

Ключевые слова: тутлеймская, мулымьинская, даниловская, свита, подсвита, каротаж.

THE JURASSIC/CRETACEOUS BOUNDARY FORMATIONS GEOLOGICAL FRAMEWORK IN THE WESTERN OF THE WEST SIBERIAN SEDIMENTARY BASIN BASED ON WELL LOGGING DATA

Mikhail A. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Research Scientist of the Laboratory of Petroleum Geology of the Arctic regions of Siberia, tel. (383)306-63-70, e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru

The geological framework and areal extent of the Upper Danilovskaya subsuite and Mulymya formation in Shaim petroleum region and Tutleyem formation in Krasnoleninskiy petroleum region was analyzed based on the well logging data. The areas of the formation changes between this formations have been distinguish. It has been established that Trehozernaya sandstone formation has thickness 10-12 m and it has been spin-off in the lover Mulymya formation along the Shaim megauplift south part.

Key words: Tutleyem formation, Mulymya formation, Danilovskaya formation, well log data.

В приуральной части Западно-Сибирского осадочного бассейна в Казым-Кондинском районе Обь-Ленской фациальной области [2, 3] в верхней части верхней юры и низах мела выделяются тутлеймская и мулымьинская свиты, которые подстилаются абалакскими глинами либо песчаной вогулкинской толщей. Западнее, в Ямало-Тюменском фациальном районе, келловей-титонские отложения и низы нижнего мела выделены в объеме даниловской свиты.

В работах разных лет подробно освещены вопросы стратиграфии и геологического строения верхнеюрских и нижнемеловых отложений. Специалистами ИНГГ СО РАН в 2001-2002 гг. изучалась стратиграфия средне-

и частично верхнеюрских (абалакская свита, вогулкинская толща, нижнеданиловская подсвита) отложений, проводилось комплексное обобщение геологических материалов по этой территории. Появление нового фактического материала (прежде всего данных ГИС и палеонтологических определений) позволило расширить имеющиеся представления о геологическом строении приграничных толщ юры и мела в этом регионе. Целью работы является изучение геологического строения тутлеймской, мулымьинской свит и верхнеданиловской подсвиты и уточнение областей распространения этих отложений.

Фактическим материалом для исследования послужили диаграммы электрического и радиоактивного каротажа по 500 скважинам и палеонтологические определения возраста микро- и макрофоссилий (225 определений по 46 скважинам) из банка данных ИНГГ СО РАН и опубликованных материалов.

Тутлеймская свита ранневолжско-ранневаланжинского возраста распространена на востоке Казым-Кондинского фациального района и имеет двучленное строение [1]. Нижняя подсвита (ранневолжско-бериасского возраста) сложена черными плотными битуминозными аргиллитами. В ее верхней части почти повсеместно отмечаются прослой глинистых известняков, количество которых уменьшается вниз по разрезу. Мощность нижнетутлеймской свиты на Каменной и Пальяновской площадях составляет 25-30 м. Она возрастает в западном и южном направлениях до 40-45 м на Потанайской, Талинской, Ем-Еговской, Южно-Талинской площадях.

Нижнетутлеймская подсвита является возрастным аналогом баженовской свиты и характеризуется повышенным содержанием органического углерода и значительной остаточной нефтенасыщенностью (битуминозностью). В связи с этим на диаграммах электрического каротажа для нижнетутлеймской подсвиты характерны высокие значения кажущегося сопротивления – до 250 Ом/м

и выше. Кривые КС сильно дифференцированы, запись двух-, трехмасштабная.

Верхнетутлеймская подсвита (бериас-ранневаланжинского возраста) сложена черными, до темно-серых, с коричневатым оттенком, битуминозными аргиллитами, с плоским изломом, с листовато-чешуйчатой поверхностью, плитчатыми, до листоватых, тонкоотмученными с прослоями слабо битуминозных разностей с незначительной слюдистостью [1]. Значения кажущегося сопротивления в этой толще фоновые. Ее мощность на исследуемой территории в целом выдержана и составляет 10-12 м. Она увеличивается до 16-18 м на Галяновской площади в зоне фациального перехода верхнетутлеймской подсвиты в подачимовскую глинистую пачку.

Граница тутлеймской свиты с перекрывающими и подстилающими отложениями уверенно проводится по падению радиоактивности отложений, смене спокойного характера записи кривой кавернометрии на сильно изрезанный

и уменьшению значений кажущегося сопротивления до 8-11 Ом/м.

Мулымьинская свита ранневожско-раннеготеривского возраста распространена на западе Казым-Кондинского фациального района и имеет двучленное строение [1]. Нижнемулымьинская подсвита (ранне-поздневожского возраста) представлена темно-серыми аргиллитами, прослоями до черных битуминозных общей мощностью до 50 метров.

На южном склоне Шаимского мегавыступа в нижней подсвите мулымьинской свиты выделяется трехзерная толща, которая на этой территории имеет сокращенную мощность и сложена конгломератами, гравелитами, песчаниками, в верхней части глинистыми алевролитами (рис. 1) [3]. Трехзерная толща вскрыта единичными скважинами на Мортымьинской, Семивидовской, Тетеревской, Толумской и Трехзерной площадях. Ее мощность не превышает первых метров. Наибольшие толщины зафиксированы на севере Мортымьинской площади и составляют 8-12 м. Нижележащая абалакская свита в этом районе практически отсутствует в разрезе, а мулымьинская свита часто залегает прямо на выступах фундамента.

Верхнемулымьинская подсвита (берриас-раннеготеривского возраста) по литологическому составу в целом аналогична нижней подсвите. В ее верхней части появляются серые аргиллитоподобные глины, которые чередуются с вышеописанными аргиллитами [2, 3]. Мощность верхнемулымьинской подсвиты составляет в среднем 55 м.

Мулымьинская свита на диаграммах каротажа кажущегося сопротивления характеризуется невысокими значениями КС – в среднем 3-6 Ом/м. Характер записи кривой КС слабо дифференцированный. Редкие пики до 20 Ом/м отвечают битуминозным прослоям в глинах и аргиллитах. В западном направлении их количество сокращается. В основании нижнемулымьинской подсвиты встречаются конкреции фосфоритов, единичные зерна глауконита [2, 3], что отмечается резкими пиками на кривой индукционного каротажа. Радиоактивность свиты ниже, чем тутлеймской, максимальные пики по ГК не превышают 25-35 мкР/час. Граница с перекрывающей улансынкой и подстилающей абалакской свитами проводится по уменьшению радиоактивности пород, а также по изменениям значений индукционного каротажа и кавернометрии.

На Западно-Ловинской, Яхлинской, Вонь-Еганской, Западно-Вандмторской, Картопьянской, Мало-Тапской, на большей части Потанайской и Онтохской площадей выделяется переходный тип разреза от мулымьинской к более битуминозной и менее мощной к тутлеймской свите (рис. 1). Его мощность составляет 50-60 м. Одновременно увеличивается общая битуминозных разреза. Это сопровождается более высокими значениями кажущегося сопротивления: запись становится двухмасштабной, значения достигают 70 Ом/м. Незначительно повышается радиоактивность этих отложений – пики максимальных значений ГК достигают 50 мкР/час и более.

На схеме фациального районирования келловоя и верхней юры Западной Сибири отсутствует граница между областями распространения этих отложений [2]. На основе выполненного исследования предлагается принять в

качестве нее западную границу распространения тутлеймской свиты на схеме автора (рис. 1). Таким образом, она будет проходить субмеридионально между Яхлинской, Потанайской площадями с одной стороны и Ем-Еговской, Коралловой с другой, а также через центральную часть Онтохской площади.

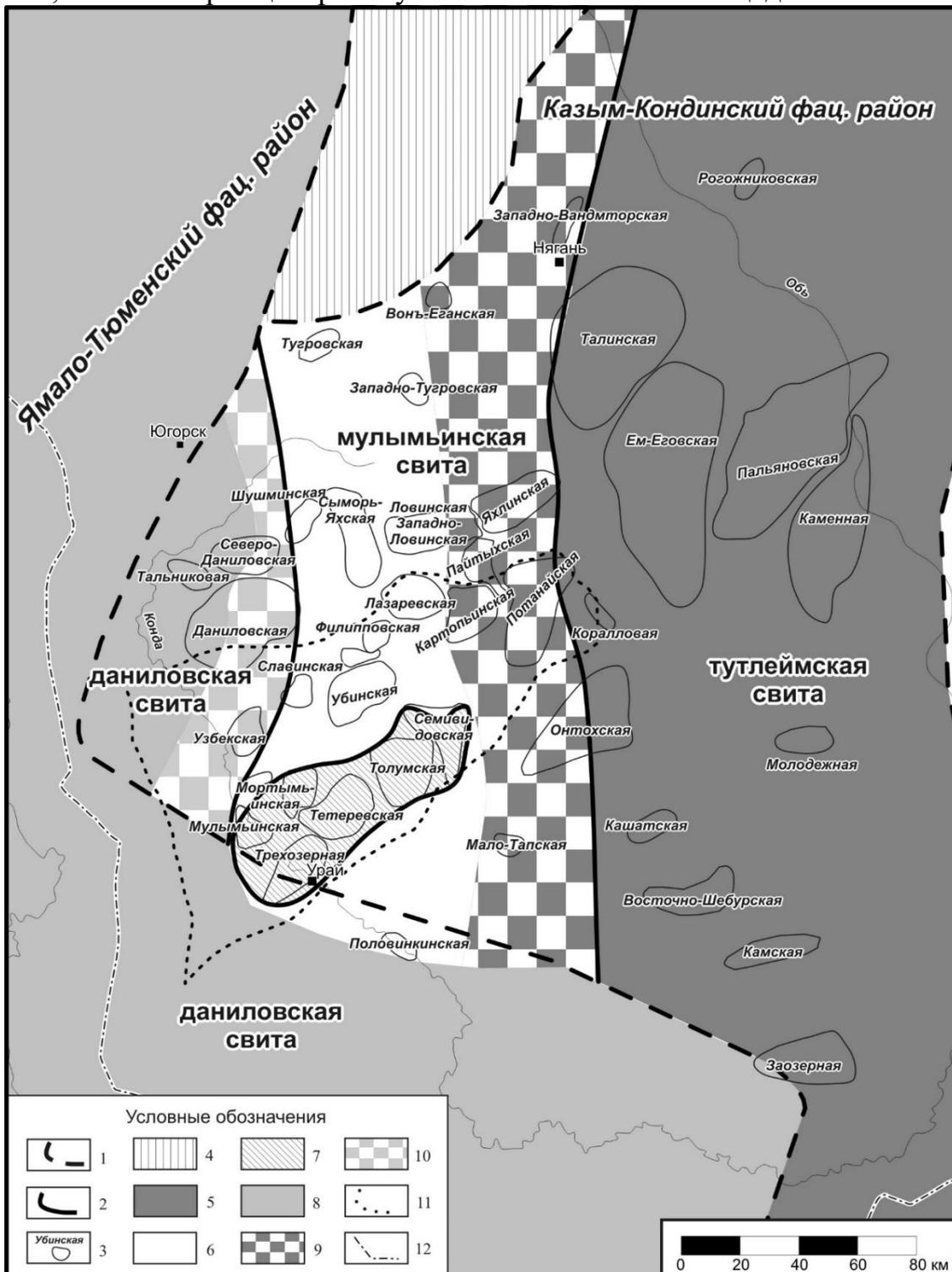


Рис. 1. Схема распространения тутлеймской, мулымьинской и даниловской свит в западной части Западно-Сибирского осадочного бассейна

1 – границы фациальных районов [2]; 2 – границы распространения тутлеймской, мулымьинской и даниловской свит; 3 – контуры разбуренных площадей; 4 – зона отсутствия келловей-верхнеюрских отложений [2]; 5 – область распространения тутлеймской свиты; 6 – область распространения мулымьинской свиты; 7 – область распространения вогулкинской толщи;

8 – область распространения даниловской свиты; 9 – зона фациального перехода тутлеймской свиты в мулымьинскую; 10 – зона фациального перехода мулымьинской свиты в даниловскую; 11 – контур Шаимского мегавыступа; 12 – административные границы

Область фациального перехода мулымьинской свиты в верхнеданиловскую подсвиту протягивается субмеридионально и захватывает восточные части Даниловской и Северо-Даниловской площадей. Верхнеданиловская подсвита представлена аргиллитоподобными глинами, прослоями битуминозными, с карбонатными конкрециями [2]. Ее мощность колеблется от 100 до 120 м. Кривые кажущегося сопротивления слабо дифференцированы, средние значения не превышают 3-5 Ом/м; пики до 10-12 Ом/м соответствуют редким битуминозным прослоям в разрезе. Радиоактивность пород составляет 20-25 мкР/час.

Западнее в верхнеданиловской подсвите исчезают битумонасыщенные прослои, поэтому кривая КС становится безамплитудной. Радиоактивность пород снижается до фоновой (10-12 мкР/час) на Тальниковой, Пойтурской, Золотой, Усть-Иусской площадях, в западных скважинах Даниловской и Северо-Даниловской площадей (рис. 1). Можно полагать, что именно здесь начинается область распространения собственно даниловской свиты. В связи с этим границу между Ямало-Тюменским и Казым-Кондинским структурно-фациальными районами необходимо проводить восточнее (рис. 1) [2].

В результате выполненного исследования уточнены области распространения тутлеймской, мулымьинской свит и верхнеданиловской подсвиты и выделены зоны фациального перехода между ними. В связи с этим на схему структурно-фациального районирования для келловей и верхней юры предлагается добавить границу между зонами распространения тутлеймской и мулымьинской свит. Основываясь на полученных данных, можно утверждать, что даниловская свита распространена восточнее, чем считалось ранее. Поэтому следует пересмотреть и изменить положение границы между Ямало-Тюменским и Казым-Кондинским фациальными районами.

В битуминозных прослоях баженовского горизонта может содержаться нефть. На основе проведенного анализа данных ГИС представляется, что нижнетутлеймская подсвита более нефтенасыщена, чем нижнемулымьинская. Высокая перспективность этих отложений подтверждается последними результатами литологических и геохимических исследований. Таким образом, обоснованная в настоящей работе граница между областями распространения тутлеймской и мулымьинской свит может разделять и разные по перспективам нефтеносности земли.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Брадучан Ю. В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). - Новосибирск: Наука, 1986. - 216 с.

2. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. - 114 с. (прил. 3 на 31 листе).

3. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / под ред. А.Э. Конторовича. - Новосибирск: СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. - 480 с.

© М. А. Фомин, 2016

УДК 552.578.2:551.763.3 (571)

ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ СЕВЕРО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Елена Анатольевна Фурсенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)330-26-76, e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru

Анализ распределения углеводородного состава нефтей (n-алканы, ациклические изопренаны, стераны, терпаны), отобранных из мезозойских залежей на севере Пур-Таз-Енисейского междуречья и на западе Енисей-Хатангского прогиба, свидетельствует об их преимущественно аквагенном источнике. Исключением являются юрские нефти и единичные нижнемеловые пробы, в составе которых установлены признаки унаследованности от террагенного РОВ. Нефтематеринское РОВ накапливалось в субокислительных условиях и достигло главной зоны нефтеобразования. Нефти из неглубоких K_{1a-al}-K_{2c} залежей подверглись биодеградации разной степени вплоть до умеренной.

Ключевые слова: геохимия, нефть, конденсат, углеводороды-биомаркеры, Западная Сибирь.

GEOCHEMISTRY OF PETROLEUM FROM THE NORTHEAST OF WEST SIBERIA

Elena A. Fursenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Petroleum Geochemistry, tel. (383)330-26-76, e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru

Analysis of the distribution of hydrocarbon composition of crude oils (n-alkanes, acyclic izoprenoids, steranes, terpanes) sampled from Mesozoic deposits in the north of the Pur-Taz-Yenisei interfluvial area and in the west of the Yenisei-Khatanga Trough indicates to their predominantly aquagenic source. The exception is Jurassic oils and single samples of Lower Cretaceous oils, which composition includes established characteristics inherited from the terrigenous dispersed OM. Dispersed OM of source rocks accumulated under suboxidizing conditions and reached the «oil window» zone. Oils from the K_{1a-al}-K_{2c} shallow deposits biodegraded to varying, up to moderate, degree.

Key words: geochemistry, crude oil, condensate, hydrocarbons-biomarkers, West Siberia.

На севере Пур-Таз-Енисейского междуречья и на западе Енисей-Хатангского прогиба к настоящему времени открыто значительное количество нефтегазоносных объектов, в том числе уникальные нефтяные месторождения Ванкорского района, ведется интенсивное геолого-геофизическое изучение этих территорий. Однако опубликованной информации по геохимии рассеянного органического вещества (РОВ) нефтематеринских толщ и генерируемых ими углеводородных флюидов очень немного [1-5], поэтому исследование особенностей их генезиса и дальнейших геохимических преобразований остается актуальным.

На рис. представлен район исследования и местоположение отбора проб. Углеводородные залежи в районе исследования открыты главным образом в меловых резервуарах и значительно меньшее их количество – в юрских. Такая диспропорция может быть обусловлена не только объективными причинами, но и меньшей разбуренностью и, как следствие, низкой изученностью нефтегазоносности юрских отложений.

Исследованная коллекция включает 71 нефть и 1 конденсат (табл.), отобранных со значительного диапазона глубин: от менее 900 м на Русском и Восточно-Мессояхском месторождениях (K_{2c} , пласты группы ПК) до глубин 3500 м и более на Пайяхском (K_{1v} , J_3), Тазовском (K_{1v}), Мессояхском (K_{1v}), Среднемессояхском (K_{1v}) и Мангазейском (J_3) месторождениях, на Туколандо-Вадинской (K_{1v} , J_{2b}) и Среднеяровской (K_{1v}) площадях.

Таблица 1

Представительность исследованной коллекции

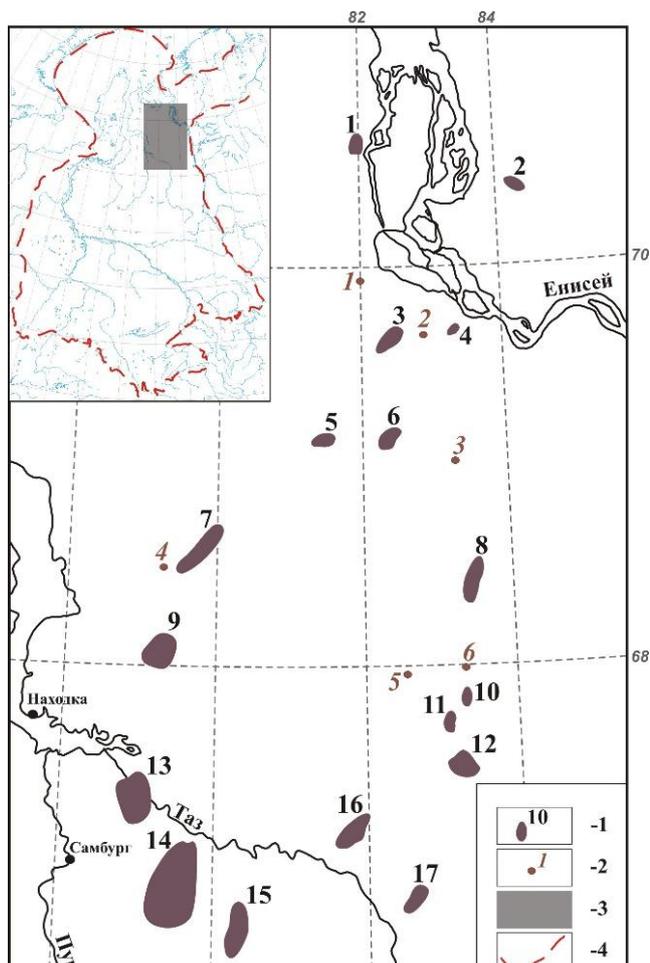


Рис. 1. Расположение месторождений (1) и площадей (2), на которых отобраны исследованные нефти и конденсат. Врезка: 3 – район исследования, 4 – граница Западно-Сибирского НГБ

№ на карте (рис. 1)	Месторождение, площадь	Количество исследованных проб			
		K _{1a-2c}	K _{1b-v}	J ₃	J ₁₋₂
10	Ванкорское	7	13		
7	Восточно-Мессояхское	4	3		1
3	Горчинская		1		
1	Дерябинское		1		
14	Заполярное		2		
4	Казанцевское		2		
11	Лодочное	2			
17	Мангазейское			1	
6	Мессояхское		1		
2	Пайяхское		3	1	
3	Пеляткинское		1		
15	Русское	2			
16	Русско-Реченское		1	1	
6	Северо-Ванкорская		1		
4	Среднемессояхская		1		
1	Среднеярковская		1		
8	Сузунское		3		
12	Тагульское	10			
13	Тазовское	1	1	1	
5	Туколандо-Вадинская		1		1*
2	Турковская		2		
9	Южно-Мессояхское		1		
5	Южно-Соленинское		1		1

*проба конденсата

В неглубоких апт-альб-сеноманских залежах (Ванкорский район, Восточно-Мессояхское, Русское и Тазовское месторождения) аккумулярованы очень тяжелые нефти (916 кг/м^3 , в среднем при разбросе $866-988 \text{ кг/м}^3$). Плотности нефтей из нижележащих меловых (берриас-валанжин) и юрских отложений значительно меньше (850 кг/м^3 , в среднем при разбросе $808-886 \text{ кг/м}^3$). В тяжелых нефтях ниже концентрации углеводородов (в среднем 85 % мас. на нефть) и выше содержания смол и асфальтенов (в среднем 14 и 1,36 % мас. на нефть соответственно) по сравнению с пробами меньшей плотности (в среднем 93, 7 и 0,3 % мас. на нефть соответственно). Содержание серы в большинстве исследованных проб не превышает 0,5 %, что указывает на субокислительные условия при накоплении нефтематеринского ОВ и незначительные количества сульфат-ионов – основного источника серы в ископаемом ОВ [6] – в придонных водах бассейна осадконакопления. Следует отметить, что в целом более обогащены серой нефти Ванкорского месторождения, а наименьшие ее концентрации (<0,1 %) характерны для нефтей из юрских залежей. Содержания твердых парафинов в исследованных пробах невысоки (<< 10 %), за исключением одной турковской нефти (11 %).

Значения $\delta^{13}\text{C}$ исследованных проб имеют широкий разброс. Однако значения более -29 ‰ (признак террагенного генезиса нефтематеринского РОВ) единичны, это характерно для конденсата Туколандо-Вадинской площади (J_{2b}, – 25 ‰), нефтей Восточно-Мессояхского (J_{1p}, – 26 ‰; K_{2c}, – 27 ‰) и Ванкорского (K_{1a}, – 28 ‰) месторождений и Горчинской площади (K_{1v}, – 28 ‰).

По результатам газожидкостной хроматографии насыщенных фракций в исследованной коллекции выделилась группа нефтей, на хроматограммах которых наблюдается очень высокий «нафтенный горб», в них отсутствуют *n*-алканы и ациклические изопренаны или их концентрации очень низки, причем отношение *n*-алканы/ ациклические изопренаны значительно ниже (< 2) по сравнению с типовыми нефтями, в которых оно обычно $\gg 2$. Такое распределение алканов указывает на разную степень микробного окисления этой группы проб [6], в которую попали все тяжелые, обогащенные смолисто-асфальтовыми компонентами нефти из K_{1a-al} - K_{2c} залежей. Согласно информации, полученной методом хроматомасспектрометрии, биодеградация практически не сказалась на распределении стеранов и терпанов.

Геохимические показатели исследованных нефтей показывают, что они образовались из РОВ разных генетических типов. О преимущественно аквагенном источнике основной массы исследованных нефтей указывают низкие значения отношений $n-C_{27}/n-C_{17}$ ($< 0,5$), TAR $((n-C_{27} + n-C_{29} + n-C_{31}) / (n-C_{15} + n-C_{17} + n-C_{19}) < 0,5)$, стераны $C_{29}/$ стераны $C_{27} \approx 1$, I_{tc} (трициклановый индекс $(2*(C_{19} + C_{20}) / (C_{23} + C_{24} + C_{25} + C_{26}) < 1)$). Исключением являются единичные пробы из J_{1-3} залежей (Восточно-Мессояхское, Мангазейское и Соленинское месторождения, Туколандо-Вадинская площадь) и из K_1 отложений (Казанцевское, Южно-Соленинское и Сузунское месторождения, Турковская и Горчинская площади). Высокие значения отношений пристан/фитан ($> 1,5$), диастераны/регулярные стераны ($> 0,5$), диагопан/гопан C_{30} ($> 0,5$) и низкое – гомогопаны C_{35}/C_{34} ($\ll 1$) свидетельствуют об субокислительных условиях накопления нефтематеринского РОВ. Сравнительный анализ полученных генетических показателей позволяет подтвердить высказанные ранее заключения о нескольких источниках для нефтей Ванкорского района [2], а также для залежей Мессояхской группы, Туколандо-Вадинской площади, Казанцевского, Пеляткинского и Пайяхского месторождений.

Показатели зрелости исследованных нефтей изменяются в узком диапазоне (коэффициенты нечетности CPI и OEP ≈ 1 ; разбросы: стераны $C_{29} \beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha 20R - 2,4-5,8$; стераны $C_{29} 20S/20R - 0,6-1,1$; гомогопаны $C_{31} 22S/22R - 1,1-1,6$; гомогопаны $C_{31} 22S/22R - 1,2-2,5$) и указывают на уровень катагенетической преобразованности нефтематеринского РОВ, соответствующий главной зоне нефтеобразования.

Согласно опубликованной информации по распределению и геохимии РОВ, основными источниками для нефтяных скоплений в районе исследования являются обогащенные РОВ глинистые прослои в составе верхнеюрских яновстанской и гольчихинской, и нижнемеловой нижнехетской свит, достигшие главной зоны нефтеобразования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Кринин В.А., Ошмарин Р.А. Природа нефтей района Ванкорского месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 3. - С. 12-17.
2. Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Нечитайло Г.С., Назарова Е.С., Мялкина Ю.А. Геохимия и генезис нефтей Ванкорского месторождения // Геология и геофизика. - 2009. - № 5. - С. 28-35
3. Ким Н.С., Родченко А.П. Гопановые углеводороды в битумоидах мезозойских отложений западной части Енисей-Хатанского регионального прогиба // Геология и геофизика. - 2016. - Т. 57 (в печати).
4. Ким Н.С., Родченко А.П. Органическая геохимия и нефтегенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатанского регионального прогиба // Геология и геофизика. - 2013. - Т. 54. - № 8. - С. 1236-1252.
5. Филипцов Ю.А., Давыдова И.В., Болдушевская Л.Н., Данилова В.П., Костырева Е.А., Фомин А.Н. Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводород-биомаркеров и катагенеза органического вещества // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2006. - № 5-6. - С. 52-57
6. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide/ Second Edition. Volume II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History, Cambridge University Press, 2005 - 1155 p.

© Е. А. Фурсенко, 2016

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ АПТ-АЛЬБ-СЕНОМАНА ГЫДАНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Мария Николаевна Шапорина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник, тел. (383)306-63-71, e-mail: ShaporinaMN@ipgg.sbras.ru

На основе изучения керн скважин и комплекта структурных, палеоструктурных и карт толщин показано геологическое строение региональных резервуаров апт-альб-сеномана Гыданской НГО.

Ключевые слова: Гыданская НГО, апт-альб-сеноманские региональные резервуары, палеоструктурная карта, литология.

GEOLOGICAL STRUCTURE OF APTIAN-ALBIAN-CENOMANIAN REGIONAL RESERVOIR OF THE GIDAN OIL-AND-GAS-BEARING AREA

Maria N. Shaporina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Research Scientist, tel. (383)306-63-71, e-mail: ShaporinaMN@ipgg.sbras.ru

Based on the study of borehole cores and on the study of a set of structural, paleostructure maps and maps of the thicknesses demonstrated the geological feature of the regional reservoirs of the Aptian-Albian-Cenomanian of the Gydan oil-and-gas-bearing area.

Key words: Gidan oil-and-gas-bearing area, Aptian-Albian-Cenomanian regional reservoirs, paleostructure map, lithology.

В арктических районах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна главные ресурсы углеводородов открыты в проницаемом комплексе апт-альб-сеномана [1-3]. Этот проницаемый комплекс перекрыт сложно построенным верхний мел-палеогеновым мегарегиональным флюидоупором, представленным глинистыми отложениями турон-маастрихта и палеоцен-олигоцена, которые сформировались, главным образом, в морских обстановках.

В составе апт-альб-сеноманского проницаемого комплекса в Гыданской нефтегазоносной области (НГО) выделяются два региональных резервуара – средне-верхнеаптский и альб-сеноманский. Проницаемая часть средне-верхнеаптского регионального резервуара представлена осадками верхней части танопчинской свиты (средний-верхний апт), которые подстилают глинистые осадки нейтинской пачки (нижний апт). Проницаемая часть альб-сеноманского регионального резервуара представлена песчаными пластами марресалинской свиты, отделенными от нижележащего резервуара глинистой толщей нижнего и среднего альба яронгской свиты. В южном направлении этот флюидоупор

теряет свои экранирующие свойства из-за существенного увеличения количества песчано-алевритового материала в его стратиграфическом аналоге – среднепокурской подсвете. Как известно, в Надым-Пур-Газовском междуречье отложения апт-альб-сеномана представляют собой единый проницаемый мегакомплекс с продуктивными пластами ПК₁₋₂₄, которые выделяются в разрезе покурской свиты [1, 4, 5].

В настоящей работе для Гыданской НГО были уточнены структурные карты по кровле марресалинской свиты (кровля сеномана), по кровле нейтинской пачки (средний апт); построены структурные карты по кровле танопчинской свиты (верхний апт) и по кровле яронгской свиты (средний альб); палеоструктурная карта по подошве апт-альб-сеноманского проницаемого комплекса на конец сеноманского времени (рис. 1); карты толщин марресалинской и верхней части танопчинской свит.

Северо-западная часть Гыданской НГО на время формирования отложений среднего апта (рис. 1) представляла собой моноклираль с уклоном на северо-запад, рельеф которой был осложнен рядом положительных структур III и IV порядка – Утреннее и Гыданское куполовидные поднятия на севере НГО, Геофизическое куполовидное поднятие, Солетское и Быстринское локальные поднятия в центральной части изучаемой территории, Минховское куполовидное поднятие, Трехбугорное, Тота-Яхинское и Приречное локальные поднятия на юге. В рельефе Мессояхской гемигряды в южной части Гыданской НГО выделяется Адер-Паютинский вал субширотного простирания.

Анализ карт толщин марресалинской и верхней части танопчинской свиты, а также карты толщин апт-альб-сеноманского проницаемого комплекса в целом показал, что интенсивное осадконакопление происходило на северо-западе Гыданской НГО (до 1500 м за период накопления осадков всего проницаемого комплекса). За это же время в южных районах Гыданской НГО накопилось меньшее количество осадков (около 800 м).

Геологическое строение средне-верхнеаптского и альб-сеноманского проницаемых комплексов и флюидоупора яронгской свиты.

Проницаемый комплекс средне-верхнеаптского регионального резервуара представлен отложениями верхней части танопчинской свиты (пласты ТП₁₋₁₃), которая подстилается регионально выдержанными глинами нейтинской пачки.

Кровля танопчинской свиты залегает на глубинах от -1300 до -2020 м. Толщина изменяется от 200 до 620 м. Суммарная мощность песчаников – 90-300 м. Продуктивные пласты имеют хорошие коллекторские свойства – открытая пористость изменяется от 18.9 до 30 % (средняя – 22 %); проницаемость многие десятки – первые сотни 10^{-3} мкм².

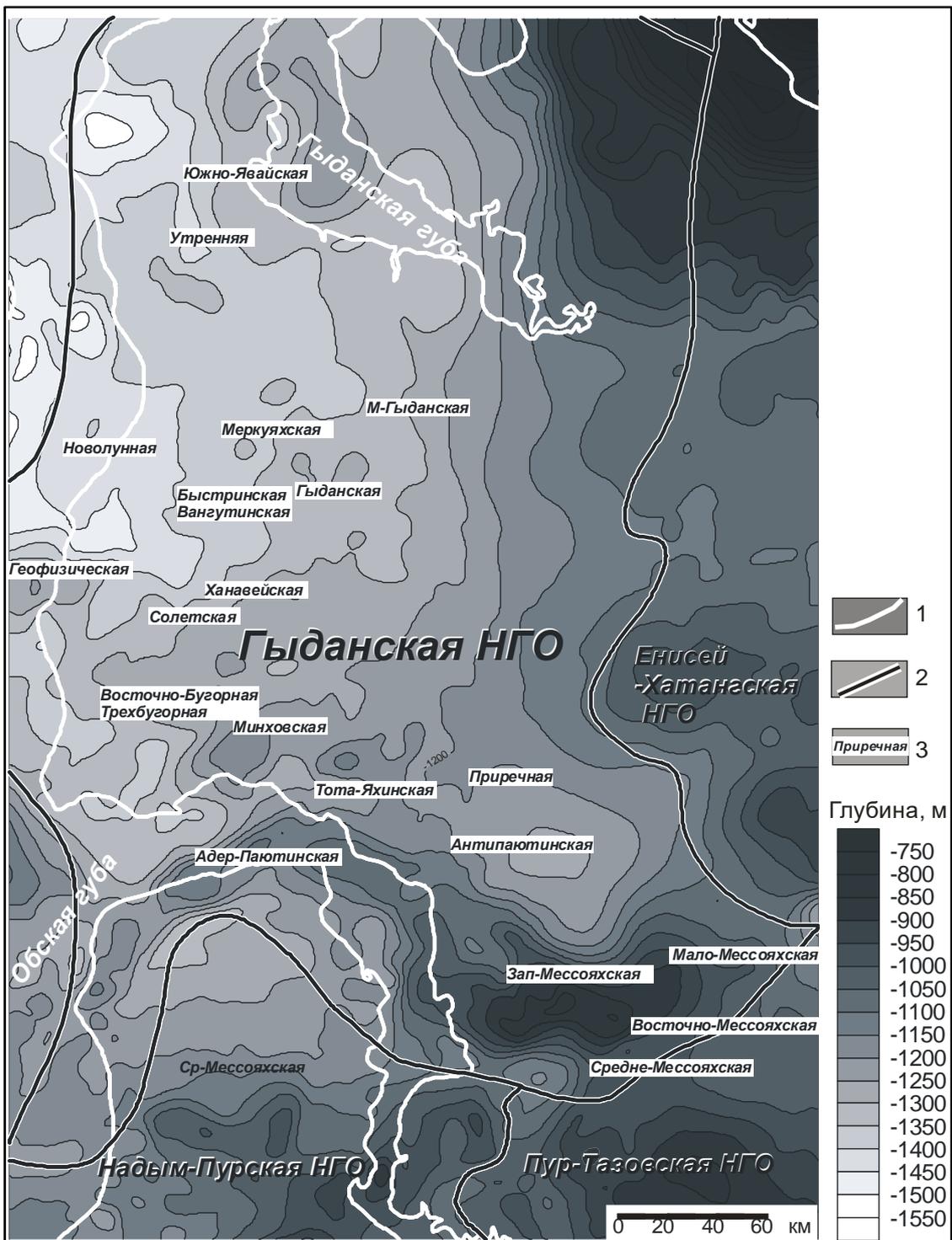


Рис. 1. Палеоструктурная карта по подошве апт-альб-сеноманского проницаемого комплекса на конец сеноманского времени (1 – береговая линия, 2 – границы НГО, 3 – названия площадей)

Разрез верхней части танопчинской свиты представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с прослойками растительного детрита, обугленных растительных остатков, включениями сидерита. Песчаники светлосерые мелко-, реже среднезернистые с глинистым, известково-глинистым,

карбонатным цементом. Аргиллиты серые до черных, плотные, часто углистые или с включениями обугленных остатков растений, окаменевшими растительными остатками. Характерны прослой угля, углистого детрита. Встречаются прослой глин. Согласно описанию керна, осадки верхней части таношчинской свиты севера Гыданской НГО формировались большей частью в переходных условиях от континентальных к морским. На большей части исследуемой территории отмечаются косвенные признаки переходных фаций (особенности текстур, распределения органических остатков, закономерности изменения состава горных пород) – прибрежно-континентальные и прибрежно-морские фаций дельт, эстуариев.

В центральной и южной частях территории отмечаются признаки континентальных русловых фаций: каолинизация глинистого цемента песчаников на Геофизической площади; характерны включения обугленных растительных остатков, прожилки и прослой растительного детрита в песчаниках. Для алевролитов характерна косоволнистая, линзовидно-прерывистая слоистость, включения окаменевших растительных остатков.

Флюидоупор нижнего и среднего альба представлен глинистыми отложениями яронгской свиты.

Кровля яронгской свиты залегает на глубинах -1130-1800 м. Толщина – 150-400 м. В кровле и подошве свиты залегают преимущественно темно-серые, плитчатые аргиллиты и глины с включениями растительных остатков, раковин, часто с тонкими прослоями песчаников и углей. Песчаные пласты яронгской свиты (ХМ₆₋₁₀) толщиной до 40-50 метров расположены в средней и верхней части свиты. Открытая пористость песчаников группы ХМ составляет в среднем 23 %. Песчаники представлены темно-серыми, мелкозернистыми, плотными разностями с исключительно глинистым цементом с включениями углистого материала и прослоями углистого детрита. Характерной особенностью разреза яронгской свиты является большое количество угольных прослоев, отмечаемых как при описании керна, так и при интерпретации каротажных диаграмм. Можно предположить, что осадки яронгской свиты на изучаемой территории формировались в обстановке лагун и закрытых водоемов, имеющих слабый водообмен, склонных к заболачиванию.

Выше залегающий проницаемый комплекс альб-сеноманского регионального резервуара представлен марресалинской свитой.

Кровля марресалинской свиты залегает на глубинах -680 -1250м. Толщина отложений – от 350 до 640 м. Суммарная толщина песчаников – от 250 до 420 м. Продуктивные пласты имеют хорошие коллекторские свойства – открытая пористость изменяется от 26 до 33 % (средняя – 30 %), проницаемость – от многих сотен $\times 10^{-3}$ мкм² до 1-2 мкм² в рыхлых разностях.

Согласно описаниям керна, марресалинская свита представлена серыми мелко- и тонкозернистыми песчаниками с глинистым цементом с редкими прослоями углистого материала, углисто-слиудистыми присыпками, с глауконитом, включениями обугленных растительных остатков, с остатками

морской фауны (обломками раковин и моллюсков), с единичными зернами янтаря и пирита. Песчаники марресалинской свиты юго-восточной части Гыданской НГО нефтенасыщены, характеризуются светло-желтой, коричневатой окраской и карбонатным цементом. Глины марресалинской свиты серые, слюдстые, алевритистые, с включениями обугленных растительных остатков, с углистым материалом в виде мелких включений. Часто встречаются включения пирита. Для глин также характерны следы илоедов, остатки морской фауны.

Таким образом, большая часть проницаемого комплекса альб-сеноманского резервуара изучаемой территории формировалась в прибрежно-морских обстановках. По керну скважин, вскрывших отложения Восточно-Мессояхского локального поднятия, были выделены признаки континентальных обстановок осадконакопления в верхней части разреза марресалинской свиты.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. - М.: Недра, 1975. - 680 с.
2. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А. А. Трофимук и др. - Новосибирск: ОИГГиМ СО РАН, 1994. - 201 с.
3. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. - 261 с.
4. Решения 6-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойским отложениям Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. - С. 114.
5. Шапорина М.Н., Казаненков В.А. Геологическое строение региональных резервуаров апт-альб-сеномана северных и арктических областей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и особенности распространения в них залежей УВ // VII Всероссийское совещание с международным участием «Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии». - Владивосток: ДВФУ, 2014. - С. 328-331.

© М. Н. Шапорина, 2016

ГЕОХИМИЯ БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ КОНДЕНСАТОВ ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ

Наталья Павловна Шевченко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)330-26-76, e-mail: ShevchenkoNP@ipgg.sbras.ru

Елена Анатольевна Фурсенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)330-26-76, e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru

Владимир Аркадьевич Каширцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, чл.-корр. РАН, главный научный сотрудник, тел. (383)335-64-23, e-mail: KashircevVA@ipgg.sbras.ru

Евгений Валерьевич Карташов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий инженер лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)330-26-76, e-mail: KartashovEV@ipgg.nsc.ru

Информация по составу низкомолекулярных УВ, идентифицированных в конденсатах из J_2 и K_{1-2} залежей Южно-Тамбейского и Малоямальского месторождений, показывает на их генетическую связь с гумусовым нефтематеринским ОВ. Особенности состава проб из альб-сеноманских залежей (отсутствие n -алканов C_{4-9} , очень низкие концентрации изоалканов C_{5-9}) свидетельствует об их биодеградации. Высокие концентрации легких цикланов позволяют рассматривать исследованные конденсаты как перспективное сырье для производства высокооктановых бензинов.

Ключевые слова: геохимия, конденсат, низкомолекулярные углеводороды C_4 - C_9 , бензиновая фракция, Западная Сибирь.

GEOCHEMISTRY OF THE GASOLINE FRACTIONS OF CONDENSATES FROM THE YAMAL PENINSULA

Natalia P. Shevchenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Engineer of the Laboratory of Petroleum Geochemistry, tel. (383)330-26-76, e-mail: ShevchenkoNP@ipgg.sbras.ru

Elena A. Fursenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Petroleum Geochemistry, tel. (383)330-26-76, e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru

Vladimir A. Kashirtsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Doctor of Science, Corresponding Member of RAS, tel. (383)335-64-23, e-mail: KashircevVA@ipgg.sbras.ru

Evgenii V. Kartashov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Engineer of the Laboratory of Petroleum Geochemistry, tel. (383)330-26-26, e-mail: KartashovEV@ipgg.nsc.ru

The provided information on the composition of light hydrocarbons identified in the condensates from the deposits of J₂ and K₁₋₂ horizons in the South Tambeyskoye and Maloyamalskoye fields indicates to their genetic relationship with the terrigene OM. The specific composition of condensate samples from Albian-Cenomanian deposits (the absence of C₄₋₉ n-alkanes, very low concentrations of C₅₋₉ isoalkanes) bears the evidence that the condensates were subjected to biodegradation. The elevated concentrations of light cyclanes allow us to consider the condensates as a prospective raw material for production of high-octane gasoline.

Key words: geochemistry, condensate, low-boiling hydrocarbons, gasoline fraction, West Siberia.

В мезозойских резервуарах арктических районов Западной Сибири аккумулированы значительные ресурсы газоконденсатов. Генетическая типизация конденсатов является важной задачей в комплексе работ при оценке перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов и в том числе при прогнозе фазового и компонентного состава углеводородных (УВ) флюидов.

Объектами исследования являются конденсаты из юрских (батский резервуар – 6 проб) и меловых (баррем-нижнеаптский резервуар – 1 проба, аптский резервуар – 1 проба, альб-сеноманский резервуар – 1 проба) залежей Малоямальского и Южно-Тамбейского месторождений, расположенных на п-ве Ямал. Отнесение залежей, из которых были отобраны исследованные конденсаты, к региональным резервуарам соответствует работе [2].

Конденсаты из батского и аптского резервуаров имеют типичные для конденсатов низкие плотности (< 750 кг/ м³). Эти пробы более чем на 80 % об. состоят из бензиновых фракций (т.к. < 200 °С). Значительно выше плотность южно-тамбейских проб из альб-сеноманского резервуара (пласты ХМ₂, > 815 кг/ м³) и из залежи в баррем-нижнеаптском резервуаре, ТП₁₉¹) (794 кг/ м³). В этих конденсатах закономерно меньше бензинов (< 60 % об.).

Исследованные пробы более чем на 99 % состоят из УВ, в них очень мало смол, а асфальтены отсутствуют. Согласно результатам инфракрасной спектроскопии и жидкостной хроматографии, легкие пробы отличаются высокими концентрациями аренов (> 15 %), а в тяжелых альб-сеноманских конденсатах аренов значительно меньше (< 5 %).

Для генетической типизации конденсатов использована информация по распределению в их составе низкомолекулярных УВ C₄-C₉, полученная методом ХМС-анализа нефракционированных проб на приборе, включающем

газовый хроматограф “Hewlett Packard 5890” с капиллярной кварцевой колонкой DB-1 (Agilent, длина – 60 м, внутренний диаметр – 0,25 мм, неподвижная фаза – 100 % диметилсилоксан, толщина – 0,25 мкм), высокоэффективный масс-селективный детектор Agilent MSD 5972A и компьютерную систему (ChemStation) регистрации и обработки информации. Параметры проведения анализа: скорость потока газа-носителя (гелий) – 1 мл/мин; температура инжектора – 290 °С; начало хроматографического разделения – 40 °С, последующий нагрев до 280 °С со скоростью 3 °С/ мин; метод ионизации – электронный удар при ионизирующем напряжении 70 eV, режим анализа – ТИС. Идентификация УВ проведена по временам удерживания и сравнением полученных масс-спектров со спектрами из библиотеки NIST-05, а также с опубликованными данными. Относительные содержания УВ рассчитаны по интенсивностям сигналов соответствующих пиков на масс-хроматограммах.

В составе УВ C₄-C₉ южно-тамбейских конденсатов из альб-сеноманских залежей не обнаружены н-алканы (рис. 1, В).

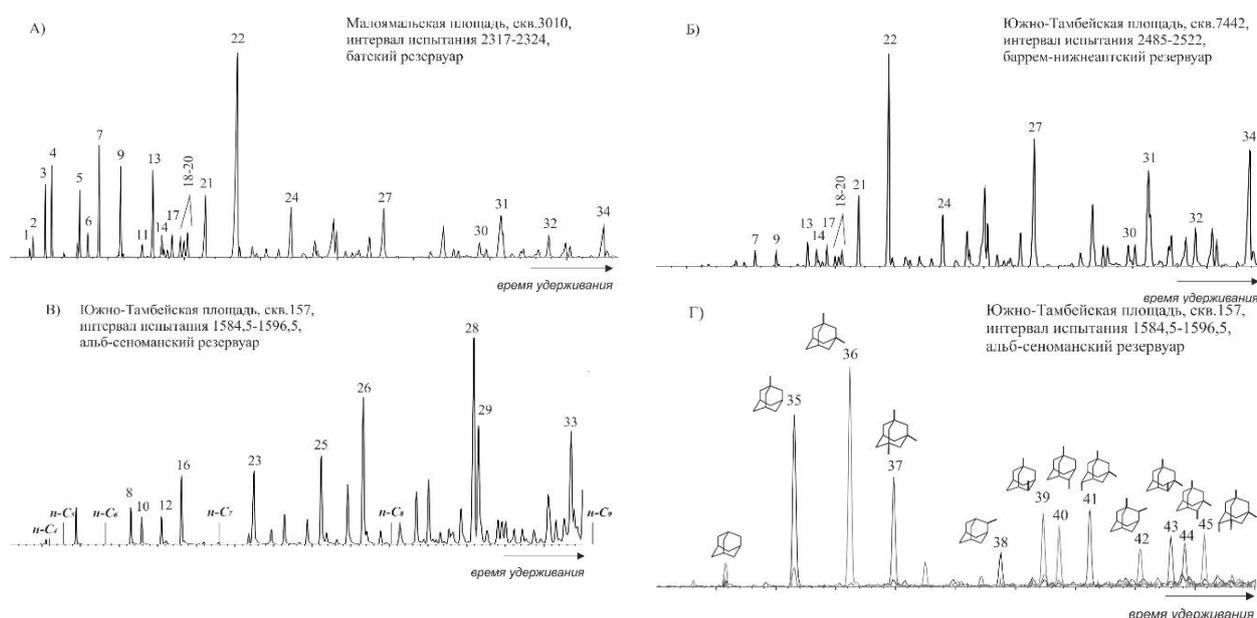


Рис. 1. Масс-хроматограммы (ТИС) исследованных конденсатов

(Цифрами обозначены идентифицированные УВ: 1-изоC₄; 2-н-C₄; 3- изоC₅; 4-н-C₅; 5-2мC₅; 6-3мC₅; 7- н-C₆; 8-2,2дмC₅; 9-мЦП; 10-2,4дмC₅; 11-бензол; 12-3,3дмC₅; 13-ЦГ; 14-2мC₆; 15-2,3дмC₅; 16-1,1дмЦП; 17-3мC₆; 18-1,3дмЦП(ц); 19-1,3дмЦП(т); 20-1,2дмЦП(т); 21-н-C₇; 22-мЦГ; 23-1,1,3тмЦП; 24-толуол; 25-1,1,2тмЦП; 26-1,1дмЦГ; 27-н-C₈; 28-1,1,3тмЦГ; 29-1,1,4тмЦГ; 30-этилбензол; 31-ксилол(п+м); 32-ксилол(о); 33-1,1,2-тмЦГ; 34-н-C₉; 35-1мАдамантан; 36-1,3дмАдамантан; 37-1,3,5тмАдамантан; 38-2мАдамантан; 39-1,4дмАдамантан(ц); 40-1,4дмАдамантан(т); 41-1,3,6тмАдамантан; 42-1,2дмАдамантан; 43-1,3,4тмАдамантан(ц); 44-1,3,4тмАдамантан(т); 45-1,3,5,6тетрамАдамантан)

ГЖХ-анализ насыщенной фракции показывает отсутствие в составе этих конденсатов не только н-алканов, но и ациклических изопренанов, что вместе

с низкими значениями температур в залежах ($\ll 70\text{ }^{\circ}\text{C}$) свидетельствует об их биодеградаци [4, 9].

Биодеградированные конденсаты содержат не более 10 % УВ $\text{C}_4\text{-C}_9$, представленные преимущественно цикланами (циклопентаны – 21,1-22,8 %; циклогексан – 70,9-75,5 % на конденсат), а изоалканов значительно меньше (4,6-6,2 %). В этих пробах идентифицированы специфичные мостиковые трицикланы – адамантан и его гомологи (до 1 % на конденсат; рис. 1, Г), которые селективно накапливаются в биодеградированных нефтях и в значительных концентрациях обнаружены в нефтяной нефти Русского месторождения [3].

Анализ группового состава УВ $\text{C}_4\text{-C}_9$ неизмененных конденсатов существенно различается. В меловых южно-тамбейских и юрских малоямальских конденсатах содержания алканов и цикланов близки (алканы/ цикланы – 0,76-1,15). В южно-тамбейском конденсате из батского резервуара самая высокая для исследованной коллекции концентрация алканов (50,6 % на конденсат), а цикланов значительно меньше (25,2 % на конденсат) (алканы/ цикланы – 2,0). При этом все юрские конденсаты близки по содержанию легких аренов ($\approx 10\%$ на конденсат), а в меловых южно-тамбейских пробах их значительно меньше (4,77 и 6,42 % на конденсат).

Соотношения между УВ C_7 (рис. 2) свидетельствуют об образовании юрских конденсатов и южно-тамбейских проб из апт-барремских залежей за счет преимущественно гумусового РОВ [7, 8], что согласуется с генетическими показателями, рассчитанными по составу УВ $\text{C}_5\text{-C}_8$ (\sum циклопентанов/ \sum циклогексанов – 0,19-0,52; этилбензол/ \sum ксилолов – 0,10-0,18; н-гептан/ метилциклогексан – 0,20-0,38) [1, 5, 9]. Общность генезиса этих конденсатов подтверждается распределением диметизамещенных пентанов и параметра толуол/н-гептан (рис. 3).

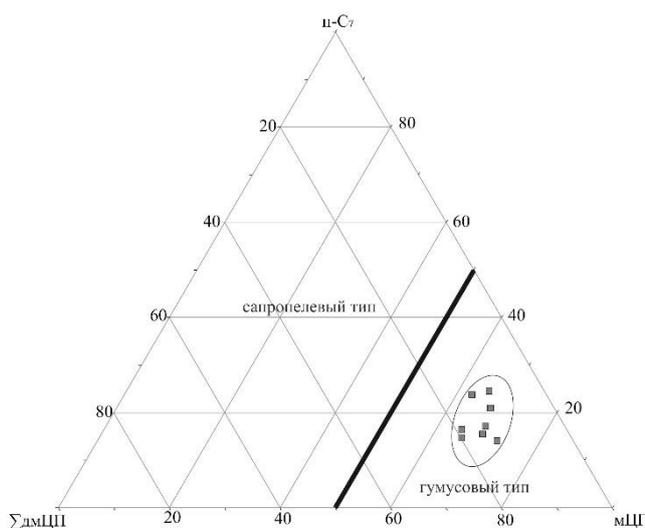


Рис. 2. Тригонограмма распределения

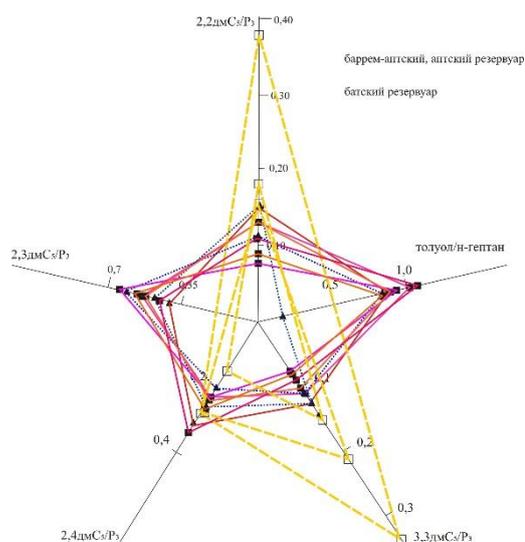


Рис. 3. Лепестковая диаграмма

УВ C₇ (генетическая типизация соответствует работам [7, 8])

распределения УВ C₇ (по [6])
(P₃ = 2,2дмC₅ + 2,3дмC₅ + 2,4дмC₅ +
+ 3,3дмC₅)

Отношение \sum циклопентанов/ \sum циклогексанов для биodeградированных конденсатов также невысоко (0,28-0,32), что позволяет предполагать их генетическую связь с недеградированными пробами. В биodeградированных конденсатах по сравнению с неизменными отмечается увеличение относительных концентраций гемзамещенных алканов (рис. 3).

При переработке газов после отбора газовой пропан-бутановой фракции получают смесь жидких легких УВ (ШФЛУ), которая по своему составу обычно соответствует бензиновой фракции конденсатов. Обычно полученные таким образом УВ, а также жидкие продукты прямогонных бензиновых фракций конденсатов не обладают удовлетворительной детонационной стойкостью, т. е. имеют низкое октановое число. Высокие концентрации легких цикланов значительно улучшают эту характеристику. Как было показано выше, в исследованных конденсатах концентрации цикланов достаточно высоки, значительно выше по сравнению с бензинами нефтей и конденсатами аквагенного генезиса (Широтное Приобье Западной Сибири) [1, 5]. Соответственно, исследованные конденсаты можно рассматривать как перспективное сырье для производства высокооктановых топлив. Следует отметить, что меловые конденсаты из-за низких концентраций легких аренов менее токсичны по сравнению с юрскими.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. - М.: Недра, 1987. - 181 с.
2. Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. - 2014. - № 1. - С. 27-49.
3. Каширцев, Нестеров И.И., Меленевский В.Н., Фурсенко Е.А., Казаков М.О., Лавренов А.В. Биомаркеры и адамантаны в нефтях из сеноманских отложений севера Западной Сибири // Геология и геофизика. - 2013. - Т. 54. - № 8. - С. 1227-1235.
4. Петров А.А. Углеводороды нефти. - М.: Наука, 1984. - 263 с.
5. Фурсенко Е.А. Геохимия низкомолекулярных углеводородов нефтей и конденсатов Надым-Тазовского междуречья и северных районов Широтного Приобья (Западная Сибирь). - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2014. - 146 с.
6. Halpern H.I. Development and applications of light-hydrocarbon-based star diagrams // AAPG Bulletin. - 1995. - Vol. 79. - P. 801-815.
7. Huang S., Wang Z., Lv Z., Gong D., Yu C., Wu W. Geochemical identification of marine and terrigenous condensates—A case study from the Sichuan Basin, SW China // Organic Geochemistry. - 2014. - Vol. 74. - P. 44-58.
8. Odden W., Patience R.L., van Graas G.W. Application of light hydrocarbons (C₄-C₁₃) to oil/ source rock correlations of source rocks and test fluids from offshore Mid-Norway // Organic Geochemistry. - 1998. - Vol. 28. - N 12. - P. 823-847.
9. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide/ Second Edition. Volume II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History, Cambridge University Press, 2005. - 1155 p.

УДК 56.017.2 (113.4) (268.52)

**ФАУНИСТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЮКТИНСКОЙ СВИТЫ
СРЕДНЕГО ДЕВОНА ПОЛУОСТРОВА ЮРЮНГ-ТУМУС
(БУХТА НОРДВИК, ПОБЕРЕЖЬЕ МОРЯ ЛАПТЕВЫХ)**

Татьяна Александровна Щербаненко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: ShcherbanenkoTA@ipgg.sbras.ru

Александр Юрьевич Язиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-11-26, e-mail: YazikovAY@ipgg.sbras.ru

Надежда Георгиевна Изох

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru

Евгений Сергеевич Соболев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя, e-mail: SobolevES@ipgg.sbras.ru

Николай Валерианович Сенников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, зав. лабораторией палеонтологии и стратиграфии палеозоя; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, профессор, тел. (383)330-88-47, e-mail: SennikovNV@ipgg.sbras.ru

На основе комплексного биостратиграфического анализа коллекции окаменелостей из выходов юктинской свиты сопки Соляной п-ова Юрюнг-Тумус делается вывод о позднеэффельско-раннеживетском возрасте юктинских известняков рассматриваемого района.

Ключевые слова: брахиоподы, конодонты, аммоноидеи, юктинская свита, средний девон, п-ов Юрюнг-Тумус.

FAUNAL CHARACTERISTICS OF THE MIDDLE DEVONIAN YUKTA FORMATION ON THE YURYUNG-TUMUS PENINSULA (NORDVIK BAY, COAST OF THE LAPTEV SEA)

Tat'yana A. Shcherbanenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Junior Research Scientist, Laboratory of the Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-24-31, e-mail: ShcherbanenkoTA@ipgg.sbras.ru

Aleksandr Yu. Yazikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Researcher of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-11-26, e-mail: YazikovAY@ipgg.sbras.ru

Nadezhda G. Izokh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru

Evgeny S. Sobolev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Mesozoic and Cenozoic Paleontology and Stratigraphy, e-mail: SobolevES@ipgg.sbras.ru

Nikolay V. Sennikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Doctor of Science, Head of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova Str. 2, Professor, tel. (383)330-88-47, e-mail: SennikovNV@ipgg.sbras.ru

Based on the complex biostratigraphic analysis of the fossils collection from the outcrops of the Yukta Formation, Solyanaya Hill, Yuryung-Tumus Peninsula, the Late Eifelian-Early Givetian age for the Yukta limestones was defined.

Key words: brachiopods, conodonts, ammonoids, Yukta Formation, Middle Devonian, Yuryung-Tumus Peninsula.

В ходе неоднократных полевых исследований научной группой ИНГГ СО РАН (В.А. Мариновым, А.А. Сюриным и А.Е. Игольниковым) для проведения комплексного биостратиграфического анализа была собрана представительная коллекция окаменелостей и произведен отбор серии проб на микрофауну из выходов юктинской свиты Соляной сопки п-ова Юрюнг-Тумус (рис. 1).

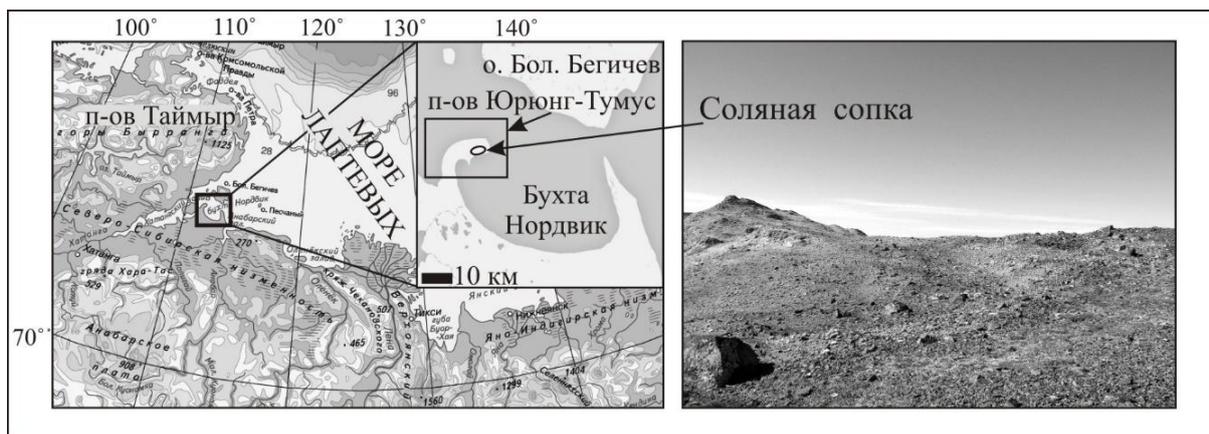


Рис. 1. Расположение и общий вид на изученные выходы юктинской свиты Соляной сопки

Лабораторное изучение переданных образцов выявило присутствие в них брахиопод (определения выполнены Т.А. Щербаненко и А.Ю. Язиковым), конодонтов (исследования проведены Н.Г. Изох), аммоноидей, наутилоидей, бактритоидей, гастропод (изучены Е.С. Соболевым), а также сколекодонтов, двустворчатых моллюсков, трилобитов и тентакулитов.

Ассоциация брахиопод юктинских известняков включает 9 таксонов (рис. 2). Исключив из анализа виды, определенные в открытой номенклатуре и таксоны широкого стратиграфического распространения (определения до рода), рассмотрим четыре оставшихся вида.

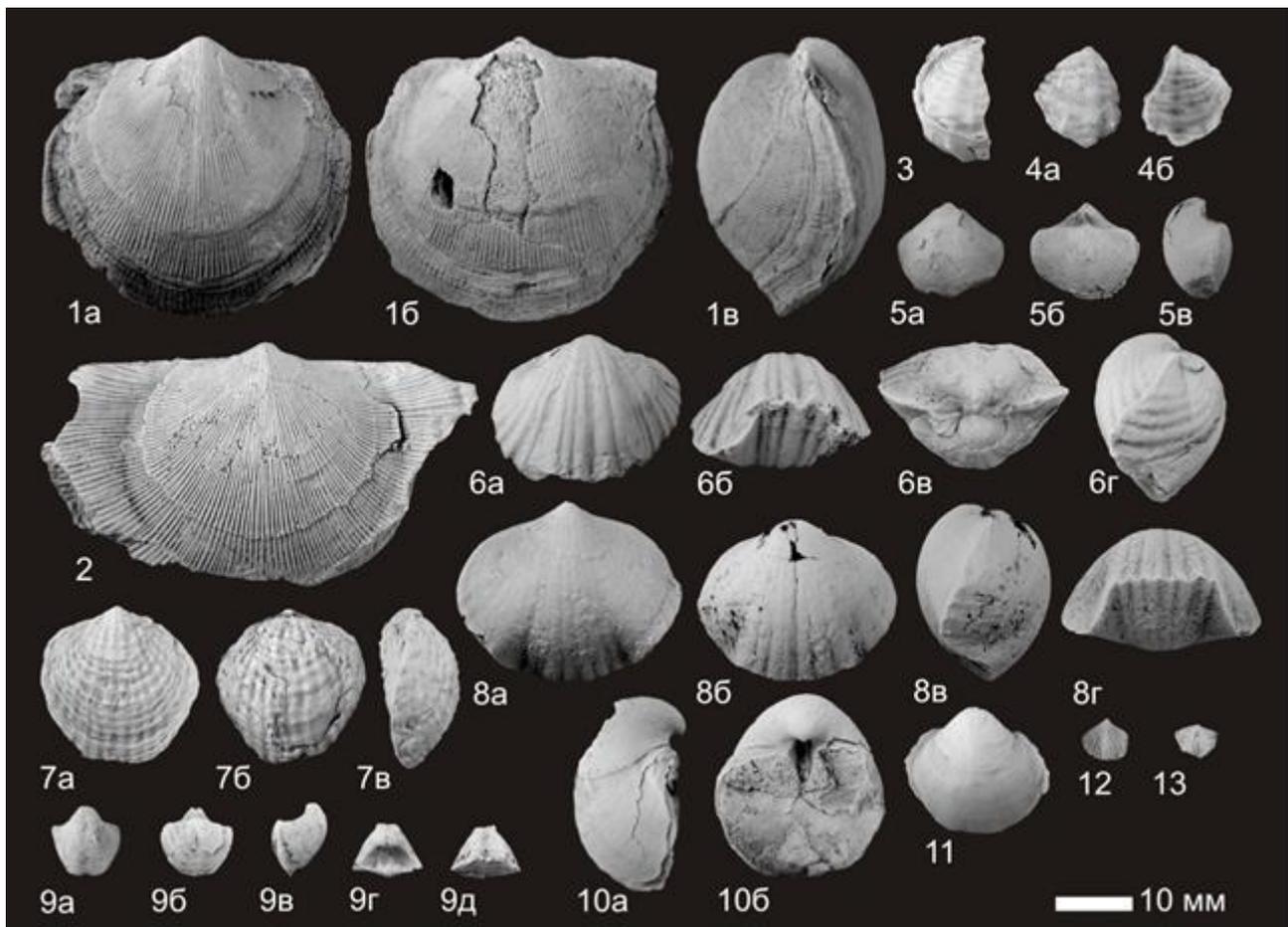


Рис. 2. Брахиоподы юктинской свиты Соляной сопки:

1, 2 – *Variatrypa elegantula* Rzonitskaya: 1а – брюшная створка, 1б – спинная створка, 1в – вид сбоку, 2 – брюшная створка со шлейфом; 3, 4 – *Spinulicosta* sp.: 3 – брюшная створка, 4а – брюшная створка, 4б – спинная створка; 5 – *Emanuella pachyrincha* (Verneul): 5а – брюшная створка, 5б – спинная створка, 5в – вид сбоку; 6 – *Eumetabolotoechia* aff. *limitaris* (Vanuxem): 6а – спинная створка, 6б – передний край, 6в – задний край, 6г – вид сбоку; 7 – *Isospinatrypa aspera subspinoso* (Lazutkin): 7а – брюшная створка, 7б – спинная створка, 7в – вид сбоку; 8 – *Eliorhynchus castanae* (Meek): 8а – брюшная створка, 8б – спинная створка, 8в – вид сбоку, 8г – передний край; 9 – *Echinocoelia* cf. *williamsi* Jonson: 9а – брюшная створка, 9б – спинная створка, 9в – вид сбоку, 9г – задний край, 9д – передний край; 10, 11 – *Gypidula* cf. *subbrevirostris* Tyazheva: 10а – вид сбоку, 10б – арка, 11 – брюшная створка; 12, 13 – *Carinata* sp.: 12 – спинная створка, 13 – брюшная створка

В коллекции численно доминирует *Variatrypa elegantula* Rzon. (114 экземпляров – 44 % от всей коллекции брахиопод). Этот вид широко представлен

в мамонтовском и заречном горизонтах среднего девона Салаира (интервал конодонтовых зон *partitus?* – *costatus* – *hemiansatus* [1, 2]), а на Урале известен из афонинского горизонта эйфельского яруса [3]. Вторым по численности характерным видом анализируемой коллекции является *Eliorhynchus castanae* (Meek) (= *Leiorhynchus taimyricus* Nal.) – вид-индекс одноименной зоны Центральной Невады [4], встреченный в интервале конодонтовых зон *ensensis* – *M. varcus* [5]. Таксон *Isospinatrypa aspera subspinoso* (Laz.) на Салаире [1, 6] и Урале [3] обнаружен в мамонтовском и афонинском горизонтах соответственно (интервал конодонтовых зон *partitus?* – *costatus* – *kockelianus*). Вид *Emanuella*

rachyrincha (Vern.) во многих регионах характерен преимущественно для живецких отложений, однако на Урале он встречен в верхах афонинского горизонта (инфрадоманик, верхний эйфель) [3, 7]. Таким образом, совместное нахождение четырех перечисленных видов позволяет датировать рассматриваемые отложения поздним эйфелем – ранним живецом (интервал конодонтовых зон *kockelianus* – *hemiansatus*).

Конодонты представлены только двумя таксонами (рис. 3). *P. linguiformis klapperi* Claus. et all известен в интервале от верхнего эйфеля по средний живец и отвечает конодонтовым зонам *kockelianus* – *varcus* [2]. В серии проб вместе с ним встречен *I. stelcki*, характерный для верхней части эйфельского яруса (зона *kockelianus*). Таким образом, их совместное нахождение позволяет установить возраст вмещающих пород как поздний эйфель.

Находки аммоноидей (гониатитов) рода *Parodiceras* Sepkoski (рис. 4) указывают на присутствие в изученных отложениях возрастных аналогов аммоноидных генозон *Agoniatites* и [*Holzapfeloceras*] верхнего эйфеля [2, 8, 9]. Наутилоидеи (диксосориды) *Alpenoceras* cf. *cruglovi* Kuzmin до настоящего времени были известны только из живецкого яруса Новой Земли [10].

В результате проведенного биостратиграфического анализа по брахиоподам, конодонтам, гониатитам и наутилоидеям возраст фаунистически охарактеризованных девонских отложений Соляной сопки интерпретируется как средний девон, поздний эйфель-ранний живец.

Исследования выполнены при поддержке Программы Президиума РАН № 23. Авторы координируют свои исследования с программами работ по проекту IGCP 596.

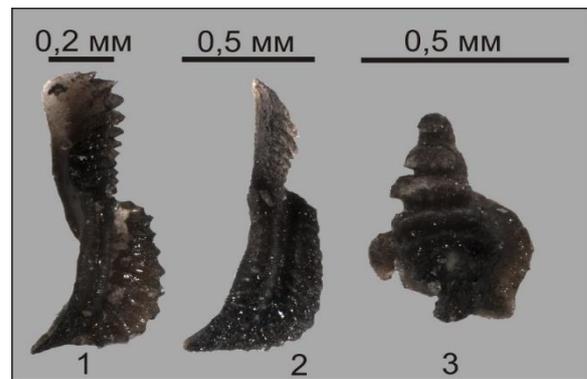


Рис. 3. Конодонты из выходов юктинской свиты Соляной сопки: 1, 2 – *Polygnathus linguiformis klapperi* Clausen, Leuteritz et Ziegler; 3 – *Icriodus stelcki* Chatterton

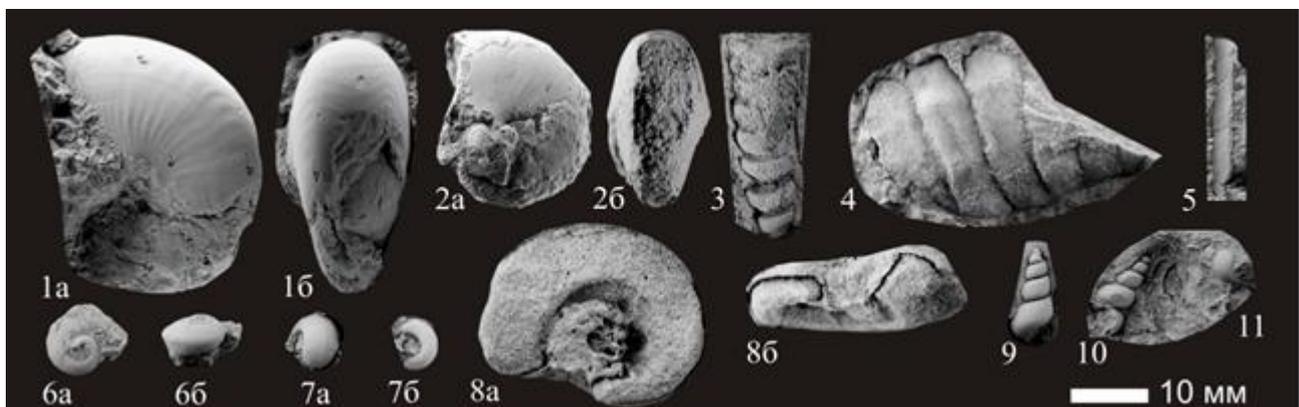


Рис. 4. Аммоноидеи, наутилоидеи, бактритоидеи, гастроподы юктинской свиты Соляной сопки

Аммоноидеи: 1, 2 – *Parodiceras* sp. aff. *P. magnosellaris* (Holzapfel): 1а – вид с латеральной стороны; 1б – вид с вентральной стороны; 2а – вид с латеральной стороны; 2б – вид с вентральной стороны; наутилоидеи: 3 – *Alpenoceras* cf. *cruglovi* Kuzmin, вид на сифональную трубку; 4 – *Hindeoceras* sp. aff. *H. canadense* (Whiteaves), вид с латеральной стороны; бактриитоидеи: 5 – *Lobobactrites* sp., вид с латеральной стороны; гастроподы: 6 – *Naticopsis* sp.: а – вид сверху; б – вид сбоку; 7 – *Bellerophon* sp.: а – вид с дорсальной стороны; б – вид со стороны умбо; 8 – *Euomphalus* sp.: а – вид со стороны умбо; б – вид со стороны устья; 9-11 – *Loxonema* sp., 9-11 – вид сбоку

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Язиков А.Ю. Брахиоподы и биостратиграфия среднего девона складчатого обрамления Кузнецкого бассейна: автореф. дисс. канд. геол.-мин. наук. – Новосибирск, 2014. - 19 с.
2. Becker R.T., Gradstein F.M., Hammer O. The Devonian Period // The Geologic Time Scale 2012. 2-volume set. Elsevier Science Ltd. - 2012. - P. 559-601.
3. Сапельников В.П., Мизенс Л.И. Брахиоподы ниже- и среднедевонских отложений западного склона Среднего Урала. - Екатеринбург: УрО РАН, 2000. - 275 с.
4. Johnson J.G. Middle Devonian Givetian brachiopods from the Leiorhynchus castanea Zone of Nevada // *Geologica et Palaeontologica*. - 1974. - № 8. - P. 49-96.
5. Johnson J.G., Klapper G. Lower and Middle Devonian Brachiopod-Dominated Communities of Nevada, and Their Position in a Biofacies-Province-Realm Model // *Journal of Paleontology*. - 1990. - V. 64. - N 6. - P. 902-941.
6. Ржонсницкая М.А. Биостратиграфия девона окраин Кузнецкого бассейна. Описание брахиопод. Pentamerida и Atrypida. - Л.: Недра, 1975. - 232 с.
7. Тяжева А. П. Брахиоподы среднедевонских отложений западных и центральных районов западного склона Южного Урала / А. П. Тяжева, А. А. Рождественская, Е. В. Чибрикова // Брахиоподы, остракоды и споры среднего и верхнего девона Башкирии. - М.: Изд-во АН СССР, 1962. - С. 5-165.
8. Becker R.T., House M.R. Devonian ammonoid zones and their correlation with established series and stage boundaries // *Courier Forschungsinstitut Senckenberg*. - 2000. - Bd. 220. - S. 113-151.
9. Klug C. Quantitative stratigraphy and taxonomy of late Emsian and Eifelian ammonoids of the eastern Anti-Atlas (Morocco) // *Courier Forschungsinstitut Senckenberg*. - 2002. - Bd. 238. - S. 1-109.
10. Кузьмин А.М. Девонские цефалоподы (надотряд Nautiloidea) Южного острова Новой Земли // *Учёные записки НИИГА, палеонтология и стратиграфия*. - 1965. - Выпуск 9. - С. 8-40.

© Т. А. Щербаненко, А. Ю. Язиков, Н. Г. Изох, Е. С. Соболев, Н. В. Сенников, 2016
УДК 551.763.11

ОСОБЕННОСТИ ЛИТОЛОГИИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В РАЙОНАХ ХАНТЕЙСКОЙ ГЕМИАНТЕКЛИЗЫ И МЕЖОВСКОГО МЕГАМЫСА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

Вика Георгиевна Эдер

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)323-33-03, e-mail: edervg@ipgg.sbras.ru

Иван Александрович Жигульский

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, магистрант ГГФ НГУ, инженер лаборатории седиментологии, тел. (383)323-33-03, e-mail: zigulskyia@ipgg.sbras.ru

Альвина Григорьевна Замирайлова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)323-33-03, e-mail: zamirailovaag@ipgg.sbras.ru

Елена Анатольевна Костырева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)323-33-03, e-mail: kostyrevaea@ipgg.sbras.ru

Проведен литологический анализ верхнеюрско-нижнемеловой черносланцевой баженовской свиты двух районов – северной части Хантейской гемиантеклизы и Межовского мегамыса. Первый из них расположен в пределах Пурпейско-Васюганского фациального района и отвечает глубоководной части палеобассейна, второй находится в Сильгинском фациальном районе и значительно более приближен к береговой линии. Разрезы баженовской свиты в районе Хантейской гемиантеклизы отличаются повышенной карбонатностью и кремнистостью, а также широким развитием аутигенного барита, что связывается с более интенсивным развитием фауны в этом районе. Баженовская свита на Межовском мегамысе характеризуется относительно низким содержанием карбонатных минералов и повышенным содержанием глинистого материала в породах.

Ключевые слова: литология, верхняя юра, черные сланцы.

PECULARITIES OF THE BAZHENOV FORMATION LITHOLOGY IN THE KHANTEISKAYA GEMIANTECLISE AND MEZOVSKIY PLUNGING MEGANTECLINE IN THE WEST SIBERIA OIL-GAS BEARING BASIN

Vika G. Eder

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)333-23-03, e-mail: edervg@ipgg.sbras.ru

Ivan A. Zigulsky

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Undergraduate of the Novosibirsk State University, engineer of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)333-23-03, e-mail: zigulskyia@ipgg.sbras.ru

Alvina G. Zamirailova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)333-23-03, e-mail: zamirailovaag@ipgg.sbras.ru

Elena A. Kostyreva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Oil and Gas Geochemistry, tel. (383)333-23-03, e-mail: kostyrevaea@ipgg.sbras.ru

Lithology of the Upper Jurassic – Lower Cretaceous black shale Bazhenov Formation was studied from the two different regions – north part of the Khanteisk hemianteclise and Mezovsk anticline. The first of which is located in the Purpeisko-Vasuganskiy facial region and corresponds to deep-water environments, and the second one – in the Silginskiy facial region that is nearer to the coastline of the paleobasin. Sections of the Khanteisk hemianteclise are characterized by higher content of carbonate and siliceous material, and development of authigenic barite, that are connected to the more intensive fauna distribution. Bazhenov Formation from the Mezovsk anticline is characterized by a relatively low content of carbonates and higher content of clay material in rocks.

Key words: lithology, Upper Jurassic, black shales.

В настоящее время в связи с возросшим интересом нефтяных компаний к возможностям добычи «сланцевой нефти» значительно увеличился объем литологических работ по изучению баженовской свиты по всей площади Западной Сибири [1-6]. Детальные литологические исследования литологии баженовской свиты проводились главным образом в центральной части Западно-Сибирского бассейна (ЗСБ), в основном в Салымском и близких к нему районах, а также в районе Красноленинского свода. Объектом настоящего исследования является баженовская свита северной части Хантейской гемиянтеклизы и Межовского мегамыса. Далее в тексте изучаемые районы условно названы как Северо-Сургутский и Новосибирский. В обоих районах детальных литологических исследований баженовской свиты ранее не проводилось. Первый из вышеперечисленных отвечает центральной, относительно глубоководной части баженовского палеобассейна и расположен в пределах Пурпейско-Васюганского фациального района [7], второй значительно более приближен к краевым его областям и находится на территории распространения Сильгинского фациального района. Целью настоящего исследования являлось посредством сравнительного анализа литологического и геохимического состава пород баженовской свиты установить различия в ее составе и условиях формирования в различных фациальных обстановках.

Нижняя пачка баженовской свиты Северо-Сургутского района представлена преимущественно темно-бурыми массивными силицитами ($\text{SiO}_2 > 50\%$, глинистых минералов $< 25\%$, кероген $< 10\%$) и силицитами керогеновыми ($\text{SiO}_2 > 50\%$, глинистых минералов $< 25\%$, кероген $> 10\%$) с прослоями радиоляритов (SiO_2 73-88 %) и известковыми прослоями ($m=3-12$ см). Мощность пачки – 4,5-11 м. Средняя пачка свиты состоит из темно-серых микститов кероген-кремнистых (SiO_2 25-50 %, глинистых минералов $< 25\%$, кероген $> 10\%$), с прослоями известковых реликтов раковин двустворок ($m=0,1-0,5$ см), радиоляритов ($m=0,5-6$ см), с известковыми линзами и прослоями. Мощность пачки – 7-11 м. Верхняя часть свиты характеризуется

переслаиванием микститов кероген-глинистых ($\text{SiO}_2 < 25\%$; глинистых минералов 25-30 %, кероген $> 10\%$) и кероген-кремнисто-карбонатных (SiO_2 25-50 %, глинистых минералов $< 25\%$, кальцита 25-50 %, кероген $> 10\%$) с реликтами кокколитофорид кольцеобразной формы, размером 5-10 мкм, представленных кальцитом. Мощность прослоев – 0,05-1,1 м, мощность пачки – 3-7 м. В этой части разреза отмечаются относительно крупные линзы известкового состава, толщиной 1-7 см, длиной 5-15 см.

В Новосибирском районе отмечается два типа разреза. Первый из них расположен на Западно-Межовском куполовидном поднятии. Нижняя пачка баженовской свиты представлена микститами кремнисто-глинистыми (SiO_2 25-30 %, глинистых минералов 40-50 %, кероген $< 10\%$), мощность пачки 7,5 м. Средняя пачка состоит из микститов кероген-глинисто-кремнистых, имеет мощность около 2 м. Далее она сменяется микститами глинисто-кремнистыми ($\text{SiO}_2 > 40-50\%$, глинистых минералов 25-35 %, кероген $< 10\%$). Мощность этой пачки составляет около 8 м. Общая мощность свиты – около 20 м. Второй тип разреза расположен в северной части Межовского структурного мегамыса на границе с Северо-Межовской моноклиной. Нижняя часть баженовской свиты здесь представлена микститами кремнисто-глинистыми (м=2 м), далее вверх по разрезу она сменяется микститами кероген-глинисто-кремнистыми ($\text{SiO}_2 > 40-50\%$, глинистых минералов 25-35 %, кероген $> 10\%$; м=21 м).

Основные различия в литологии и условиях формирования баженовской свиты в исследуемых районах заключаются в следующем.

1. Для баженовской свиты Новосибирского района не характерны микститы кероген-карбонатные и силициты, в то время как для Северо-Сургутского района – микститы кремнисто-глинистые и существенно глинистые. Единственным типом пород, который встречается и в том, и в другом районе являются микститы существенно кремнистые. Как можно видеть из кривых распределения значений содержания глинистого материала, содержание этого компонента в баженовской свите Новосибирского района повышено (около 40 %) по сравнению с породами Северо-Сургутских разрезов (20-30 %), в то время как биогенная составляющая, определяемая отношением кремнезема к алюминию ($\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$) заметно повышена в Северо-Сургутском районе (рис.).

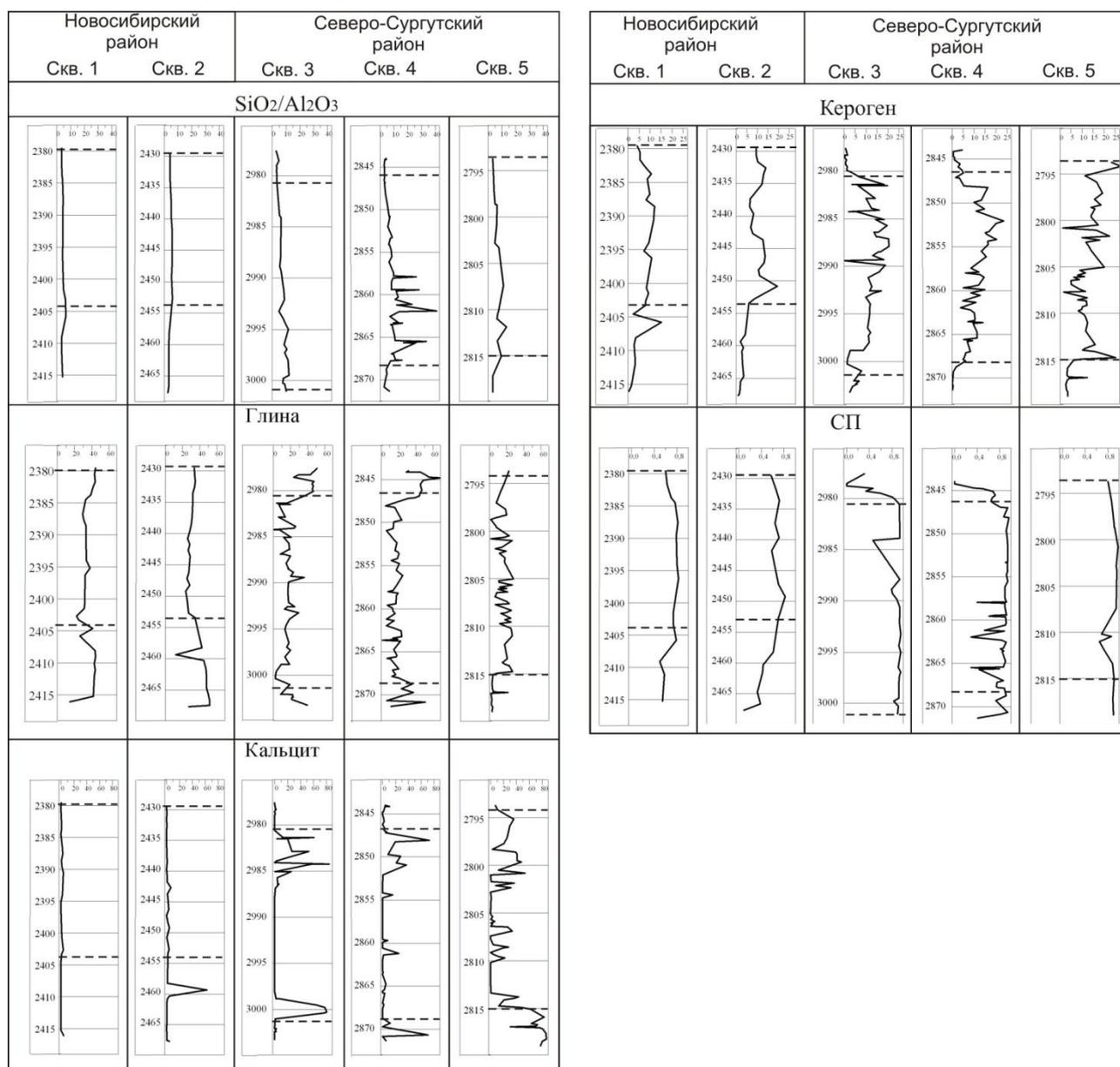


Рис. Распределение значений отношения оксида кремнезема к алюминию ($\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$), глинистого материала, кальцита, керогена и степени пиритизации железа (СП) в баженовской свите и вмещающих породах Северо-Сургутского и Новосибирского районов Западно-Сибирского бассейна. Пунктиром показаны границы баженовской свиты

В разрезах Северо-Сургутского района в верхней части свиты устанавливается значительное количество относительно крупных карбонатных конкреций. При изучении пород в сканирующем микроскопе установлено, что внутренняя часть некоторых конкреций в верхней части свиты представлена известковым микритом, внешняя – несколько менее карбонатная и содержит реликты известкового нанопланктона (кокколиты). Встречаются конкреции, в которых окаймлением служат крупные реликты раковин двустворок. Таким образом, может быть сделан вывод, что источником кальцита карбонатных

конкреций, встреченных в Северо-Сургутском районе, в некоторых случаях были кокколитофориды, в других – раковины двустворок. В баженовской свите Новосибирского района карбонатные конкреции отсутствуют. В целом эти разрезы – бескарбонатные.

2. В некоторых разрезах Северо-Сургутского района в верхней части свиты отмечаются сантиметровые прослой барита, часто встречаются микрокристаллы удлиненной формы (1-20 мкм). В некоторых случаях рассматриваемый минерал замещает реликты радиолярии, в других – заполняет микротрещинки

в фосфатных обломках костей скелетов рыб. В Новосибирском районе присутствие барита при изучении в СЭМ установлено в единичных случаях и в существенно меньших концентрациях. В мировой литературе [8] существует мнение, что барит является косвенным индикатором палеопродуктивности. Преимущественно биогенные высококерогенистые разрезы баженовской свиты в Северо-Сургутском районе и существенно более глинистые менее керогенистые разрезы Новосибирского района позволяют подтвердить это предположение.

3. В составе Северо-Сургутских разрезов отмечается несколько горизонтов прослоев (0,1-2 см), насыщенных фосфатными обломками скелетов рыб (заморы рыб). Подобные прослой были ранее описаны Е.В. Щепетовой и соавторами [9] и диагностированы как темпеститы. По материалу настоящего исследования признаки подобных отложений в породах баженовской свиты не выявлены,

4. и нами эти прослой рассматриваются как соответствующие периодам массового замора рыб. В Новосибирском районе в составе баженовской свиты подобные фосфатные прослой не установлены.

5. Анализ ряда показателей окислительно-восстановительного режима формирования отложений, таких как степень пиритизации железа, отношение Mo/Mn , V/Cr , Ni/Co , показал, что во время формирования баженовской свиты Северо-Сургутского района существовали высоковосстановительные условия, в то время как во время формирования рассматриваемых отложений Новосибирского района в придонных водах содержание кислорода было относительно повышено (субоксические обстановки), что несколько ухудшало условия сохранности ОВ.

Исходя из анализа литологического состава пород, могут быть сделаны выводы, что в районах, более приближенных к береговой линии верхнеюрско-нижнемелового Западно-Сибирского палеобассейна, условия для существования фауны как с карбонатным, так и с кремнистым скелетом, (радиолярии, коколитофориды, двустворки и др.), а также окислительно-восстановительные условия захоронения ОВ были существенно менее благоприятными, чем в более глубоководных районах центральной его части. На поздних этапах формирования баженовской свиты с проградацией береговой линии происходит увеличение привноса глинистого материала в Новосибирский район, что, по-видимому, являлось одним из решающих

факторов для отсутствия известкового наннопланктона в этой области в этот период времени.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Балушкина Н.С., Калмыков Г.А. и др. Кремнистые коллекторы баженовского горизонта Средне-Назымского месторождения и структура их пустотного пространства // Вест. Моск. Ун-та. Сер. 4. Геология. - 2013. - № 2. - С. 35-44.
2. Важенина О.А. Особенности осадконакопления и литологические типы пород баженовской свиты на территории Широкого Приобья (Западная Сибирь) // Вестник ТГУ №335. Сер. Науки о Земле. - 2010. - С. 161-164.
3. Зубков М.Ю. Процессы нефтегенерации и формирования пустотного пространства за счет керогена баженовской свиты // Горные ведомости. Тюмень. - 2015. - С. 22-38.
4. Мухер А.Г., Кулагина С.Ф., Пахомова Е.А. Районирование баженовского горизонта по типам разреза в пределах Краснотенно-фроровской зоны (Западная Сибирь): материалы VII Всероссийского литологического совещания. - Новосибирск, 2013. - С. 297-301.
5. Немова В.Д. Особенности постседиментационных преобразований радиоляритов баженовской свиты: материалы VIII Всероссийского литологического совещания. - Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. - Том I. - 492 с.
6. Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Занин Ю.Н., Ян П.А., Хабаров Е.М. Особенности формирования баженовской свиты на границе юры и мела в центральной части Западной Сибири // Литосфера. - 2015. - № 4. - С. 17-32.
7. Решение 6-ого Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. - Новосибирск: СНИИГГиМС, ИГНГ СО РАН, 2004. - 114 с.
8. Trobovillard N., Algeo T.J., Lyons T., Riboulleau A. Trace metals as paleoredox and paleoproductivity proxies: An update // Chemical Geology. - 2006. - 232. - P. 12-32.
9. Щепетова Е.В., Панченко И.В., Барабошкин Е.Ю., Немова В.Д., Смирнова М.Е., Зуйкова М.В. Штормогенные отложения в баженовской свите фроровской мегавпадины (Западная Сибирь): материалы VIII Всероссийского литологического совещания. - Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. - Т. 1. - С. 312-315.

© В. Г. Эдер, И. А. Жигульский, А. Г. Замирайлова, Е. А. Костырева, 2016

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ БЕРРИАС-СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Людмила Галериевна Вакуленко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: VakylenkoLG@ipgg.sbras.ru

Сергей Викторович Ершов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)363-80-41, e-mail: ErshovSV@ipgg.sbras.ru

Остан Дмитриевич Николенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: NikolenkoOD@ipgg.sbras.ru

Екатерина Борисовна Пещевицкая

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя, тел. (383)335-64-24, e-mail: PeschevickayaEB@ipgg.sbras.ru

Алексей Юрьевич Попов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: PopovAY@ipgg.sbras.ru

Петр Александрович Ян

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией седиментологии, тел. (383)363-67-21, e-mail: YanPA@ipgg.sbras.ru

Комплексное изучение кернового материала и данных ГИС позволило провести детальную корреляцию, выделить литологические и палинологические последовательности и обосновать сиквенс-стратиграфическую модель берриас-сеноманских отложений на западе Гыданского полуострова. Впервые на этой территории были исследованы комплексы диноцист.

Ключевые слова: меловая система, Западная Сибирь, стратиграфия, литология, сиквенс.

A COMPREHENSIVE ANALYSIS OF THE BERRIASIAN-LOWER ALBIAN DEPOSITS IN THE WESTERN PART OF THE GYDAN PENINSULA OF WESTERN SIBERIA

Ludmila G. Vakulenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Leading Researcher of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)333-23-03, e-mail: VakulenkoLG@ipgg.sbras.ru

Sergey V. Ershov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Head of the Laboratory of Petroleum Geology of the Arctic regions of Siberia, tel. (383)363-80-41, e-mail: ErshovSV@ipgg.sbras.ru

Ostap D. Nikolenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Engineer of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)333-23-03, e-mail: NikolenkoOD@ipgg.sbras.ru

Ekaterina B. Pestchevitskaya

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Mesozoic and Cenozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)335-64-24, e-mail: PeschevickayaEB@ipgg.sbras.ru

Aleksey Yu. Popov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)363-80-36, e-mail: PopovAY@ipgg.sbras.ru

Peter A. Yan

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Head of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)363-67-21, e-mail: YanPA@ipgg.sbras.ru

A comprehensive study of core samples and well logging data has allowed a detailed correlation of the Berriasian-Cenomanian deposits in the western part of the Gydan Peninsula. Lithological and palynological succession have been selected. A sequence stratigraphic model have been found. For the first time complexes of dinocysts were investigated at this area.

Key words: Cretaceous system, West Siberia, stratigraphy, lithology, sequence.

В результате комплексных исследований, выполненных по данным ГИС и керновому материалу скважин, расположенных в западной части Гыданского полуострова, в разрезе берриас-сеноманских отложений были выделены три сиквенса второго порядка (неокомский, аптский и альб-сеноманский).

Изученный разрез нижнего мела начинается ахской свитой, соответствующей нижней части неокомского сиквенса и представленной пологозалегающими клиноформами. Ее нижняя часть имеет толщину 20-45 м и по своей структуре делится на маломощную берриас-валанжинскую конденсированную пачку, соответствующую тринадцати сиквенсам третьего

порядка, и нижнеготеривский сиквенс третьего порядка. С литологической точки зрения, эта часть разреза имеет преимущественно глинистый состав и объединяет в себе подачимовскую и низы надачимовской толщи с редкими ачимовскими песчано-алевритовыми линзами. Керном эта часть разреза не охарактеризована.

В верхней части ахской свиты выделен большой по толщине готеривский сиквенс третьего порядка, который представлен плохо проявленным трансгрессивным системным трактом (5-30 м) и мощным системным трактом высокого стояния уровня моря (380-500 м), сложенным чередованием алеврито-глинистых пачек и песчаных пластов. Нижняя, наиболее глинистая часть этого сиквенса, в пределах которой проведена поверхность максимального затопления, представлена массивными участками, тонкогоризонтальнослоистыми аргиллитами, с отдельными уровнями ихнофоссилий *Phycosiphon*, редкими выделениями пирита и незначительной сидеритизацией. Здесь определены представительные спорово-пыльцевые комплексы с разнообразными спорами схизейных папоротников родов *Cicatricosisporites*, *Trilobosporites*, *Pilosporites* и печеночных мхов (*Aequitriradites verrucosus*, *Aequitriradites spinulosus*, *Rouseisporites reticulatus*, *Rouseisporites radiatus*, *Foraminisporis wonthaggiensis*, *Foraminisporis asymmetricus*, *Foraminisporis dailyi*). В небольшом количестве (1-6 %) присутствует пыльца таксодиевых. Эти признаки характерны для северосибирских спорово-пыльцевых комплексов верхней части верхнего валанжина и нижнего готерива. Впервые на территории Гыданского полуострова на этом стратиграфическом уровне установлены альгологические комплексы. В средней части надачимовской толщи количество микрофитопланктона достигает значительного количества (40-56 %). Достаточно разнообразны гониаулякоидные диноцисты родов *Cribroperidinium*, *Arteodinium*, *Leptodinium*. Присутствуют *Oligosphaeridium complex* (1,5 %), *Huyschodinium solare*, несколько видов цератиевых (*Muderongia aff. australis*, *Muderongia crucis*, *Muderongia tetracantha*, *Pseudoceratium pelliferum* (1,5 %)), что является отличительной чертой комплексов диноцист севера Сибири и Западной Европы.

Верхняя часть готеривского сиквенса сложена чередованием глинистых пачек и песчаных пластов, которые индексируются как БГ₁₂–БГ₁₉. В керне представлены песчаники мелкозернистые и алевролиты крупнозернистые светло-серые, часто в неравномерном тонком и мелком переслаивании с аLEGRO-аргиллитами. Текстуры в переслаивании часто нарушены смятиями и интенсивно переработаны биотурбацией до комковатого облика. Ихнофоссилии представлены многочисленными *Phycosiphon*, *Teichichnus*, реже – *Chondrites* и *Schaubcylindrichnus*. В редких случаях присутствуют сохранившиеся следы симметричной ряби. Углефицированный растительный детрит (мелкий, реже крупный) встречается спорадически. Отмечены редкие выделения пирита и незначительная сидеритизация. В спорово-пыльцевых комплексах увеличивается количество и разнообразие спор схизейных папоротников,

появляются *Pilosporites echinaceus*, *Pilosporites notensis*, что характерно для средней

и верхней частей готерива на севере Западной Сибири [1]. Количество микрофитопланктона непостоянно (5-23 %). Среди диноцист определены типичные раннемеловые виды: *Meiourogonyaulax pertusa*, *Circulodinium distinctum*, *Spiniferites ramosus* и др. Важно присутствие вида *Artea anaphrissa*, наиболее древние находки которого зафиксированы на севере Западной Сибири и Западной Европы в верхней части нижнего готерива.

Нижняя часть танопчинской свиты (верхний готерив-баррем) толщиной 255-300 м завершает неокомский сиквенс второго порядка и состоит из трех сиквенсов третьего порядка. В их структуре часто хорошо выражены системные тракты низкого стояния уровня моря. Отложения этой части разреза формировались в прибрежно-морских и континентальных условиях, в отличие от нижележащего комплекса, залегают плоскопараллельно и представлены неравномерным чередованием песчаных пластов и алевроито-глинистых пачек. Песчаники светло-серые, мелко-, реже среднемелкозернистые массивные, с редкой пологокосою и субгоризонтальной слоистостью за счет намыва растительного детрита, участками сильно карбонатизированы. Периодически встречаются текстуры смятия при оползании осадка, ихнофоссилии *Skolithos* и *Ophiomorpha*. Алевроито-глинистые пачки часто углистые, содержат ризолиты, отпечатки растений, часто присутствуют выделения сидерита. Определены спорово-пыльцевые комплексы с большим разнообразием спор схизейных папоротников (14-23 вида). Постоянно присутствуют представители родов *Appendicisporites*, разнообразные *Rouseisporites* (1-3 %), *Aequitriradites* (1-3 %). Содержание пыльцы таксодиевых иногда достигает 12 %. Эти признаки характерны для верхней части готерива и нижнего баррема. Количество микрофитопланктона по-прежнему непостоянно (5-28 %), доминируют прازیнофиты *Leiosphaeridia* spp. Диноцисты малочисленны, их разнообразие невелико. Важно присутствие вида *Aprobolocysta galeata*, наиболее молодые находки которого отмечаются в нижнем барреме Западной Сибири.

Верхняя часть танопчинской свиты соответствует аптскому сиквенсу второго порядка мощностью 660-795 м, в составе которого выделено шесть сиквенсов третьего порядка преимущественно континентального генезиса. Разрез представлен чередованием алевроито-песчаных пластов, алевроито-глинистых пачек и прослоев угля. Песчаники мелко-, среднемелкозернистые, с массивной и косослоистой текстурой за счет концентрации углисто-глинистого материала. Зафиксированы знаки ассиметричной ряби. Реже встречается мелкая волнистая и волнистолинзовидная слоистость за счет намыва глинистого вещества. Характерны мелкие сгустки сидерита, растительный детрит. Встречаются редкие уровни с интракластами глинистых и сидеритизированных пород. В верхней части верхнего сиквенса третьего порядка (пласты ТП₁-ТП₂₋₃) зафиксированы остатки морской фауны и глауконит. Алевроито-глинистые пачки часто содержат остатки корней растений, иногда следы смятия и слабой биотурбации. Периодически встречаются углистость и отпечатки флоры

хорошей сохранности. В спорово-пыльцевых комплексах уменьшается разнообразие схизейных папоротников, особенно за счет родов *Trilobosporites* и *Pilosporites*, единично присутствует пыльца покрытосеменных, что характерно для верхов баррема – нижнего апта. Микрофитопланктон (1-5 %) представлен прازیнофитами *Leiosphaeridia* spp. и зигнемовыми *Schizosporis* spp.

Вышележащая яронгская свита мощностью 200-240 м включает в себя трансгрессивный системный тракт и нижнюю часть системного тракта высокого стояния уровня моря альб-сеноманского сиквенса второго порядка. Ее разрез представлен чередованием аргиллитов алевритистых и алевритовых, алевролитов мелко- и крупнозернистых, в верхней части свиты с прослоями песчаников мелкозернистых. В этом интервале разреза установлены спорово-пыльцевые комплексы с небольшим разнообразием спор схизейных папоротников. Увеличивается количество спор сфагновых мхов рода *Stereisporites* (3-12 %) и пыльцы покрытосеменных (2-4 %), что характерно для альба Сибири. Микрофитопланктон в основном содержится в небольшом количестве (1-5 %), он представлен прازیнофитами *Leiosphaeridia* spp. и зигнемовыми *Schizosporis* spp. На некоторых интервалах отмечается присутствие диноцист. Иногда их количество достигает 17 %. В их составе определены *Oligosphaeridium* spp., *Spiniferites* spp., *Baticasphaera* spp., *Cassiculosphaeridia magna* Davey, *Isabelidium* spp. Последний род имеет важное стратиграфическое значение, так как его первые представители появляются в альбе.

Верхняя часть альб-сеноманского сиквенса второго порядка имеет толщину 415-500 м и состоит из шести сиквенсов третьего порядка. По стратиграфическому объему они почти полностью соответствуют маррисалинской свите, представленной чередованием песчаных пластов группы ПК и алеврито-глинистых пачек преимущественно континентального генезиса. Керновым материалом эта часть разреза не охарактеризована.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Пещевицкая Е.Б. Диноцисты и палиностратиграфия нижнего мела Сибири. - Новосибирск: Гео, 2010. - 230 с.

© Л. Г. Вакуленко, С. В. Ершов, О. Д. Николенко,
Е. Б. Пещевицкая, А. Ю. Попов, П. А. Ян, 2016

ПОСТРОЕНИЕ БЫСТРЫХ АНАЛОГОВ ПРЯМЫХ И ОБРАТНЫХ ЗАДАЧ БОКОВОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Игорь Андреевич Агбаши

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий программист лаборатории электромагнитных полей, тел. (913)457-38-98, e-mail: agbashia@ipgg.sbras.ru

Андрей Юрьевич Соболев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории электромагнитных полей, e-mail: SobolevAY@ipgg.sbras.ru

Созданы модули быстрой обработки данных каротажа: прямая и обратная двухслойные одномерные задачи бокового каротажного зондирования (БКЗ), обратная двухмерная задача БКЗ в упрощенной постановке, превосходящие по скорости существующие решения в 150 и более раз при достаточных для практического применения погрешностях аппроксимации.

Ключевые слова: многопараметрическая нелинейная регрессия, скважинная геофизика, БКЗ, искусственные нейронные сети.

FAST ANALOGUES OF DIRECT AND INVERSE PROBLEMS OF RUSSIAN LATERLOG BY NEURAL NETWORK TECHNOLOGY

Igor A. Agbash

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Senior Developer, Laboratory of electromagnetic fields, tel. (913)457-38-98, e-mail: agbashia@ipgg.sbras.ru

Andrey Y. Sobolev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of electromagnetic fields, e-mail: SobolevAY@ipgg.sbras.ru

Artificial neural networks based modules of forward and inverse 2-layer 1D problems and 3-layer 2D inverse problem of Russian laterlog (BKZ) are created with sufficient for practical use approximation errors.

Key words: multi-parameter nonlinear regression, borehole geophysics, Russian laterlog, artificial neural networks.

При разработке месторождений проводится большое количество каротажных исследований. Взаимосвязь модели среды околоскважинного пространства и показаний приборов достаточно сложна, и задача создания эффективных процедур обработки для промышленной интерпретации остается актуальной. Показана возможность использовать искусственные нейронные сети для увеличения скорости решения прямых и обратных задач

электрического каротажа: нейронная сеть достаточно хорошо приближает значение многомерной непрерывной функции.

В качестве исследуемой области модельных параметров был взят типичный для Западной Сибири диапазон параметров среды и геоэлектрические характеристики скважины. Моделирование осуществлялось для различных одномерных и двумерных радиально-цилиндрических моделей.

С помощью библиотеки Fast Artificial Neural Networks [1] построен аппроксимант одномерной задачи «скважина-пласт», так называемой «поправки за скважину», которая широко применяется при обработке и представлении данных БКЗ как в виде самостоятельной трансформации, так и в качестве основы алгоритмов уточнения УЭС бурового раствора и оценки качества каротажа. Случай пласта неограниченной мощности, вскрытого скважиной с заданными параметрами, является очень важным и часто используемым, но, с другой стороны, очень простым. Эта модель описывается двумя параметрами – радиусом скважины r от 0.035 до 0.5 м и сопротивлением пласта ρ_n от 0.1 до 50000 Ом·м. Входные данные логарифмировались и масштабировались, как описано в [2, 3]. Для обучающей выборки насчитана равномерная сетка 40×40 значений каждого параметра (всего 1600 моделей) при помощи библиотеки emfcore [4]. Для тестовой выборки параметры моделей выбирались в том же диапазоне, логарифмы параметров равномерно распределены – всего 400 моделей. Выход – кажущиеся сопротивления для каждого из 6 зондов БКЗ от 0.2 до 8 метров, независимо. Нейросеть с 10 нейронами в одном скрытом слое показала среднюю погрешность 0.16 % по сравнению с насчитанными значениями.

Для имитации обратной задачи восстановления сопротивления пласта, по показаниям 6 зондов БКЗ и радиусу скважины (7 входных параметров), также использована нейросеть с 10 нейронами в скрытом слое, которая показала среднее отклонение – менее 0.2 %, максимальное – 0.6 % (рис.).

Метод БКЗ существенно нелокальный: на показания зондов оказывает влияние область пространства, сравнимая и превышающая длину зонда. Важным этапом стандартной обработки БКЗ является учет влияния вмещающих пород. Для этого общепринятыми алгоритмами осреднения, принимающими во внимание длину зонда, мощность пласта и контраст сопротивлений (обзор сделан, например, в [5]), рассчитываются эффективные значения кажущихся сопротивлений («снятые отсчеты») в пласте ρ_n^k и во вмещающих породах $\rho_{вм}^k$.

Построен нейросетевой аналог упрощенной 2D-задачи БКЗ для модели «пласт ограниченной мощности со скважиной» для снятия отчетов с поправкой за вмещающие породы.

Модели для обучения рассчитывались так: 4 входа для каждого из 6 зондов БКЗ от 0.2 до 8 м независимо.

1. Толщина слоя h от 0.5 до 100 м, 34 точки.
2. Радиус скважины r от 0.035 до 0.332 м, 15 точек.
3. Сопротивление вмещающих $\rho_{вм}$ от 0.1 до 50000 Ом·м, 18 точек.

4. Сопротивление пласта ρ_n от 0.1 до 50000 Ом·м, 35 точек.

Для каждой модели рассчитывался достаточный фрагмент каротажных кривых 2D-алгоритмом [6] и с помощью процедур из [5], встроенных в emfcore [4], рассчитывались кажущиеся («снятые отсчеты») сопротивления в пласте и во вмещающих. Эти значения считались выходом прямой задачи:

$$\rho_{\Pi}^K = f(h, r, \rho_{\text{ВМ}}, \rho_{\Pi}), \quad \rho_{\text{ВМ}}^K = g(h, r, \rho_{\text{ВМ}}, \rho_{\Pi}) \quad (1)$$

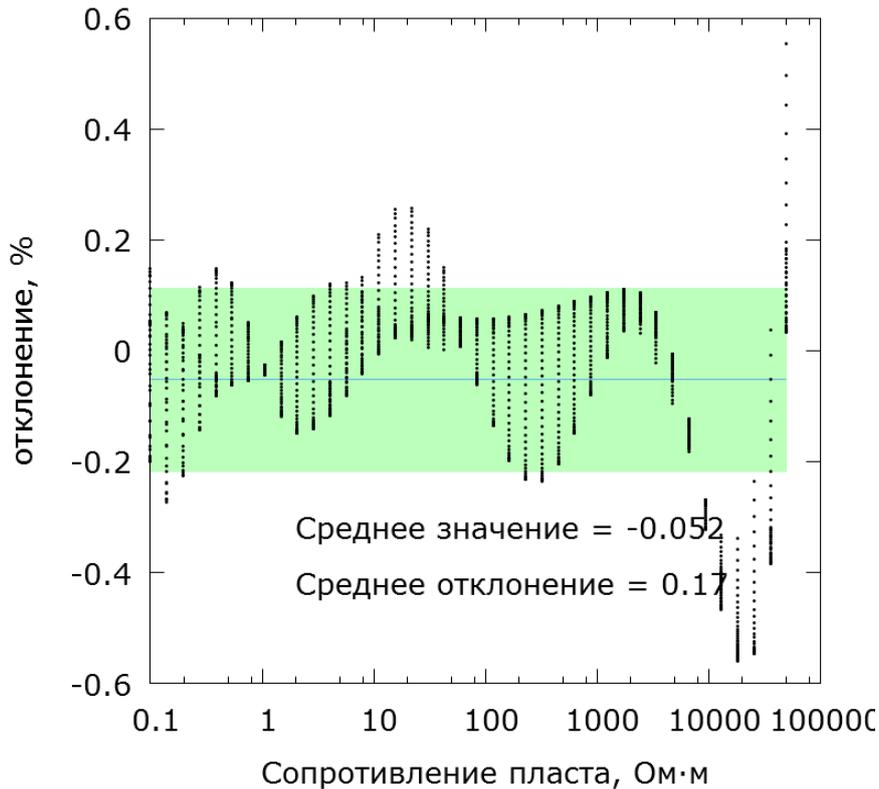


Рис. Разница между исходными и восстановленными значениями сопротивления пласта, %

Рассчитаны синтетические сигналы для 321300 моделей; случайно выбранные из них 70 % сформировали обучающую выборку, а оставшиеся разделены на тестовую (15 %) и контрольную (15 %) выборки.

Обратная задача ставится так: при заданных толщине слоя и радиусе скважины, по снятым отсчетам в пласте ограниченной мощности и во вмещающих восстановить снятые отсчеты в пласте неограниченной мощности.

$$\rho_{\infty}^K = F_1(h, r, \rho_{\text{ВМ}}^K, \rho_{\Pi}^K). \quad (2)$$

Решение при помощи табличной интерполяции (палетки) аналогично представленному в [2]: сначала интерполируется прямая задача, поскольку данные рассчитаны на прямоугольной сетке, а затем нелинейной минимизацией решается обратная относительно ρ_{Π}

$$\rho_{\Pi} = F(h, r, \rho_{\text{ВМ}}^{\text{К}}, \rho_{\Pi}^{\text{К}}) \quad (3)$$

и вычисляется $\rho_{\infty}^{\text{К}}$. Для обучения нейронной сети не требуется прямоугольная сетка, и можно сразу решать задачу (2).

Опробованы нейросети, имитирующие задачи (1)-(3). Проблемы при построении таких сетей для каждой задачи возникли схожие: короткие зонды подбираются хорошо, а длинные – 4 м, и особенно 8 м, – хуже. Это связано с тем, что на длинные зонды вмещающие породы оказывают более существенное влияние. Тем не менее нейросеть с 100 нейронами в одном скрытом слое показала среднеквадратичное отклонение 2.6 %, по сравнению с насчитанными значениями для самого длинного зонда 8 м.

ВЫВОДЫ

Показана применимость нейросетевой технологии для решения прямых и обратных задач геофизических исследований скважин с достаточной точностью (табл.). Созданы модули:

а) прямая и обратная двухслойные 1D-задачи БКЗ, которые совпадают с эталонным решением (максимальное отклонение 0.6 % во всем диапазоне, 0.3 % в практически важном диапазоне), но быстрее в 150-200 раз;

б) обратная 2D-задача БКЗ в упрощенной постановке «скважина в пласте ограниченной мощности» с погрешностью, сопоставимой с аппаратурной (стандартное отклонение 2.6 %), но значительно быстрее (более чем в 10^6 раз по сравнению с [4]).

Таблица

Результаты исследования

Задача	Время расчета существующего модуля emfcore, с	Время расчета нейросетевого аппроксиматора, с	Средняя погрешность, %	Полученное ускорение, раз
Прямая двухслойная 1D-задача БКЗ	0.03	$0.16 * 10^{-3}$	0.16	180
Обратная двухслойная 1D-задача БКЗ	> 0.3	$0.16 * 10^{-3}$	0.3	1800
Обратная 2D-задача БКЗ	> 160	$0.16 * 10^{-3}$	2.6	10^6

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Fast Artificial Neural Networks (FANN) [официальный сайт] // <http://leenissen.dk/fann/wp/>.
2. Сердюк К.С., Агбаш И.А., Соболев А.Ю. Построение быстрых аппроксимационных модулей решения задач высокочастотного электромагнитного каротажа // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013. IX Междунар. науч. конгр. (Новосибирск, 15-26 апреля 2013 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология": Сб. материалов

в 3 т. - Новосибирск: СГГА, 2013. - Т. 2. - С. 96-101.

3. Агбаш И.А., Соболев А.Ю. Моделирование сигналов высокочастотного индукционного каротажа на основе многослойных нейронных сетей [Электронный ресурс] // Трофимуковские чтения - 2015: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции

с участием иностранных ученых. - 2015. - С. 234-236.

4. Сердюк К.С., Урамаев М.Ш., Михайлов И.В. Программная библиотека Emfcore количественной интерпретации данных электрометрических измерений в скважинах // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013. IX Междунар. науч. конгр. (Новосибирск, 15-26 апреля 2013 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология": Сб. материалов в 3 т. - Новосибирск: СГГА, 2013. - Т. 2. - С. 83-89.

5. Баранова С.С., Соболев А.Ю. Быстрая прямая и обратная задачи бокового каротажного зондирования для двумерной среды // Науки о Земле. Современное состояние: Материалы I Всерос. молодежной науч.-практ. конф. (Геологический полигон "Шира", Республика Хакасия, 28 июля - 4 августа 2013 г.). - 2013. - С. 208-209.

6. Сухорукова К.В., Нечаев О.В., Петров А.М. Численная инверсия сигналов бокового каротажного зондирования на основе двумерной анизотропной модели // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2015. XI Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 13-25 апреля 2015 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология": Сб. материалов в 3 т. - Новосибирск: СГГА, 2015. - Т. 2. - С. 259-263.

© И. А. Агбаш, А. Ю. Соболев, 2016

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГИДРАТОСОДЕРЖАЩИХ ОБРАЗЦОВ

Николай Алексеевич Манченко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер, e-mail: manch_kol@mail.ru

Михаил Евгеньевич Пермяков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, и. о. зав. лабораторией естественных геофизических полей, e-mail: PermyakovME@ipgg.sbras.ru

Знания электрических свойств осадков с различным минеральным скелетом, содержащих гидраты метана, необходимы, чтобы помочь связать данные электромагнитных измерений в местах предполагаемых скоплений газовых гидратов с концентрацией и распределением гидратов в осадке. В связи с этим возникает необходимость проведения лабораторных измерений электрических свойств образцов, содержащих осадок + газогидрат ± лед ± поровая жидкость при различных РТ условиях. В работе приводятся результаты экспериментов по измерению удельного электрического сопротивления (УЭС) образцов, состоящих из кварцевого песка, льда и гидрата тетрагидрофурана (ТГФ), в ходе их образования и охлаждения.

Ключевые слова: удельное электрическое сопротивление, метод сопротивлений, лабораторные эксперименты, гидраты тетрагидрофурана, моделирование гидратосодержащих образцов.

LABORATORY MEASUREMENTS OF ELECTRICAL RESISTIVITY HYDRATE BEARING SAMPLES

Nikolay A. Manchenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Engineer, e-mail: manch_kol@mail.ru

Mikhail E. Permyakov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., o. r. of Head of the Laboratory of natural geophysical fields, e-mail: PermyakovME@ipgg.sbras.ru

Knowledge of the electrical properties of sediments with different mineral frames containing methane hydrates are needed to help link data of electromagnetic field measurements in places of prospective gas hydrate accumulations with estimated gas hydrate concentration and distribution of hydrates in the sediment. Thereby there is a need for a laboratory measurement of electrical properties of the samples containing sediment + gas hydrates ± ice ± pore fluid at different P-T conditions. In the paper presented the results of the first measurement the electrical resistivity of the samples consisting of quartz sand, ice and tetrahydrofuran (THF) hydrate during its formation and cooling.

Key words: electrical resistivity, resistivity method, laboratory experiments, hydrates of tetrahydrofuran, modeling hydrate samples.

Газовые гидраты являются перспективным источником углеводородов (по существующим оценкам, объем метана, содержащийся в природных залежах этих соединений, превышает объем конвенционного газа на 1-2 порядка) [1]. В связи с этим возникает актуальность разработки электрофизических методов поиска, определения концентрации и распределения гидратов в осадке. Для этих целей необходимы знания об электрических свойствах многокомпонентных систем: осадок + газогидрат ± лед ± поровая жидкость при различных РТ условиях. В данной работе дается описание методики моделирования таких систем в существующей установке для измерения УЭС гидратсодержащих образцов и результаты первых измерений температурной зависимости сопротивления образцов со смесью гидрата ТГФ и кварцевого песка.

МЕТОД ФОРМИРОВАНИЯ ОБРАЗЦОВ, СОДЕРЖАЩИХ ОСАДОК И ГИДРАТ

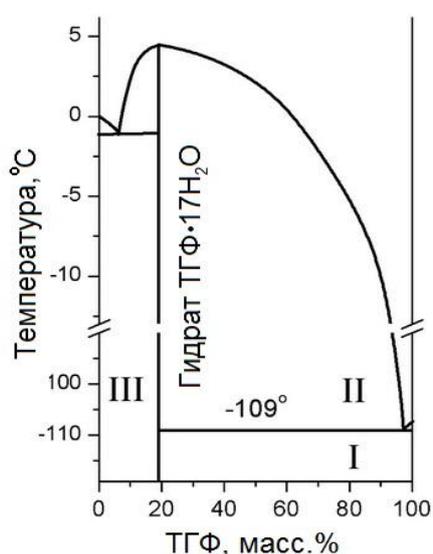


Рис. 1. Диаграмма фазового равновесия для гидрата ТГФ

Гидраты ТГФ образуются из ТГФ (C_4H_8O) и воды при атмосферном давлении и температурах от +1 до +5 °С (рис. 1). Гидрат ТГФ можно использовать в качестве удобной экспериментальной модели гидрата метана, поскольку механизмы проводимости и УЭС гидрата ТГФ и гидрата метана схожи [2]. Для целей данного эксперимента была адаптирована методика формирования осадка с гидратом ТГФ в поровом пространстве. Для этого в раствор ТГФ ~20масс% (в камере высокого давления, где в дальнейшем будут проводиться измерения УЭС гидрата) засыпался осадок так, чтобы обеспечить полное поровое заполнение. Затем полученный образец охлаждался до температуры 3-4 °С при атмосферном давлении.

При достижении этих температур исходные компоненты полностью переходили в гидрат ТГФ.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ УЭС ГИДРАТОСОДЕРЖАЩИХ ОБРАЗЦОВ

В ходе формирования и охлаждения гидратсодержащих образцов производились непрерывные измерения УЭС и температуры. УЭС образцов измерялась методом сопротивлений при помощи классической установки Веннера на рабочей частоте 600 Гц. Для наших экспериментов она реализована посредством четырехэлектродного зонда АМNB и измерительного модуля [3].

На рис 2. показан пример кривой УЭС в ходе формирования льда, гидрата

ТГФ и дальнейшего охлаждения образца.

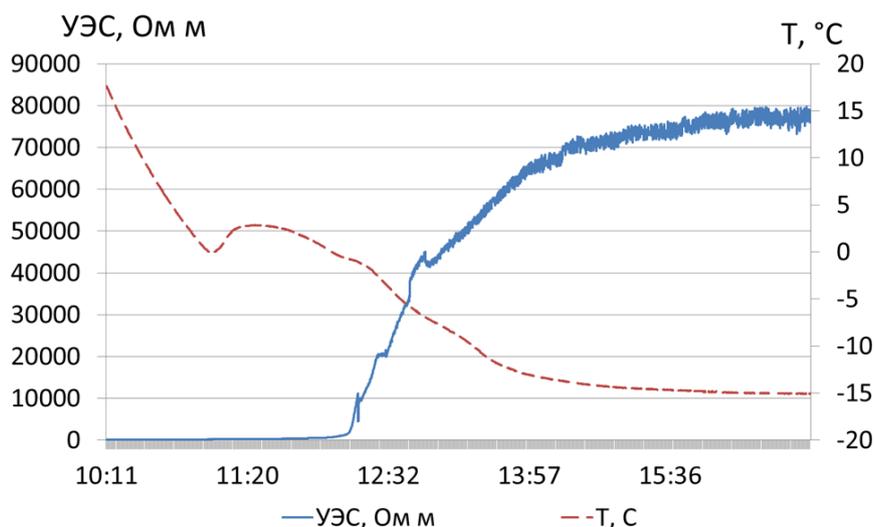


Рис. 2. Временная кривая УЭС образца в ходе формирования льда и гидрата ТГФ и дальнейшей проморозки. Массовое отношение лед/гидрат – 3/7. Синяя линия – зависимость УЭС от времени, красная – температуры от времени

На этом графике видно, что при положительных температурах УЭС образца принимает достаточно низкие значения, порядка 100 Ом м. При температурах, соответствующих фазовому равновесию гидрата ТГФ [2], наблюдается резкое повышение УЭС гидрата тетрагидрофурана, что свидетельствует о гидратообразовании. При более низких температурах наблюдается УЭС порядка 10 кОм м, что гораздо выше, чем у образца с наличием поровой воды, и постепенный рост УЭС по мере понижения температуры.

При охлаждении образца с поровой жидкостью УЭС образца подчиняется закону Арчи и зависит как от УЭС жидкости, так и от пористости. Температурная зависимость УЭС поровой жидкости определяется подвижностью ионов и имеет обратную линейную зависимость в системе координат $\log(\rho)$ и $\frac{1}{T}$, как показано на рис 3. По мере наработки гидрата и дальнейшей наморозки льда происходит быстрое увеличение коэффициента Арчи, и этот этап характеризуется резким увеличением УЭС. После того как поровая жидкость полностью перешла в лед и гидрат, наблюдается рост УЭС образца по мере его охлаждения. Проводимость образца в данных масштабах линейна и обусловлена наличием L, D-дефектов Бьеррума во льду [4] и, предположительно, в гидрате.

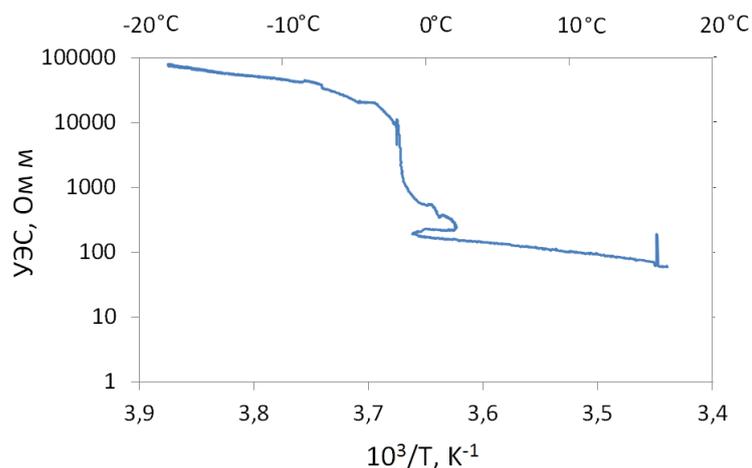


Рис 3. Температурная зависимость УЭС образца с гидратом ТГФ. Массовое отношение лед/гидрат – 3/7. Минеральный скелет: кварцевый песок со средним диаметром зерен 0.4 мм

ВЫВОДЫ

Проведены эксперименты по измерению температурной зависимости УЭС осадков, содержащих гидраты ТГФ, в ходе их образования и дальнейшего охлаждения. Показано, что в присутствии поровой жидкости УЭС образцов повышается при увеличении концентрации гидрата в поровом пространстве. Основными факторами, определяющими УЭС образцов без поровой жидкости, являются температура и свойства осадка.

Исследование выполнено по плану базовых научно-исследовательских работ лаборатории естественных геофизических полей ИНГГ СО РАН, поддержано грантом РФФИ № 12-05-00415-а и МИП СО РАН № 19 (2012-2014 гг.).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е. Газогидраты морей и океанов – источник углеводородов будущего. - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2009. - 5 с.
2. Lee J.Y. Hydrate-bearing sediments: Formation and geophysical properties. Doctoral thesis. - Atlanta: Ga. Inst. of Technol., 2007. - 226 p.
3. Дробчик, А.Н., Манченко Н.А., Голиков Н.А. Разработка лабораторных устройств для измерения физических свойств мерзлых или гидратосодержащих образцов при различных P-T условиях // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 8–18 апреля 2014 г.). – Новосибирск : СГГА, 2014. Т. 2. – С. 46–51.
4. Petrenko V.F., Whitworth R.W. Physics of Ice. - New York: Oxford Univ. Press, 1999. - 373 p.

© Н. А. Манченко, М. Е. Пермяков, 2016

ТРЕХМЕРНАЯ АНИЗОТРОПНАЯ МИГРАЦИЯ ДАННЫХ 3D-СЕЙСМОРАЗВЕДКИ НА ОСНОВЕ ГАУССОВЫХ ПУЧКОВ

Максим Игоревич Протасов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-27-96, e-mail: protasovmi@ipgg.sbras.ru

Владимир Альбертович Чеверда

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор физико-математических наук, профессор, заведующий лабораторией, тел. (383)330-27-96, e-mail: cheverdava@ipgg.sbras.ru

Илья Юрьевич Сильвестров

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-27-96, e-mail: silvestrovii@ipgg.sbras.ru

Андрей Петрович Правдухин

ООО «Ингеосервис», 625019, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 211, начальник отдела обработки материалов сейсморазведки, тел. (345-2)215-295, e-mail: apravduh@ingeos.info

Николай Григорьевич Исаков

ООО «Ингеосервис», 625019, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 211, зам. генерального директора по обработке, тел. (345-2)215-295, e-mail: isakov@ingeos.info

В работе представлена трехмерная миграция в истинных амплитудах данных 3D-сейсморазведки в анизотропной среде на основе разложения данных по Гауссовым пучкам. Основной целью была разработка процедуры миграции для анизотропных сред, которая может использовать нерегулярные данные без предварительной регуляризации. Метод протестирован на широком наборе синтетических данных, а также представлены примеры обработки реальных данных из Восточной Сибири.

Ключевые слова: трехмерная миграция, анизотропия, Гауссовы пучки, нерегулярные данные.

3D ANISOTROPIC IMAGING OF 3D SEISMIC DATA ON THE BASIS OF GAUSSIAN BEAMS

Maxim I. Protasov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (383)330-27-96, e-mail: protasovmi@ipgg.sbras.ru

Vladimir A. Tcheverda

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Doctor of Science, Professor, Head of the Laboratory, tel. (383)330-27-96, e-mail: cheverdava@ipgg.sbras.ru

Ilya Y. Silvestrov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (383)330-27-96, e-mail: silvestroviy@ipgg.sbras.ru

Andrey P. Pravduhin

Ltd. InGeoService, 625019, Russia, Tyumen, Respublika Str. 211, Head of seismic data processing department, tel. (345-2)215-295, e-mail: apravduh@ingeos.info

Nikolay G. Isakov

Ltd. InGeoService, 625019, Russia, Tyumen, Respublika Str. 211, Deputy director general of data processing, tel. (345-2)215-295, e-mail: isakov@ingeos.info

The paper addresses 3D seismic depth true-amplitude migration of 3D irregular data in anisotropic media based on beam decomposition of the data. The main objective is the development of the imaging procedure suitable for anisotropic media and handling 3D irregular seismic data without any preliminary regularization. The real data examples from Eastern Siberia are presented and discussed.

Key words: 3D imaging, anisotropy, Gaussian beams, irregular data.

ВВЕДЕНИЕ

Миграция на основе Гауссовых пучков является альтернативой миграции Кирхгофа. Впервые миграция на Гауссовых пучках была предложена в работе [5]. Первое обобщение на анизотропную модель было сделано в работе [2], где миграция реализована для данных после суммирования. Двумерная миграция на Гауссовых пучках в истинных амплитудах для скалярного случая была представлена в [7] и для изотропного упругого – в [8].

Миграция, представленная ниже, дает трехмерное изображение в истинных амплитудах данных 3D-сейсморазведки. Алгоритм является существенной модификацией для трехмерного случая разработанного ранее подхода в работах [7, 8], для 2D. Стандартная миграция на Гауссовых пучках работает в области центральная точка–вынос, при этом данные должны быть регулярны [6]. Предлагаемый нами подход не требует регулярности данных и может быть использован как в области источник–приемник, так и в области центральная точка–вынос.

МЕТОД

Миграция, представленная ниже, дает трехмерное изображение и состоит из двух основных частей: вычисление лучевых атрибутов и взвешенное суммирование данных.

РАСЧЕТ АТТРИБУТОВ

Чтобы решить задачу трассирования лучей в трехмерной анизотропной среде, мы использовали систему уравнений, похожую на описанную в работе [3]. Но мы не ограничились слоистой средой и допустили вариации анизотропных параметров. Система уравнений луча решается методом Рунге-

Кутта третьего порядка. Чтобы вычислить таблицы атрибутов, которые используются в анизотропной миграции по Гауссовым пучкам (см. [1], мы использовали метод, похожий на метод, представленный в работе [4]. На первом шаге веер лучей вычисляется для каждого положения центра пучка. Далее атрибуты экстраполируются в точки на заданной сетке посредством использования паракиального приближения. Чтобы вычислить динамические параметры, используются вторые производные времен пробега, которые вычисляются посредством вариации луча.

СУММИРОВАНИЕ

Теоретический базис представляемой миграции можно найти в работах [7, 8] для 2D-случая. Основные отличия 3D-алгоритма заключаются в следующем:

- алгоритм работает с данными во временной области, а не в частотной;
- используются поверхностные координаты, а не структурные углы в глубине. Окончательно условие визуализации имеет следующую форму:

$$f_{pp}(\bar{x}; \bar{h}) = \int dx_s dy_s dx_r dy_r dx_{m0} dy_{m0} \cdot BelDet \cdot T_{gbt}^s(x_s, y_s; \bar{x}; x_{m0}, y_{m0}, \bar{h}; t_{gb}^s) \cdot T_{gbt}^r(x_r, y_r; \bar{x}; x_{m0}, y_{m0}, \bar{h}, t_{gb}^r) \cdot \Phi(x_r, y_r; x_s, y_s; t = t_{gb}^s + t_{gb}^r). \quad (1)$$

Здесь $\Phi(x_r, y_r; x_s, y_s; t)$ – данные 3D-сейсморазведки; $x_{m0} = (x_{s0} + x_{r0})/2$ и $y_{m0} = (y_{s0} + y_{r0})/2$ – координаты центральной точки; $\bar{h} = (h_{x0}, h_{y0})$ – выносы, где $h_{x0} = (x_{r0} - x_{s0})/2$, $h_{y0} = (y_{r0} - y_{s0})/2$; (x_{s0}, y_{s0}) , (x_{r0}, y_{r0}) – координаты точек центров пучков. $BelDet$ – это определитель Белкина. Восстановленная функция $f_{pp}(\bar{x}; \bar{h})$ является потенциалом рассеяния в зависимости от выноса. Весы суммирования T_{gbt}^s , T_{gbt}^r являются следами пучков, посчитанных на основе лучевых атрибутов, описанных выше.

ЧИСЛЕННЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТЫ

Разработанный алгоритм 3D-миграции был протестирован на синтетических и реальных данных. Синтетические данные были посчитаны для реалистичной анизотропной (вертикально трансверсально-изотропной) модели из Восточной Сибири. Она представлена на рис. 1а, 1б. Результаты миграции для полученных синтетических данных представлены на рис. 2а, 2б, 2в. В изотропной миграционной модели отражающие границы на сейсмограммах общей точки изображения являются искривленными и не сфокусированными. Это говорит о том, что анизотропия существенно влияет на кинематику и должна быть учтена. Анизотропная миграция дает прямые на сейсмограммах общей точки изображения, и границы отображены на правильном положении в глубине. Результаты применения разработанного алгоритма миграции к реальным данным из Восточной Сибири представлены на рис. 3а, 3б. Они

представлены в сравнении с результатами миграции Кирхгофа из промышленной обрабатывающей системы. Результаты миграции на пучках являются менее шумными и более когерентными, чем результаты миграции Кирхгофа.

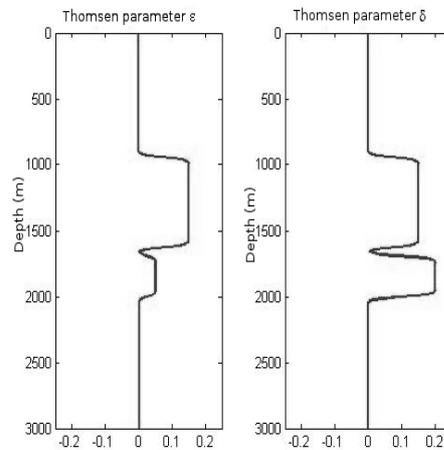
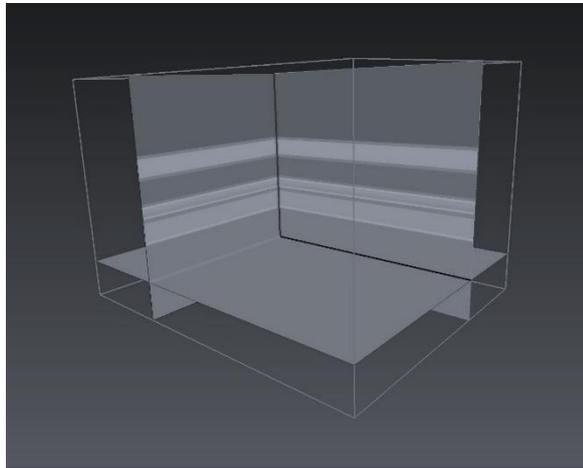


Рис. 1а. Синтетическая 3D-модель

Рис. 1б. Анизотропные параметры Томсена

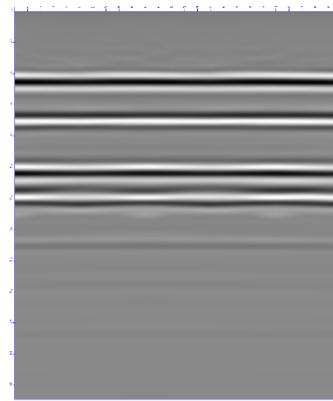
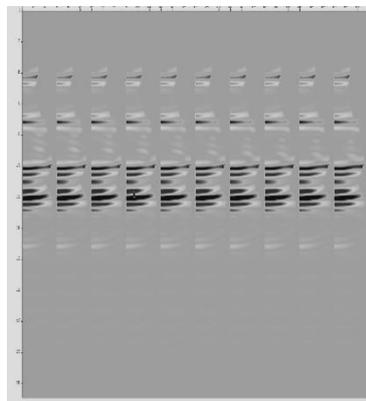
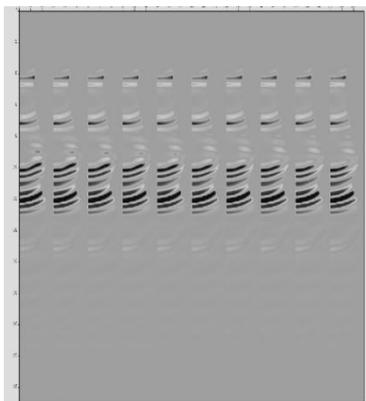


Рис. 2а. Сейсмограммы общей точки изображения в изотропной модели

Рис. 2б. Сейсмограммы общей точки изображения в анизотропной модели

Рис. 2в. Суммарное изображения в анизотропной модели. (двумерный срез)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработан трехмерный анизотропный алгоритм миграции нерегулярных 3D-данных. Метод может быть применен как в области источник–приемник, так и в области центральная точка–вынос. Результаты миграции для реалистичных синтетических данных и реальных данных из Восточной Сибири

показывают достоинства предложенного алгоритма. Полученные суммарные разрезы, а также сейсмограммы общей точки изображения являются менее шумными и более когерентными по сравнению с результатами миграции Кирхгофа.

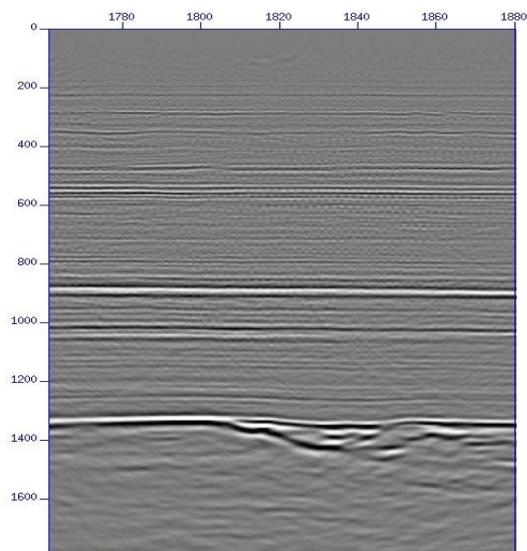


Рис. 3а. Миграция Кирхгофа: суммарное изображение в анизотропной модели

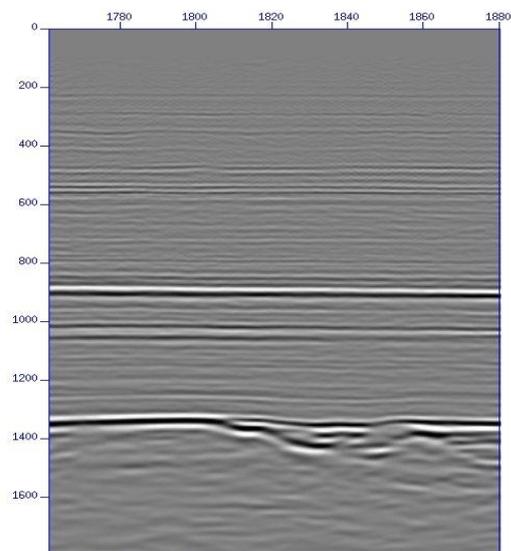


Рис. 3б. Миграция по пучкам: суммарное изображение в анизотропной модели

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Номофилов В.Е. Асимптотические решения системы уравнений второго порядка, сосредоточенные в окрестности луча // Зап. паучн. семин. ЛОМИ. - 1981. - Т. 104. - С.170-179.
2. Alkhalifah T. Gaussian beam depth migration for anisotropic media // Geophysics. - 1995. - Vol. 60. - P. 1474-1484.
3. Dehghan K., Farra V., Nicolétis L. Approximate ray tracing for P-waves in inhomogeneous layered media with weak structural anisotropy, Geophysics. - 2007. - Vol. 72. - P. SM47-SM60.
4. Gibson R.L., Sena A.G., Toksöz M.N. Paraxial ray tracing in 3D inhomogeneous, anisotropic media // Geophysical prospecting. - 1991. - Vol. 39. - P. 473-504.
5. Hill N.R. Gaussian beam migration // Geophysics. - 1990. - Vol. 55. - P. 1416-1428.
6. Hill N.R. Prestack Gaussian-beam depth migration // Geophysics. - 2001. - Vol. 66. - P. 1240-1250.
7. Protasov M.I., Tcheverda V.A. True amplitude imaging by inverse generalized Radon transform based on Gaussian beam decomposition of the acoustic Green's function // Geophys. Prospect. - 2011. - Vol. 59. - P. 197-209.
8. Protasov M.I., Tcheverda V.A. True-amplitude elastic Gaussian beam imaging of multi-component walk-away VSP data // Geophys. Prospect. - 2012. - Vol. 60. - P. 1030-1042.

© М. И. Протасов, В. А. Чеверда, И. Ю. Сильвестров, А. П. Правдухин, Н. Г. Исаков, 2016

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ДИНАМИЧЕСКОГО ПЕРЕСЧЕТА ГОЛОВНЫХ ВОЛН НА ЦЕНТРАЛЬНОМ УЧАСТКЕ ПРОФИЛЯ 3-ДВ (РЕСПУБЛИКА ЯКУТИЯ) ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПРЕЛОМЛЯЮЩИХ ГРАНИЦ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ЗЕМНОЙ КОРЫ

Павел Олегович Полянский

Алтае-Саянский филиал ФГБУН Геофизической службы СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, аспирант, тел. (913)894-5139, e-mail: PPavel6.10@gmail.com

Александр Сергеевич Сальников

Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 67, доктор геолого-минералогических наук, зав. отделом сейсморазведки, тел. (383)222-62-13, e-mail: seispv@sniiggims.ru

Александр Федорович Еманов

Алтае-Саянский филиал ФГБУН Геофизической службы СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор технических наук, директор, тел. (383)333-27-08, e-mail: emanov@gs.nsc.ru

В работе рассмотрены результаты обработки сейсмических данных головных волн, зарегистрированных на интервале 1 260–1 415 км Центрального участка опорного геофизического профиля 3-ДВ (Республика Якутия). С помощью метода динамического пересчета головных волн получены временные разрезы головных волн, а также сейсмограммы ОПВ для головных волн. По временным разрезам сделаны оценки граничных скоростей продольных головных волн. В пределах рассматриваемого в статье интервала граничные скорости продольных головных волн изменяются в пределах 4–6,2 км/с. Преломляющая граница, которой соответствует низкоскоростная (4–4,2 км/с) головная волна, представляет собой геологическую границу в осадочном чехле. Преломляющая граница, которой соответствует высокоскоростная (5,9–6,2 км/с) головная волна, представляет собой кровлю кристаллического фундамента. Глубина залегания границы в осадочном чехле составляет 1,3–1,4 км. Глубина залегания кровли фундамента колеблется в пределах 1,7–2 км.

Ключевые слова: головные волны, сейсмический профиль 3-ДВ, фильтр Винера, временные разрезы головных волн.

APPLICATION OF DINAMIC CONVERSION OF HEAD WAVES ON CENTRAL PART OF SEISMIC LINE 3-DV (YAKUTIA) FOR RESEARCH OF REFRACTION BOUNDARIES ON THE UPPER PART OF THE EARTH CRUST

Pavel O. Polyansky

Altay-Sayan Branch of Geophysical Survey SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Junior Research Associate; Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D. student, tel. (952)905-27-23, e-mail: PPavel6.10@gmail.com

Alexander S. Salnikov

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Russia, 630091,

Novosibirsk, Krasny Prospect 67, Doctor of Science, Head of seismic prospecting department, tel. (383)222-62-13, e-mail: seispv@sniiggims.ru

Alexander F. Emanov

Altay-Sayan Branch of Geophysical Survey SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Doctor of Science, Director, tel. (383)333-27-08, e-mail: emanov@gs.nsc.ru

Results of processing of head waves seismic data are considered in the article. The data were obtained inside the interval of 1260-1415 km of Central part of seismic line 3-DV (Yakutia rep.). Common-source seismograms of head waves and time sections of head waves were obtained with the method of dynamic conversion of head waves. With the analysing of time sections, boundary velocities estimations of P-head waves were made. Inside the interval is considered in the article, boundary velocities of P-head waves are varying on interval of 4–6,2 km/s. Refraction boundary corresponding to low-velocity (4–4,2 km/s) head wave may be geological boundary in sedimentary section. Refraction boundary corresponding to high-velocity (5,9–6,2 km/s) head wave may be a roof of crystalline basement. Depth of boundary in sedimentary section is in interval of 1,3–1,4 km. Depth of crystalline basement is in interval of 1,7–2,0 km.

Key words: Head waves, seismic line 3-DV, Wiener's filter, time sections of head waves.

Представленная статья посвящена результатам автоматизированной обработки сейсмических данных головных волн с помощью метода динамического пересчета [1]. Данные были получены при проведении полевых работ ГПП «СПЕЦГЕОФИЗИКА» на Центральном участке профиля 3-ДВ (примечание – здесь и далее расстояние отсчитываем от южного края профиля 3-ДВ, характеризующегося отметкой 0 км). Центральный участок профиля 3-ДВ расположен между отметками 700 км и 1415 км. Центральный участок профиля 3-ДВ целиком расположен в пределах Сибирской платформы.

Эта статья непосредственно связана с работой [4], где описаны результаты обработки данных головных волн с помощью метода динамического пересчета, зарегистрированных на Северо-Западном участке профиля 3-ДВ (расположен между отметками 1400 км и 2100 км). Отметим, что Северо-Западный участок профиля 3-ДВ пересекает зону сочленения Сибирской платформы и Верхояно-Колымской складчатой области.

На рис. 1 приведена геологическая карта Центрального участка профиля 3-ДВ.

Одним из немногих методов динамической обработки данных головных волн, полученных по системе многократных перекрытий, является динамический пересчет, основы которого заложены Крыловым С.В. и Сергеевым

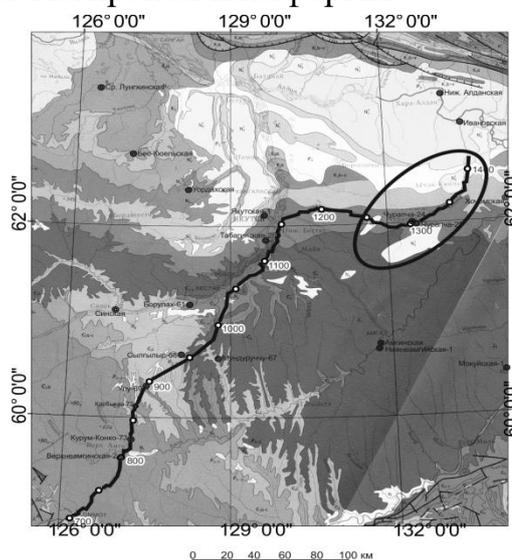


Рис. 1. Фрагмент геологической карты России [2]. Черная ломаная линия – Центральный участок профиля 3-ДВ. Черным овалом показан интервал профиля 1 260–1 415 км, рассматриваемый в статье

В.Н. в [3], усовершенствованный Емановым А.Ф. и Селезевым В.С. в [1]. Метод динамического пересчета головных волн основан на предположении о том, что изучаемая среда, на поверхности которой расположены источники и приемники колебаний, рассматривается как линейная система, свойства которой полностью определяются ее спектральной характеристикой.

Такая методика позволяет выделять из первичного волнового поля волновые поля головных волн и кратных головных волн и пересчитывать их как

в динамические временные разрезы, так и в сейсмограммы ОПВ. В рамках данного метода временным разрезом по головной волне на заданной базе

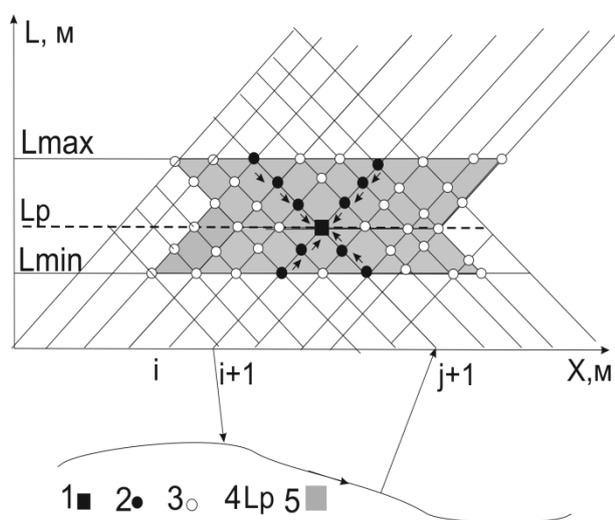


Рис. 2. Лучевая схема головной волны и схематическое изображение области полезной информации для пересчета головных волн:

- 1 – точка, в которую производится пересчет волнового поля; 2 – точки, из которых пересчитываем волновое поле; 3 – точки, используемые для построения фильтров пересчета, 4 – база пересчета, 5 – область информации, используемой для пересчета волнового поля

выходе линейной системы. Цепочка соотношений в частотной области описывает процесс пересчета волнового поля в точку обобщенной плоскости $(i+1, j+1)$:

обобщенной плоскости наблюдений (рис. 2) является набор трасс $L_p = \text{const}$, на котором присутствуют только волны с параллельными нагоняющими годографами. Под термином “база” в рамках метода динамического пересчета головных волн условимся называть не интервал удалений, а фиксированное значение удаления источник-приемник, присущее точке (1) обобщенной плоскости (рис. 2). На рис. 2 маленькими черными стрелками показаны шаги последовательного пересчета волнового поля в точку (1).

Идея динамического пересчета основана на теории оптимальной винеровской фильтрации: обеспечения минимума математического ожидания (M) квадрата ошибки между сигналом $\hat{F}_{i,j+1}(\omega)$, пропущенным через фильтр с частотной характеристикой $h_{opt}(\omega)$, и истинным сигналом $F_{i+1,j+1}(\omega)$ на

$$M|F_{i+1,j+1}(\omega) - \hat{F}_{i,j+1}(\omega) \cdot h_{opt}(\omega)|^2 = \min \Rightarrow h_{opt}(\omega) = \frac{M[F_{i+1,j+1}(\omega) \hat{F}_{i,j+1}^*(\omega)]}{M|\hat{F}_{i,j+1}(\omega)|^2}$$

$$\Rightarrow \hat{F}'_{i+1,j+1}(\omega) = \hat{F}_{i,j+1}(\omega) \frac{\sum_b [\hat{F}_{i+1,j+1+b}(\omega) \hat{F}_{i,j+1+b}^*(\omega)]}{\sum_b |\hat{F}_{i,j+1+b}(\omega)|^2}$$

В рамках исследования, описанного в статье, были построены временные разрезы на базах 5000, 6000 и 7000 м по интервалу профиля 1260-1415 км, а также сейсмограммы ОПВ для головных волн.

На рис. 3, а и рис. 3, б приведены результаты динамического пересчета волнового поля в сейсмограммы ОПВ для головных волн.

В связи с большой протяженностью профиля волновое поле головных волн на протяжении Центрального участка профиля 3-ДВ претерпевает значительные изменения.

На рис. 3, а черной сплошной линией (1) на удалениях, превышающих 1500 м, показана область прослеживания (далее – о.п) продольной преломленной волны первых вступлений, а в интервале удалений 4500-9000 м от источника белым пунктиром (2) отображена о.п продольной кратной преломленной волны от этой же преломляющей границы.

Волновое поле, показанное на рис. 3, б, более сложное, чем волновое поле, приведенное на рис. 3, а: черной сплошной линией (1) показана о.п продольной преломленной волны, прослеживаемой в первых вступлениях на удалениях от источника, превышающих 4000 м.

Черным пунктиром (2) показана о.п продольной преломленной волны, прослеживаемой в первых вступлениях в диапазоне удалений 3000-4000 м. На удалениях от источника, превышающих 4000 м, эта волна прослеживается уже в последующих вступлениях. Поэтому, вероятно, волна, о.п которой обозначена линией 2 на рис. 3, б, соответствует менее глубокозалегающей границе, нежели волна, о.п которой показана линией 1 на рис. 3, б.

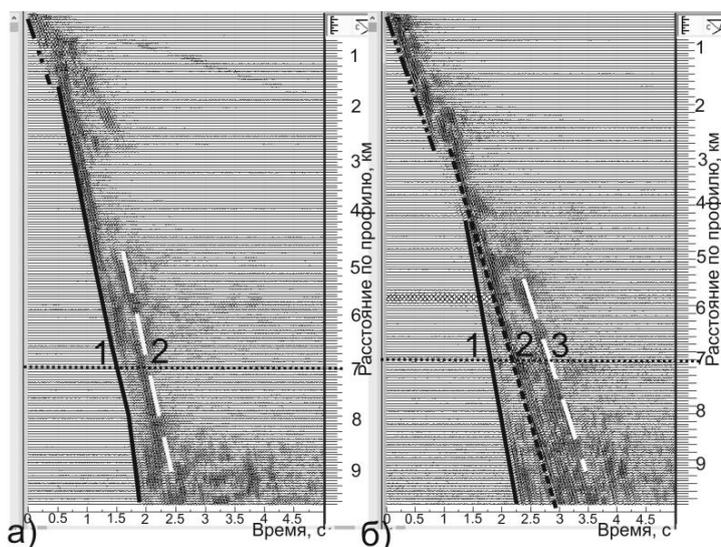


Рис. 3. Примеры сейсмограмм ОПВ, полученных с помощью динамического пересчета:

а) результат пересчета волнового поля, зарегистрированного на интервале профиля 1 270–1 280 км;

б) результат пересчета волнового поля, зарегистрированного на интервале профиля 1 380–1 390 км

Белым пунктиром (3) показана о.п. продольной кратной преломленной волны от той же границы, которой соответствует волна, о.п. которой показана линией 2 на рис. 3, б.

Черные горизонтальные пунктирные линии на рис. 3, а и рис. 3, б соответствуют удалениям источник-приемник 7000 м.

На рис. 4 приведен временной разрез головных волн на базе 7000 м по интервалу профиля 1260-1415 км.

Два временных разреза на разных базах, построенные по области прослеживания одной и той же головной волны, позволяют приблизительно оценить ее граничную скорость: разность баз временных разрезов делим на разность времен пробега головной волны.

На рис. 5, а приведены графики граничных скоростей продольных головных и кратных головных волн по интервалу профиля 1260-1350 км. На рис. 5, б приведены графики граничных скоростей продольных головных и кратных головных волн по интервалу профиля 1370-1400 км.

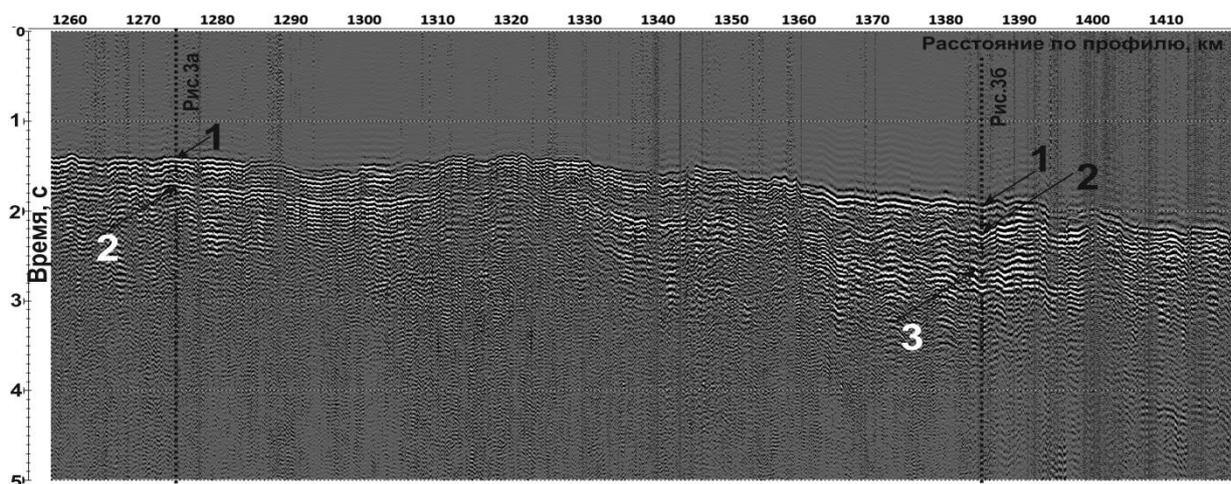


Рис. 4. Временной разрез головных волн на базе 7 000 м по интервалу профиля 1 260–1 415 км. Вертикальные черные пунктирные линии соответствуют горизонтальным пунктирным линиям на рис. 3, а и рис. 3, б. Стрелки с цифрами соответствуют линиям, на рис. 3, а и рис. 3, б показывающим о.п. различных волн

Граничная скорость продольной головной волны, прослеживаемой в первых вступлениях временного разреза (на рис. 3, а и рис. 3, б ее о.п. показана линией 1), изменяется по профилю в диапазоне 5.9-6.2 км/с (рис. 5, а, рис. 5, б). Такие значения скоростей продольных волн характерны для магматических пород. Вероятно, эта головная волна соответствует кровле кристаллического фундамента.

Граничная скорость кратной головной волны, о.п. которой показана линией 2 на рис. 3, а, близка к скорости волны, прослеживаемой в первых вступлениях,

и варьируется в пределах 6-6.2 км/с (значения граничной скорости показаны линией 2 на рис. 5, а). По-видимому, эта волна является кратной головной и также соответствует кровле кристаллического фундамента.

Важно отметить, что на временных разрезах головных волн возможны случаи, когда в последующих вступлениях фиксируются волны, соответствующие преломляющим границам, залегающим на меньших глубинах, чем границы, которым соответствуют волны первых вступлений. Граничная скорость головной волны, прослеживаемой в последующих вступлениях временного разреза на интервале профиля 1370-1400 км (на рис. 3, б о.п этой волны показана линией 2), варьируется в диапазоне 4-4.2 км/с (значения граничной скорости показаны линией 2 на рис. 5, б). Граничная скорость этой волны ниже, чем граничная скорость головной волны первых вступлений (о.п которой показана линией 1 на рис. 3, б). Поэтому эта волна соответствует границе, залегающей на меньшей глубине, чем преломляющая граница, которой соответствует головная волна первых вступлений. Значения граничной скорости головной волны последующих вступлений характерны для осадочных пород, поэтому, вероятно, эта головная волна соответствует преломляющей границе, залегающей в пределах осадочного чехла.

Линией 3 на рис. 5, б показаны значения граничной скорости кратной головной волны, они составляют 4-4.1 км/с, и они близки к граничной скорости головной волны последующих вступлений, значения граничной скорости которой показаны линией 2 на этом же рисунке. Поэтому кратная головная волна соответствует той же преломляющей границе в осадочном чехле, как и головная волна, область прослеживания которой показана линией 2 на рис. 3, б.

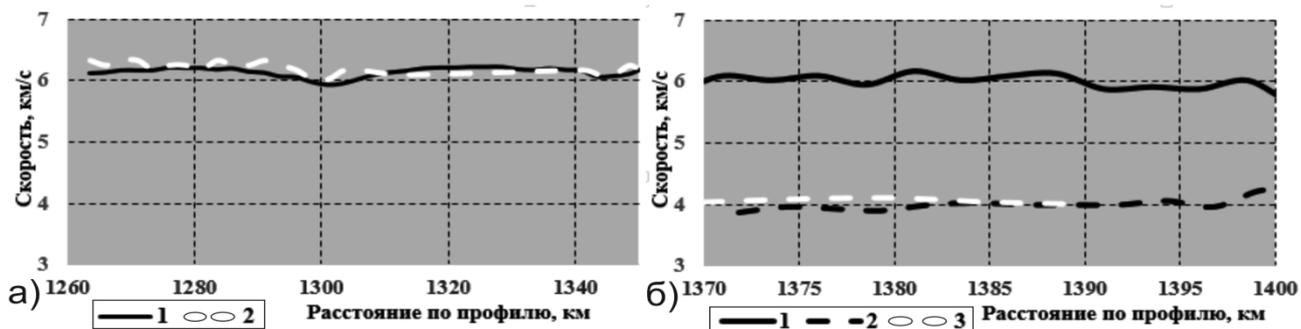


Рис. 5. Граничные скорости головной (1) и кратной головной волны (2) по интервалу профиля 1260-1350 км (а); граничные скорости головных волн (1, 2) и кратной головной волны (3) по интервалу профиля 1370-1400 км (б)

С помощью метода t_0' были оценены значения глубин залегания исследуемых преломляющих границ. Глубина залегания кровли кристаллического фундамента на интервале профиля 1260-1415 км варьируется в пределах 1.7–2 км, увеличиваясь по направлению к Северо-Восточному краю Центрального участка. Глубина залегания преломляющей границы в осадочном чехле на интервале профиля 1370-1400 км изменяется в диапазоне 1.3-1.4 км.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Еманов А. Ф., Селезнев В. С, Коршик Н.А. Динамический пересчет головных волн при обработке данных сейсморазведки // Геология и геофизика. - 2008. - Т. 49. - № 10. - С. 1031-1045.
2. Геологическая карта России и прилегающих акваторий, масштаб 1:250000. / Под ред. Морозова А.Ф., Петрова О.В. - СПб: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004.
3. Крылов С.В, Сергеев В.Н. Свойства головных волн и новые возможности автоматизации их обработки // Геология и геофизика. - 1985. - №4. - С. 92-102.
4. Полянский П.О., Сальников А.С., Еманов А.Ф. Применение алгоритма динамического пересчёта головных волн к обработке данных ОГТ (Северо-Западный участок опорного профиля 3-ДВ) // Геофизические методы исследования земной коры. Материалы всероссийской конференции, посвящённой 100-летию со дня рождения академика Н.Н. Пузырёва (8-13 декабря 2014 г.). - Новосибирск: Изд-во ИНГГ СО РАН, 2014. - С. 238-243.

© П. О. Полянский, А. С. Сальников, А. Ф. Еманов, 2016

ПЕРЕХОДНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЗЕМЛЕННОЙ ЛИНИИ НА ПОВЕРХНОСТИ ОДНОРОДНОГО ПРОВОДЯЩЕГО И МАГНИТОВЯЗКОГО ПОЛУПРОСТРАНСТВА

Евгений Юрьевич Антонов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор физико-математических наук, доцент, зав. лабораторией геоэлектрики, тел. (383)333-28-16, e-mail: AntonovEY@ipgg.sbras.ru

Николай Олегович Кожевников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник лаборатории геоэлектрики, тел. (383)333-28-16, e-mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

Предложен алгоритм и программа для расчетов переходных характеристик заземленной линии на поверхности проводящей горизонтально-слоистой среды с учетом магнитной вязкости. На примере однородного проводящего магнитовязкого полупространства показано, что релаксация намагниченности геологической среды оказывает заметное влияние на переходные характеристики установок с заземленными питающей и приемной линиями.

Ключевые слова: заземленная линия, метод ЗСБ, магнитная вязкость.

TRANSIENT RESPONSE OF THE GROUNDED LINE TO THE HOMOGENEOUS, CONDUCTIVE AND MAGNETICALLY VISCOUS HALFSpace

Evgeniy Yu. Antonov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Doctor of Science, Head of the Laboratory, tel. (383)333-28-16, e-mail: AntonovEY@ipgg.sbras.ru

Nikolay O. Kozhevnikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Doctor of Science, Professor, Principal Scientist, tel. (383)333-28-16, e-mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

The paper presents an algorithm and software for calculating transient response of grounded electric line to the horizontally layered conductive, magnetically viscous earth. It is shown, by the example of a homogeneous conductive magnetically viscous half-space, that the magnetic viscosity influences the grounded line transient response.

Key words: grounded line, TEM sounding method, magnetic viscosity.

Магнитная вязкость геологических сред оказывает заметное, а иногда преобладающее влияние на индукционные переходные характеристики. Чаще всего ее проявления связаны с установлением и релаксацией намагниченности ультрадисперсных зерен магнитных минералов. Во всех известных случаях эффекты магнитной вязкости наблюдались при использовании петлевых

установок. Вероятно, по этой причине имеется ряд публикаций, посвященных моделированию и/или анализу переходных характеристик применительно к установкам, в которых для возбуждения и измерения устанавливаемого магнитного поля применяются именно незаземленные петли. Однако из общих физических соображений очевидно, что магнитная вязкость должна влиять и на переходную характеристику установки с заземленными линиями. В настоящей статье приводится алгоритм расчета устанавливаемого электрического поля заземленной линии, расположенной на поверхности горизонтально-слоистой магнитовязкой среды, а также некоторые результаты расчетов для однородного магнитовязкого полупространства.

Рассмотрим проводящее магнитное полупространство с удельной электропроводностью σ и магнитной проницаемостью $\mu = \bar{\mu}\mu_0$, где $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м – магнитная проницаемость воздуха, а $\bar{\mu} = 1 + \kappa(\omega)$ – относительная магнитная проницаемость, является комплексной и зависимой от частоты величиной, $\kappa(\omega)$ – магнитная восприимчивость, задаваемая формулой $\kappa(\omega) = \kappa_0 \left\{ \frac{\ln[(1+i\omega\tau_2)/(1+i\omega\tau_1)]}{\ln(\tau_2/\tau_1)} \right\}$, где κ_0 – статическая восприимчивость, а τ_1, τ_2 – нижняя и верхняя границы диапазона времен релаксации [8, 9]. Зададим декартову систему координат xuz с осью z , направленной вниз (контакт нижнего проводящего полупространства и верхнего полупространства, заполненного воздухом, описывается плоскостью $z = 0$), а также полярную систему координат в плоскости xOy . Центры полярной и декартовой систем координат совпадают. В центре системы координат расположен дипольный электрический источник, момент которого I_x совпадает с положительным направлением оси x . Необходимо найти горизонтальные компоненты напряженности устанавливаемого электрического поля на поверхности полупространства в произвольной точке с полярными координатами (r, φ) . Для этого используется метод Фурье (разделения переменных): решение находится в частотной области с последующим преобразованием во временную область интегрированием гармонического электрического поля по вещественной оси частот [7]:

$$E(r, z, t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} E(r, z, \omega) \frac{e^{-i\omega t}}{-i\omega} d\omega.$$

Выражения для горизонтальных компонент напряженности электрического поля горизонтального электрического диполя в частотной области имеют следующий вид [6]:

$$E_x^{Ix}(r, z, z_0, \omega) = \frac{I}{4\pi\sigma} \int_0^\infty \frac{\partial f^E}{\partial z \partial z_0} [J_0(\lambda r) - \cos 2\varphi J_2(\lambda r)] \lambda d\lambda + \frac{i\omega\mu I}{4\pi} \int_0^\infty f^H [J_0(\lambda r) + \cos 2\varphi J_2(\lambda r)] \lambda d\lambda \quad (1)$$

$$E_y^{Ix}(r, z, z_0, \omega) = \frac{\sin 2\varphi I}{4\pi\sigma} \int_0^\infty \frac{\partial f^E}{\partial z \partial z_0} J_2(\lambda r) \lambda d\lambda +$$

$$+ \frac{i\omega\mu \sin 2\varphi I}{4\pi} \int_0^\infty f^H J_2(\lambda r) \lambda d\lambda \quad (2)$$

$$\left. \frac{\partial f^E}{\partial z \partial z_0} \right|_{z=z_0=0} = -p, f^H|_{z=z_0=0} = \frac{\mu}{\mu\lambda + \mu_0 p} = \frac{\bar{\mu}}{\bar{\mu}\lambda + p}$$

где $p = \sqrt{\lambda^2 + k^2}$, $k^2 = -i\omega\mu\sigma$; λ – пространственная частота; z_0, z – вертикальные координаты источника и приемника соответственно, f^E, f^H – фундаментальные функции слоистой задачи электрического и магнитного типа, которые зависят от свойств среды, пространственной частоты, вертикальных координат источника и точки измерения, но не зависят от свойств источника или компонент поля. Рекурсивный алгоритм вычисления фундаментальных функций слоистой задачи подробно описан в работе [7]. Очевидно, для немагнитной среды магнитная мода слоистой функции имеет вид $f^H|_{z=z_0=0} = \frac{1}{\lambda+p}$. Выполнив небольшие преобразования выражений (1, 2) с учетом известных рекуррентных соотношений $J_2(\lambda r) = \frac{2}{\lambda r} J_1(\lambda r) - J_0(\lambda r)$ [1], можно записать их компактно

в виде суммы интегралов $E_\alpha^{lx} = \sum_{i=1}^4 A_i^\alpha I_i$, $\alpha = (x, y)$,

где:

$$I_1 = \int_0^\infty p J_0(\lambda r) \lambda d\lambda, \quad I_2 = \int_0^\infty p J_1(\lambda r) d\lambda, \quad (3)$$

$$I_3 = \int_0^\infty \frac{\bar{\mu}}{\bar{\mu}\lambda+p} J_0(\lambda r) \lambda d\lambda, \quad I_4 = \int_0^\infty \frac{\bar{\mu}}{\bar{\mu}\lambda+p} J_1(\lambda r) d\lambda, \quad (4)$$

$$A_1^x = -\frac{I(1 + \cos 2\varphi)}{4\pi\sigma}, A_2^x = \frac{I \cos 2\varphi}{2\pi\sigma r}, A_3^x = \frac{I i\omega\mu(1 - \cos 2\varphi)}{4\pi}, A_4^x = \frac{I i\omega\mu \cos 2\varphi}{2\pi r},$$

$$A_1^y = -\frac{I \sin 2\varphi}{4\pi\sigma}, A_2^y = \frac{I \sin 2\varphi}{2\pi\sigma r}, A_3^y = -\frac{I i\omega\mu \sin 2\varphi}{4\pi}, A_4^y = \frac{I i\omega\mu \sin 2\varphi}{2\pi r}.$$

Известно, что для проводящего немагнитного полупространства интегралы (3–4) сводятся к табличным и компоненты напряженности электрического поля E_x^{lx} и E_y^{lx} имеют аналитические выражения [2]:

$$E_x^{An} = \frac{I}{2\pi\sigma r^3} [3 \cos^2 \varphi - 2 + (1 + kr)e^{-kr}], \quad (5)$$

$$E_y^{An} = \frac{I}{2\pi\sigma r^3} 3 \cos \varphi \sin \varphi. \quad (6)$$

В случае магнитного полупространства интегралы (4) не сводятся к табличным, поэтому для определения их значений необходимо использовать численные методы интегрирования. Возвращаясь к выражениям (1, 2), заметим, что их можно представить в виде суммы аналитических выражений (5, 6), вычисленных для комплексной магнитной проницаемости и некоторой поправки, которую аналитические выражения не содержат. Для расчета

поправки в подынтегральных выражениях (4) необходимо выделить часть фундаментальной функции, связанной с магнитными свойствами среды:

$$\frac{\bar{\mu}}{\bar{\mu}\lambda+p} - \frac{1}{\lambda+p} = \frac{p\kappa}{(\lambda+p+\lambda\kappa)(\lambda+p)}.$$

Интегралы, входящие в выражения для вычисления поправок, учитывающих магнитные свойства полупространства, имеют следующий вид:

$$I_3^{MV} = \int_0^\infty \frac{p\kappa J_0(\lambda r)\lambda d\lambda}{(\lambda+p+\lambda\kappa)(\lambda+p)}, \quad (7)$$

$$I_4^{MV} = \int_0^\infty \frac{p\kappa J_1(\lambda r)d\lambda}{(\lambda+p+\lambda\kappa)(\lambda+p)}. \quad (8)$$

Выражения (1, 2) для компонент напряженности электрического поля в магнитной среде могут быть представлены следующим образом:

$$E_x^{Ix} = E_x^{An}(\mu) + A_3^x I_3^{MV} + A_4^x I_4^{MV}, \quad E_y^{Ix} = E_y^{An} + A_3^y I_3^{MV} + A_4^y I_4^{MV}.$$

Нахождение значений интегралов I_3^{MV} и I_4^{MV} (7, 8) предполагает численную реализацию. Поскольку при расположении источника и приемника на горизонтальной плоскости интегралы вида (3, 4) сходятся плохо, для расчетов использовался метод деформации пути интегрирования в комплексной области. В применении к прямым задачам электроразведки метод описан в работах [3, 5]. Воспользовавшись известными выражениями $J_\nu(z) = \frac{1}{2} [H_\nu^{(1)}(z) + H_\nu^{(2)}(z)]$, $K_\nu(z) = \frac{i\pi}{2} e^{\frac{i\pi\nu}{2}} H_\nu^{(1)}(iz) = -\frac{i\pi}{2} e^{-\frac{i\pi\nu}{2}} H_\nu^{(2)}(-iz)$ [1], осуществим в (7, 8) переход к интегралам с модифицированными функциями Бесселя, имеющим экспоненциальное затухание. Интегрирование в комплексной плоскости $z = \lambda_x + i\lambda_y$ выполняется по лучам $\lambda_c = \lambda_x(1 + it)$ и $\bar{\lambda}_c = \lambda_x(1 - it)$, где $t = tg \alpha$. Угол наклона лучей α выбирается так, чтобы выполнялось условие $Re(p) \geq 0$ [6]. В результате произведенных замен переменной интегрирования выражения (4) преобразуются к виду:

$$I_3^{MV} = \frac{i}{\pi} \left[-\int_0^\infty \frac{K_0(-i\lambda_c r) p_c \kappa \lambda_c d\lambda_c}{(\lambda_c + p_c + \lambda_c \kappa)(\lambda_c + p_c)} + \int_0^\infty \frac{K_0(i\bar{\lambda}_c r) \bar{p}_c \kappa \bar{\lambda}_c d\bar{\lambda}_c}{(\bar{\lambda}_c + \bar{p}_c + \bar{\lambda}_c \kappa)(\bar{\lambda}_c + \bar{p}_c)} \right], \quad (9)$$

$$I_4^{MV} = -\frac{1}{\pi} \left[\int_0^\infty \frac{K_1(-i\lambda_c r) p_c \kappa d\lambda_c}{(\lambda_c + p_c + \lambda_c \kappa)(\lambda_c + p_c)} + \int_0^\infty \frac{K_1(i\bar{\lambda}_c r) \bar{p}_c \kappa d\bar{\lambda}_c}{(\bar{\lambda}_c + \bar{p}_c + \bar{\lambda}_c \kappa)(\bar{\lambda}_c + \bar{p}_c)} \right], \quad (10)$$

где $p_c = \sqrt{\lambda_c^2 + k^2}$, $\bar{p}_c = \sqrt{\bar{\lambda}_c^2 + k^2}$.

На рис. 1 приведены результаты расчетов переходной характеристики во временной области для экваториальной установки, расположенной на поверхности магнитовязкого полупространства. Длина питающей линии (AB) составляла 100 м, приемной (MN) – 20 м, разнос между линиями $r=10$ м.

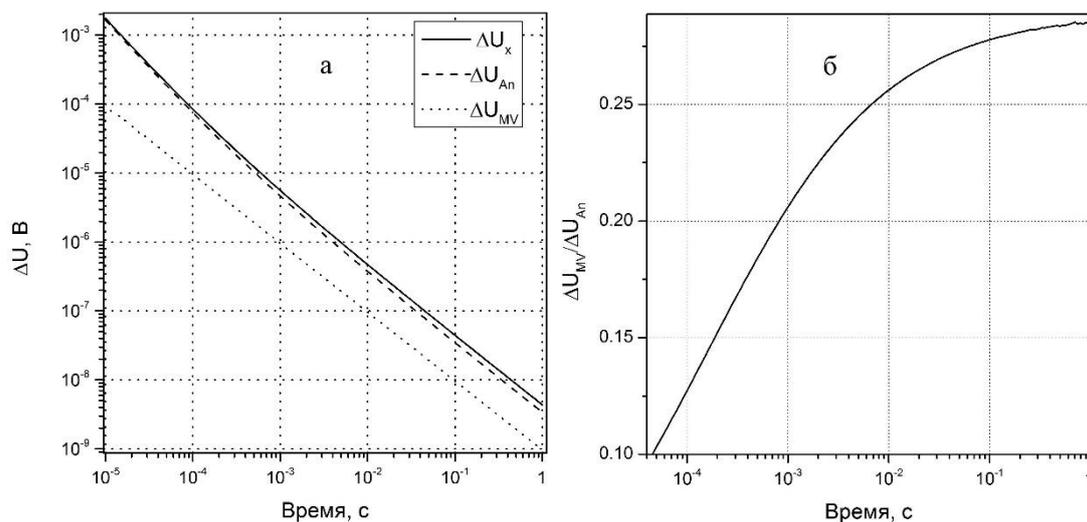


Рис. 1. Результаты расчетов переходного напряжения для экваториальной электрической установки $AB-MN$ и его составляющих: $\Delta U_x = \Delta U_{An} + \Delta U_{MV}$

Удельное сопротивление полупространства (УЭС) – 10^6 Ом·м, $\kappa = 0.01$ ед. СИ. Времена релаксации намагниченности суперпарамагнитных частиц $\tau_1 = 10^{-6}$ с, $\tau_2 = 10^6$ с. В указанный временной интервал попадает диапазон времен регистрации, устанавливающейся ЭДС методом зондирования становлением поля в ближней зоне [4]. На рис. 1, а показаны нормированные на силу тока переходная характеристика ΔU_x и составляющие ее слагаемые ΔU_{An} и ΔU_{MV} , найденные с использованием аналитического выражения (5) и поправки вычисленной с использованием (9, 10). На рис. 1, б приведен график отношения ΔU_{MV} к ΔU_{An} . Из рисунка видно, что поправка, не учитываемая аналитическими выражениями (5, 6), значительна и пренебрежение ею может привести к существенной ошибке в вычислении полей.

ВЫВОДЫ

Предложен способ вычисления устанавливающегося электрического поля заземленной линии на поверхности горизонтально-слоистой, проводящей и магнитовязкой среды. Алгоритмы для расчета переходных характеристик реализованы в виде компьютерной программы FwLL_MV. С использованием предложенного способа на примере однородного проводящего магнитовязкого полупространства показано, что релаксация намагниченности оказывает влияние на переходные характеристики установок с заземленными питающей и приемной линиями. При этом влияние магнитной вязкости аналогично тому, которое наблюдается для петлевых установок: ЭДС и кажущееся удельное сопротивление неуклонно понижаются со временем. Чем выше удельное сопротивление полупространства и меньше разнос установки, тем раньше ЭДС и кажущееся сопротивление начинают убывать как $1/t$. В диапазоне значений УЭС, характерных для геологических сред, релаксация намагниченности и диффузия вихревых токов протекают независимо.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Абрамовиц М., Стиган И. Справочник по специальным функциям с формулами, графиками и математическими таблицами. - М.: Наука, 1979. - 832 с.
2. Вешев А.В. Электропрофилирование на постоянном и переменном токе. - 2-е изд. - Л.: Недра, 1980. - 391 с.
3. Заборовский А.И. Электроразведка. - М.: Гостоптехиздат, 1963. - 423с.
4. Кожевников Н.О., Антонов Е.Ю. Влияние релаксации намагниченности однородного полупространства на индукционные переходные характеристики // Геология и геофизика. - 2008. - Т. 49. - №3. - С. 262-276.
5. Могилатов В.С., Потапов В.В. Универсальное математическое обеспечение для индукционного каротажа // Каротажник. - 2014. - № 12. - С. 76-90.
6. Табаровский Л.А. Применение метода интегральных уравнений в задачах геоэлектрики. - Новосибирск: Наука, 1975. - 142 с.
7. Табаровский Л.А., Соколов В.П. Программа расчета нестационарного поля дипольных источников в горизонтально-слоистой среде (АЛЕКС) // Электромагнитные методы геофизических исследований: Сб. науч. тр. - Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1982. - 97 с.
8. Трухин В.И. Введение в магнетизм горных пород. - М.: Изд-во МГУ, 1973. - 272 с.
9. Lee T. The effect of a superparamagnetic layer on the transient electro-magnetic response of a ground // Geophysical Prospecting. - 1984. - Vol. 32. - P. 480-496.

© Е. Ю. Антонов, Н. О. Кожевников, 2016

ИНВЕРСИЯ ДАННЫХ ПРИ МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКОМ ЗОНДИРОВАНИИ ТРЕХМЕРНОЙ СРЕДЫ (ТЕСТ ПО СИНТЕТИЧЕСКИМ ДАННЫМ)

Валерий Викторович Плоткин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий научный сотрудник, e-mail: plotkinvv@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Игоревич Губин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер, e-mail: GubinD9@mail.ru

Проведено тестирование алгоритма интерпретации данных на основе метода Треффца при магнитотеллурическом зондировании (МТЗ) трехмерной среды.

Ключевые слова: магнитотеллурическое зондирование, кажущееся сопротивление, приповерхностные и глубинные неоднородности электропроводности, метод Треффца.

INVERSION OF DATA AT MAGNETOTELLURIC SOUNDING OF THE THREE-DIMENSIONAL MEDIUM (THE TEST ACCORDING TO SYNTHETIC DATA)

Valery V. Plotkin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Leading Research Scientist, e-mail: plotkinvv@ipgg.sbras.ru

Dmitry I. Gubin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Engineer, e-mail: GubinD9@mail.ru

Testing the data interpretation algorithm on the basis Treffts's method at the magnetotelluric sounding (MTS) of the three-dimensional medium is executed.

Key words: magnetotelluric sounding, apparent resistivity, the near-surface and deep conductivity inhomogeneities, Treffts's method.

До настоящего времени существуют трудности интерпретации данных магнитотеллурического зондирования трехмерной среды. В случаях, когда не выполнены критерии применимости одномерного и двухмерного приближений, возникает необходимость сложных и длительных вычислений на компьютерах с большой памятью, что не всегда возможно. Для дальнейшего развития метода МТЗ необходимо создание эффективного алгоритма, позволяющего на практике получать приближенные решения прямых и обратных задач для сложных геологических структур за реально допустимое расчетное время.

Известно, что для трехмерной среды поведение кривых МТЗ осложнено разного рода искажениями, приводящими к различиям до нескольких порядков между продольными и поперечными кривыми кажущегося сопротивления при профильных измерениях. Поэтому для достоверной интерпретации искаженных кривых возникает необходимость получения и обработки площадных данных.

По своей природе, в силу диффузионного характера проникновения поля в среду, обратные задачи МТЗ неустойчивы. Даже в одномерном случае из-за интегральности отклика среды кривые МТЗ часто оказываются близкими для нескольких весьма различных вертикальных геоэлектрических разрезов. При наличии помех это приводит к появлению областей эквивалентности решений.

В трехмерной среде отклик получается нелокальным, поскольку имеет место зондирования не только вглубь, но и в латеральных направлениях. Это приводит к связям между кривыми МТЗ, регистрируемыми несколькими близлежащими пунктами. Возникает вопрос: как влияет это обстоятельство на устойчивость решений обратных задач и область эквивалентности? Изменится ли область эквивалентности, если интерпретацию проводить одновременно по данным всех пунктов, привлекая обе кривые кажущихся сопротивлений и все фазовые кривые?

Чтобы прояснить ситуацию, мы использовали синтетические данные МТЗ для трехмерной среды. Подготовка и интерпретация таких данных проводилась с помощью численной модели [1] влияния приповерхностных и глубинных неоднородностей над одномерным слоистым геоэлектрическим разрезом на основе метода Треффца [2]. Каждый из нескольких латерально неоднородных слоев представлялся совокупностью конечных элементов – параллелепипедов, в которых электропроводность однородна. Толщины слоев и их положение могли варьироваться. Для получения верхних граничных условий (ВГУ) на земной поверхности и нижних граничных условий (НГУ) на границе со слоистой средой электрическое и магнитное поля ($\sim e^{i\omega t}$) представлялись наборами пространственных гармоник по горизонтальным осям координат:

$$\mathbf{E}_{\perp}(x, y, z) = \int \mathbf{e}_{\perp}(k_x, k_y, z) \exp(ik_x x + ik_y y) dk_x dk_y,$$

$$\mathbf{e}_{\perp}(k_x, k_y, z) = \frac{1}{4\pi^2} \int \mathbf{E}_{\perp}(x, y, z) \exp(-ik_x x - ik_y y) dx dy,$$

НГУ учитывали возбуждение пространственных гармоник поля внутри латерально неоднородных слоев и их распространение в глубь лежащей ниже горизонтально слоистой среды с параметрами разреза σ_n, h_n [1]:

$$e_x = -\frac{R^{(0)}}{\sigma_1 k_1} \left[k_x k_y h_x - (k_1^2 - k_y^2) h_y \right] - \frac{k_1 k_x}{\sigma_1} (R^{(1)} - R^{(0)}) \frac{k_y h_x - k_x h_y}{k_x^2 + k_y^2},$$

$$e_y = -\frac{R^{(0)}}{\sigma_1 k_1} \left[(k_1^2 - k_x^2) h_x - k_x k_y h_y \right] - \frac{k_1 k_y}{\sigma_1} (R^{(1)} - R^{(0)}) \frac{k_y h_x - k_x h_y}{k_x^2 + k_y^2},$$

$$R^{(1)} = \operatorname{cth} \left\{ k_1 h_1 + \operatorname{arch} \left[\frac{k_2 \sigma_1}{k_1 \sigma_2} \operatorname{cth} \left(k_2 h_2 + \mathbf{K} \operatorname{arch} \frac{k_N \sigma_{N-1}}{k_{N-1} \sigma_N} \right) \right] \right\},$$

$$R^{(0)} = \operatorname{cth} \left\{ k_1 h_1 + \operatorname{arch} \left[\frac{k_1}{k_2} \operatorname{cth} \left(k_2 h_2 + \mathbf{K} \operatorname{arch} \frac{k_{N-1}}{k_N} \right) \right] \right\},$$

$$k_n = \sqrt{k_x^2 + k_y^2 + i\mu_0 \omega \sigma_n}, \quad n = 1, L, N.$$

В средних широтах (в дальней зоне первичного источника) справедливо приближение о возбуждении среды вертикально падающей плоской волной. В этом случае латеральные изменения поля на земной поверхности обусловлены лишь неоднородностью среды. Поэтому ВГУ использовались в виде, учитывающем затухание пространственных гармоник поля в глубь атмосферы:

$$h_x = -\frac{1}{i\omega\mu_0 k_a} \left[k_x k_y e_x - (k_a^2 - k_y^2) e_y \right],$$

$$h_y = -\frac{1}{i\omega\mu_0 k_a} \left[(k_a^2 - k_x^2) e_x - k_x k_y e_y \right].$$

На внешних боковых гранях неоднородных слоев поставлены периодические граничные условия. Этот тип граничных условий связан с использованием в алгоритме двумерного Фурье представления поля.

Решение обратной задачи находилось по данным нескольких пунктов МТЗ с помощью минимизации следующего целевого функционала:

$$\Phi = \frac{1}{4KJ} \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J \left(\left| \frac{\rho_{xy}^t - \rho_{xy}^{\text{exp}}}{\rho_{xy}^{\text{exp}}} \right|^2 + \left| \frac{\rho_{yx}^t - \rho_{yx}^{\text{exp}}}{\rho_{yx}^{\text{exp}}} \right|^2 + \left| \frac{\phi_{xy}^t - \phi_{xy}^{\text{exp}}}{\phi_{xy}^{\text{exp}}} \right|^2 + \left| \frac{\phi_{yx}^t - \phi_{yx}^{\text{exp}}}{\phi_{yx}^{\text{exp}}} \right|^2 \right)_{k,j}, \quad \text{где}$$

$\rho_{xy}^t, \rho_{xy}^{\text{exp}}, \rho_{yx}^t, \rho_{yx}^{\text{exp}}, \phi_{xy}^t, \phi_{xy}^{\text{exp}}, \phi_{yx}^t, \phi_{yx}^{\text{exp}}$ – кажущиеся сопротивления и фазы импеданса (нижние индексы xy и yx обозначают различные поляризации поля, верхние индексы t и exp относятся к расчетным для текущей модели и “экспериментальным” значениям величин соответственно) в разных пунктах (суммирование по k) и на разных периодах (суммирование по j). Для устойчивости и регуляризации процесса в целевой функционал добавлялся член $\lambda \mathbf{m}^T \mathbf{m}$, где \mathbf{m} – вектор модельных параметров, задающих искомую среду, λ – параметр, от величины которого зависит устойчивость результата. Нами использовалась итерационный процесс [3], связанный с вычислениями матрицы чувствительности и ее сингулярного SVD -разложения. Если представить регистрируемые на заданных пунктах МТЗ и на всех временных периодах величины кажущихся сопротивлений и фаз импеданса в виде вектора \mathbf{d} , можно записать оператор \mathbf{A} прямой задачи МТЗ в виде $\mathbf{A}(\mathbf{m}) = \mathbf{d}$. Линеаризация этого уравнения для некоторой k -ой текущей модели среды \mathbf{m}_k дает

выражение
$$\mathbf{A}(\mathbf{m}_k) + \left(\frac{\partial \mathbf{A}}{\partial \mathbf{m}} \right)_k (\mathbf{m}_{k+1} - \mathbf{m}_k) = \mathbf{d}, \quad \text{где} \quad \left(\frac{\partial \mathbf{A}}{\partial \mathbf{m}} \right)_k$$
 – матрица

чувствительности. Тогда для приращений модельных параметров $\Delta \mathbf{m}_k = \mathbf{m}_{k+1} - \mathbf{m}_k$ с учетом члена регуляризации и SVD -представления матрицы справедливы формулы [3]:

$$\Delta \mathbf{m}_k = - \left(\left(\frac{\partial \mathbf{A}}{\partial \mathbf{m}} \right)_k^T \left(\frac{\partial \mathbf{A}}{\partial \mathbf{m}} \right)_k + \lambda \mathbf{I} \right)^{-1} \left(\frac{\partial \mathbf{A}}{\partial \mathbf{m}} \right)_k^T \Delta \mathbf{d}_k, \quad \left(\frac{\partial \mathbf{A}}{\partial \mathbf{m}} \right)_k = \mathbf{U} \mathbf{\Lambda} \mathbf{V}^T,$$

$$\Delta \mathbf{m}_k \approx - \mathbf{V}_p (\mathbf{\Lambda}_p^2 + \lambda \mathbf{I})^{-1} \mathbf{\Lambda}_p \mathbf{U}_p^T \Delta \mathbf{d}_k,$$

где \mathbf{I} – единичная матрица, \mathbf{V}_p , \mathbf{U}_p и $\mathbf{\Lambda}_p$ – матрицы, составленные из p старших правых и левых собственных векторов и их собственных значений соответственно, $\Delta \mathbf{d}_k = \mathbf{d}(\mathbf{m}_k) - \mathbf{d}$ – невязки данных пунктов МТЗ для k -ой модели среды. Параметр λ на каждой итерации выбирается, исходя из минимальной невязки $\Delta \mathbf{d}_{k+1}$.

По предлагаемому алгоритму были проведены численные эксперименты с трехмерной моделью среды. Сначала для нее были рассчитаны синтетические входные экспериментальные данные. Исходная модель трехмерной среды, а также результаты инверсии этих данных для разного количества пунктов МТЗ после 20 итераций отражены на рис. 1:

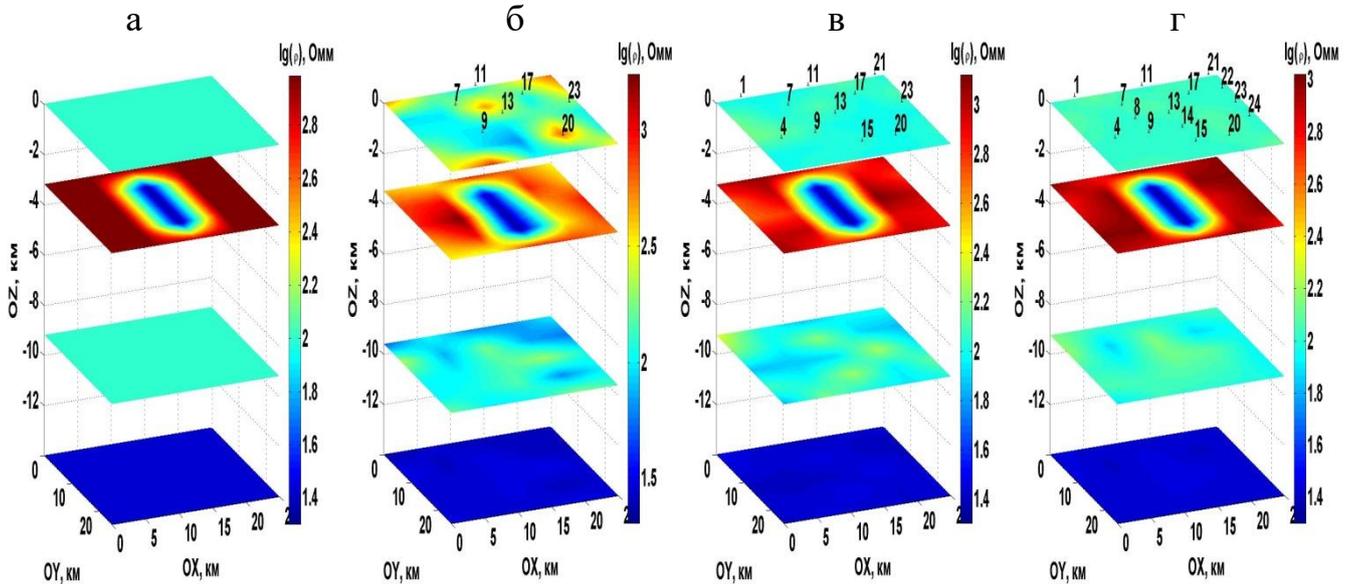


Рис. 1. Модель среды (а) и результаты инверсии по данным 7, 11 и 15 пунктов МТЗ после 20 итераций при значениях минимумов функционала: $9.7_{10^{-5}}$ (б), $9.2_{10^{-6}}$ (в) и $7.2_{10^{-6}}$ (г). Карты УЭС представлены на глубинах средин неоднородных слоев и на кровле подстилающей среды

Как видно, модель среды представлена 3-мя слоями с УЭС 100, 1000 и 100 Омм и мощностями 0.7, 5 и 7 км. Подстилающая среда – 20 Омм. Во 2-м слое – вертикально проводящий канал с УЭС 20 Омм. В качестве стартовой использовалась модель однородной среды с УЭС 400 Омм. В качестве входных учитывались синтетические данные для разных наборов пунктов МТЗ.

Можно отметить, что в ходе оптимизации при промежуточных значениях целевого функционала сначала выявлялись модели среды, в которых исходный вертикально проводящий канал во втором слое “проникал” и в соседние с ним слои. Лишь при достаточном уменьшении значения целевого функционала

была восстановлена истинная модель среды. Однако значения минимума функционала такого порядка трудно достигнуть в реальной ситуации при наличии экспериментальных помех. Можно ли добиться восстановления исходной модели среды при больших значениях функционала?

Для ответа на этот вопрос на рис. 2 представлены графики изменений величины функционалов в ходе оптимизации модели среды (а) и графики зависимостей невязок искомым параметров модели от невязок данных наблюдений (б), полученные по данным разного количества пунктов МТЗ (невязки по модели среды считались аналогично невязкам целевого функционала).

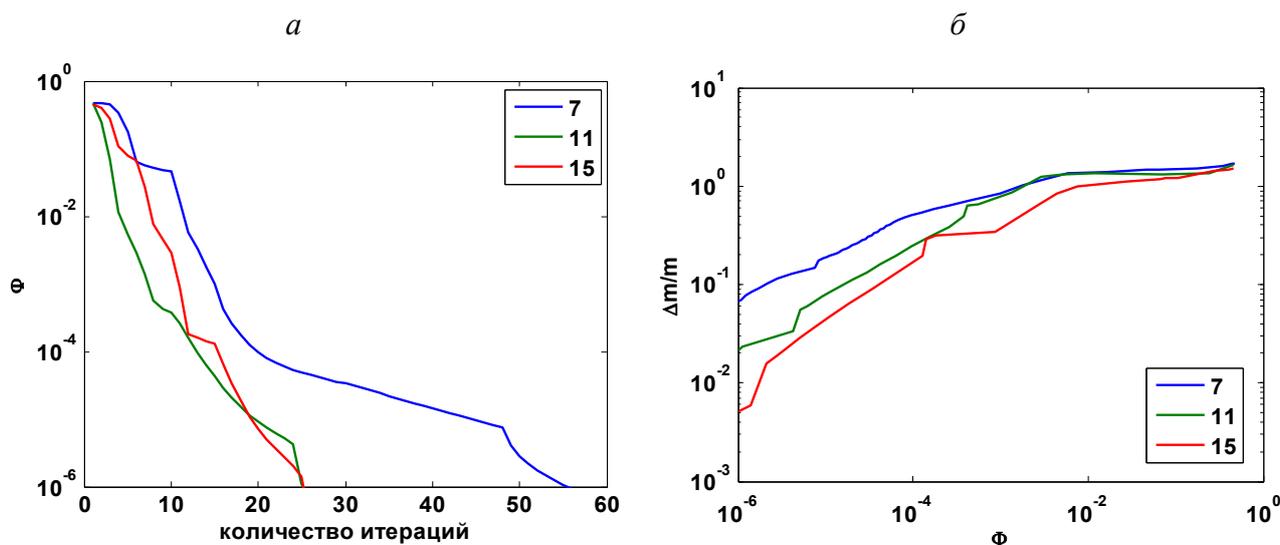


Рис. 2. Изменения величин невязок в ходе оптимизации модели среды в зависимости от количества используемых пунктов МТЗ

Можно видеть, что для выбранной тестовой модели среды количество итераций, необходимое для ее восстановления по данным МТЗ, зависит от количества пунктов наблюдений. Чем больше этих пунктов и, соответственно, данных, тем за меньшее количество итераций и при больших значениях целевого функционала практически восстанавливается исходная модель среды. Более сложной оказывается зависимость этих характеристик от степени неоднородности среды, в частности, от контрастности электропроводностей в неоднородных слоях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Плоткин В.В., Губин Д.И. Учет приповерхностных неоднородностей над горизонтально слоистым разрезом при магнитотеллурическом зондировании // Геология и геофизика. - 2015. - Т. 56. - № 7. - С. 1381-1390.
2. Егоров И.В. Метод Треффца для решения трехмерных прямых и обратных задач геоэлектрики // Физика Земли. - 2011. - Т. 47. - № 2. - С. 15-26.
3. Senkaya M., Karshl H. Joint inversion of Rayleigh-wave dispersion data and vertical electric sounding data: synthetic tests on characteristic sub-surface models // Geophysical Prospecting. - 2016. - Vol. 64. - N 1. - P. 228-246.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ АНИЗОТРОПИИ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ВЫСОКООМНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ДАННЫМ БОКОВОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Алексей Михайлович Петров

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, магистрант геолого-геофизического факультета, e-mail: alex_1993_08@mail.ru

Карина Владимировна Сухорукова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-49-52, e-mail: SuhorukovaKV@ipgg.sbras.ru

Олег Валентинович Нечаев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, e-mail: oleg.v.nechaev@gmail.com

Получены геоэлектрические модели баженовской свиты численной инверсией сигналов бокового каротажного зондирования, измеренных в вертикальных скважинах. Расчет сигналов проводится методом конечных элементов, для инверсии используется метод покоординатного спуска.

Ключевые слова: боковое каротажное зондирование, макроанизотропия удельного электрического сопротивления, численная инверсия, баженовская свита.

DETERMINING THE RESISTIVITY ANISOTROPY OF HIGH-RESISTIVITY SEDIMENTS, BASED ON LATERAL LOG SOUNDING DATA FROM VERTICAL WELLS

Aleksey M. Petrov

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova Str. 2, master's student at the Geology and Geophysics Department, e-mail: alex_1993_08@mail.ru

Karina V. Sukhorukova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher, e-mail: SuhorukovaKV@ipgg.sbras.ru

Oleg V. Nechaev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher, e-mail: oleg.v.nechaev@gmail.com

We have acquired geoelectric models of the Bazhenov formation via numerical inversion of lateral log sounding data from vertical boreholes. Calculation of the signals is conducted through the Finite Element Method. For the inversion we employ the modified coordinate descent method.

Key words: lateral logging sounding, electrical macroanisotropy, numerical inversion, Bazhenov formation.

Терригенные отложения Западной Сибири часто характеризуются

выраженной макроанизотропией удельного электрического сопротивления (УЭС). Данная работа развивает интерпретационную базу методов скважинной электрометрии, в частности, при исследовании отложений баженовской свиты градиент-зондами БКЗ, которые обладают чувствительностью к вертикальной компоненте УЭС.

МОДЕЛИРОВАНИЕ И РЕШЕНИЕ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ

При численном моделировании сигналов зондов БКЗ для определения кажущегося сопротивления необходимо рассчитать разность потенциалов на двух измерительных электродах. Распределение электрического потенциала φ в области моделирования описывается краевой задачей, для дискретизации которой используется метод конечных элементов. Решение результирующей системы линейных алгебраических уравнений осуществляется при помощи разложения Холецкого.

Обратная задача идентификации параметров модели околоскважинного пространства, по данным БКЗ, формулируется как задача минимизации функционала невязки, для решения которой используется метод покоординатного спуска, дополненного следующим шагом – минимизацией функции вдоль направления, соединяющего начальную и конечную точки одного цикла координатного спуска с целью избежать зигзагообразной траектории, присущей методу покоординатного спуска, и, следовательно, повысить скорость сходимости всего алгоритма.

Алгоритм минимизации позволяет фиксировать любые подбираемые параметры модели, задавать большое количество горизонтальных и цилиндрических границ между областями, которые могут быть как анизотропными, так и изотропными, что позволяет максимально быстро и эффективно решать задачу инверсии данных, измеренных в сложных геоэлектрических разрезах.

МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ

Успешное применение программной реализации алгоритма инверсии (программный пакет AlondraWL) к практическим данным БКЗ осуществляется с помощью методических приемов, развитых в сравнении с предложенными в работе [3].

1. Создание стартовой модели. В автоматизированной системе EMF Pro проводится разбивка целевого интервала на слои по комплексу методов ГИС. Также определяются интервалы с зоной проникновения (ЗП) и проводится одномерная инверсия сигналов БКЗ, измеренных на этих интервалах, на базе цилиндрически-слоистой изотропной модели с учетом данных резистивиметрии. Сопротивления слоев без ЗП, используемые в качестве стартовой геоэлектрической модели для пакета AlondraWL, определяются путем анализа кривой бокового каротажа. Так как кривые бокового каротажа не чувствительны к вертикальной составляющей УЭС, на данном этапе модель изотропна.

2. Инверсия. Инверсия производится последовательным запуском алгоритма AlondraWL с различными стартовыми параметрами. Сначала, чтобы уточнить положения границ, фиксируются все параметры, кроме глубин границ. После в слоях с ЗП уточняются ее параметры. Далее параметры ЗП фиксируются и проводится подбор сопротивлений неизменных частей пластов. Пласты, не обладающие ЗП, подбираются в рамках анизотропной модели, песчаные пласты с ЗП – в рамках изотропной, в силу принципа эквивалентности

и отсутствия априорных данных. На финальном этапе проводится удаление очень тонких (не влияющих на сигналы) пропластков, отменяется фиксация всех параметров и производится еще один цикл минимизации целевого функционала.

В случае получения хорошего совпадения диаграмм измеренных и рассчитанных сигналов процесс численной инверсии считается завершенным, в противном случае проводится повторная инверсия проблемных интервалов с учетом уже полученной информации о геоэлектрическом разрезе.

Набор и последовательность указанных действий, составляющих численную интерпретацию, являются приблизительными и определяются интерпретатором. В зависимости от сложности исследуемого геологического разреза некоторые пункты могут оказаться не востребуемыми.

ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ СИГНАЛОВ БКЗ К АНИЗОТРОПИИ УЭС

Для контроля достоверности полученных геоэлектрических моделей создано программное обеспечение расчета производных кажущегося сопротивления. Алгоритм рассчитывает производные сигнала градиент-зонда, расположенного в точке расчета, к горизонтальному и вертикальному сопротивлениям всех пластов модели. Для анализа брались стартовые модели, в которых значения горизонтального и вертикального сопротивлений равны (рис. 1). Результаты расчета показывают, что в выбранных точках (подошва, середина и кровля свиты) производные сигналов достаточно большие, что обеспечивает возможность подбора значений УЭС в модели высокоомных отложений баженовской свиты с оценкой его анизотропии.

ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Отложения баженовской свиты представлены аргиллитами, кремнисто-глинистыми породами, силицитами и карбонатами, которые по своим физическим параметрам существенно отличаются не только от вмещающих пород, но и между собой. Трудности выделения коллекторов "обусловлены сложным сочетанием кварцевых, полевошпатовых, карбонатных и глинистых минералов, тонкой слоистостью и высокой битуминозностью пород, трещинно-поровым строением коллекторов" [1].

Среди наиболее значимых особенностей баженовской свиты стоит отметить аномально высокие величины удельного электрического сопротивления, достигающие 3000 Ом·м и более за счет сильной гидрофобизации пород, а также сложное тонкослоистое строение – толщины

пропластков составляют 0.4-0.6 м и редко превышают 0.8-1.0 м [2].

По данным кавернометрии, в силу гидрофобности отложений на всем интервале свиты не меняется диаметр скважины, поэтому проникновение большого объема фильтрата в породу маловероятно. В силу приведенных особенностей для численной интерпретации данных БКЗ, измеренных в вертикальных скважинах Федоровского, Рускинского и Восточно-Сургутского месторождений на интервалах баженовской свиты, была выбрана двумерная осесимметричная трансверсально изотропная модель среды без ЗП. Песчаные коллекторы, залегающие под баженовской свитой, интерпретировались в рамках изотропной модели с зоной проникновения. Все скважины бурились на глинистом растворе с сопротивлением 1-2 Ом·м.

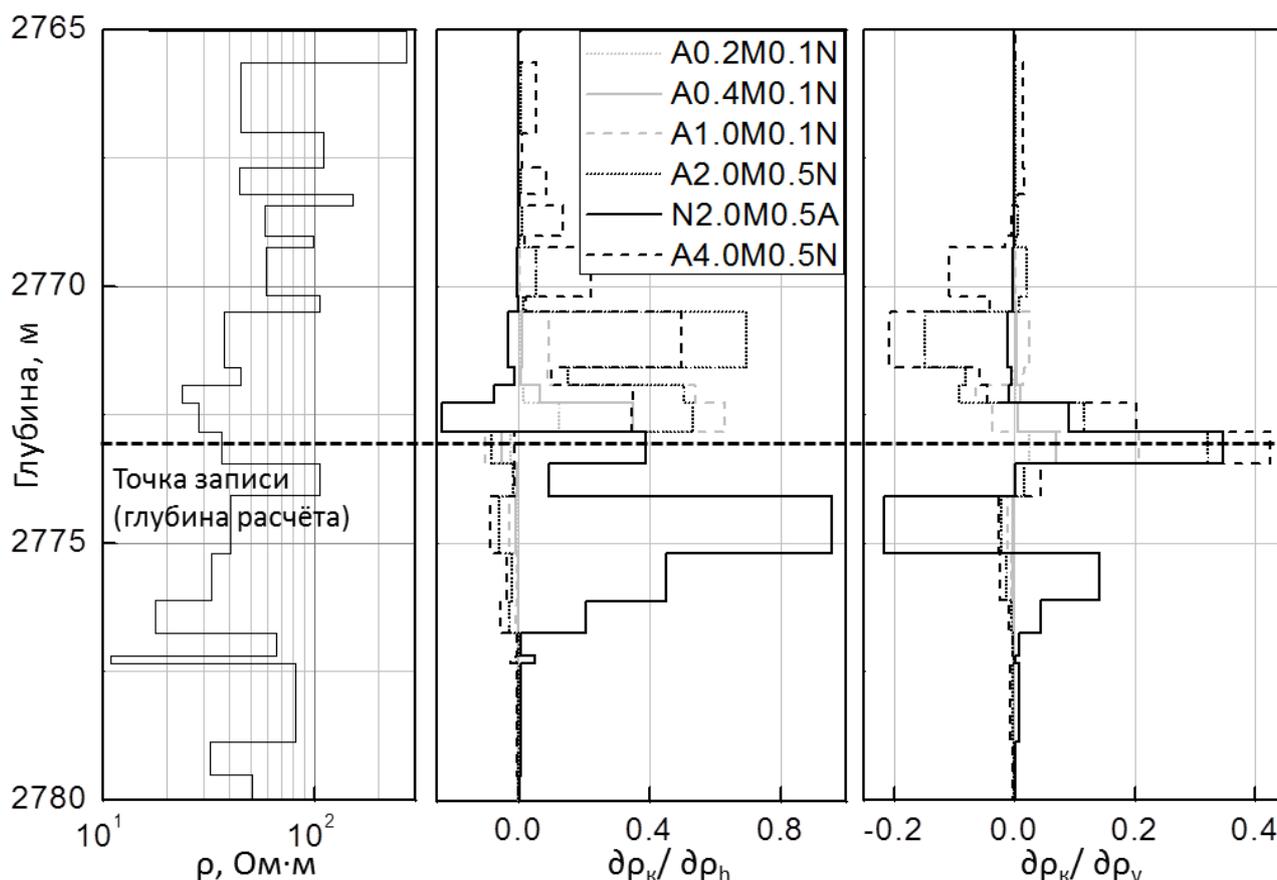


Рис. 1. Стартовая модель УЭС (слева) и чувствительность сигналов БКЗ к горизонтальной и вертикальной составляющим УЭС при расположении точки записи в середине баженовской свиты

В этих условиях в модели пересечения тонкого анизотропного пласта в изотропной среде максимальная чувствительность к вертикальной составляющей сопротивления смещается в сторону длинных зондов, что отражается на результатах инверсии. Полученные при инверсии модели пород свиты состоят из тонких контрастных по УЭС анизотропных пластов (рис. 2).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развита методика численной интерпретации данных БКЗ в двумерных анизотропных геоэлектрических моделях. Модифицирован алгоритм численной инверсии сигналов БКЗ AlondraWL, разработан алгоритм расчета их производных для оценки чувствительности к горизонтальному и вертикальному УЭС. Проведена инверсия данных, измеренных на интервале высокоомных баженовских отложений в более чем 20 скважинах. Построены 2D геоэлектрические модели баженовской свиты, отличающиеся высоким контрастом УЭС и небольшой толщиной пластов, а также сильной электрической анизотропией.

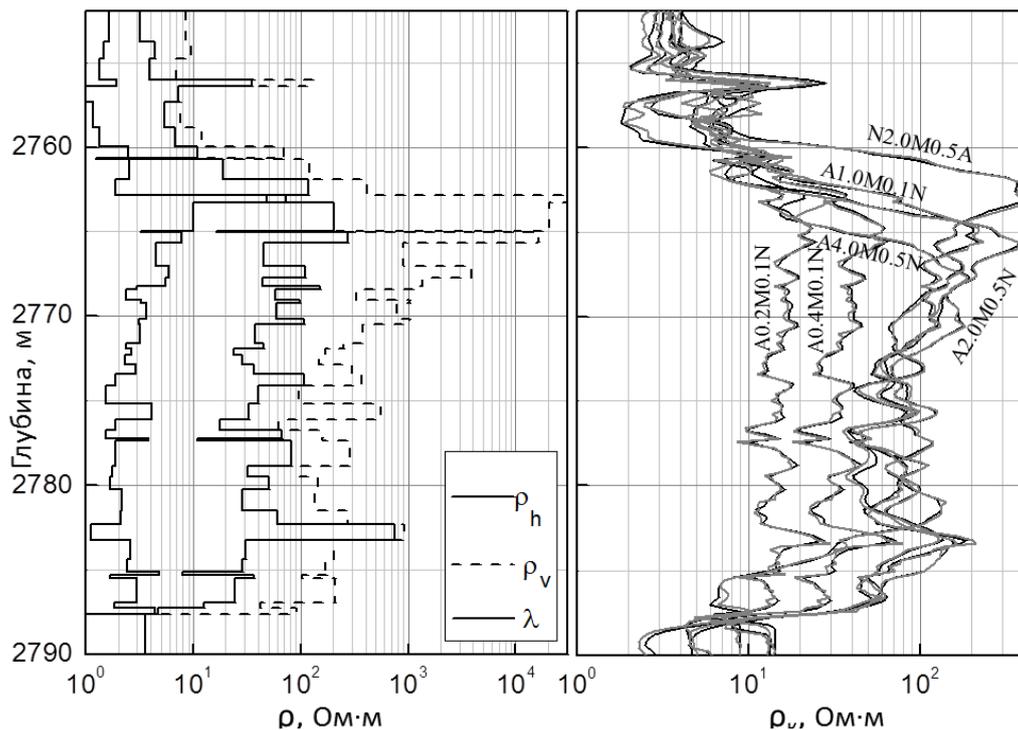


Рис. 2. Результат численной интерпретации. Слева подобранные значения горизонтального и вертикального сопротивлений и коэффициент анизотропии. Справа измеренные (серый цвет) и подобранные (черный цвет) сигналы БКЗ

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Козяр В.Ф., Глебочева Н.К., Медведев Н.Я. Выделение проницаемых пород - коллекторов по параметрам волны Стоунли (результаты промышленных испытаний) // НТВ "Каротажник". - Тверь: ГЕРС, 1999. - Вып. 56. - С. 52-59.
2. Куляпин П.С., Соколова Т.Ф. Использование статистического моделирования при интерпретации данных ГИС в нефтематеринских породах баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Технологии сейсморазведки. - 2013. - № 3. - С. 28-42.
3. Сухорукова К.В., Нечаев О.В., Петров А.М. Численная инверсия сигналов бокового каротажного зондирования на основе двухмерной анизотропной модели // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2015. XI Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 3 т. (Новосибирск, 13-25 апреля 2015 г.). - Новосибирск : СГУГиТ, 2015. Т. 2. - С. 259-263.

УДК 550.8.023

МЕТОДИКА ИЗГОТОВЛЕНИЯ ГИДРАТОНАСЫЩЕННЫХ ОБРАЗЦОВ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ СКОРОСТЕЙ УПРУГИХ ВОЛН

Михаил Евгеньевич Пермяков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, и. о. зав. лабораторией естественных геофизических полей, тел. (383)330-25-91, e-mail: PermyakovME@ipgg.sbras.ru

Андрей Юрьевич Манаков

Институт неорганической химии им. А. В. Николаева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 3, доктор химических наук, зав. лабораторией клатратных соединений, тел. (383)316-53-46, e-mail: Manakov@niic.nsc.ru

Альберт Дмитриевич Дучков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник лаборатории естественных геофизических полей, тел. (383)330-25-91, e-mail: DuchkovAD@ipgg.sbras.ru

Для развития геофизических методов поиска газовых гидратов и гидратосодержащих осадков необходимо лабораторное изучение их физических свойств. Лабораторный эксперимент обычно состоит из двух отдельных процедур: моделирования гидратосодержащих образцов и измерения их свойств. В данной работе описывается методика изготовления образцов для исследования их акустических свойств при помощи специально собранной лабораторной установки.

Ключевые слова: гидратосодержащие осадки, гидрат тетрагидрофурана, лабораторный эксперимент.

TECHNIQUE OF PRODUCING OF HYDRATE CONTAINING SAMPLES FOR THE MEASURING OF THE ELASTIC WAVE VELOCITIES

Mikhail E. Permyakov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Head of the Laboratory of Natural geophysical fields, tel. (383)330-25-91, e-mail: PermyakovME@ipgg.sbras.ru

Andrei Yu. Manakov

Nikolayev Institute of Inorganic Chemistry SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Lavrentyev Prospect 3, Doctor of Science, Head of the Laboratory of Clathrate compounds, tel. (383)316-53-46, e-mail: Manakov@niic.nsc.ru

Albert D. Duchkov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Doctor of Science, Chief Researcher, tel. (383)330-25-91, e-mail: DuchkovAD@ipgg.sbras.ru

For the development of geophysical methods to search for gas hydrates and hydrate containing sediments laboratory studies of their physical properties are necessary. A laboratory experiment is usually composed of two separate procedures: modeling hydrate samples and measuring their properties. This paper describes a method of making samples for examination of their acoustic properties using a specially assembled laboratory facility.

Key words: hydrate bearing sediments, THF hydrate, laboratory experiment.

Газовые гидраты – широко распространенные в природе соединения, содержащие значительные запасы углеводородов, преимущественно в виде метана [1]. В связи с этим актуальной задачей является исследование физических свойств гидратосодержащих осадков для развития методов их обнаружения. Наиболее информативным методом для этого является лабораторный эксперимент, позволяющий смоделировать природный образец с заданными параметрами. Для исследования распространения упругих волн в гидратонасыщенных образцах в ИНГГ и ИНХ СО РАН была изготовлена специальная лабораторная установка. Детальное описание этой установки и методики проведения акустических измерений приводятся в работе [2].

В природных условиях скопления газовых гидратов в осадках образуются при фильтрации глубинных флюидов, содержащих гидратообразующий газ и воду, в зону стабильности газовых гидратов. Происходит это в течение длительного времени – от первых лет до сотен и тысяч лет. В лабораторных условиях для сравнительно быстрого моделирования гидратосодержащих образцов применяются специальные методики [3]:

- образование гидрата из смеси льда и породы,
- образование гидрата в частично насыщенной водой породе,
- образование гидрата в результате частичного замещения воды на газ в насыщенной водой породе,
- образование гидрата из растворенного в воде газа,
- образование гидрата из водного раствора тетрагидрофурана.

В настоящей статье рассматривается комбинация из первых двух методик. При формировании гидратосодержащих образцов в основном использовался кварцевый песок с размером частиц 0,1-0,5 мм, а в качестве гидратообразователей – метан и тетрагидрофуран.

В серии экспериментов была отработана следующая методика формирования образцов, содержащих гидраты метана. Начальный образец изготавливается путем перемешивания кварцевого песка с дистиллированной водой. Полученная смесь помещается в ячейку. Для того чтобы иметь представление об изменении объема образца (степени утрамбовки), высота ячейки измеряется перед загрузкой и после завершения эксперимента с

точностью до 0,1 мм. После загрузки ячейки в камеру смесь замораживается до -15°C и производится промывка системы метаном для удаления остатков воздуха. Затем в камере устанавливается рабочее поровое давление, обеспечиваемое давлением газа в баллоне (порядка 8-10 МПа). Периодичность автоматической записи данных в ходе эксперимента обычно составляет 10 мин. При сопоставлении графиков изменения температуры термостата (T_t) и температуры в образце (T_o) со временем было установлено, что время реакции T_o на изменение T_t составляет около 30 минут. Кроме того, на участках стабилизации температура в образце всегда выше на 2-3 градуса, что обусловлено подводом тепла через металлические части установки. С учетом этих параметров на термостате выставляется наиболее благоприятный для образования газогидрата временной цикл изменения температуры. Для ускорения гидратообразования образец циклически нагревается и охлаждается (диапазон температур – от -15°C до $+5^{\circ}\text{C}$), в результате чего содержащаяся в образце вода также циклически меняет фазовое состояние (вода-лед). При этом РТ-условия в камере в течение всех циклов находятся в области стабильности гидрата метана (при давлении 8 МПа равновесная температура равна $11,3^{\circ}\text{C}$). Температурный режим (в терминах уставок термостата) меняется поэтапно: сначала образец замораживается до -18°C , далее подъем температуры до -5°C в течение 30 минут, затем медленный прогрев с -5°C до $+2^{\circ}\text{C}$ в течение 120 минут, удержание температуры на величине $+2^{\circ}\text{C}$ в течение 30 минут и быстрое охлаждение снова до -18°C . Описанный цикл может повторяться несколько раз до окончания эксперимента. Медленный темп нагрева образца от -5°C до $+2^{\circ}\text{C}$ необходим для увеличения эффективности наработки гидрата, поскольку именно на границе фазового перехода «лед-вода» происходит наиболее интенсивное гидратообразование. Благодаря большому различию скоростей акустических волн во влажном песке и замороженной смеси фазовый переход «вода-лед» может отслеживаться по изменениям акустического сигнала (рисунок).

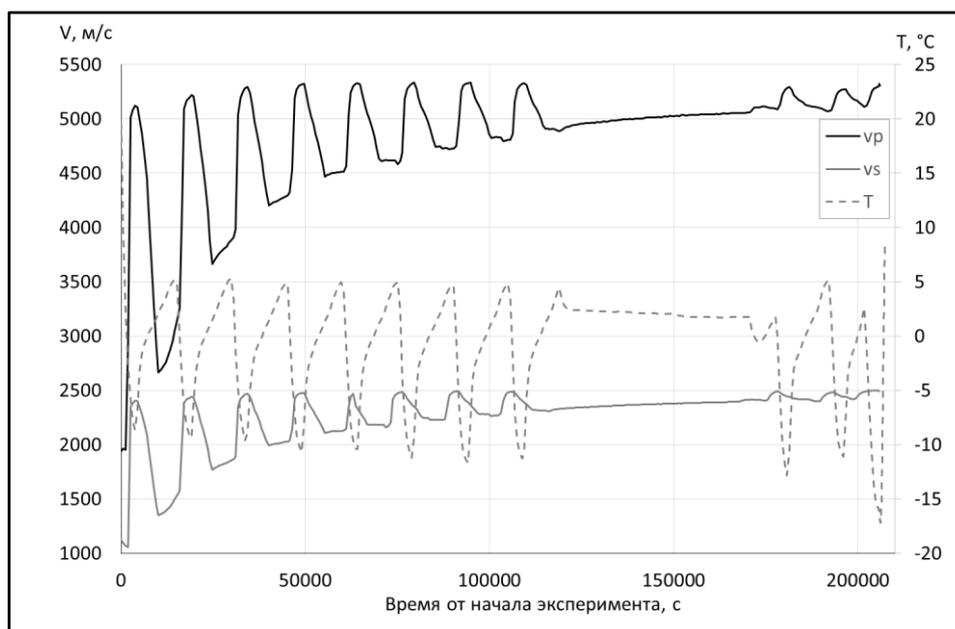


Рис. Изменение скоростей продольных и поперечных волн в зависимости от температуры образца

Стабильная акустическая картина при переходе температуры образца через 0°C является индикатором полной наработки гидрата из воды (в образце не остается воды, которая может замерзнуть). При незначительном содержании воды в образце (1-2 г воды на 100 г песка) процесс формирования метангидрата в поровом пространстве обычно полностью завершается в течение одного цикла. При большем количестве воды (более 5 г воды на 100 г песка) одного цикла уже не хватает. По-видимому, это связано с формой нахождения воды в порах: при небольшом содержании вся вода тонким слоем обволакивает частицы песка («поверхностная вода»), а при увеличении количества воды контакт части этой воды с газом отсутствует и гидратообразование замедляется. Для оценки количества образовавшегося в эксперименте гидрата после завершения акустических измерений проводится измерение объема связанного метана по следующей методике: сначала образец замораживается до температуры -22°C и в течение нескольких секунд выпускается весь газ из порового пространства и магистрали, затем выпускной вентиль через гибкую трубку соединяется с перевернутым мерным цилиндром, заполненным водой, и начинается прогрев образца. При этом содержащийся в образце гидрат начинает разлагаться, а выделяющийся газ собирается в мерном цилиндре для измерения его объема. Сохранению гидрата при -22°C способствует эффект самоконсервации гидратов [1]. В наших экспериментах при малых содержаниях воды в образце самоконсервация менее эффективна, что приводит к увеличению ошибки измерения. По измеренному количеству газа делается нижняя оценка массы образованных в процессе эксперимента гидратов. Верхняя оценка количества гидратов может быть найдена из первоначального количества воды или льда в образце.

В результате проведенных исследований разработана методика изготовления искусственных гидратосодержащих образцов для измерения скоростей прохождения в них упругих волн. Методика позволяет получать неконсолидированные образцы с различным содержанием равномерно распределенного в среде гидрата.

Благодарности: Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект №14-17-00511) в ИНГГ и ИНХ СО РАН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. - М.: Недра, 1992. -236 с.
2. Дучков А.Д., Голиков Н.А., Дучков А.А., Манаков А.Ю., Пермяков М.Е., Дробчик А.Н. Аппаратура для изучения акустических свойств гидратосодержащих пород в лабораторных условиях // Сейсмические приборы. - 2015. - Т. 51. - № 2. - С. 44-55.
3. Waite W.F., Santamarina J.C., Cortes D.D., Dugan B., Espinoza D.N., Germaine J., Jang J., Jung J.W., Kneafsey T.J., Shin H., Soga K., Winter W.J., Yun T.-S. Physical properties of hydrate-bearing sediments // Reviews of Geophysics. - 2009. - Vol. 47. - RG4003. - P. 1-38.

© М. Е. Пермяков, А. Ю. Манаков, А. Д. Дучков, 2016

МОДЕЛЬ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОСНОВЕ УПРУГОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В ГЕТЕРОГЕННЫХ СРЕДАХ

Валентин Иванович Пеньковский

Институт гидродинамики им. М. А. Лаврентьева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 15, доктор физико-математических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (383)333-25-99, e-mail: penkov@hydro.nsc.ru

Надежда Константиновна Корсакова

Институт гидродинамики им. М. А. Лаврентьева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 15, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)333-25-99, e-mail: kors@hydro.nsc.ru

Предложена новая математическая модель гидравлического разрыва пласта. При этом используются предположения, применяемые в теории упругого режима фильтрации. Зона растрескивания представляется гетерогенной средой, состоящей из взаимодействующих систем трещин и блоков. С помощью метода последовательной смены стационарных состояний получены инженерные формулы для определения размера зоны гидравлического разрыва и степени раскрытия трещин.

Ключевые слова: гидравлический разрыв, трещиновато-пористая среда, квазистационарное приближение, совместность деформаций.

THE MODEL FOR HYDRAULIC FRACTURING OF STRATUM BASED ON ELASTIC FLOW IN HETEROGENEOUS MEDIA

Valentin I. Pen'kovskii

Lavrentyev Institute of Hydrodynamics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Lavrentyev Prospect 15, Doctor of Science, Leading Research Assistant, tel. (383)333-25-99, e-mail: penkov@hydro.nsc.ru

Nadezhda K. Korsakova

Lavrentyev Institute of Hydrodynamics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Lavrentyev Prospect 15, Ph. D., Senior Research Assistant, tel. (383)333-25-99, e-mail: kors@hydro.nsc.ru

A mathematical model for hydraulic fracturing is proposed. The assumptions of elastic flow theory are applied. A fracturing zone is represented as heterogeneous medium consisted of interacting systems of fractures and blocks. Using method of consecutive changing of steady states, the engineering formulas are obtained for defining the hydraulic fracture zone and fracture opening degree.

Key words: hydraulic fracture, fractured-porous medium, quasi-state approximation, strain compatibility.

Построение математической модели, адекватной реальному процессу гидравлического разрыва пласта (ГРП), представляет собой сложную проблему, это можно объяснить отсутствием экспериментальных данных, которые

необходимы при таком построении. Лабораторные эксперименты на насыпных моделях пласта показывают, что вокруг «скважины гидроразрыва» в виде специальной иглы образуется симметричная зона переупаковки зерен с проницаемостью гораздо большей, чем исходная проницаемость модели.

Имеющиеся данные натуральных наблюдений главным образом фиксируют лишь последствия ГРП в виде значительного увеличения дебита скважины.

Первыми попытками построения математической модели ГРП являются модели Ю.П. Желтова и С.А. Христиановича и несколько позже Перкинса–Керна. Некоторый обзор существующих моделей приведен в работе [1]. Во всех подходах предполагается наличие одной трещины. Предсказать ориентацию такой трещины в пласте практически невозможно. Случаи образования системы трещин не рассматривались. В работе [2] изложен феноменологический подход к описанию процесса гидроразрыва.

Предполагается, что при ГРП вокруг скважины образуется гетерогенная трещиновато-пористая среда с некоторой плотностью распределения системы трещин. Появление трещин происходит в случае, когда объемные напряжения, растягивающие скелет породы, достигают своего предельного значения. Величина раскрытия трещин при этом на порядки больше среднего радиуса пор. Увеличение суммарного объема системы трещин приводит к уменьшению пористости блоков в соответствии с условием совместности деформации поровых объемов. Проницаемость системы трещин значительно больше проницаемости блоков. Схема образующихся при ГРП континуумов (1 – трещины, 2 – блоки, 3 – исходный пласт) представлена на рис. 1. На рисунке обозначены r_w, r_*, r_0 – радиусы скважины, зон растрескивания и влияния скважины, зависящие от времени, соответственно.

Основные уравнения фильтрации в гетерогенной зоне растрескивания имеют вид [2]:

$$\frac{\partial p_1}{\partial \tau} - \eta \frac{\partial}{\partial \tau} (\Delta p_1) = \Delta p_1, \quad p_2 = p_1 - \eta \Delta p_1,$$

где p_i , $\tau = tk_1 / (\mu\beta_2)$, $\eta = h^2 / (12\alpha)$, α – давление в трещинах и блоках, безразмерное время и параметр обмена массой флюида между континуумами 1 и 2 соответственно, μ – вязкость флюида, β_2 – сжимаемость блоков (пласта), k_1 – проницаемость трещин, Δ – оператор Лапласа. Для общей скорости потока v_0 в зоне растрескивания имеем соотношение

$$v_0 = \lambda v_1 + (1 - \lambda)v_2, \quad \lambda = m_1 / (m_1 + m_2) \approx m_1 / m_0,$$

где m_0 – начальная пористость пласта, m_1, m_2 – пористости, v_1, v_2 – скорости фильтрации в континуумах. Вне зоны растрескивания $r > r_*(t)$ справедливо

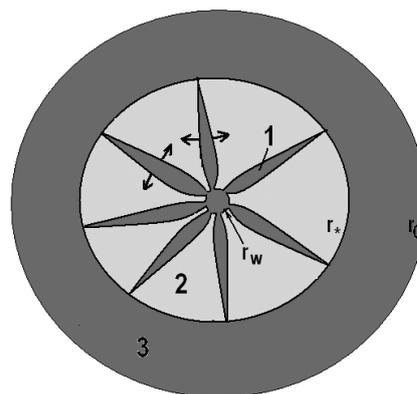


Рис. 1. Схема ГРП

обычное уравнение пьезопроводности $\frac{\partial p_3}{\partial t} = \kappa \Delta p_3$, где $\kappa = k_3 / (\mu \beta_3)$ – коэффициент пьезопроводности вне зоны ($\beta_3 = \beta_2$), k_3 – проницаемость пласта. Функции p_i ($i = 1, 2, 3$) должны удовлетворять краевым условиям вида

$$p_1(r_w) = p_2(r_w) = p_w, \quad p_2(r_*) = p_3(r_*) = p_*; \quad r \rightarrow \infty: \quad p_3 \rightarrow p_0,$$

начальным условиям

$$t = 0: \quad p_3 = p_0, \quad r_* = r_w$$

и условию неразрывности фильтрационного потока на границе пласт–гетерогенная среда

$$r = r_*(t), \quad v_3 = v_0.$$

Для пористости континуумов ставится условие совместности деформаций. Оно имеет вид $dm_2 = -dm_1$. Исходя из определения пористости и закона упругой деформации скелета породы, получаем формулу для величины растрескивания $F = Nh$ в виде $F = \pi r \beta (p_1 - p_*) m_0 \beta (p_2 - p_*)$. Здесь N — число трещин, h — их раскрытие, $\beta = \beta_2$. На скважине разрыва $p_1 = p_2 = p_w$, $F = F_w$, где

$$F_w = \pi r_w \beta (p_w - p_*) m_0 \beta (p_w - p_*).$$

Если число трещин с расстоянием не меняется, то для раскрытия получим формулу

$$\frac{F}{F_w} = \frac{h}{h_w} = \frac{r}{r_w} \frac{(p_1 - p_*)(p_2 - p_*)}{(p_w - p_*)^2}$$

В общем случае поставленная задача нахождения функций давления может быть решена численно. В рамках схемы последовательной смены стационарных состояний выписанная система уравнений заменяется уравнениями установившегося движения. Вместо условия на бесконечности вводится постоянное давление на конечном, но зависящем от времени расстоянии r_0 . Для последнего из момента первого порядка, выражающего закон сохранения массы флюида, выписывается обыкновенное дифференциальное уравнение. В этих упрощающих задачу предположениях выводится инженерная формула для радиуса зоны растрескивания $r_* = r_w (r_0 / r_w)^\gamma$. Здесь $\gamma = (p_w - p_*) / (p_w - p_0)$, p_0 и p_* – начальное и критическое давление, при котором достигается предельное напряжение в скелете пласта.

Приведем пример. Пусть при некотором t заданы величины $p_w = 50$ МПа, $p_* = 35$ МПа, $p_0 = 25$ МПа, $r_0 = 300$ м, $r_w = 0,125$ м. Подставляя эти значения в формулу, находим радиус зоны растрескивания $r_* = 13,32$ м. Величина раскрытия трещин $h(r)$ определяется формулой $h/h_w = r/r_w (1 - \ln(r/r_w) / \ln(r_*/r_w))^2$,

в которой величина h_w обозначает раскрытие на стенке скважины гидроразрыва. График функции $h(r)$ представлен рис. 2. Нумерация кривых 1, 2,.. соответствует последовательному положению радиусов влияния (добегания пьезоволны) на различное расстояние $r_0=100, 200,..$ м, что соответствует определенным моментам времени протекания процесса ГРП.

Функция $h(r)$ не является монотонной и достигает локального максимума

$$h = h_m = h_w \frac{4r_* / r_w}{e^2 \ln^2(r_* / r_w)}$$

в точке $r = r_m = r_* e^{-2}$.

Зависимость радиуса влияния скважины от безразмерного времени выражается формулой

$$\tau_1(x) = W(x) \ln x - \int_1^x \frac{W(x)}{x} dx \quad \text{и}$$

представлена на рис. 3 (кривая 2). Кривая 1 отвечает первому слагаемому формулы. По осям отложены величины

$$x = r_o(\tau_1) / r_w; \quad \tau_1 = 2k(\lambda_* - 1)t / ((1 - \gamma)r_w^2),$$

где $\lambda_* = p_* / p_0$.

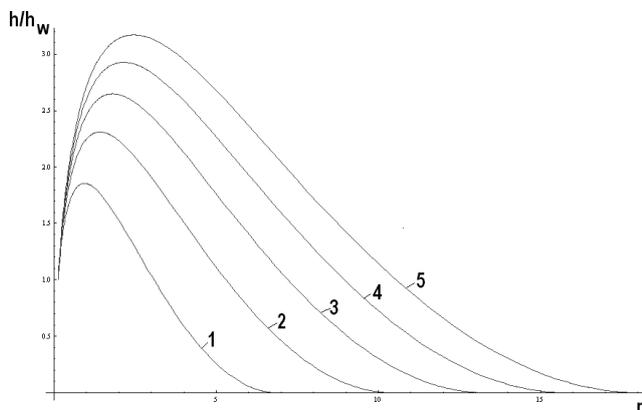


Рис. 2. Раскрытие трещин

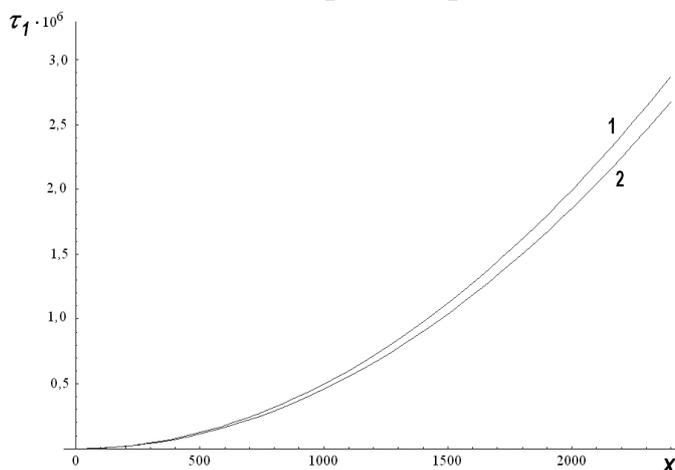


Рис. 3. Радиус влияния скважины ГРП

Функция $W(x)$ имеет вид

$$W(x) = \left(1 - \frac{0,5(\lambda_* - 1)}{(\gamma - 1) \ln x} \right) x^2 (1 - x^{2(\gamma - 1)}) + x^{2\gamma} - x^2.$$

На рис. 4 представлена фотография модели «гидроразрыва» в насыпной прозрачной модели пласта. Видно, что увеличение пористости материала под действием репрессии происходит равномерно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе уравнений

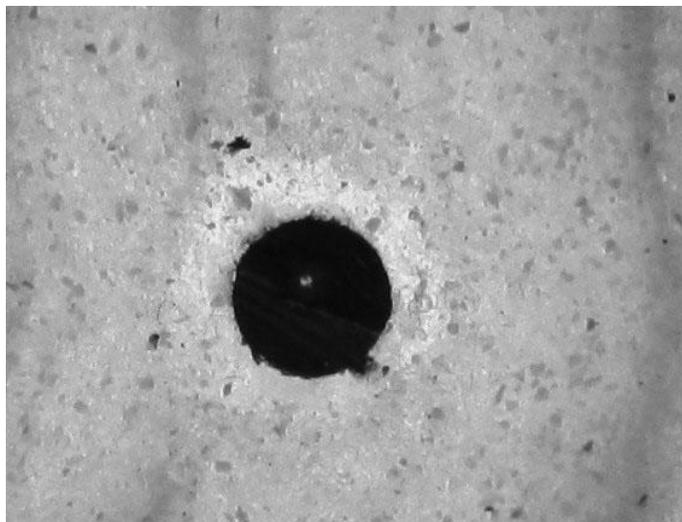


Рис.4. Переупаковка зерен в модели пласта

упругого режима фильтрации в гетерогенной пористой среде построена модель гидравлического разрыва первоначально однородного пласта при закачке жидкости со значительной репрессией. Получены аналитические формулы, позволяющие определить основные характеристики прискважинной зоны в результате применения гидравлического разрыва пласта с низкой проницаемостью. Проведены эксперименты на насыпной модели пласта с образованием зоны переупаковки зерен рабочего материала (стеклянной крошки) вокруг нагнетательной скважины при воздействии значительной репрессии на пласт.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Есипов Д.В., Каранакон П.В., Лапин В.Н., Черный С.Г. Математические модели гидроразрыва пласта // Вычисл. технологии. - 2014. - Т. 19. - № 2. - С. 33-61.
2. Пеньковский В.И., Корсакова Н.К. Феноменологический подход к проблеме моделирования гидравлического разрыва пласта // ПМТФ. - 2015. - Т.56. - №5. - С. 139-148.

© В. И. Пеньковский, Н. К. Корсакова, 2016

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ SWEEPING МЕТОДОВ ЧИСЛЕННОГО РАСЧЕТА ВРЕМЕН ПРОБЕГА СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН ДЛЯ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ С ОБЩЕЙ ПАМЯТЬЮ

Александр Алексеевич Никитин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, аспирант, тел. (383)330-60-18, e-mail: NikitinAA@ipgg.sbras.ru

Александр Сергеевич Сердюков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, научный сотрудник, тел. (383)335-64-57, e-mail: AleksanderSerdyukov@yandex.ru

Антон Альбертович Дучков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, зав. лабораторией, тел. (383)363-67-14, e-mail: DuchkovAA@ipgg.sbras.ru

Численное решение уравнения эйконала применяется для расчета времен первых вступлений волн в задачах сейсморазведки. В докладе представлен новый способ параллельной реализации алгоритмов Fast Sweeping и Locking Sweeping решения уравнения эйконала для вычислительных систем с общей памятью, позволяющий ускорить вычисления за счет эффективного использования кэша процессора.

Ключевые слова: уравнение эйконала, времена первых вступлений, fast sweeping method, locking sweeping method.

OPTIMIZATION OF PARALLEL SWEEPING METHODS OF NUMERICAL COMPUTATION OF SEISMIC WAVE TRAVEL TIMES FOR SHARED MEMORY COMPUTING SYSTEMS

Alexandr A. Nikitin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Student, tel. (383)330-60-18, e-mail: NikitinAA@ipgg.sbras.ru

Alexandr S. Serdyukov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Researcher, tel. (383)335-64-57, e-mail: AleksanderSerdyukov@yandex.ru

Anton A. Duchkov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptyug Prospect 3, Ph. D., Head of the Laboratory, tel. (383)363-67-14, e-mail: DuchkovAA@ipgg.sbras.ru

Numerical solutions to the eikonal equation are used to compute first-arrival travel times of seismic waves. Here we present a new parallel implementation of the Fast Sweeping and the Locking Sweeping methods to speed-up computations due to efficient cache use.

Key words: eikonal equation, first arrival travel times, fast sweeping method, locking sweeping method.

Распространение сейсмических волн описывается системой уравнений эластодинамики. В лучевом приближении возникают независимые системы уравнений для описания распространения продольных и поперечных волн, а их кинематика (расчет времен пробега) описывается двумя уравнениями эйконала для продольных и поперечных волн соответственно, см. разд. 2.4.2 [1].

Решение прямой кинематической задачи является важным элементом во многих алгоритмах обработки сейсмических данных, таких как сейсмическая томография, миграция и др. Нелинейность уравнения эйконала приводит к возникновению неустойчивостей в ходе расчетов, что требует регуляризации численной схемы, т. е. использования так называемых «вязких» решений [2]. Эти решения позволяют найти только времена первых вступлений волн, что оказывается достаточным для многих приложений. Разработаны численные методы решения уравнения эйконала, например, такие как Fast Sweeping [3] или Fast Marching [4]. В случае больших скоростных моделей возникает необходимость в параллельных алгоритмах для быстрого решения прямой кинематической задачи, что и является целью данной работы.

Уравнение эйконала является нелинейным дифференциальным уравнением, которое имеет несколько форм, см. разд. 3.1.1 [1]. Рассмотрим уравнение эйконала в следующей форме:

$$|\nabla t(\mathbf{x})| = f(\mathbf{x}), \mathbf{x} \in \Omega \setminus \Gamma \subset R^n,$$

с заданными краевыми условиями:

$$t(\mathbf{x}) = g(\mathbf{x}), \mathbf{x} \in \partial\Gamma,$$

где $t(\mathbf{x})$ – неизвестная функция, описывающая время пробега волны в точку \mathbf{x} , $f(\mathbf{x})$ – заданная положительная функция медленности (величина, обратная к скорости распространения волны) в точке \mathbf{x} , Ω – расчетная область пространства R^n , Γ – подобласть в Ω (точка или область вокруг сейсмического источника) с границей $\partial\Gamma$ с заданным фиксированным значением времени пробега $g(\mathbf{x})$.

Fast Sweeping Method (FSM) [3] является итерационным алгоритмом решения уравнения эйконала, подходящим для эффективной параллельной реализации. В начале вычислительного процесса в области источника решение задается аналитическим способом, а в расчетной области полагается равным бесконечности. Для дискретизации уравнения эйконала используется противопоточная конечно-разностная аппроксимация, которая в двумерном случае имеет вид:

$$\left[(t_{i,j}^{new} - t_{imin})^+ \right]^2 + \left[(t_{i,j}^{new} - t_{jmin})^+ \right]^2 = (f_{i,j}h)^2,$$

$$(\eta)^+ = \begin{cases} \eta, \eta > 0 \\ 0, \eta \leq 0 \end{cases}$$

$$t_{imin} = \min(t_{i-1,j}, t_{i+1,j}),$$

$$t_{jmin} = \min(t_{i,j-1}, t_{i,j+1}),$$

где h – шаг сетки дискретизации функций $t(\mathbf{x})$ и $f(\mathbf{x})$. В трехмерном случае противопоточная аппроксимация имеет аналогичный вид. Приведенное выражение представляет собой квадратное алгебраическое уравнение относительно $t_{i,j}^{new}$ – нового значения времени пробега в соответствующем узле декартовой сетки. Использование данной аппроксимации обеспечивает правильный порядок пересчета решения в рамках конечно-разностного шаблона.

Для поддержания правильного порядка пересчета во всей расчетной области в FSM на каждой итерации производится смена направлений обхода, соответствующих координатным осям с положительными или отрицательными направлениями вдоль каждой из координат. Это позволяет уточнять времена прихода для областей, где направление движения волн меняется. Так, в двумерном случае получаются четыре направления обхода сетки: 1) $i=1:I, j=1:J$, 2) $i=I:1, j=1:J$, 3) $i=1:I, j=J:1$, 4) $i=1:I, j=J:1$, в трехмерном – аналогично восемь направлений. При обходе в каждом направлении обновляются только те узлы сетки,

в которых новое вычисленное значение времени меньше предыдущего.

Locking Sweeping Method (LSM) [5] является модификацией FSM, направленной на устранение необходимости расчета нового значения в узлах сетки, которые заведомо не будут обновлены на текущей итерации. Для этого в данном методе используются так называемые «замки», или флаги состояния. На шаге инициализации закрыты замки всех узлов, кроме источника и его соседних узлов по шаблону. Если замок находится в состоянии «закрыт» для текущего узла, то значение в нем не вычисляется и алгоритм переходит к следующему узлу. Иначе вычисляется новое значение, и, если оно меньше предыдущего, открываются замки у всех соседей по шаблону, у которых текущее время больше нового значения. Затем в текущем узле замок закрывается. В остальном данный метод полностью аналогичен FSM и требует столько же итераций для сходимости.

Узлы сетки в обоих методах можно разбить на множества «независимых» узлов, значения в которых можно вычислять параллельно. Примером такого разбиения являются диагонали в двумерном случае и диагональные плоскости в трехмерном, которые используются в параллельной реализации FSM [6], обозначаемой далее DFMSM. Вычисления узлов с диагональных плоскостей (рис. 1, слева) распределяются по потокам исполнения. Между вычислениями различных плоскостей осуществляется глобальная синхронизация потоков. Как показало наше тестирование (см. ниже), данный алгоритм обладает низкой эффективностью по сравнению с последовательным алгоритмом FSM

вследствие низкой локальности обращений к памяти внутри потоков, что не позволяет эффективно использовать кэш-память процессора.

Для решения этой проблемы нами были предложены новые оптимизированные под эффективную работу с кэшем параллельные реализации FSM

и LSM для вычислительных систем с общей памятью, обозначаемые далее как BFSM и BLSM соответственно. Предлагаемые алгоритмы основаны на разбиении сетки на блоки (рис. 1, в центре), вычисления внутри которых производятся последовательно, что обеспечивает хорошую локальность обращений к памяти. Для повышения эффективности параллельного исполнения вместо глобальной синхронизации задаются индивидуальные зависимости между всеми блоками. Блок может быть взят потоком на вычисление, как только будут вычислены его соседние блоки, предшествующие ему по текущему направлению обхода. Например, при прямом направлении обхода (по направлению координатных осей) блок (i, j, k) может быть посчитан после блоков $(i - 1, j, k)$, $(i, j - 1, k)$ и $(i, j, k - 1)$ (рис. 1, справа). В нашей параллельной реализации для обеспечения синхронизации вычисления блоков мы используем конструкцию task depend стандарта OpenMP 4.0, позволяющую указывать непосредственные зависимости между задачами.

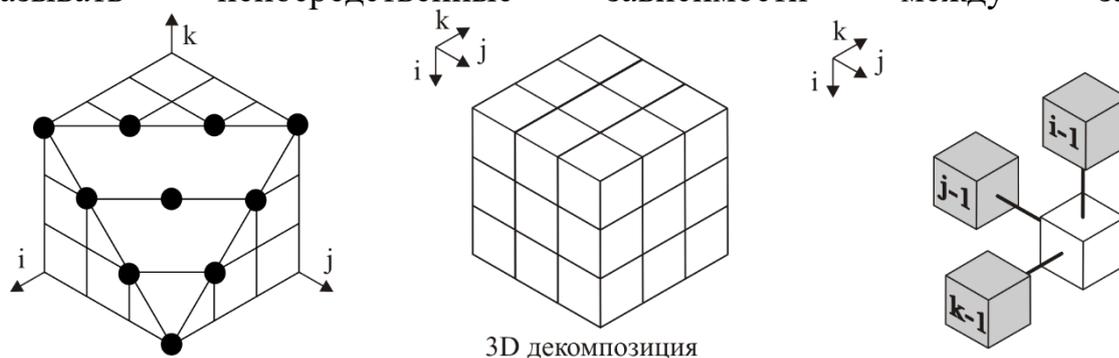


Рис. 1. Слева пример диагональной плоскости в DFSM. В центре трехмерная декомпозиция в BFSM/BLSM. Справа пример зависимостей между блоками в BFSM/BLSM для заданного направления обхода

На рис. 2. представлены результаты тестирования производительности рассмотренных реализаций FSM и LSM на кластере НГУ, на узлах HP BL2x220c G7 с двумя 6-ядерными процессорами Intel Xeon X5670. Результаты приведены для однородной скоростной модели на сетке $600 \times 600 \times 600$ с источником в центре области.

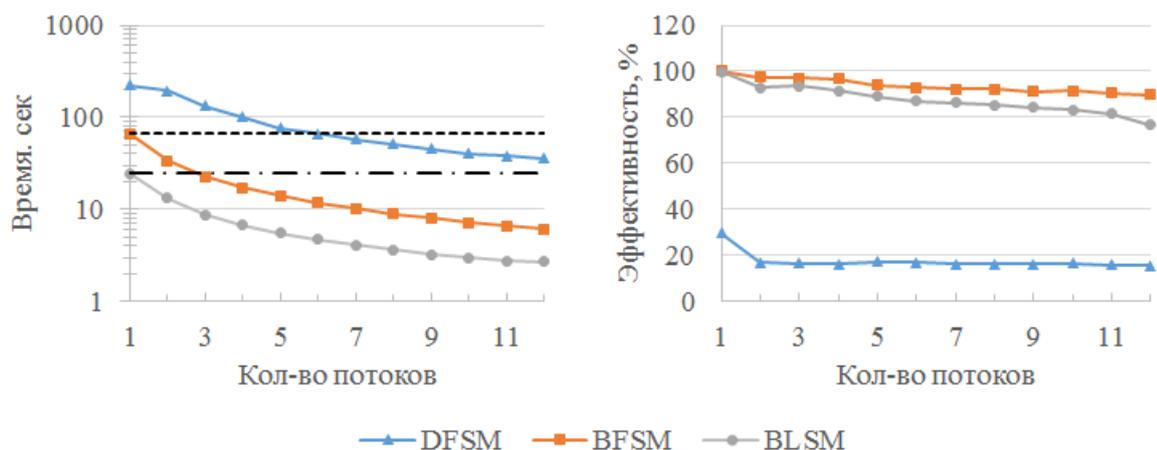


Рис. 2. Результаты тестирования производительности.

Пунктирной и штрихпунктирной линиями показано время работы последовательных реализаций FSM и LSM

Как видно из результатов, предлагаемые параллельные реализации позволяют достичь высокой эффективности по сравнению с последовательными методами и существующей параллельной реализацией FSM [6]. На 12 ядрах эффективность BFSM составила 90 %, а BLSM – 76 %. Более низкая эффективность BLSM может быть вызвана неравномерностью объема вычислений в блоках в алгоритме LSM. Тем не менее эта реализация оказалась самой быстрой из рассмотренных. В обеих реализациях при тестировании был выбран размер блока 1x10x600.

В дальнейшем планируется использование разработанных алгоритмов для вычисления времен первых вступлений при решении томографических задач в разведочных и сейсмологических приложениях.

Исследование выполнено при частичной финансовой поддержке стипендии Президента РФ для молодых ученых и аспирантов № СП-2899.2015.5

и гранта РФФИ № 15-05-06752 А.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Cerveny V. Seismic ray theory. - Cambridge University Press, 2001. - 713 p.
2. Crandall M.G., Lions P.L. Viscosity solutions of Hamilton-Jacobi equations // Transactions of the American Mathematical Society. - 1983. - Vol. 277. - N 1. - P. 1-42.
3. Zhao H. A fast sweeping method for eikonal equations // Mathematics of computation. - 2005. - Vol. 74. - N 250. - P. 603-627.
4. Sethian J.A. Level set methods and fast marching methods. - Cambridge university press, 1999. - 404 p.
5. Bak S., McLaughlin J., Renzi D. Some improvements for the fast sweeping method // SIAM Journal on Scientific Computing. - 2010. - Vol. 32. - N 5. - P. 2853-2874.
6. Detrixhe M., Gibou F., Min C. A parallel fast sweeping method for the Eikonal equation // Journal of Computational Physics. - 2013. -Vol. 237. - P. 46-55.

© А. А. Никитин, А. С. Сердюков, А. А. Дучков, 2016

ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ВЫСОКООМНЫХ СРЕДНЕЮРСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ

Анастасия Германовна Нечаева

ОАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Сургутнефть», 628404, Россия, г. Сургут, Набережный пр., 22, геофизик I категории отдела по геологическому и гидродинамическому моделированию месторождений, тел. (3462)42-88-64, e-mail: Nechaeva_AG@surgutneftegas.ru

Галина Владимировна Нестерова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории электромагнитных полей, тел. (383)330-49-53, e-mail: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru

Игорь Николаевич Ельцов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор технических наук, заместитель директора по научной работе, тел. (383)330-75-55, e-mail: YeltsovIN@ipgg.sbras.ru

Выявлены особенности строения среднеюрских коллекторов, собран и изучен каротажный материал (ВИКИЗ, БКЗ, ПС). Подготовлены входные параметры, в системе интерпретации EMF_Pro выделены границы пластов и построены геоэлектрические модели для коллекторов пласта ЮС₂ по данным электрического комплекса зондов. Показаны особенности геоэлектрических моделей для высокоомных отложений.

Ключевые слова: углеводородное сырье, трудноизвлекаемые запасы, среднеюрские отложения, УЭС, интерпретация, геоэлектрическая модель.

CHARACTERISTICS OF THE GEOELECTRICAL MODELS OF HIGH-RESISTANCE MIDDLE JURASSIC RESERVOIRS

Anastasia G. Nechaeva

OJSC «Surgutneftegas», Surgutneft branch, 628404, Russia, Surgut, Naberegniy av. 22, geophysics of department of geological and hydrodynamical field modeling, tel. (3462)42-88-64, e-mail: Nechaeva_AG@surgutneftegas.ru

Galina V. Nesterova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Scientist of the Laboratory of electromagnetic fields, tel. (383)330-49-53, e-mail: NesterovaGV@ipgg.nsc.ru

Igor N. Yeltsov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Doctor of Science, Associate Professor, Deputy director on scientific work, tel. (383)333-34-32, email: YeltsovIN@ipgg.nsc.ru

Middle Jurassic reservoir features were revealed and logging data (VIKIZ, BKZ, SP) were analyzed. Input parameters for simulation were prepared and geoelectric models for reservoirs of YuS₂ formation were created using data of electric and electromagnetic sounding. Features of geoelectric models of high-resistance reservoirs were shown.

Key words: hydrocarbon crude, hard-to-recover reserves, middle Jurassic deposits, electric resistivity, data inversion, geoelectrical model.

В настоящее время в связи с истощением разрабатываемых месторождений углеводородного сырья возникает необходимость компенсации традиционных углеводородов (УВ) нетрадиционными. Пристальное внимание уделяется залежам УВ, которые глубоко погружены. Одними из таких перспективных комплексов являются среднеюрские отложения тюменской свиты. Основные запасы нефти приурочены к пластам Ю₂. На сегодняшний день запасы этого пласта относятся к категории трудно извлекаемых. Породы этого пласта характеризуются сложными и литолого-минералогическим составом, и структурой пустотного пространства. Серьезную проблему при изучении данного объекта создает недостаточная охарактеризованность керном продуктивных зон, низкая представительность керна. С учетом тонкого переслаивания лабораторная значимость извлеченного материала низкая, что осложняет количественное определение основных петрофизических параметров (пористости, проницаемости, нефтенасыщенности) [1]. По мнению некоторых авторов [4], пласт Ю₂ контролируется не структурными, а литолого-фациальными факторами. Большинство авторов выделяют три обстановки осадконакопления горизонта: континентальную, морскую и смешанную.

Горные породы испытывают сильное гидродинамическое воздействие. В процессе бурения происходит изменение природного распределения флюидов в околоскважинном пространстве, что ведет к существенному изменению электропроводности пород в прискважинной зоне [2, 3, 5]. Так как на практике оценка параметров коллектора проводится на основе вычислений не только в неизменной части пласта, но и в зоне проникновения, то это приводит к систематическим ошибкам в определении объемов углеводородов.

Объект исследования в данной работе – пласт ЮС₂, для которого собран каротажный материал (данные ВИКИЗ, БКЗ, ПС), параметры бурения и данные керновых исследований (пористость, проницаемость, карбонатность). По геофизическим данным, верхняя граница горизонта ЮС₂ является четкой и отбивается, по данным электрометрии, резким снижением сопротивлений. Границу подошвы пласта принято проводить по региональному реперному углю У₂.

В разрезе горизонта ЮС₂ выделяются два продуктивных пласта ЮС₂(1) и ЮС₂(2), которые разделяются маломощной глинистой перемычкой [6]. В целом нефтенасыщенность горизонта приурочена к пласту ЮС₂(1). Нефтенасыщенность пласта ЮС₂(2) носит локальный характер. На схеме корреляции соседних скважин наблюдается резкая геологическая изменчивость, которая является характерной для изучаемого горизонта.

К еще одной особенности среднеюрских коллекторов можно отнести полиминеральный состав. Цементирующим в основном является глинистый материал – каолинит, второстепенные – хлорит, гидрослюда. Однако в цементе повсеместно присутствует тонкодисперсный углистый материал, который

ухудшает коллекторские свойства пород. Наряду с глинистым и углистым присутствует карбонатный цемент [6].

На рис. 1 представлен геолого-геофизический разрез и керновые данные скважины Р. Пример подтверждает наличие карбонатного цемента в среднеюрских коллекторах, низкую пористость, высокую водоудерживающую способность. Следует отметить, что коллекторы ЮС₂(1) частично гидрофобны (по керновым данным, пористость по керосину превышает пористость по воде) и отличаются от коллекторов ЮС₂(2) тем, что имеют высокие УЭС.

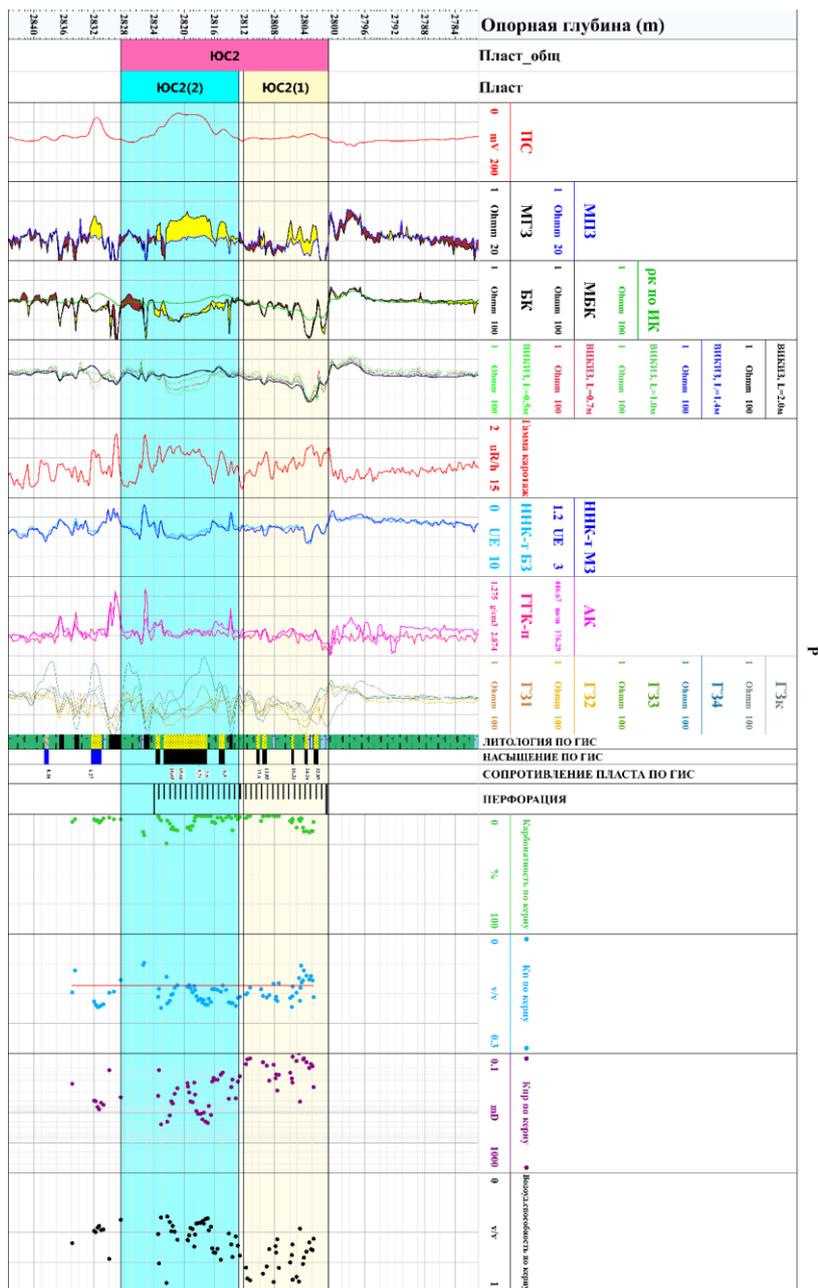


Рис. 1. Геолого-геофизический разрез скважины Р

В результате совместной интерпретации показаний ВИКИЗ и БКЗ [7] построены геоэлектрические модели для проницаемых пропластков пласта

ЮС₂. На рис. 2 и 3 представлены примеры геоэлектрических моделей.

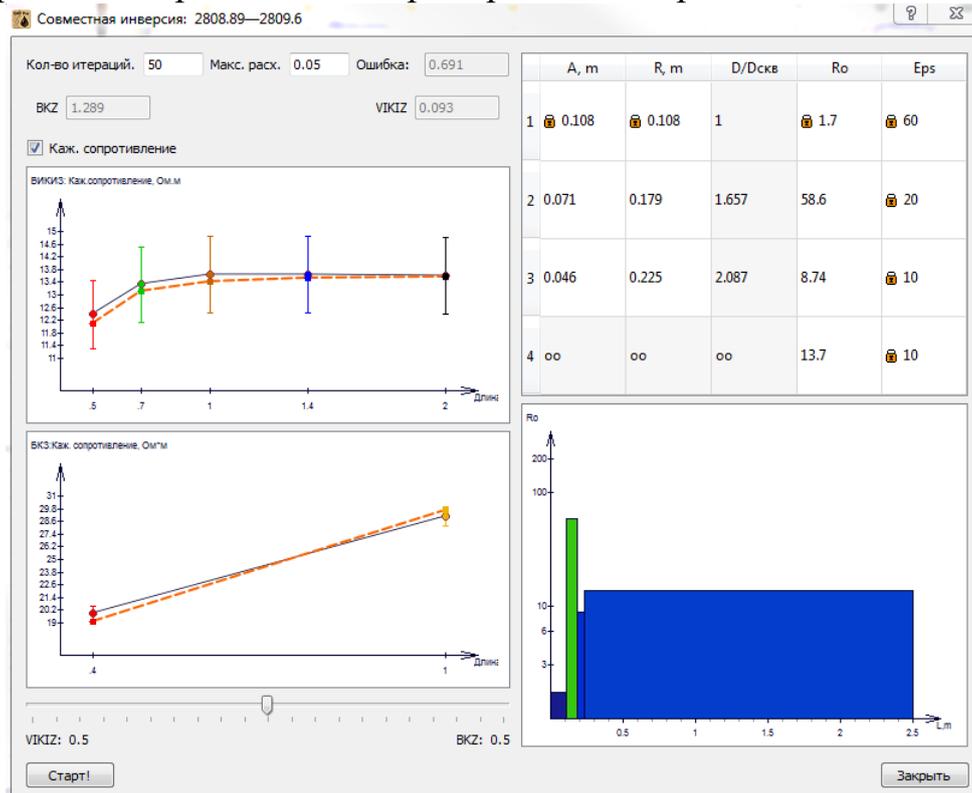


Рис. 2. Геоэлектрическая модель пропластка 2889.9-2809.6 м пласта ЮС₂ (1)

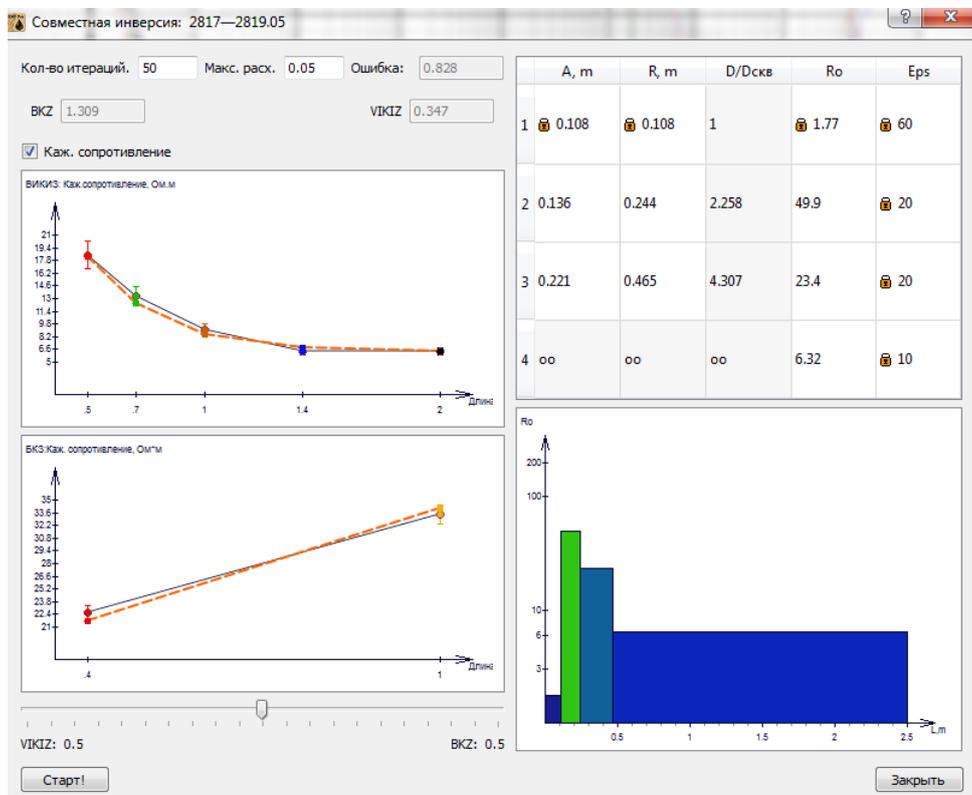


Рис. 3. Геоэлектрическая модель пропластка 2817-2819.0 м пласта ЮС₂ (2)

Выявлены следующие особенности геоэлектрических моделей.

1. Коллекторы ЮС₂(1) и ЮС₂(2) различны по электрическим свойствам, что необходимо учитывать при инверсии.
2. Маленькая мощность проницаемых интервалов пласта ЮС₂(1) ограничивает использование зондов БКЗ большой длины ГЗ3 и ГЗ4 (2 и 4м).
3. Высокая проводимость окаймляющей зоны слабо проявляется на кривых зондирования БКЗ, но оказывает большое влияние на кривые ВИКИЗ.
4. Комплекс зондов ВИКИЗ–БКЗ имеет высокую информативность при изучении пласта ЮС₂(1, 2) и позволяет строить геоэлектрические модели пропластков и зон проникновения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Батулин А.Ю., Култышев А.К., Попов Д.А. Геологическое моделирование фациально-изменчивых пластов на примере горизонта ЮС2 Сургутского свода // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 8. - С. 105-109.
2. Ельцов И.Н., Назарова Л.А., Назаров Л.А., Нестерова Г.В., Соболев А.Ю., Эпов М.И. Скважинная геоэлектрика нефтегазовых пластов, разбуриваемых на репрессии давления в неравнокомпонентном поле напряжений // Геология и геофизика. - 2014. - Т. 55.- № 5-6. - С. 978-990.
3. Ельцов И.Н., Назаров Л.А., Назарова Л.А., Нестерова Г.В., Эпов М.И. Интерпретация геофизических измерений в скважинах с учетом гидродинамических и геомеханических процессов в зоне проникновения // ДАН. - 2012. - Т. 445. - № 6. - С. 671-674.
4. Конторович А.Э., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А., Скворцов М.Б., Ян П.А., Быков В.В. Седиментогенез коллекторов среднего-верхнего бата и их нефтеносность в Широком Приобье // Геология и геофизика. - 2010. - Т.51. - № 2. - С. 187-200.
5. Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Киндюк В.А., Назаров Л.А., Назарова Л.А. Моделирование гидродинамических процессов в напряжённо-деформированной прискважинной зоне и геофизические приложения // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014. Сборник статей. - М.: Изд-во EAGE, 2014. - С. 327-344.
6. Стрикун М.М., Колесниченко Ю.С., Быкова А.Б. Особенности геологического строения горизонта ЮС2 на месторождениях Сургутского свода // Нефтяное хозяйство. - 2012. - № 12. - С. 12-15.
7. Эпов М.И., Каюров К.Н., Ельцов И.Н., Петров А.Н., Сухорукова К.В., Соболев А.Ю., Власов А.А. Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF PRO // Бурение и нефть. - 2010. - № 2. - С. 16-19.

© А. Г. Нечаева, Г. В. Нестерова, И. Н. Ельцов, 2016

ИССЛЕДОВАНИЕ ЛОГАРИФМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДНЫХ СИГНАЛОВ В ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКЕ СТАНОВЛЕНИЕМ ПОЛЯ

Михаил Владимирович Абрамов

АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 67, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)222-79-32, e-mail: mike_abramov@inbox.ru

Георгий Михайлович Тригубович

АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 67, доктор технических наук, профессор, научный руководитель геофизических исследований, тел. (383)222-53-24, e-mail: tgm@sniiggims.ru

При интерпретации данных электроразведки одна из задач заключается в том, чтобы получить как можно больше информации по кривым измеренного сигнала. Для этого используется ряд трансформаций, в том числе с использованием производных по времени. В данной работе исследуется возможность использования логарифмической производной сигналов.

Ключевые слова: электроразведка, трансформации, логарифмическая производная.

THE ANALYSIS OF LOGARYMTHMIC DERIVATIVES OF SIGNALS IN TRANSIENT ELECTRICAL SURVEY

Mikhail V. Abramov

Siberian scientific and research institute of geology, geophysics and mineral resources, 630091, Russia, Novosibirsk, Krasny Prospect 67, Ph. D., Senior Scientist, tel. (383)222-79-32, e-mail: mike_abramov@inbox.ru

Georgiy M. Trigubovich

Siberian scientific and research institute of geology, geophysics and mineral resources, 630091, Russia, Novosibirsk, Krasny Prospect 67, Ph. D., Professor, Geophysics Research Supervisor, tel. (383)222-53-24, e-mail: tgm@sniiggims.ru

In electrical survey the one of the problems is to obtain the full information from measured signals. Actually the transformations and transformations with time-derivatives are used for the measured signals. This paper deals with analysis of logarithmic derivative in applying to measured signals.

Key words: electrical survey, transformations, logarithmic derivative.

Интерпретация в электроразведке связана с использованием различных трансформаций измеренного сигнала [1, 2] при построении слоистой модели изучаемой среды. В данной работе предлагается трансформация, которая специальным образом учитывает скорость спада сигнала, что может служить вспомогательным средством при определении времени проявления проводников в рамках слоистых моделей.

Логарифмическая трансформация (или трансформация с использованием логарифмической производной) определяется как производная сигнала ЭДС следующего вида $\frac{\partial \log(\varepsilon)}{\partial \log(t)}$, где $\varepsilon(t)$ – сигнал ЭДС. Как будет показано далее, данная трансформация позволяет более наглядно увидеть проявление проводника в отличие от обычной производной сигнала.

Для исследования свойств введенной трансформации рассмотрим сначала случай S-плоскости, $S=10$, на глубине $H=2000$ m, сторона петлевого источника $d=1000$ m, момент источника 10^4 .

Сначала приведены сигнал ЭДС и его обычная производная, которая не позволяет четко определить временной интервал изменения наклона исходной кривой, связанного с наличием проводника (рис. 1).

При обычном дифференцировании сигнала существенно увеличивается наклон кривой, т. е. скорость изменения сигнала уменьшается значительно больше самого сигнала. Изменения в сигнале (изменение наклона кривой), в данном случае связанные с наличием в среде проводника, оказываются при дифференцировании существенно менее значимыми, чем общая скорость спада кривой сигнала, что в итоге не позволяет увидеть временной интервал проявления проводящего слоя в дифференцированном сигнале.

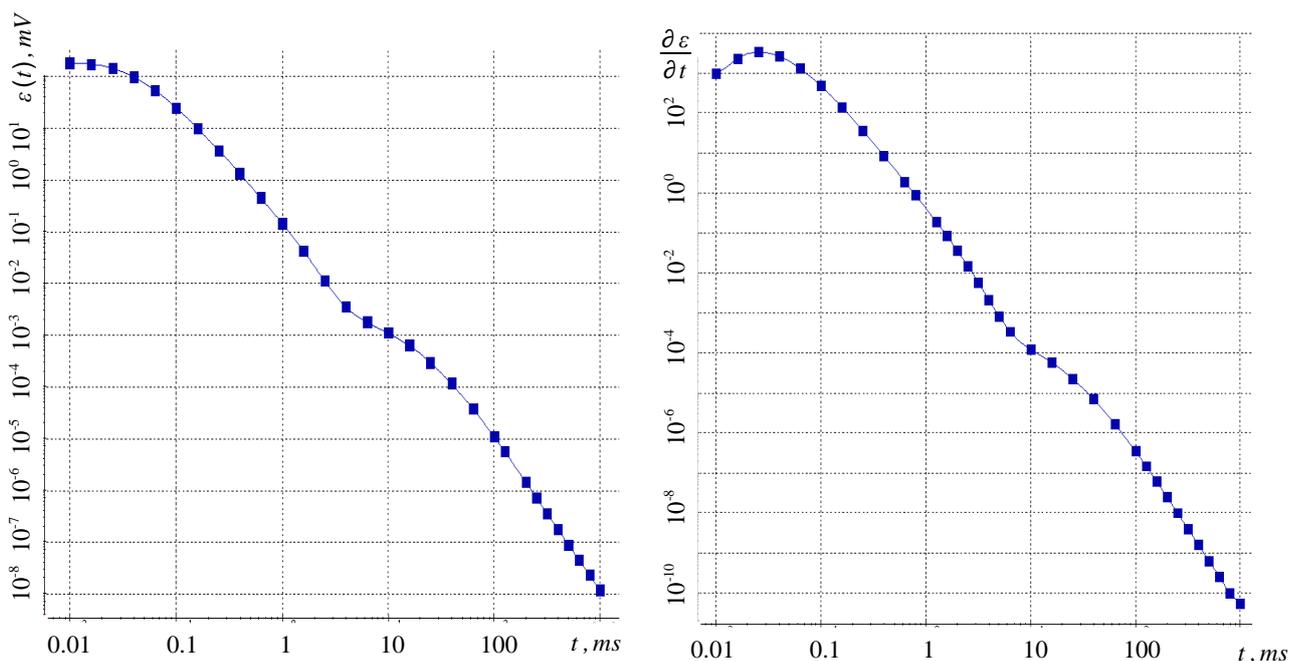


Рис. 1. Сигнал ЭДС (слева) и производная сигнала по времени (справа)

На рис. 2 приведена производная логарифмированного сигнала по времени.

Мы видим кривую с локальными экстремумами, означающими моменты времени, в которые происходит перегиб кривой исходного сигнала. Будем условно считать этот интервал интервалом проявления проводника.

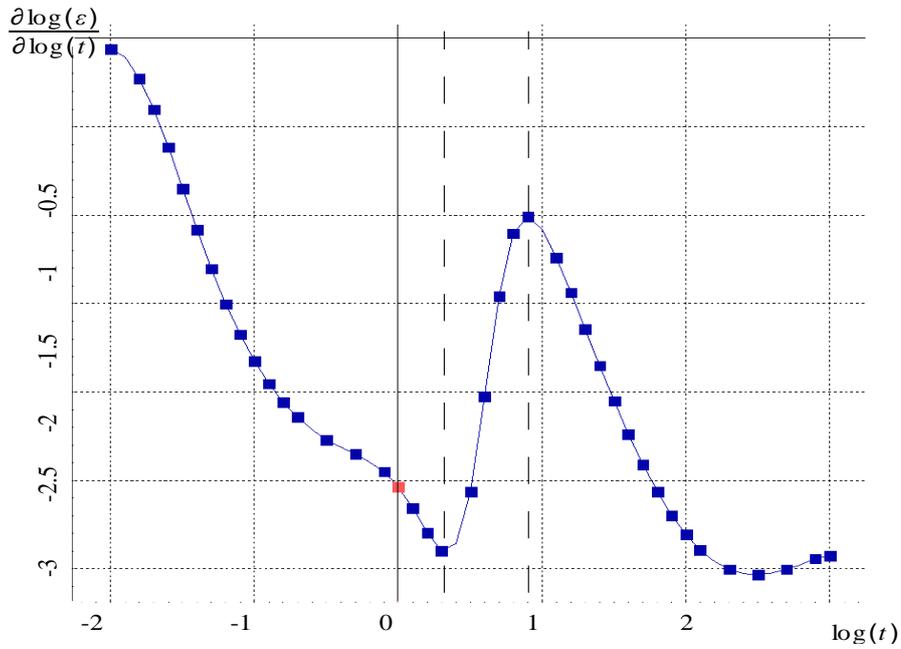


Рис. 2. Производная по времени логарифмированного сигнала ЭДС

Изменим теперь размер источника и определим его влияние на логарифмическую производную. Далее на рис. 3 приведены графики логарифмической трансформации для различных источников (меняется размер источника при неизменных остальных параметрах модели).

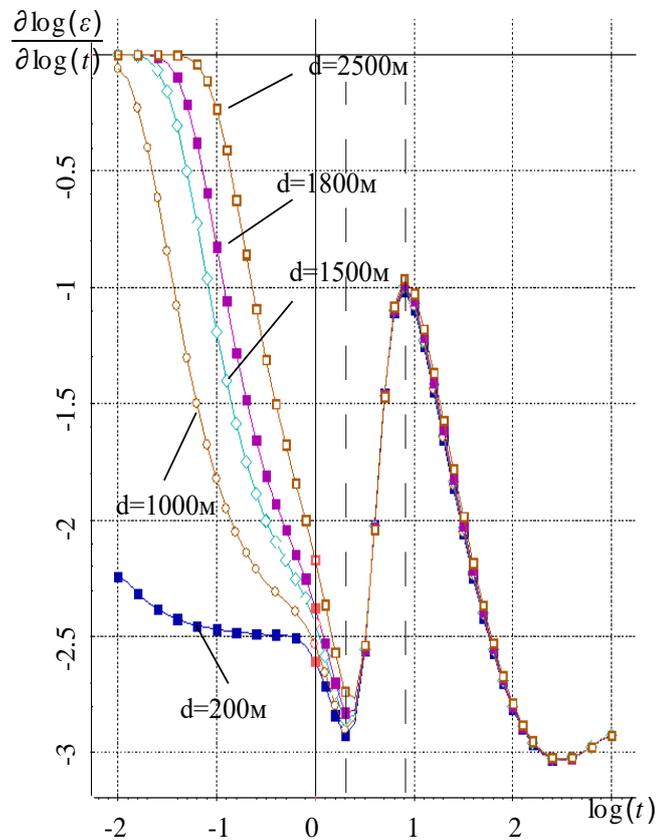


Рис. 3. Логарифмическая трансформация для источников различного размера

Видим, что размер источника влияет очень сильно на ранних временах и крайне слабо на поздних временах, при этом в области слабой зависимости от R оказывается и интервал проявления проводящего слоя (2 мс, 300 мс).

Определим теперь влияние суммарной продольной проводимости на логарифмическую производную, остальные параметры зафиксируем $H=2000$ м, $d=1000$ м. Результаты представлены на рис. 4.

Видим, что изменение S -параметра никак не сказывается на уровне сигнала на ранних временах и на временном интервале проявления проводника (моменты времени экстремальных точек логарифмической производной практически не изменились).

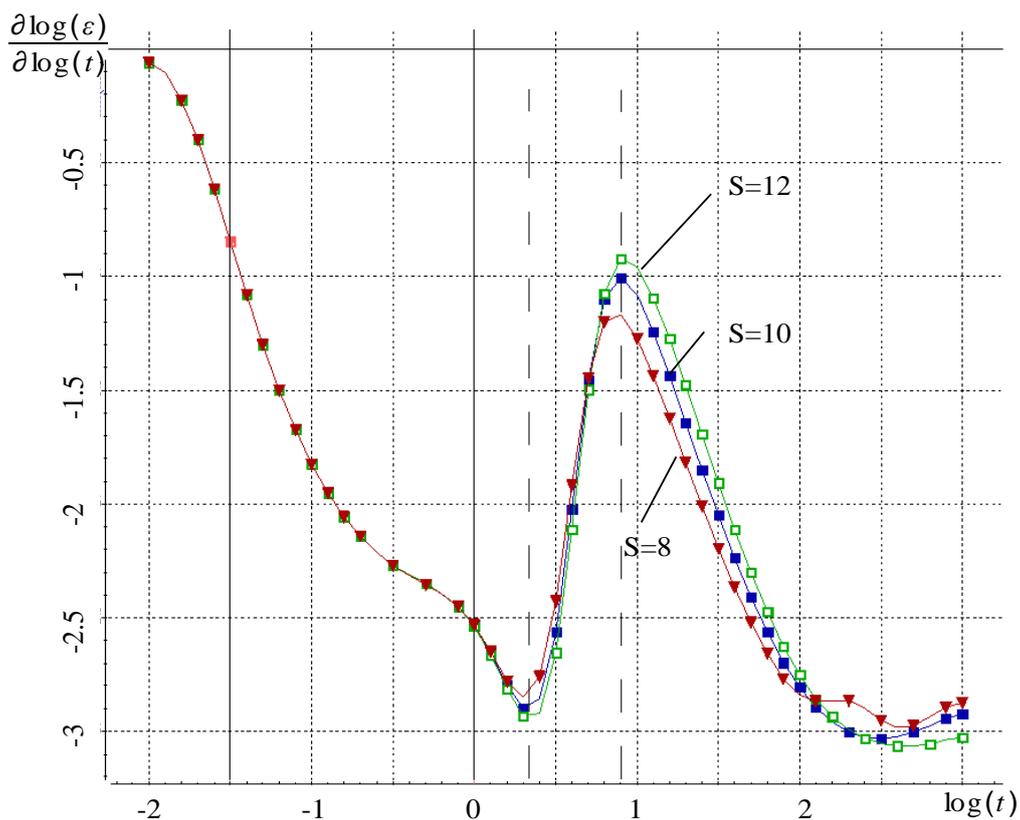


Рис. 4. Логарифмическая трансформация при изменении суммарной продольной проводимости S

Применим логарифмическую трансформацию для слоистой модели. Исследуемая горизонтально-слоистая среда представлена в таблице.

Таблица

Горизонтально-слоистая среда с двумя проводниками

№	Толщина, м	ρ , Ом*м
1	200	100
2	400	10
3	400	150
4	1000	300
5	100	10
6	∞	800

В модели присутствуют два проводящих слоя: приповерхностный на глубине 200 м до верхней кромки и глубинный (2000 м до верхней кромки).

Параметры генераторно-измерительной установки: размер генератора $d=1000$ м, ток 40 А, момент измерителя 17700.

В данном случае по логарифмической производной (рис. 5) мы видим интервал проявления верхнего проводника (0.6, 2) мс, нижний проводник не проявляет себя никак вследствие того, что он находится под мощной перекрывающей помехой. Тем не менее мы видим временной интервал прохождения сигнала через верхний проводник и можем использовать такого рода информацию при интерпретации сигналов с разделением их по временным интервалам.

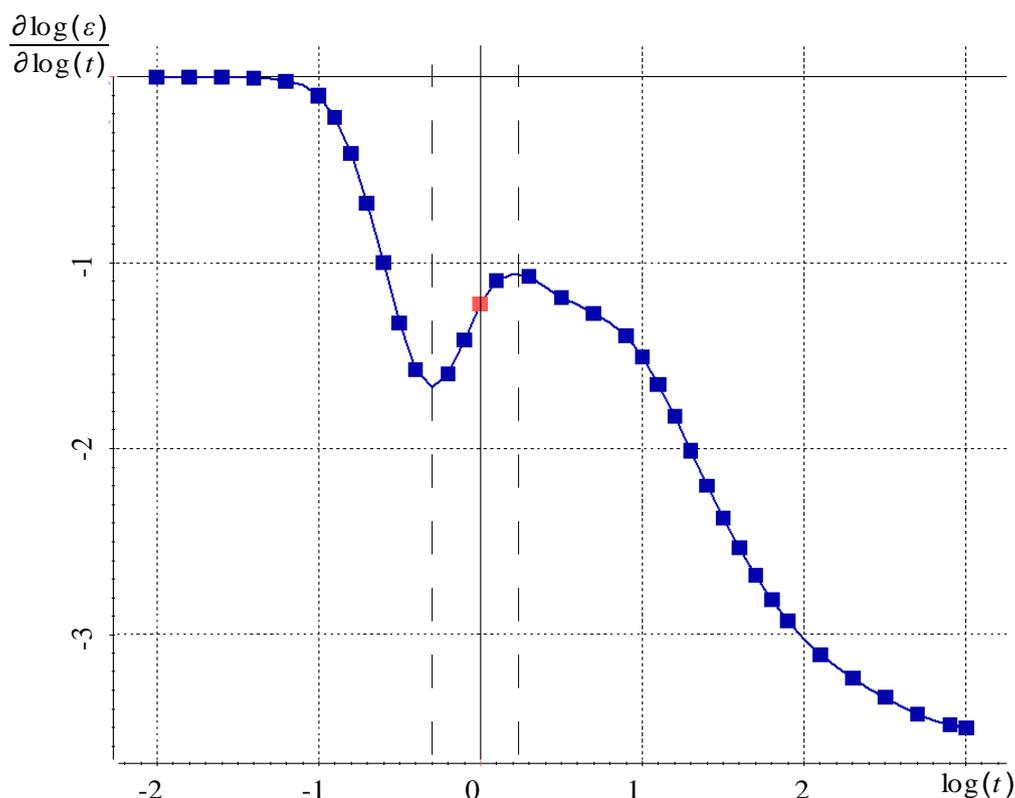


Рис. 5. Производная по времени логарифмированного сигнала ЭДС, интервал проявления верхнего проводящего слоя

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сидоров В.А., Тикшаев В.В. Электроразведка зондированиями становлением поля в ближней зоне. - Саратов: Изд-во Нижневолжского НИИГиГ, 1969. - 68 с.
2. Kamenetsky F.M., Stettler E.H., Trigubovich G.M. Transient geo-electromagnetics // Munich: Ludwig-Maximilian University of Munich, 2010. – 306 p.

© М. В. Абрамов, Г. М. Тригубович, 2016

УДК 539.3, 550.3, 517.968.28, 517.956.224

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА ГРАНИЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПРЕИМУЩЕСТВЕННОЙ ОРИЕНТАЦИИ ТРЕЩИН

Егор Борисович Сибиряков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-90-02, e-mail: sibiryakoveb@ipgg.sbras.ru

Борис Петрович Сибиряков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник, тел. (383)330-90-02, e-mail: sibiryakovbp@ipgg.sbras.ru

В данной работе метод граничных элементов был модернизирован и использован для вычисления всех компонент тензора деформаций внутри однородной среды со сложным рельефом. Также предложен алгоритм вычисления преимущественной ориентации трещин в зависимости от компонент тензора деформации среды. Результаты могут быть использованы для интерпретации данных многоволновой сейсморазведки по определению анизотропии верхней части разреза.

Ключевые слова: метод граничных элементов, тензор деформаций, ориентация трещин, критерий трещинообразования.

METHOD OF BOUNDARY ELEMENTS FOR ESTIMATION OF THE DOMINANT CRACKS ORIENTATION

Egor B. Sibiriyakov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)330-90-02, e-mail: sibiryakoveb@ipgg.sbras.ru

Boris P. Sibiriyakov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Doctor of Science, Head Researcher, tel. (383)330-90-02, e-mail: sibiryakovbp@ipgg.sbras.ru

The method of boundary elements was developed and was used for the calculation of the strain tensor all components in homogeneous medium with relief. Algorithm of dominant cracks orientation dependence on components of the strain tensor is proposed. The results can be used for multicomponent seismic data interpretation to determine anisotropy of the upper part of section.

Key words: method of boundary elements, strain tensor, cracks orientation, criterion of cracks origination.

ВВЕДЕНИЕ

Сейсмические наблюдения поперечных и обменных волн показали, что

зачастую (особенно в Восточной Сибири) в среде имеет место анизотропия не только на больших глубинах, но и в верхней части разреза [1, 2]. Это связывается с преимущественной ориентацией трещин [3]. Наличие преимущественной ориентации трещин имеет самостоятельное геодинамическое значение.

Представляется интересным на небольшой глубине в однородной среде с достаточно сложным рельефом вычислить все компоненты тензора деформаций, порожденные этим рельефом. После этого вычислить преимущественную ориентацию трещин, обусловленных этими деформациями.

В качестве ядра для решения упругой задачи будет использоваться конечный аналог тензора фундаментальных решений для полупространства, т. е. решение ищется не в виде интеграла, а в виде конечной суммы:

$$U_i(x_0) = \sum M_{ik}(x_0, x)F_k(x), \quad (1)$$

где x_0 – фиксированная точка поверхности (либо внутренняя точка среды), а суммирование ведется по всем бегущим точкам поверхности x . Тензор $M_{ik}(x_0, x)$ является конечным аналогом тензора фундаментальных решения для полупространства. При этом первый нижний значок (i) совпадает с ориентацией нормали либо одной из двух взаимно ортогональных касательных в фиксированной точке, второй значок (k) соответствует ориентации конечного аналога дельта-нагрузки. Например, одна из компонент тензора имеет вид:

$$M_{nn} = \int_0^N J_0(k_r r_\tau) \frac{\exp(-|x_1|k_r)}{4\pi\mu(1-\gamma^2)} (1 + k_r |x_1|(1-\gamma^2)) dk_r \quad (2)$$

Если верхний предел $N \rightarrow \infty$, то все компоненты совпадут с тензором Грина для полупространства. Использование конечных и гладких ядер, а также суммы вместо интеграла позволяет на порядки повысить точность решения краевой задачи. Использование (1) позволяет аналитически вычислить все компоненты тензора деформаций, а также компоненты тензора нагрузок, если необходимо решать краевую задачу первого рода.

$$p_i(x_0) = - \sum P_{ik}(x_0, x)F_k(x) \quad (3)$$

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Однородная упругая среда с параметрами $\lambda = \mu = \rho = g = 1$. Уравнение свободной поверхности (рис. 1):

$$F = 0.1 \times \exp(-25y^2) \times (\exp(-100(x - 0.2)^2) + \exp(-100(x + 0.2)^2)) \quad (4)$$

Переменные x и y изменяются в пределах от -1 до 1 . Задача состоит в том, чтобы на поверхности $z_0 = -0.05$ (моделирующая погружение на малую глубину) вычислить все компоненты тензора деформаций и с их помощью

попытаться вычислить преимущественную ориентацию трещин, т. е. найти решение неоднородного уравнения равновесия, удовлетворяющего на границе условию равенства нулю всех компонентов вектора нагрузок.

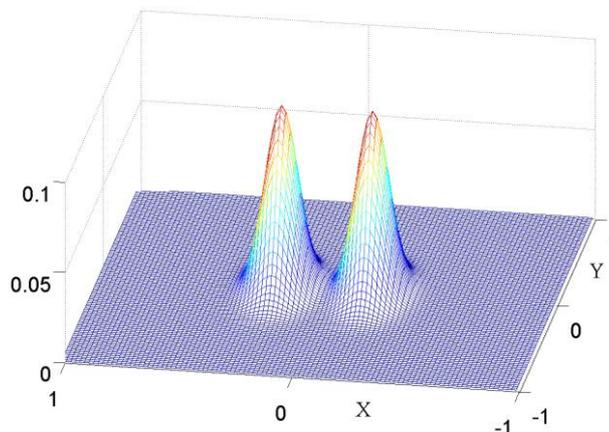


Рис. 1. Вид свободной поверхности, описываемой формулой (1)

СПОСОБ РЕШЕНИЯ

Нулевое приближение, удовлетворяющее неоднородному уравнению упругости есть

$$\mathbf{U} = \left(0, 0, -\frac{\rho g z^2}{2(\lambda+2\mu)} \right) \quad (5)$$

Формула (5) не удовлетворяет условиям на свободной границе F. Для того чтобы найти решение, удовлетворяющее и уравнению, и граничным условиям, необходимо найти решение однородного уравнения с вектором нагрузок, противоположным нагрузкам на поверхности F, порожденным нулевым приближением. И сложить это решение с (5).

Также представляется целесообразным использовать цилиндрические координаты при исследовании любых возмущений, находящихся на свободной поверхности, поскольку шаг сетки увеличивается при увеличении расстояния от источника возмущения.

Можно также вычислить из (1), (5) производные от перемещений, т. е. все компоненты тензора деформаций. На рис. 2 представлена компонента деформации e_{zz} . Видно, что эта компонента по модулю примерно на порядок больше остальных компонент, только сжимающая с максимумом под вершинами структур. На рис. 3 представлена компонента деформации e_{xx} . Поведение этой компоненты нетривиально. Преобладает сжатие, но имеются и зоны растяжения. Максимумы сжатий не совпадают с максимумами свободной поверхности (вершинами структур).

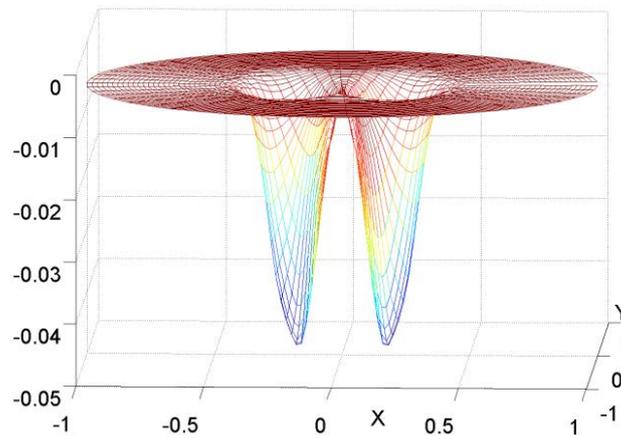


Рис. 2. Компонента деформации e_{zz} в цилиндрических координатах. Максимум сжатия совпадает с вершинами структур

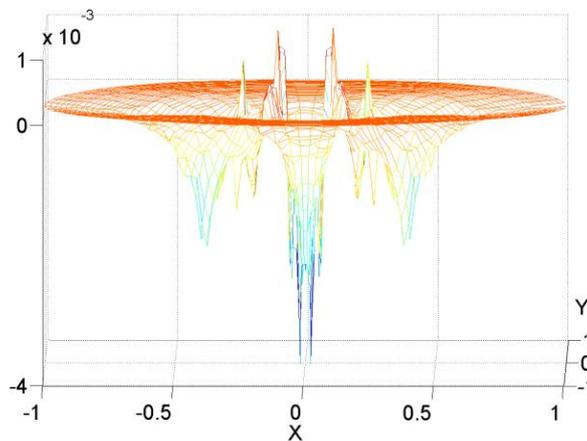


Рис. 3. Компонента деформации e_{xx} в цилиндрических координатах. Максимум сжатия не совпадает с вершинами структур. Преобладает сжатие, но есть и области растяжения

КРИТЕРИЙ ТРЕЩИНООБРАЗОВАНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Современные критерии трещинообразования заимствованы из теории пластичности. В разных задачах используются различные критерии. Поскольку трещины (а также области перехода в пластичность) в случае однородного напряженного состояния близки к плоскостям, то Треска предложил использовать в качестве критерия разность между главными напряжениями. Это означает, что эффективный сдвиг в определенной плоскости не влияет на трещинообразование в двух остальных плоскостях. Критерий Мизеса использует второй инвариант девиатора тензора напряжений. Более сложные критерии (Друкера-Прагера, Шлейхера-Надаи [4]) учитывают, что сжимающие и растягивающие напряжения могут как усиливать, так и ослаблять трещинообразование. В основном все упомянутые критерии используются для

лабораторных исследований, силой тяжести в которых можно пренебречь. Если глубина залегания достаточно велика, то одна из компонент тензора деформаций существенно превосходит остальные и поле деформаций существенно неоднородно по глубине. По этой причине желательно изменить критерий трещинообразования, чтобы адекватно описывать упомянутые выше особенности. В частности, объяснить наличие субвертикальных трещин. Поскольку даже на относительно небольшой глубине боковые и вертикальные напряжения соизмеримы, а деформации отличаются на порядки, имеет смысл использовать для задач геодинамики не силовые критерии трещинообразования (связанные с напряжениями), а деформационные. Представляется правильным использовать простоту подхода Треска, заменив эффективные касательные напряжения на деформации. Кроме того, предлагается учесть тот факт, что деформации сжатия препятствует трещинообразованию, а растяжения – наоборот, способствуют, аналогично тому, как это используется в критерии Шлейхера-Надаи. Рассмотрим формулы (6)-(8):

$$I_x = \sqrt{(e_{yy} - e_{zz})^2 + 6e_{yz}^2} + \alpha e_{xx} \quad (6)$$

$$I_y = \sqrt{(e_{xx} - e_{zz})^2 + 6e_{xz}^2} + \alpha e_{yy} \quad (7)$$

$$I_z = \sqrt{(e_{xx} - e_{yy})^2 + 6e_{xy}^2} + \alpha e_{zz} \quad (8)$$

Построим вектор

$$\mathbf{N} = (I_x \theta(I_x), I_y \theta(I_y), I_z \theta(I_z)), \quad (9)$$

где θ – функция Хэвисайда. При этом параметр α можно положить равным 0.5 для достаточно широкого класса сред. Будем считать направление этого вектора совпадающим с наиболее вероятной ориентацией нормали к плоскости трещины. Это дает возможность количественно учесть то, что деформация сжатия препятствует образованию трещины. Если в (9) есть только одна ненулевая компонента, то это значит, что нормаль к трещине имеет точно такое же направление. Если ненулевых компонент две, то разность между ними есть отклонение наиболее вероятной ориентации от случайной в сторону одной из осей. Если все три компонента одинаковы, то это будет означать хаотичную ориентацию трещин в трехмерном пространстве. Результаты обработки решения упругой задачи показывают, что почти всюду на виртуальной поверхности $z_0 = -0.05$ компонента I_z (8) равна нулю. Это означает, что трещины субвертикальны. Из рис. 4 следует, что вдали от структуры ориентация нормали к плоскости трещины в плоскости XY случайна ($I_x = I_y$). Вблизи структуры нормаль к трещине отклоняются в сторону оси x примерно на 5 градусов, что может приводить к слабой анизотропии. Следует отметить, что на границе раздела двух сред влияние формы границы на ориентацию трещин будет значительно более существенным.

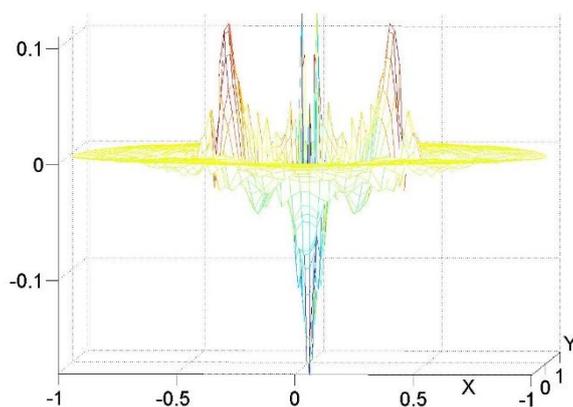


Рис. 4. Отклонение нормали к плоскости трещин от хаотичной ориентации (в сторону оси X) в радианах. Максимальное отклонение не совпадает с элементами структуры

ВЫВОДЫ

1. Предложен критерий трещинообразования, учитывающий роль силы тяжести в процессе трещинообразования, а также то, что сжимающие нормальные деформации препятствуют образованию трещин.

2. Под действием силы тяжести и рельефа трещины почти всюду субвертикальны. Что касается ориентации в горизонтальной плоскости, то под влиянием рельефа отклонение от хаотичной ориентации в этой плоскости сравнительно невелико ($\pm 5^{\circ}$). Это означает, что в однородной среде наведенная рельефом анизотропия невелика (по некоторым оценкам, коэффициент анизотропии, обусловленной подобным изменением преимущественной ориентации, составит 5 %).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data – Part I: HTI model due to a single fracture set // *Geophysics*. - 2000. - Vol. 65. - P.1788-1802.
2. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data – Part II: Fractured models with orthorhombic symmetry // *Geophysics*. - 2000. - Vol. 65. - P. 1803-1817.
3. Gorshkalev S.B., Karsten W.V., Lebedev K.A., Korsunov I.V. Evidence for Rapid Variation of Azimuthal Anisotropy in the Near Surface: An Example from Eastern Siberia, Russia // *J. Seismic Expl.* - 2007. - Vol. 16. - P. 319-330.
4. Каркашадзе Г.Г. Механическое разрушение горных пород. - М.: Издательство МГГУ, 2004. - 222 с.

© Е. Б. Сибиряков, Б. П. Сибиряков, 2016

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА ГРАНИЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ОТРАЖЕНИЯ ОТ ШЕРОХОВАТЫХ ГРАНИЦ

Егор Борисович Сибиряков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-90-02, e-mail: sibiryakoveb@ipgg.sbras.ru

В данной работе использовался модифицированный метод граничных элементов для решения краевых задач третьего рода в случае упругих стационарных колебаний. В широком диапазоне частот вычислялись перемещения двухслойной среды под действием сосредоточенного поверхностного источника в случае гладкой, а также малоамплитудной шероховатой границы. Показано, что сигнал, порожденный осесимметричным источником, после отражения от шероховатой границы может получить угловые компоненты, которые сравнительно медленно затухают при удалении от источника.

Ключевые слова: метод граничных элементов, упругие стационарные колебания, шероховатые границы.

METHOD OF BOUNDARY ELEMENTS FOR MODELING OF THE ROUGH INTERFACE REFLECTION

Egor B. Sibiriakov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)330-90-02, e-mail: sibiryakoveb@ipgg.sbras.ru

A new method of boundary value problem solution for the elastic stationary oscillation was used for calculation of the full displacement field caused by two-layered medium with rough and smooth interfaces in wide enough frequency domain. It was established the signal caused by the axially symmetrical source could contain transvers components after the reflection from the rough interface. Mentioned component caused by diffraction from rough surface only did not attenuate in some frequency domain and can be detected far from the source.

Key words: method of boundary elements, rough surface, elastic stationary oscillation.

ВВЕДЕНИЕ

Главная задача этой работы – найти не только количественные, но и качественные различия полного поля перемещений при отражении от гладкой и шероховатой поверхностей. Проблема отражения от подобных поверхностей интересна для сейсмологии (для понимания природы глубоко залегающих границ), сейсморазведки (выявления эродированных границ), а также для акустики (NDE, выявление дефектов неразрушающими методами).

Лучевое разложение в случае малоамплитудной шероховатости дает очень большие погрешности. Аналитические методы [1], использующие метод малых возмущений (как правило, метод Рэлея, Кирхгофа или их модификации), предполагают предельно простую геометрию поверхности раздела. В случае,

если вектор нормали к поверхности изменяется достаточно быстро, они дают большие ошибки. Использование метода конечных элементов для подобных границ раздела крайне затруднительно, поскольку триангуляция подобных поверхностей становится отдельной проблемой [2]. Кроме того, число обусловленности после проведения триангуляции становится настолько большим, что численное решение нельзя считать достоверным даже после проведения регуляризационных процедур.

В задачах, где имеется как сосредоточенный поверхностный источник (вектор нагрузок изменяется очень быстро), так и малоамплитудная шероховатая граница раздела (быстро изменяется вектор нормали), лучше всего использовать модифицированный метод граничных элементов [3].

ПОСТРОЕНИЕ НОВЫХ ЯДЕР

Суть метода граничных интегральных уравнений в том, что решение в любой точке объема ищется в виде интеграла по поверхности:

$$U_i(x_0) = \frac{1}{2\pi} \int M_{ik}(x_0, x) F_k(x) dS_x \quad (1)$$

При этом точка x_0 фиксирована, точка x бежит по поверхности и по ней проводится интегрирование. Тензор $M_{ik}(x_0, x)$ удовлетворяет уравнению упругих стационарных колебаний автоматически. Вектор $F_k(x)$ вычисляется (подбирается) таким образом, чтобы удовлетворить граничным условиям. Обозначения. Есть фиксированная и бегущая точка поверхности, а также вектор, проведенный из первой во вторую. На любой поверхности есть одно выделенное направление – вектор внешней нормали. По этой причине в качестве координаты $x_1 = (\mathbf{r}, \mathbf{n})$ выбирается скалярное произведение этого вектора на нормаль к поверхности в бегущей точке. Также на поверхности есть два взаимно ортогональных касательных направления: $\mathbf{\tau}_1, \mathbf{\tau}_2$. Обозначим $x_2 = (\mathbf{r}, \mathbf{\tau}_1)$, $x_3 = (\mathbf{r}, \mathbf{\tau}_2)$, $r_\tau = \sqrt{x_2^2 + x_3^2}$, $x_2 = r_\tau \cos\varphi$, $x_3 = r_\tau \sin\varphi$. Лучшие с точки зрения обусловленности ядра для статических задач дают тензор Грина для полупространства [3]. На первый взгляд, в случае стационарных колебаний также нужно использовать тензор Грина для полупространства с использованием цилиндрических координат. Однако решение достаточно простой задачи Лэмба о нормальном ударе по полупространству в случае стационарных колебаний имеет серьезные недостатки. Упомянутое решение имеет вид [4]:

$$U_n = \int_0^{\infty} J_0(k_r r_\tau) \frac{k_r^2}{2\pi\mu R(k_r, k)} (2k_r^2 \exp(-|x_1|v_s) - (2k_r^2 - k^2) \exp(-|x_1|v_p)) dk_r$$

$$U_r = \int_0^{\infty} J_0'(k_r r_\tau) \frac{k_r^2}{2\pi\mu R(k_r, k)} (-2v_s v_p \exp(-|x_1|v_s) + (2k_r^2 - k^2) \exp(-|x_1|v_p)) dk_r$$

$k^2 = \frac{\rho\omega^2}{\mu}$, $v_s = \sqrt{k_r^2 - k^2}$, $v_p = \sqrt{k_r^2 - \gamma^2 k^2}$, k_r – параметр интегрирования, $R = 4k_r^2 \sqrt{k_r^2 - k^2} \sqrt{k_r^2 - \gamma^2 k^2} - (2k_r^2 - k^2)^2$ – знаменатель Рэлея, $\gamma^2 = \frac{\mu}{\lambda + 2\mu}$,

$J_0(k_r r_\tau)$ – функция Бесселя первого рода. Недостатки. Первый – интервал интегрирования бесконечен (потеря точности). Второй – в некоторой точке знаменатель Рэлея обращается в ноль (еще большая потеря точности). Первый этап модернизации ядер – конечный предел интегрирования. В итоге это даст феноменальное повышение точности. Второй этап заключается в изменении представления дельта-функции, т. е. (2) есть отклик по перемещениям на нормальную нагрузку:

$$\delta(S) = -\frac{1}{2\pi} \int_0^{\infty} k_r J_0(k_r r_\tau) dk_r \quad (3)$$

Вместо (3) лучше использовать смещенный конечный аналог:

$$\delta_1(S) = -\frac{1}{2\pi} \int_0^N k_r J_0(r_\tau \sqrt{k_r^2 + 2k^2}) dk_r \quad (4)$$

Это дает возможность изменить (2) и получить два из пяти членов матрицы ядер.

$$U_n = \int_0^N J_0(v_3 r_\tau) \frac{k_r v_2}{2\pi\mu R_1(k_r, k)} (2v_3^2 \exp(-|x_1|v_1) - (2k_r^2 + 3k^2) \exp(-|x_1|v_2)) dk_r$$

$$U_r = \int_0^N J_0'(v_3 r_\tau) \frac{k_r v_3}{2\pi\mu R_1(k_r, k)} (-2v_1 v_2 \exp(-|x_1|v_1) + (2k_r^2 + 3k^2) \exp(-|x_1|v_2)) dk_r$$

$$v_1 = \sqrt{k_r^2 + k^2}, \quad v_2 = \sqrt{k_r^2 + k^2(2 - \gamma^2)}, \quad v_3 = \sqrt{k_r^2 + 2k^2},$$

$$R_1 = 4(k_r^2 + 2k^2) \sqrt{k_r^2 + k^2} \sqrt{k_r^2 + k^2(2 - \gamma^2)} - (2k_r^2 + 3k^2)^2 \quad (6)$$

Тензор $M_{ik}(x_0, x)$ имеет только пять независимых ненулевых компонент в координатах, связанных с направлениями n, r_τ и φ . Два из них (M_{nn} и M_{rn}) есть (5). Чтобы получить остальные три, необходимо решить задачу о касательном ударе по полупространству. Для этого нужно повторить изящные вычисления [5], принимая во внимание различие между (4) и (3). Последнее усовершенствование заключается в замене интеграла (1) конечной суммой.

Таким образом, решение ищется в виде $U_i(x_0) = \sum M_{ik}(x_0, x)F_k(x)$. Вектор нагрузок можно вычислить аналитически с помощью закон Гука ($p_i(x_0) = \sigma_{ik}n_{0k}$): $p_i(x_0) = -\sum P_{ik}(x_0, x)F_k(x)$. Все необходимые проекции $M_{ik}(x_0, x)$ могут быть вычислены как компоненты вектора после вращения. Например, $U_{n0} = U_n(\mathbf{n}_0, \mathbf{n}) + U_{r_\tau}(\mathbf{n}_0, \mathbf{e}_{r_\tau}) + U_\varphi(\mathbf{n}_0, \mathbf{e}_\varphi)$.

$$U_{n0}(x_0) = \sum M_{n0n}(x_0, x)F_n(x) + M_{n0\tau1}(x_0, x)F_{\tau1}(x) + M_{n0\tau2}(x_0, x)F_{\tau2}(x) \quad (7)$$

ФОРМУЛИРОВКА ЗАДАЧ

Верхняя свободная поверхность – плоскость ($z=0$). Граница раздела – два варианта: плоскость ($z = -0.5$) либо шероховатая поверхность. Ее уравнение есть $z = -0.5 + 0.01 * (\cos(10\pi x) + \cos(10\pi y))$ (рис.1). Параметр k изменяется от 0.1 до 20, что соответствует эффективной длине S-волны от 20π до $\pi/10$. Упомянутая частотная область покрывает диапазон от квазистатики до лучевой динамики. Нагрузка на верхней поверхности осесимметрична и имеет только нормальную компоненту, равную $p_n = \exp(-1000 \times r^2)$, $r \in [0, 1]$. Упругие константы верхнего слоя: $\lambda = \mu = \rho = 1$. Нижний слой имеет такие же параметры, за исключением $\mu^- = 1.2$. Условия на границе раздела – непрерывность вектора перемещений и нулевая векторная сумма вектора нагрузок. Использовались цилиндрические координаты с равномерной сеткой 25×25 на каждой из поверхностей. На верхней поверхности вычислялся вектор перемещений, порожденный нагрузкой и двухслойной средой при различных частотах k .

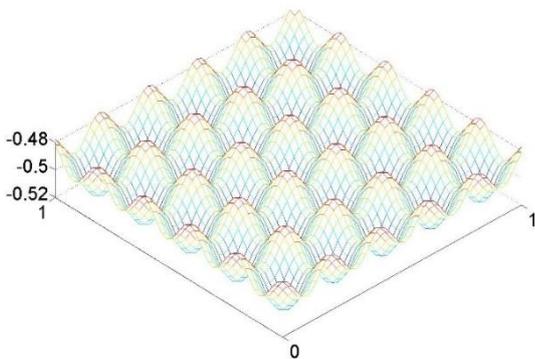


Рис. 1. Шероховатая поверхность раздела. $z = -0.5 + 0.01 * (\cos(10\pi x) + \cos(10\pi y))$, x и y изменяются от 0 до 1

РЕЗУЛЬТАТЫ

Отражение осесимметричного сигнала от шероховатой поверхности дает угловую компоненту на всех частотах. Однако на достаточно коротких волнах амплитуда этой компоненты слишком мала по сравнению с поверхностной волной. Угловая компонента представлена на рис. 2 при $k=10$. К сожалению, амплитуда этой компоненты уменьшается при удалении от источника. Разность

радиальных компонент, порожденных гладкой и шероховатой границами раздела ($k=10$), представлена на рис. 3. На высоких частотах шероховатость может быть выделена вычитанием радиальных компонент, полученных при отражениях от гладкой и шероховатой. Эта разность есть квазипериодический сигнал с незначительным амплитудным затуханием.

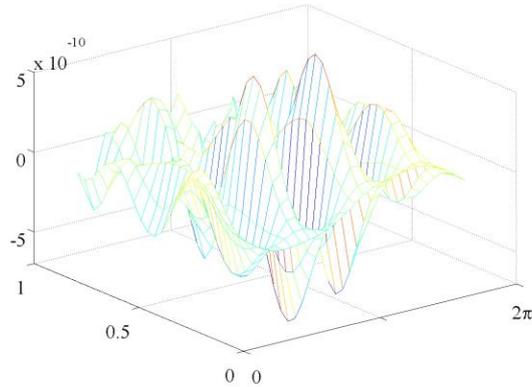


Рис. 2. Угловая компонента (e_φ) вектора перемещений на верхней границе, порожденная шероховатой границей раздела ($k=10$)

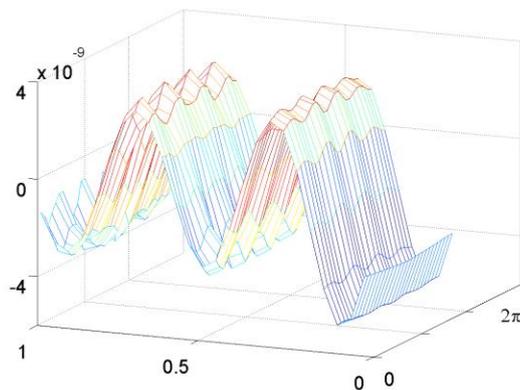


Рис. 3. Зависимость разности между радиальными компонентами, порожденными отражениями от плоской и шероховатой границ ($k=10$)

Угловая компонента (e_φ) вектора перемещений на свободной поверхности, порожденного отражением от шероховатой поверхности, представлена на рис. 4 при $k=0.1$. Это означает, что, если волна достаточно длинная (квазистатика), затухание угловой компоненты становится незначительным и ее амплитуда становится сравнимой с амплитудой поверхностных волн.

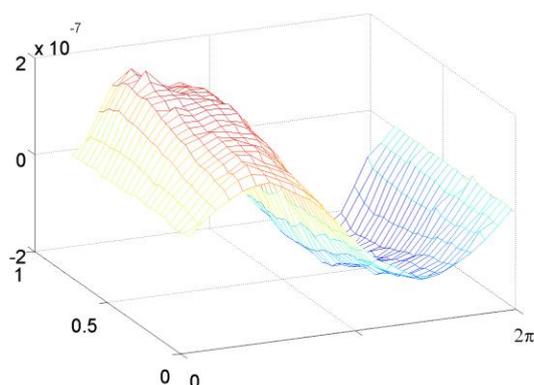


Рис. 4. Угловая компонента (e_φ) вектора перемещений на верхней поверхности, порожденная отражением от шероховатой поверхности ($k=0.1$)

ВЫВОДЫ

1. Шероховатая граница раздела порождает угловую компоненту вектора перемещений на свободной границе при осесимметричном источнике. В случае, если граница раздела плоская, эта компонента отсутствует.

2. Амплитуда этой компоненты растет с ростом эффективной длины волны. Эта компонента затухает существенно слабее, чем остальные компоненты. Это дает возможность выделить ее на большом расстоянии от источника.

3. Если длина волны достаточно мала (по сравнению с расстоянием между слоями), то тогда обнаружить шероховатость можно с помощью вычитания радиальных компонент, порожденных плоской и шероховатой границами раздела.

4. Если длина волны достаточно велика (квазистатика), информация о шероховатых свойствах границы может быть получена с помощью угловой компоненты вектора перемещений на свободной поверхности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. B.L.N. Kennett // Geophys. J.R. astr. Soc. - 1972. - Vol. 28. - P. 249-266.
2. James R. Pettit, Anthony E. Walker, Michael J.S. Lowe. Improved Detection of Rough Defects for Ultrasonic Nondestructive Evaluation Inspections Based on Finite Element Modelling of Elastic Wave Scattering. IEEE Transactions on ultrasonics, ferroelectrics, and frequency control. - 2015. - Vol. 62. - N 10. - P. 1797-1808.
3. Сибиряков Б.П., Сибиряков Е.Б. Области локального понижения давлений как вероятные аккумуляторы флюидов в геологических структурах // Геология и геофизика. - 2015. - Т. 56. - № 7. - С. 1391-1397.
4. Новацкий В. Теория упругости. - М.: Издательство «Мир», 1975. - 872 с.
5. Ziatdinov S.R.; Chestnut B.M. Extrinsic components of the Rayleigh wave // Geophysical Questions. - 2005. - Vol. 38. - P. 46-55.

© Е. Б. Сибиряков, 2016

СОДЕРЖАНИЕ

1. <i>А. Л. Бейзель.</i> Циклический анализ баженовской свиты: результаты и перспективы.....	3
2. <i>И. В. Вараксина, И. В. Тумашов.</i> Литология и коллекторские свойства палеозойских отложений северной окраины Тунгусской синеклизы (Норильский и Ледянский районы).....	7
3. <i>Е. А. Гладышев, А. Ю. Нехаев.</i> Строение верхнеюрского флюидоупора в Новопортовском районе.....	12
4. <i>А. А. Горячева.</i> Палинологическая характеристика и обоснование возраста отложений, вскрытых скв. Тепловская 1323 (Западная Сибирь).....	17
5. <i>И. А. Губин, А. О. Гордеева, Л. Н. Константинова, Е. Н. Кузнецова.</i> Критерии прогноза песчаных коллекторов венда Южно-Тунгусской нефтегазоносной области	21
6. <i>А. Н. Фомин, К. В. Долженко, В. Н. Меленевский.</i> Прогноз зон генерации жидких и газообразных углеводородов в центральной части Вилюйской синеклизы (на примере сверхглубокой скважины Средневилюйская-27)	26
7. <i>Е. В. Зайчикова.</i> Среднеоксфордско-ранневожские сообщества фораминифер Верх-Тарской площади (юг Западной Сибири).....	31
8. <i>О. Н. Злобина.</i> Карбонатная седиментация в верхней юре Западной Сибири и прилегающих территорий	36
9. <i>О. В. Золотова.</i> Условия формирования отложений вогулкинской толщи на юге Тюменской области.....	41
10. <i>А. К. Казак, Ю. К. Советов.</i> Аналоги тирского горизонта венда на юго-западе Сибирской платформы: литофациальный анализ верхнего силицикластического комплекса оселковой серии в Присянье.....	46
11. <i>В. А. Казаненков.</i> Геотермическая характеристика батских отложений Западно-Сибирского осадочного бассейна.....	52
12. <i>В. А. Каширцев, Б. Л. Никитенко, Е. А. Фурсенко, Е. Б. Пещевицкая, Н. П. Шевченко.</i> Биогеохимия верхнеюрских нижнемеловых отложений севера Сибирской платформы.....	58
13. <i>А. А. Киреева.</i> Распространение органического углерода в баженовской свите в пределах территории Томской области по данным гамма каротажа.....	63
14. <i>А. С. Кононова, Т. А. Кремлева, Р. И. Тимшанов.</i> Оценка устойчивости малых водоемов Пуровского и Тазовского районов Тюменской области к процессам закисления.....	68

15. <i>А. О. Гордеева, И. А. Губин, Л. Н. Константинова, Е. Н. Кузнецова.</i> Направления геологоразведочных работ на территориях с широким развитием траппового магматизма на примере Южно-Тунгусской НГО	73
16. <i>О. Б. Кузьмина, И. В. Хазина, П. В. Смирнов, А. О. Константинов.</i> Новые палинологические данные из ишимской свиты верхнего миоцена (разрез Масали, Западно-Сибирская равнина)	78
17. <i>А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин, А. С. Недосекин, О. А. Смирнов, О. В. Феофтистова.</i> Подтверждение генетической модели флюидомиграции углеводородов из баженовской свиты в нижнемеловые отложения Западной Сибири на базе сейсморазведки МОВ ОГТ-3Д	83
18. <i>О. Е. Лепокурова, И. С. Иванова.</i> Геохимические особенности подземных вод Бакчарского железорудного узла (Томская область)	88
19. <i>Д. А. Новиков, Доан Ван Туен.</i> Термальные воды центрального Вьетнама	93
20. <i>Д. А. Новиков.</i> Геохимия термальных вод северных районов Западной Сибири	98
21. <i>Н. В. Новожилова, И. В. Коровников.</i> Новые данные по палеонтологической характеристике кембрия параметрической скважины Восток-1 (восточная часть Западно-Сибирской плиты)	103
22. <i>Н. В. Первухина, Г. Г. Шемин, В. И. Москвин.</i> История формирования антиклинальных ловушек в юрских отложениях и залежей нефти и газа в продуктивном пласте Ю ₂ севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции	107
23. <i>А. Ю. Попов, Б. Л. Никитенко.</i> Особенности литофациальной изменчивости верхней части юрjungтумусской и содыемихайнской свит (бат-оксфорд) нижнего течения реки Анабар	112
24. <i>Я. В. Садыкова.</i> Периодизация гидрогеологической истории северной части Западно-Сибирского мегабассейна	116
25. <i>Н. В. Сенников, И. В. Коровников, О. Т. Обут, Т. Данильян, Н. В. Новожилова, Д. А. Токарев.</i> К вопросу о возрасте и условиях образования шашкунарской свиты центральной части Горного Алтая	121
26. <i>А. В. Тимохин, Т. В. Гонта.</i> Зональное расчленение баксанского и долборского горизонтов верхнего ордовика Сибирской платформы по трилобитам и остракодам	126
27. <i>И. Г. Тимохина.</i> Новые сведения о возрасте ванжильской толщи (Западно-Сибирская геосинеклиза)	131
28. <i>Т. Н. Торопова, В. М. Щербаненко, Т. И. Чернышова.</i> Геологическое строение и история формирования крупных антиклинальных структур Центрально-Гыданской площади (северо-восток Западной Сибири)	135
29. <i>Н. С. Трифонов.</i> Влияние закачиваемых промышленных стоков на подземные воды месторождений нефти и газа	140

30. <i>Е. А. Устименко, Р. И. Тимшанов, С. А. Шешуков.</i> Связь наземных геохимических показателей с нефтеносностью на примере месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы	145
31. <i>Ю. Ф. Филиппов.</i> Геодинамическая эволюция Предьенисейского осадочного бассейна на юго-востоке Западной Сибири	150
32. <i>А. М. Фомин, С. А. Моисеев, В. А. Топешко.</i> Перспективы нефтегазоносности восточной части Сюджеской нефтегазоносной области	155
33. <i>М. А. Фомин.</i> Геологическое строение приграничных толщ юры и мела в западной части Западно-Сибирского осадочного бассейна по данным ГИС	161
34. <i>Е. А. Фурсенко.</i> Геохимия нефтей северо-востока Западной Сибири	166
35. <i>М. Н. Шапорина.</i> Геологическое строение региональных резервуаров апт-альб-сеномана Гыданской нефтегазоносной области.....	170
36. <i>Н. П. Шевченко, Е. А. Фурсенко, В. А. Каширцев, Е. В. Карташов.</i> Геохимия бензиновых фракций конденсатов полуострова Ямал	175
37. <i>Т. А. Щербаненко, А. Ю. Язиков, Н. Г. Изох, Е. С. Соболев, Н. В. Сенников.</i> Фаунистическая характеристика юктинской свиты среднего девона полуострова Юрюнг-Тумус (бухта Нордвик, побережье моря Лаптевых)	180
38. <i>В. Г. Эдер, И. А. Жигульский, А. Г. Замирайлова, Е. А. Костырева.</i> Особенности литологии баженовской свиты в районах Хантейской гемиянтеклизы и Межовского мегамыса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.....	185
39. <i>Л. Г. Вакуленко, С. В. Ершов, О. Д. Николенко, Е. Б. Пещевицкая, А. Ю. Попов, П. А. Ян.</i> Комплексный анализ берриас-сеноманских отложений западной части Гыданского полуострова (Западная Сибирь)	191
40. <i>И. А. Азбаш, А. Ю. Соболев.</i> Построение быстрых аналогов прямых и обратных задач бокового электрического зондирования скважин с использованием технологии нейронных сетей.....	196
41. <i>Н. А. Манченко, М. Е. Пермьяков.</i> Лабораторные измерения удельного электрического сопротивления гидратосодержащих образцов.....	201
42. <i>М. И. Протасов, В. А. Чеверда, И. Ю. Сильвестров, А. П. Правдухин, Н. Г. Исаков.</i> Трехмерная анизотропная миграция данных 3D-сейсморазведки на основе Гауссовых пучков.....	205
43. <i>П. О. Полянский, А. С. Сальников, А. Ф. Еманов.</i> Применение метода динамического пересчета головных волн на центральном участке профиля 3-ДВ (Республика Якутия) для изучения преломляющих границ верхней части земной коры	210

44. <i>Е. Ю. Антонов, Н. О. Кожевников.</i> Переходная характеристика заземленной линии на поверхности однородного проводящего и магнитовязкого полупространства.....	216
45. <i>В. В. Плоткин, Д. И. Губин.</i> Инверсия данных при магнитотеллурическом зондировании трехмерной среды (тест по синтетическим данным).....	222
46. <i>А. М. Петров, К. В. Сухорукова, О. В. Нечаев.</i> Определение анизотропии удельного электрического сопротивления высокоомных отложений по данным бокового каротажного зондирования в вертикальных скважинах.....	227
47. <i>М. Е. Пермьяков, А. Ю. Манаков, А. Д. Дучков.</i> Методика изготовления гидратонасыщенных образцов для измерения скоростей упругих волн	232
48. <i>В. И. Пеньковский, Н. К. Корсакова.</i> Модель гидравлического разрыва пласта на основе упругой фильтрации в гетерогенных средах	236
49. <i>А. А. Никитин, А. С. Сердюков, А. А. Дучков.</i> Оптимизация параллельных Sweeping методов численного расчета времен пробега сейсмических волн для вычислительных систем с общей памятью.....	241
50. <i>А. Г. Нечаева, Г. В. Нестерова, И. Н. Ельцов.</i> Характеристика геоэлектрических моделей высокоомных среднеюрских коллекторов.....	246
51. <i>М. В. Абрамов, Г. М. Тригубович.</i> Исследование логарифмических производных сигналов в электроразведке становлением поля	251
52. <i>Е. Б. Сибиряков, Б. П. Сибиряков.</i> Использование метода граничных элементов для оценки преимущественной ориентации трещин	256
53. <i>Е. Б. Сибиряков.</i> Использование метода граничных элементов для моделирования отражения от шероховатых границ.....	262

CONTENTS

1. <i>A. L. Beisel</i> . Sequence analysis of the Bazhenov suite (Upper Jurassic, Western Siberia): results and perspectives	3
2. <i>I. V. Varaksina, I. V. Tumashov</i> . Lithology and reservoirs properties of Paleozoic deposits of the north Tunguska syncline (Norilsk and Ledyansk areas).....	7
3. <i>E. A. Gladushev, A. Yu. Nekhaev</i> . The Upper Jurassic confining bed structure within the Novy Port area.....	12
4. <i>A. A. Goryacheva</i> . Palynological date and age study of deposits in the section of borehole Teplovskaya 1323 (Western Siberia)	17
5. <i>I. A. Gubin, A. O. Gordeeva, L. N. Konstantinova, E. N. Kuznetsova</i> . Criteria for prediction of Vendian sand reservoirs within the South-Tunguska oil-gas region	21
6. <i>A. N. Fomin, K. V. Dolzhenko, V. N. Melenevsky</i> . Prediction of liquid and gaseous hydrocarbons generation areas in the central part of Viluy syncline (through the example of Srednevilyuiskaya-27 superdeep well).....	26
7. <i>E. V. Zaychikova</i> . Middle Oxfordian-early Volgian foraminiferal associations from the Verkh-Tarskaya drilling area (South of Southwestern Siberia)	31
8. <i>O. N. Zlobina</i> . Carbonate sedimentation in the Upper Jurassic of Western Siberia and adjacent territories.....	36
9. <i>O. V. Zolotova</i> . Conditions of formation deposits of vogulkinskoy strata in the south of the Tyumen region.....	41
10. <i>A. K. Kazak, Ju. K. Sovetov</i> . The vendian tira horizon analogue in the south-west of the Siberian platform: lithofacies analyses of the oselok group upper siliciclastic complex in foothills of the East Sayan ridge.....	46
11. <i>V. A. Kazanenkov</i> . Geothermal characteristic of the Bathonian deposits West Siberian sedimentary basin	52
12. <i>V. A. Kashirtsev, B. L. Nikitenko, E. A. Fursenko, E. B. Peshchickaya, N. P. Shevchenko</i> . Biogeochemistry of Upper Jurassic Lower Cretaceous sediments in the north of the Siberian platform	58
13. <i>A. A. Kireeva</i> . Distribution of organic carbon in bazhenov formation within the territory of Tomsk region according to gamma logging 63	63
14. <i>A. S. Kononova, T. A. Kremleva, R. I. Timshanov</i> . Assessment of stability small reservoirs of Purovsky and Tazovsky of districts Tyumen region to acidulation processes.....	68
15. <i>A. O. Gordeeva, I. A. Gubin, L. N. Konstantinova, E. N. Kuznetsova</i> . The direction of exploration in the territories with a wide development of magmatism trappean on the example of the South-Tunguska OGR.....	73

16. <i>O. B. Kuzmina, I. V. Khazina, P. V. Smirnov, A. O. Konstantinov.</i> New palynological data from Upper Miocene Ishim Formation (section Masali, West Siberian plain)	78
17. <i>A. R. Kurchikov, V. N. Borodkin, A. S. Nedosekin, O. A. Smirnov, O. V. Feoktistova.</i> Confirmation of genetic models migration of hydrocarbons from the Bazhenov formation in the lower cretaceous deposits of Western Siberia on the basis of seismic MOV OGT-3D.....	83
18. <i>O. E. Lepokurova, I. S. Ivanova.</i> Geochemical features of ground waters of the Bakchar iron ore deposit (Tomsk region).....	88
19. <i>D. A. Novikov, Doan Van Tuyen.</i> Thermal waters of Central Vietnam	93
20. <i>D. A. Novikov.</i> Geochemistry of thermal water in the northern West Siberian artesian basin.....	98
21. <i>N. V. Novozhilova, I. V. Korovnikov.</i> New data on paleontological characteristic of cambrian of the Vostok-1 stratigraphic well (West Siberian Plate).....	103
22. <i>N. V. Pervukhina, G. G. Shemin, V. I. Moskvina.</i> The history of formation of the anticlinal traps in the Jurassic sediments and oil-and-gas deposits in the productive stratum U ₂ in the north of the West-Siberian oil-and-gas province.....	107
23. <i>A. Yu. Popov, B. L. Nikitenko.</i> Features of litofacial variability of the Yurungtumus fm. and the Sodyemikha fm. (Bahtonian-Oxfordian) in the lower watercourse of the Anabar river	112
24. <i>Ya. V. Sadykova.</i> The periodization of hydrogeological history of West Siberia basin northern part	116
25. <i>N. V. Sennikov, I. V. Korovnikov, O. T. Obut, T. Danelian, N. V. Novozhilova, D. A. Tokarev.</i> On age and sedimentary environments of the Shashkunar Formation in the central part of Gorny Altai	121
26. <i>A. V. Timokhin, T. V. Gonta.</i> Zonal subdivision of the Baksanian and Dolborian horizons (upper Ordovician) of the Siberian platform, based on trilobites and ostracod	126
27. <i>I. G. Timohina.</i> New data on the age of the Vanzhil unit (West Siberian geosyncline).....	131
28. <i>T. N. Toropova, V. M. Sherbanenko, T. I. Chernishova.</i> The geological structure and formation history of large anticlinal structures of Central Gydan area (north-east of Western Siberia)	135
29. <i>N. S. Trifonov.</i> The influence of injected industrial wastes on groundwaters of petroleum fields.....	140
30. <i>E. A. Ustimenko, R. I. Timshanov, S. A. Sheshukov.</i> Relation between ground geochemical indicators and oil-bearing by the example of deposits of Nepsko-Botuobinsky antecline	145
31. <i>Yu. F. Filippov.</i> Geodynamic evolution of the Pre-Yenisey sedimentary basin in the south-east of Western Siberia.....	150
32. <i>A. M. Fomin, S. A. Moiseev, V. A. Topeshko.</i> Hydrocarbon prospects of the Sjudger petroleum bearing area of the eastern part	155

33. <i>M. A. Fomin</i> . The Jurassic/cretaceous boundary formations geological framework in the western of the West Siberian sedimentary basin based on well logging data.....	161
34. <i>E. A. Fursenko</i> . Geochemistry of petroleum from the northeast of West Siberia.....	166
35. <i>M. N. Shaporina</i> . Geological structure of Aptian-Albian-Cenomanian regional reservoir of the Gidan oil-and-gas-bearing area	170
36. <i>N. P. Shevchenko, E. A. Fursenko, V. A. Kashirtsev, E. V. Kartashov</i> . Geochemistry of the gasoline fractions of condensates from the Yamal Peninsula.....	175
37. <i>T. A. Shcherbanenko, A. Yu. Yazikov, N. G. Izokh, E. S. Sobolev, N. V. Sennikov</i> . Faunal characteristics of the Middle Devonian Yukta Formation on the Yuryung-Tumus Peninsula (Nordvik bay, coast of the Laptev Sea)	180
38. <i>V. G. Eder, I. A. Zigulsky, A. G. Zamirailova, E. A. Kostyreva</i> . Peculiarities of the Bazhenov Formation lithology in the Khanteiskaya gemianteclise and Mezovski plunging megantecline in the West Siberia oil-gas bearing basin.....	185
39. <i>L. G. Vakulenko, S. V. Ershov, O. D. Nikolenko, E. B. Pestchevitskaya, A. Yu. Popov, P. A. Yan</i> . A comprehensive analysis of the Berriasian-lower albian deposits in the western part of the Gydan Peninsula of Western Siberia	191
40. <i>I. A. Agbash, A. Yu. Sobolev</i> . Fast analogues of direct and inverse problems of russian laterlog by neural network technology	196
41. <i>N. A. Manchenko, M. E. Permyakov</i> . Laboratory measurements of electrical resistivity hydrate bearing samples	201
42. <i>M. I. Protasov, V. A. Tcheverda, I. Y. Silvestrov, A. P. Pravduhin, N. G. Isakov</i> . 3D anisotropic imaging of 3d seismic data on the basis of Gaussian beams	205
43. <i>P. O. Polyansky, A. S. Salnikov, A. F. Emanov</i> . Application of dinamic conversion of head waves on central part of seismic line 3-DV (Yakutia) for research of refraction boundaries on the upper part of the Earth crust.....	210
44. <i>E. Yu. Antonov, N. O. Kozhevnikov</i> . Transient response of the grounded line to the homogeneous, conductive and magnetically viscous halfspace	216
45. <i>V. V. Plotkin, D. I. Gubin</i> . Inversion of data at magnetotelluric sounding of the three-dimensional medium (the test according to synthetic data)	222
46. <i>A. M. Petrov, K. V. Sukhorukova, O. V. Nechaev</i> . Determining the resistivity anisotropy of high-resistivity sediments, based on lateral log sounding data from vertical wells	227

47. <i>M. E. Permyakov, A. Yu. Manakov, A. D. Duchkov.</i> Technique of producing of hydrate containing samples for the measuring of the elastic wave velocities	232
48. <i>V. I. Pen'kovskii, N. K. Korsakova.</i> The model for hydraulic fracturing of stratum based on elastic flow in heterogeneous media	236
49. <i>A. A. Nikitin, A. S. Serdyukov, A. A. Duchkov.</i> Optimization of parallel Sweeping methods of numerical computation of seismic wave travel times for shared memory computing systems	241
50. <i>A. G. Nechaeva, G. V. Nesterova, I. N. Yeltsov.</i> Characteristics of the geoelectrical models of high-resistance middle Jurassic reservoirs.....	246
51. <i>M. V. Abramov, G. M. Trigubovich.</i> The analysis of logarithmic derivatives of signals in transient electrical survey	251
52. <i>E. B. Sibiriakov, B. P. Sibiriakov.</i> Method of boundary elements for estimation of the dominant cracks orientation.....	256
53. <i>E. B. Sibiriakov.</i> Method of boundary elements for modeling of the rough interface reflection	262