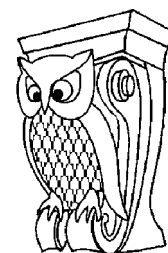




Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. 2023. Т. 23, вып. 2. С. 111–130
Izvestiya of Saratov University. Earth Sciences, 2023, vol. 23, iss. 2, pp. 111–130
<https://geo.sgu.ru> <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2023-23-2-111-130>, EDN: VJBGND

Научная статья
УДК 553.982.23



Гидротермально изменённые породы – индикаторы зон разгрузки углеводородов Красноленинского свода (Западная Сибирь)

Я. А. Рихтер

Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского, Россия, 410012, г. Саратов, ул. Астраханская, д. 83

Рихтер Яков Андреевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, <https://orcid.org/0000-0003-2511-8550>

Аннотация. Использован материал собственных исследований, а также многочисленных публикаций последних лет по современным проблемам нефтеносности Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. На примерах Пальяновской, Талинской и смежных площадей Красноленинского свода рассматриваются вопросы строения месторождений, их приуроченности к определённым региональным уровням разреза, а также проблемы формирования коллекторов нетрадиционного типа в зонах тектонических деформаций и гидротермально-метасоматических изменений пород доюрского фундамента (палеозойских гранитов), проблемы высокопроницаемого «суперколлектора» на примере нижних горизонтов юрского комплекса (шеркалинская свита) и почти непроницаемого коллектора с трудно извлекаемыми огромными запасами УВ – в его верхних горизонтах (баженовская свита). Показано, что распределение залежей нефти в юрской части разреза соответствует флюидомиграционной модели с участием глубинного УВ-флюида. Выявлены новые типы нетрадиционных коллекторов в гранитах фундамента и в зонах разгрузки в юрских отложениях осадочного чехла.

Ключевые слова: нетрадиционные коллекторы, граниты фундамента, гидротермы, баженинты, уровни разгрузки, Красноленинское месторождение, углеводороды

Для цитирования: Рихтер Я. А. Гидротермально изменённые породы – индикаторы зон разгрузки углеводородов Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. 2023. Т. 23, вып. 2. С. 111–130. <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2023-23-2-111-130>, EDN: VJBGND

Статья опубликована на условиях лицензии Creative Commons Attribution 4.0 International (CC-BY 4.0)

Article

Hydrothermally altered rocks – indicators of hydrocarbon unloading zones of the Krasnoleninsky arch (Western Siberia)

Ya. A. Richter

Saratov State University, 83 Astrakhanskaya St., Saratov 410012, Russia

Yakov A. Richter, <https://orcid.org/0000-0003-2511-8550>

Abstract. Our own research data as well as numerous publications of recent years on modern problems of oil potential in the West Siberian oil and gas province were used in this study. Based on the Palyanovskaya, Talinskaya and adjacent areas of the Krasnoleninsky arch, the issues of deposits structure and confinement to certain regional levels of the section, the problems of unconventional reservoirs formation in the zones of tectonic deformations and hydrothermal-metasomatic changes in pre-Jurassic basement rocks (Paleozoic granites), as well as problems of highly permeable “supercollector” (the lower horizons of the Jurassic complex – Sherkalinskaya formation) and an almost impermeable reservoir with difficult to recover huge hydrocarbon reserves (its upper horizons – Bazhenov formation) are discussed. The oil deposits distribution in the Jurassic part of the section was shown to comply with the fluid migration model with the participation of deep hydrocarbon fluid. New types of unconventional reservoirs have been identified in the basement granites and in the unloading zones in the Jurassic deposits of the sedimentary cover.

Keywords: unconventional reservoirs, basement granites, hydrothermal fluids, bazhenites, upload levels, Krasnoleninskoye field, hydrocarbons

For citation: Richter Ya. A. Hydrothermally altered rocks – indicators of hydrocarbon unloading zones of the Krasnoleninsky arch (Western Siberia). *Izvestiya of Saratov University. Earth Sciences*, 2023, vol. 23, iss. 2, pp. 111–130 (in Russian). <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2023-23-2-111-130>, EDN: VJBGND

This is an open access article distributed under the terms of Creative Commons Attribution 4.0 International License (CC-BY 4.0)



Введение. Зоны гидротермально-метасоматического преобразования пород нефтеносных районов оказались в центре внимания сравнительно недавно, в ходе освоения и изучения этих районов, когда было установлено их значение как индикаторов процессов миграции углеводородов и формирования залежей нефти и природного газа. Традиционные представления нефтяной геологии о рождении УВ в нефтематеринских свитах и накоплении нефти в осадочных породах-коллекторах, залегающих в сводах антиклиналей или в других локальных структурах («ловушках», под непроницаемыми экранами-«покрышками»), оказались недостаточными и неудовлетворительными. Они стали приходить в противоречие с вновь открытыми фактами. Были найдены новые типы залежей (неструктурного типа), новые типы коллекторов (так называемых вторичных), и наконец, были найдены скопления и настоящие месторождения нефти и газа там, где их никто не ожидал – среди метаморфических пород и гранитов докембрийских кристаллических щитов Канады и Скандинавии, в гранитах на шельфе Вьетнама, на сверхбольших глубинах осадочных бассейнов Мексиканского залива и в других «неподходящих» местах.

Это потребовало развития новых подходов в исследованиях в научно-методическом отношении, создания новой основы прогноза и поисков перспективных объектов. Потребовались обращение к другим областям геологических знаний и разработка новых теоретических представлений, новые способы и методы изучения. В частности, было выяснено, что формирование пустотного пространства пород вторичных коллекторов обязано инфильтрации флюида и его выщелачивающему действию. При этом они либо улучшают коллекторские свойства пород в процессе выщелачивания, либо ухудшают их при вторичном минералообразовании. В целом инфильтрация флюидов оказывает решающее влияние на формирование вторичных коллекторов нефти и газа. Возраст инфильтрируемых отложений не имеет значения, важны лишь физические свойства и физико-химические условия, благоприятные для создания достаточной емкости коллекторов. Не имеют того значения, которое до сих пор им придают, присутствие или отсутствие в породах биогенного органического вещества (ОВ), с которым обычно связывалось представление о происхождении нефти (например, в осадочно-миграционной теории Н. Б. Вассоевича [1]).

Наиболее актуальными и интересными за последние два десятилетия оказались результаты исследований недр Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Установлена закономерная приуроченность многочисленных месторождений к приконтактовой зоне палеозойского фундамента и отложений мезозоя, сверх того обнаружены существенные проявления углеводородов значительно ниже этого контакта [2]. На многих ме-

сторождениях нефти было установлено многоэтажное расположение залежей нефти, их приуроченность к проницаемым зонам повышенной трещиноватости и разуплотнения, открыты и изучены сопровождающие их зоны гидротермально-метасоматического преобразования вмещающих залежи пород, выявлено их парагенетическое значение в процессах миграции и локализации углеводородов.

Одним из наиболее изученных нефтеносных районов Западно-Сибирской провинции является Красноленинский, расположенный в пределах одноименного свода (рис. 1). Здесь обычно выделяется единое крупное месторождение – Красноленинское. Свод осложнен большим числом локальных поднятий и вершин – Ем-Еговским, Пальяновским, Каменным и др., поэтому месторождение имеет сложное строение и не является единым по разным нефтегазоносным комплексам.

Локальные структуры в своем большинстве имеют самостоятельный этаж нефтеносности и фактически вмещают отдельные месторождения. В единое Красноленинское месторождение их объединяет массивная залежь пластов ЮК₂₋₉ средней юры. Месторождение включает 9 площадей: Талинскую, Ем-Еговскую, Пальяновскую, Каменную, Сосново-Мысскую, Лебяжью, Поттымскую, Елизаровскую и Поснокортскую. Талинская площадь расположена в западной части Красноленинского свода. Основные структурные элементы – Талинское и Южно-Талинское поднятия – разделенные прогибом широтного простирания. Промышленная нефтеносность установлена в интервале глубин 1462–2800 м в нижнемеловых (викуловская свита, пласт ВК₁), верхнеюрских (абалакская и баженовская – тутлеймская свиты), среднеюрских (тюменская свита, пласты ЮК₂₋₉), нижнеюрских (шеркалинский горизонт, пласты ЮК₁₀, ЮК₁₁) отложениях. Основная часть запасов нефти содержится в пластах ЮК₁₀, ЮК₁₁, к которым приурочены экранированные залежи «жильного» типа субмеридионального простирания. Для базальных горизонтов юрской системы (ЮК₁₀, ЮК₁₁) характерны частые выклинивания и эрозионные прислонения слоев, обусловленные рельефом доюрского фундамента. Дебиты нефти изменяются в пределах от 0,5–3,0 до 100 и более т/сут, что обусловлено неоднородным строением коллекторов трещинного и трещинно-кавернозного типов.

Вертикальная амплитуда распространения нефтеносности на Красноленинском своде достигает 1300 м, обнимая стратиграфический разрез от верхов викуловской свиты (пласты ВК₁₋₃) и фроловской свиты (пласты АК₁₋₃) нижнемелового возраста и весь разрез юрской системы (пласты ЮК₀, ЮК₁, ЮК₂₋₉, ЮК₁₀, ЮК₁₁), образования коры выветривания, а также трещиноватые и раздробленные породы доюрского фундамента. Наибольшие начальные запасы сосредоточены в среднеюрском (тюменская свита, пласты ЮК₂₋₉)

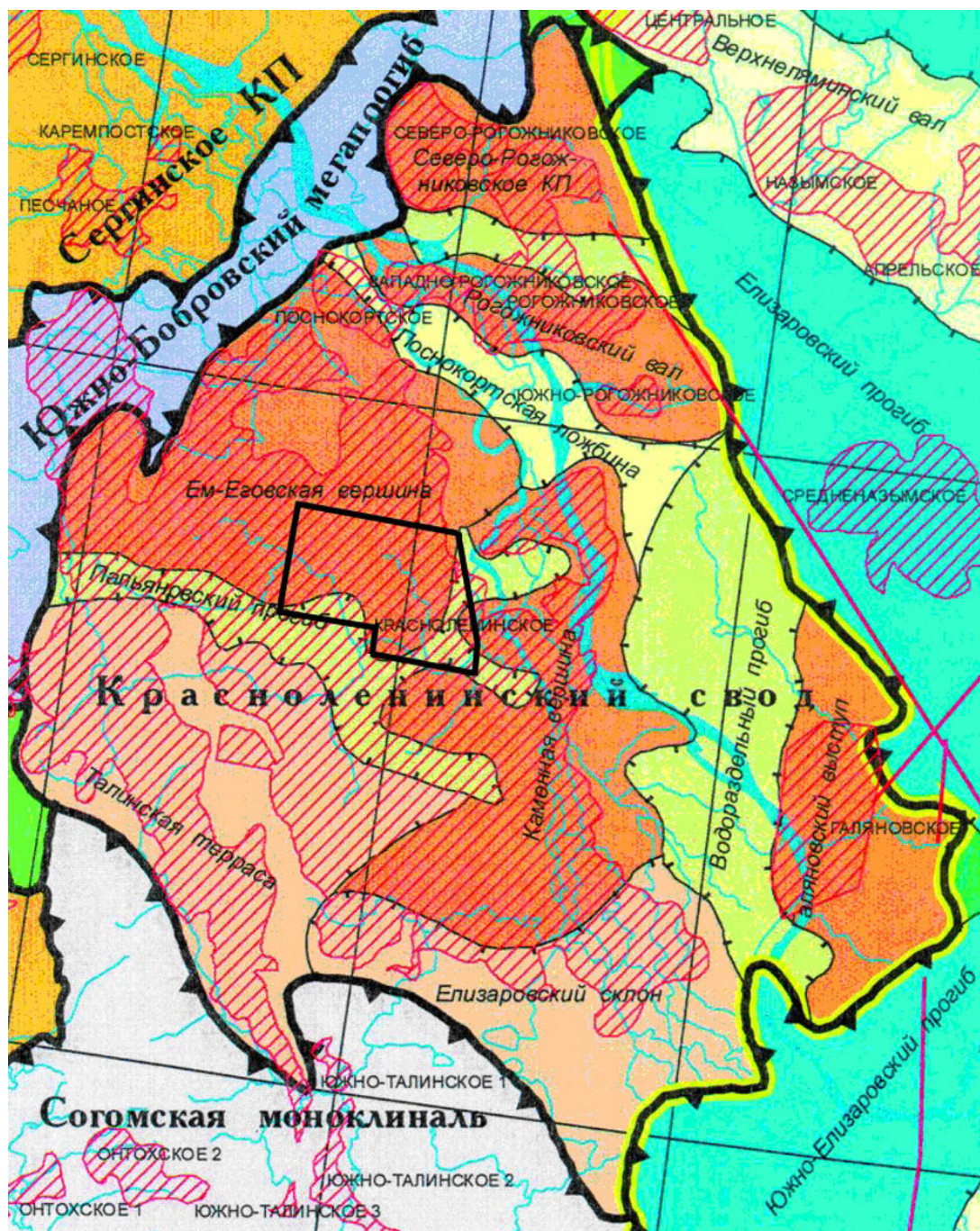


Рис. 1. Структурно-тектоническая схема Краснолинского свода [3]. Контуром выделен район исследований, красным цветом – выступы гранитов палеозойского фундамента, штриховкой – площади с доказанной нефтеносностью (цвет онлайн)

Fig. 1. Structural-tectonic scheme of the Krasnoleninsky arch [3]. The study area is outlined, the Paleozoic basement granite protrusions are marked in red, and the areas with proven oil content are shaded (color online)

и аптском (викуловская свита, пласты 1–3) нефтегазоносных комплексах.

Основная доля накопленной добычи нефти приходится на продуктивные пласты юрского осадочного комплекса, а основные ресурсы района по-прежнему сосредоточены в юрских отложениях, начиная с базальных слоев толщи, а также

в верхней части доюрского фундамента, и заканчивая продуктивным пластом баженовской свиты в кровле юрского комплекса (рис. 2). Мощность отложений сильно изменчива – от 30 до 240 м, вследствие выклинивания слоев в нижней части разреза юрского комплекса и последовательного налегания на фундамент более высоких его слоев.

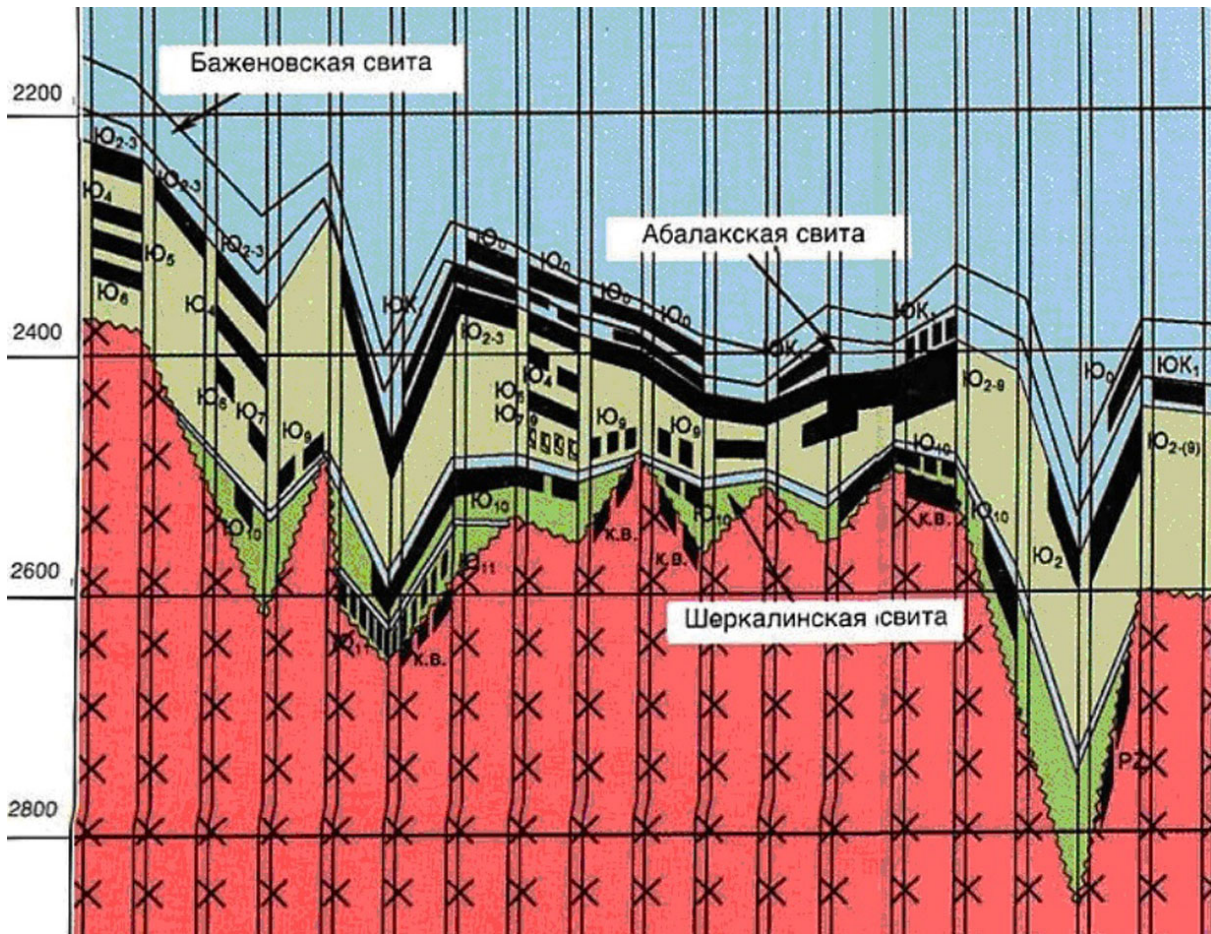


Рис. 2. Уровни разгрузки УВ-флюида и формирования залежей нефти в кровле палеозойского фундамента, в базальных слоях (шеркалинская свита) и в кровле юрских отложений (абалакская и баженовская свиты) Красноленинского свода. Слева – глубина в метрах. Месторождения в колонках (слева направо): Яхлинское, Малопотанайское, Западно-Талинское, Онтохское, Красноленинское (площади Южно-Талинская, Талинская, Ем-Егловская, Пальяновская, Айтурская, Каменная, Елизаровская, Лебяжья, Поттымская, Ингинская, Постнокортская), Гальяновское, Рогожниковское и Северо-Рогожниковское. Модифицировано по [4] (цвет онлайн)

Fig. 2. Levels of HC-fluid unloading and oil deposits formation in the Paleozoic basement top, in the basal layers (Sherkalinsky suite) and in the Jurassic deposits top (Abalak and Bazhenov formations) of the Krasnoleninsky arch. On the left – depth in meters. Deposits in columns (left to right): Yakhlińskoye, Malopotanayskoye, West-Talinskoye, Ontokhskoye, Krasnoleninskoye (South-Talinskaya, Talinskaya, Em-Egovskaya, Palyanovskaya, Aitorskaya, Kamennaya, Elizarovskaya, Lebyazhya, Pottymorskaya, Inginskaya, Postnokortskaya fields), Galyanovskoye, Rogozhnikovskoye and North-Rogozhnikovskoye. Modified from [4] (color online)

Второй нефтеносный комплекс – нижнемеловой (аптский) – находится гораздо выше, примерно в 700–800 м. Он имеет более локальное развитие и представлен лишь одним-двумя продуктивными пластами в кровле викуловской свиты. Его залежи разрабатывались первыми, ресурсы оцениваются скромнее, чем для первого комплекса. Залежи месторождений в значительной степени истощены, а перспективы восполнения запасов за счет приращения на флангах ограничены. Между этими двумя нефтеносными комплексами залегает мощная толща глин фроловской свиты нижнего мела. Она является для нижнего комплекса мощным экраном, в ней нет коллекторов обычного пористого типа, поэтому проницаемость

толщи обусловлена лишь развитием трещин сдвига и скольжения в зонах тектонических нарушений и расщепления.

Физические параметры нефтей. По данным Оксенойд [5], пластовые температуры залежей нефти в отложениях тюменской свиты Красноленинского свода растут с СЗ от 68°C на Бобровском месторождении (на западе Полуийского свода) на ЮВ к Каменной вершине (105°C) и Елизаровскому склону (более 105°C).

Плотность нефти в залежах тюменской свиты и в породах доюрского фундамента Красноленинского свода не превышает 0,83 г/см³ (при минимуме 0,735 для Каменной вершины) в отличие от структур окружения свода, где плотность нефти



возрастает до $0,85 \text{ г/см}^3$ и более. Соответственно первые выделяются как особо легкие, а вторые отнесены к легким и средним нефтям. Иная картина наблюдается для нижнемеловых отложений викуловской свиты: залежи с особо легкими нефтями составляют не более трети от общего их числа. Общая тенденция видна из следующего ряда цифр (%): фундамент – 83 → тюменская свита – 85 → баженовская свита – 44 → викуловская свита – 33. Доля особо легких нефтей убывает снизу вверх от фундамента и отложений базальной тюменской свиты до викуловской свиты на протяжении около 1,5 км.

Распределение плотности нефти вполне коррелируется со значениями газового фактора (коэффициент корреляции равен 0,75). Для тюменской свиты эти значения увеличиваются от границ рассматриваемого района к центру – Красноленинскому своду, в пределах которого выделяется зона со значениями газового фактора более 120 (максимум свыше 200 приурочен к Каменной вершине).

По содержанию серы нефти тюменской свиты в большинстве залежей (более 80%) относятся к малосернистым. Распределение значений её содержания в пределах Красноленинского свода практически совпадает с картиной распределения плотности. Нефти баженовской и викуловской свит также в основном малосернистые, с небольшой долей сернистых разностей. В то же время в породах баженовской свиты наиболее ярко проявляется различие в содержании сульфидов и сернистости нефтей, особенно в районе Красноленинского свода (сернистость $< 0,4\%$, содержание пирита $> 9,0\%$), что не находит удовлетворительного объяснения. Например, «снижение содержания серы в нефтях» в этой зоне объясняется возрастанием уровня зрелости керогена, обусловленным, в свою очередь, повышенными значениями теплового потока [6].

Нефти доюрского фундамента малосернистые, но отмечаются участки с аномально высоким содержанием серы (до 3,25%) в нескольких залежах Красноленинского месторождения (в коре выветривания на юго-западе Талинской террасы).

По динамической вязкости все нефти Красноленинского района маловязкие, за исключением викуловской свиты. Около трети нефтей этой свиты средневязкие.

Важно иметь в виду, что с увеличением уровня теплового потока плотность и сернистость нефти уменьшаются, что находит отражение на картах распределения значений этих параметров для тюменской свиты. Большая часть Красноленинского свода оконтуривается изолинией 65 мВт/м^2 , обозначающей высокий уровень теплового потока.

Изотопный состав. По данным Н. В. Лопатина и соавторов [7], для нефтей и битумов тюменской свиты Талинской, Пальяновской и Ем-Еговской площадей Красноленинского месторождения характерно контрастное различие изотопного состава углерода тюменской и баженовской

свит: наиболее изотопно утяжеленные нефти и битумы находятся в первой из них, а изотопно-облегченные – во второй свите. Так, изотопный состав нефтей тюменской свиты изменяется от -29.58 до -30.69 (гексановая фракция) при среднем значении -30.30, что неразличимо близко значению пробы нефти № 53 из скв. 99, достигнутой фундамента на Пальяновской площади (-30.10). Результаты измерений по фракциям (гексан-бензольной, бензольной, бензол-метанольной и асфальтеновой) обнаруживают монотонное общее «облегчение» изотопного состава вверх по разрезу.

Результаты геолого-поисковых и геофизических работ последних лет. Наиболее актуальными и интересными в последнее десятилетие оказались результаты исследований нефтеносных недр Красноленинского свода Западно-Сибирской провинции. На многих месторождениях здесь было установлено многоэтажное расположение залежей нефти в осадочном чехле, открыты новые типы трещинных коллекторов в фундаменте и перекрывающих отложениях, а также сопровождающие их зоны гидротермально-метасоматического преобразования вмещающих пород, выявлено парагенетическое значение зон трещиноватости и минерализации пород в условиях активной флюидодинамики.

Мы приведём примеры таких исследований, освещающих перспективы прогноза и поисков залежей нефти на двух важнейших уровнях: 1) в области контакта мезозойских осадочных образований плитного комплекса и палеозойского доюрского фундамента, а также в его прикровлевой части; 2) в осадочном чехле на уровне так называемой «баженовской» свиты.

Наиболее показательными оказались результаты по Пальяновской площади, расположенной в центральной части Красноленинского свода. Важнейшие объекты поисковых работ связаны с породами баженовской (K_1-J_3), абалакской (J_3), тюменской (J_2) свит, базального горизонта последней (J_{1-2}) и верхней части фундамента (Pz). По результатам петрофизических исследований (ГИС и изучение керна) было установлено, что наиболее перспективные нефтеносные интервалы сосредоточены в породах баженовской и тюменской свит, особенно базального горизонта последней – шеркалинской свиты.

В 2011 г. на Пальяновской площади компанией «Газпромнефть» были проведены опытно-методические исследования по изучению и прогнозированию зон развития трещинно-кавернозных коллекторов баженовско-абалакского комплекса на основе структурно-деформационного анализа по материалам сейсморазведки 3D [8], была построена трещинно-блоковая модель коллектора, причем зоны трещиноватости классифицированы по режимам активизации и выраженности в динамических параметрах. Полученные результаты позволили выявить трещинно-блоковую структуру Пальяновской площади, образованную двумя

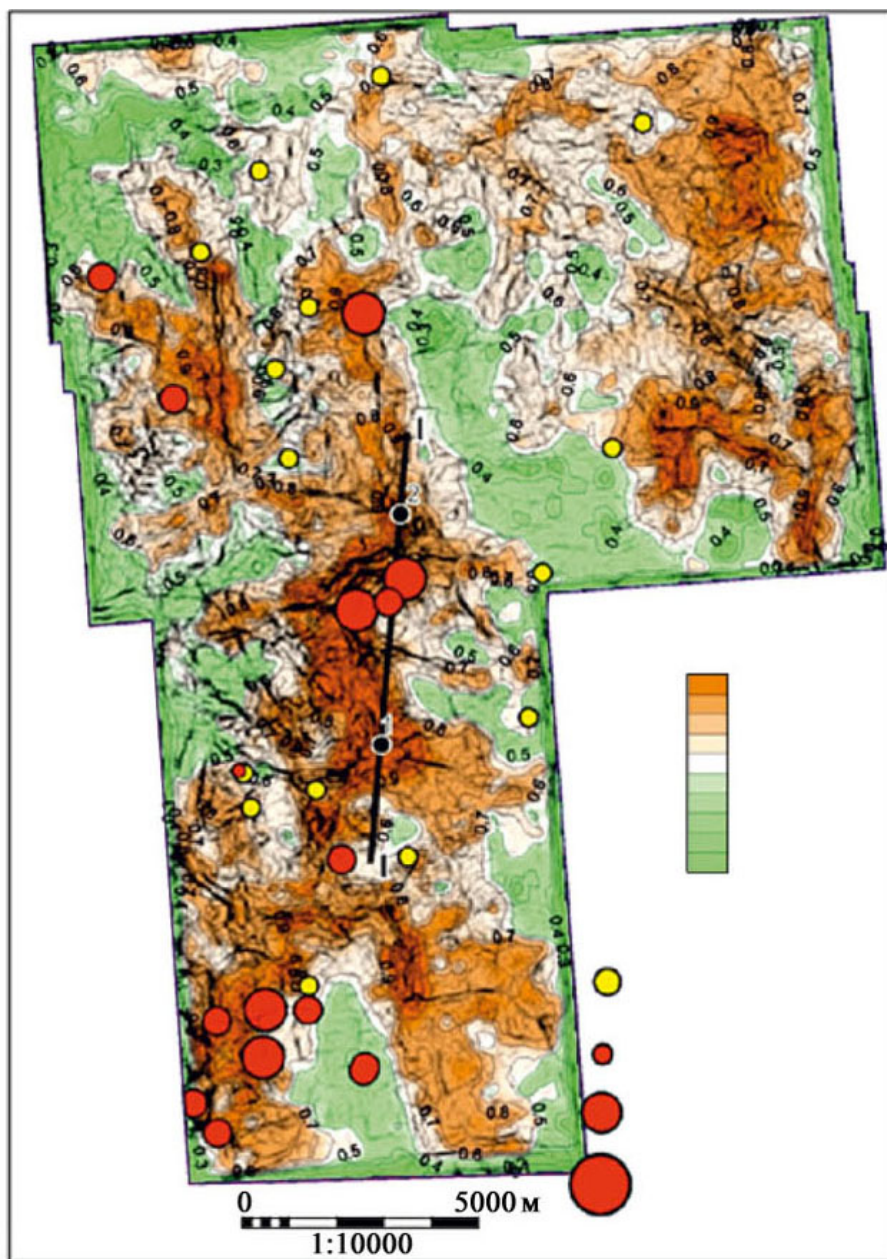


системами разрывов – субширотных и субмеридиональных. Для обеих систем разрывов выявлена приуроченность их к приосевым участкам положительных структур, а к участкам сочленения разрывов (разломных узлов) оказались приурочены локальные максимумы амплитуд поднятий.

При интерпретации сейсмических материалов и построении структурной схемы кровли доюрского фундамента использовалась методика программы «Рельеф-2», основанная на представлении об ореолах разуплотнения пород над залежами УВ. Эти ореолы образуются в процессе диффузионного массопереноса лёгких углеводородов либо в результате термического расширения горных пород вследствие увеличения теплового

потока над залежами нефти, газа и газоконденсата [9]. Разуплотнение пород в пространстве над залежами нефти фиксируется при проведении сейсморазведки в пониженных скоростях упругих колебаний и поэтому может быть выражено в увеличении наблюдаемых времен до отражающего горизонта на определенной базе профиля МОВ ОГТ.

Большинство продуктивных скважин на структурной схеме кровли доюрского фундамента, построенной в 2014 г. по данным интерпретации сейсмических материалов Центром геологического моделирования ООО «Славнефть», оказались приуроченными к участкам с увеличенной «временной мощностью» (или

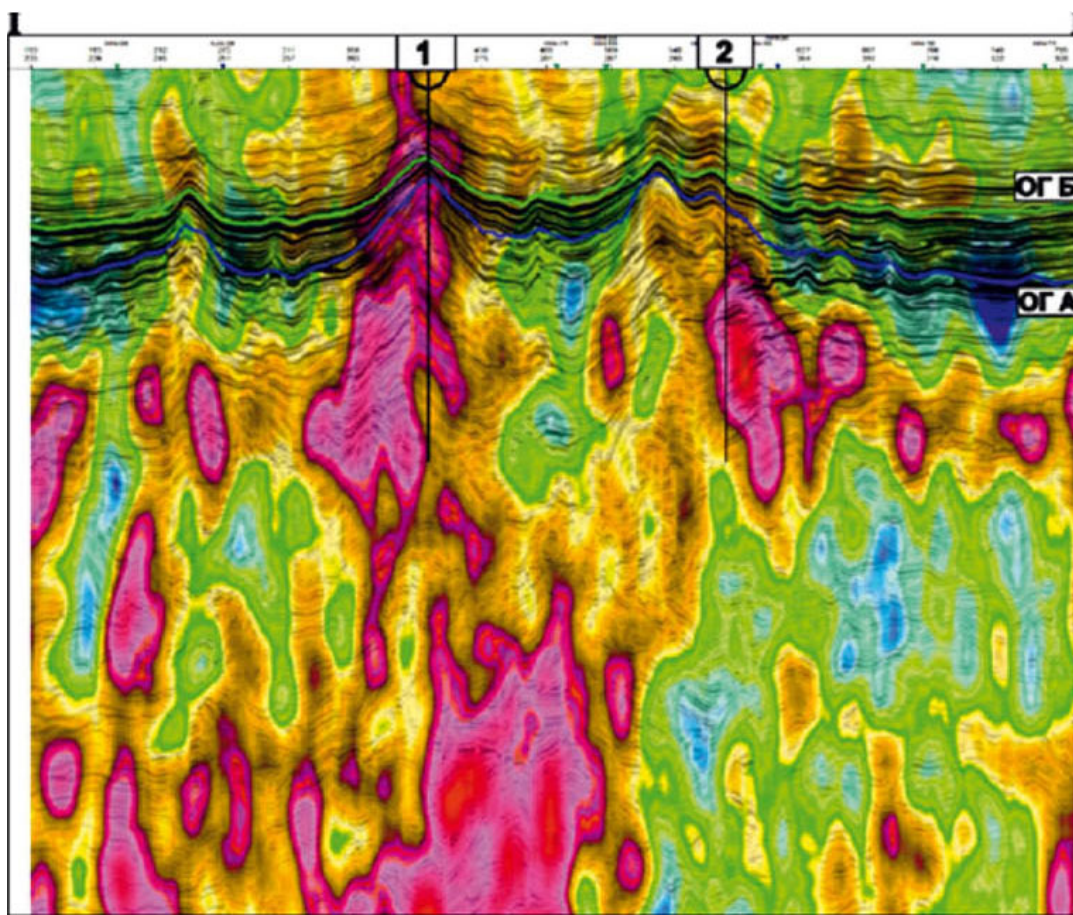


а



«временной» амплитудой) между одновозрастными отражающими горизонтами в 1,3–1,5 раза большей, чем на соседних участках площади. Такое соотношение было установлено при анализе геофизических материалов на площадях соседнего Шаимского района, Северо-Варьганского и Ханты-Мансийского месторождений, где в интервале прикровлевой части доюрского фундамента в продуктивных скважинах были установлены вторичные кремнистые породы – силициты. Эту закономерность было предложено использовать для прогноза нефтегазоносности прикровлевой части доюрского фундамента [10, 11].

Для создания адекватной геологической модели трещинного резервуара баженовского горизонта была применена новая методика комплексного изучения геолого-геофизической информации, разработанная на основе инновационных технологий 3D в ООО «Славнефть–НПЦ». Наиболее эффективным оказался совместный анализ полей сингулярностей и энергии рассеянных волн как в интервале баженовской свиты, так и ниже в интервале юрских и доюрских отложений. Для качественной оценки перспективности предполагаемого трещинного коллектора на уровне абалакской и баженовской свит была составлена карта оценки качества коллекторов (рис. 3, а), совмещающая



б

Рис. 3. Выделение перспективных зон трещинного коллектора на уровне баженовско-абалакского горизонта и в доюрском фундаменте Пальяновской площади (по методу поля энергии рассеянных волн (по [12], с изменениями): а – карта комплексной оценки качества коллектора в интервале баженовско-абалакского горизонта; шкала комплексного параметра (от 1 до 0), в кружках – скважины по степени продуктивности; б – вертикальное сечение I–I по линии проектных скважин 1 и 2; отражающий горизонт ОГБ соответствует кровле баженовской свиты, ОГА – кровле доюрского фундамента. Теплые тона палитры соответствуют наиболее дезинтегрированным объемам доюрского фундамента и юрско-меловых образований (цвет онлайн)

Fig. 3. Identification of a fractured collector perspective zones at the level of the Bazhenov-Abalak horizon and in the pre-Jurassic basement of the Palyanovskaya field (by the scattered wave energy field method [12, modified]). А – collector quality comprehensive assessment map in the interval of the Bazhenov-Abalak horizon. Symbols: complex parameter scale (from 1 to 0), circles – wells by the productivity degree. В – vertical section I-I along the line of the project wells 1 and 2. The reflecting horizon OGB corresponds to the Bazhenov formation top, OGA – to the pre-Jurassic basement top. The warm palette colors correspond to the most disintegrated volumes of the pre-Jurassic basement and Jurassic-Cretaceous formation (color online)



поля энергии рассеянных волн и синергетических сингулярностей отраженных волн в соответствующем интервале разреза. Была высказана идея, что локализация углеводородов в баженовской свите возможна в трещинном резервуаре, который перекрыт флюидоупором и приурочен к флюидо-проводящим структурам, контролируемым зонами дезинтеграции доюрских образований фундамента в виде разломных структур [12].

Оказалось, что почти все продуктивные скважины находятся в пределах зон прогнозируемых трещинно-линейных коллекторов. На профиле (рис. 3, б) отчетливо видно, насколько широко и глубоко палеозойский фундамент захвачен процессом деструкции и разуплотнения при движении из глубины высокоэнергичного флюида. Нет никакого сомнения, что эта картина вызвана присутствием и движением мощного теплового и флюидного потока вдоль зон деструкции пород земной коры.

Опытно-промышленные работы на площади начались осенью 2012 г., когда были расконсервированы пять ранее пробуренных скважин. Затем компания приступила к бурению проектной поисково-оценочной скв. № 1. В пределах северо-восточной части Пальяновской площади в интервале абс. отметок -2216–2414 м был выявлен сложный кавернозно-трещинный коллектор, приуроченный к пласту ЮК₀-ЮК₀₁ в нижней подсвите тутлеймской свиты (баженовской свиты). При бурении проектной скв. № 1 в интервале баженовской свиты было проведено испытание пласта в открытом стволе и получен фонтанирующий приток нефти, что свидетельствует о наличии зоны развития естественных трещин, заполненных подвижными УВ. При освоении скважины был произведен гидроразрыв пласта, начальный дебит жидкости составил 35 м³/сут, нефти – 25 т/сут. Газовый фактор значительно превысил начальное газосодержание и достигал 2000 м³/т. Из скв. № 2 был получен фонтанирующий приток нефти с начальным дебитом жидкости до 100 м³/сут, нефти – 82 т/сут. Накопленная добыча нефти за 18 месяцев эксплуатации превысила 20 тыс. т. За время эксплуатации произошло снижение дебита жидкости до 20 м³/сут, нефти до 16 т/сут с увеличением газового фактора до 1200 м³/т при начальном газосодержании 153 м³/т. Полученные данные свидетельствуют о том, что скважиной вскрыта залежь нефти, приуроченная к зоне развития естественной трещиноватости и находящаяся в режиме растворенного газа [12].

Для изучения природы поднятий в центральной части Пальяновской площади были проведены специальные минералого-геохимические исследования пород керна продуктивных скважин 130, 138, 153, 158, 600, 611, находящихся по результатам интерпретации материалов сейсморазведки 2D и 3D в линейных зонах тектонических нарушений и достигших доюрского фундамента [13,

14], а также исследование литологии и внутреннего строения баженовской свиты [15].

Выявленные геофизическими исследованиями особенности физических полей и сделанные на их основе выводы о возможном эффекте разуплотнения пород на уровне кровли фундамента подтверждаются данными петрографического изучения гранитов, гнейсов и других метаморфических пород фундамента Пальяновской площади [16]. Наиболее распространенными в доюрском (палеозойском) фундаменте оказались граниты и гранито-гнейсы, а также катаклазиты по ним (скв. 600Р и 611) и метасоматиты (скв. 130, 138). Как более редкие отмечены метасоматиты по серпентинитам и дайкам габброидов [16].

В гранитах наиболее ранние гидротермально-метасоматические изменения синхронны катакlastическим деформациям, другие следуют за самыми последними катакlastическими дислокациями. Наряду с почти не деформированными гранитами выделяются граниты в разной степени подвергшиеся катаклазу и локальной милонитизации, а также интенсивному выщелачиванию и окварцеванию, вплоть до образования вторичных силицитов или кварцитов (скв. 138, глубина 2851,8 м), и, наконец, слюдисто-кварцевые и слюдисто-полевошпатово-кварцевые метасоматиты по катаклазитам и милонитам. На всех стадиях дробления и гидротермального выщелачивания в гранитах возникали зоны проницаемости – от мельчайших «дырчатых» пор и каналов, образованных в полевых шпатах и занятых затем каолинитом, скаполитом, адуляром, кварцем и серицитом, до более обширных и протяженных зон милонитов и катаклазитов. Среди раздробленного и таким образом разуплотненного материала этих зон появляются типичные гидротермальные минералы – кварц, калишпат, серицит, мусковит, апатит, гематит, селадонит, сульфиды, сидерит (кристаллобласты и сферокристаллы, затем прожилки), нефтяной битум (от почти бесцветного до коричневатого-бурого, окрашивающего серицит), каолинит (диккит), ангидрит, доломит, кальцит. Таким образом, в гранитах проявлены признаки проницаемых зон, образованных дроблением и катаклазом и затем использованных флюидами, оставившими отмеченную минерализацию.

На примере некоторых гранитов Пальяновской площади (скв. 153) мы можем видеть признаки более раннего проявления процесса диффузии флюида в кристаллической среде полевых шпатов. Так, вдоль проницаемых систем спайности в кристаллах плагиоклаза развиваются зонки выщелачивания, заметные по появлению вдоль трещинок спайности пелитового вещества, редких выделений мусковита (серицита), скаполита и ангидрита.

Таким образом, результаты проведенной локализации перспективных участков баженовского горизонта в пределах Пальяновской площади подтвердили эффективность предложенных методов прогноза перспективных зон, в частности, при



выборе мест заложения проектных скважин. Применение инновационных технологий обработки и интерпретации сейсмических 3D-данных обеспечило выделение коллекторов нового трещинного типа. Минералого-петрографические исследования выявили широкое развитие процессов катаклаза и гидротермального метасоматоза, сопровождающих флюидный поток, а также показали возможность выделения активных дренажных структур, приуроченных к дезинтегрированным зонам разломов в доюрском фундаменте.

Нефтегазоносность доюрского фундамента подтверждается открытиями многочисленных скоплений углеводородов (притоков из скважин, битумов) в породах палеозоя Красноленинского свода, в частности на Талинской, Южно-Талинской, Пальяновской, Каменной, Ем-Еговской и других площадях. Прямые признаки нефтеносности пород палеозойского фундамента установлены в породах фундамента – гранитах, кристаллических сланцах и кварцитах, риолитах и их брекчиях, и др. Из них получены притоки нефти промышленного значения, например, из гранитов Пальяновской площади – скв. 153, 130, 432, Южно-Талинской – скв. 303. На Талинской площади основные юрские продуктивные пласты ЮК₁₀ и ЮК₁₁ разрабатываются уже длительное время. Здесь при совместном и раздельном испытании юрского пласта ЮК₁₀ и верхней части доюрского фундамента основные притоки нефти были получены из пород фундамента.

Установлена приуроченность высокодебитных скважин к разломам и субвертикальным зонам разуплотнения в гранитах и гранитогнейсах. Они вскрыли очагово-нефтеносные субвертикальные зоны повышенной проницаемости. Очаги флюидомиграции обусловлены развитием тектонически

ослабленных и проницаемых зон, обычно субвертикальных, прослеживаемых на сеймопрофилях по эффектам затухания сигналов рассеянных волн в виде характерных «труб» (“chimpy”). В результате дислокационно-метасоматических преобразований породы приобрели новые фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и стали коллекторами кавернозно-трещинного типа. Тектонически ослабленные зоны, фиксируемые в разрезах по развитию трещиноватости, брекчирования, катаклаза и милонитизации пород, отмечены также гидротермально-метасоматическими изменениями. Изученный нами керн скважин Пальяновской площади часто содержит включения нефтяных битумов, в том числе – в гранитах, испытавших катаклаз и воздействие гидротерм. Возникшая в них минералого-геохимическая зональность свидетельствует о восходящем движении флюидогидротерм и стадийном развитии гидротермально-метасоматического процесса. Такая зональность не могла быть проявлена при латеральной или обращенной вниз вертикальной миграции УВ-флюидов, «рожденных» в «нефтематеринских» свитах.

Нефтеносность базальных слоев юрского комплекса. Породы базальной пачки, выделенные в шеркалинскую свиту, в пределах Красноленинского свода распространены неповсеместно, выклиниваясь в верхней части склонов отдельных вершин и куполовидных поднятий. Считалось, что они приурочены, главным образом, к глубоким долинообразным понижениям между поднятиями уплотненной вершины и к склонам Красноленинского свода. В составе шеркалинской свиты выделяют два нефтеносных пласта ЮК₁₀ и ЮК₁₁ (рис. 4).

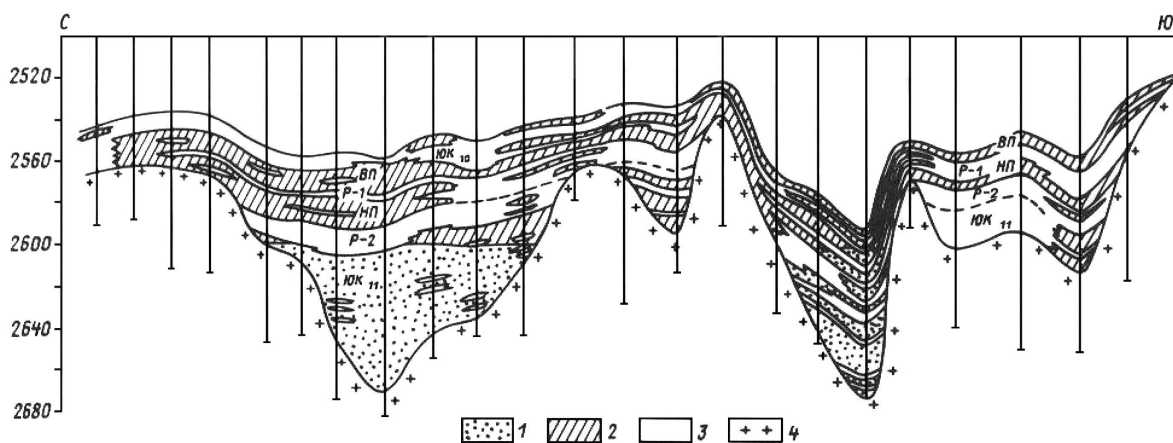


Рис. 4. Талинское месторождение. Субмеридиональный геологический разрез пластов ЮК₁₀, ЮК₁₁: 1, 2 – песчаники водо- и нефтенасыщенные; 3 – плотные глинистые породы тогурской пачки и других прослоев; 4 – доюрский фундамент. Черным выделены залежи нефти [17]

Fig. 4. Talinskoye deposit. Submeridional geological section of layers YuK₁₀, YuK₁₁. 1, 2 – water- and oil-saturated sandstones; 3 – dense clay rocks of the Togur member and other layers; 4 – pre-Jurassic basement. Oil fields are marked in black [17] (color online)



Породы пласта ЮК₁₀ представлены в основном разномзернистыми, но сравнительно хорошо отсортированными светло-серыми песчаниками с редкой субгоризонтальной слоистостью, которая подчеркивается тонкими глинистыми прослоями и растительным детритом. Продуктивный пласт ЮК₁₁ отделен от вышележащего пласта ЮК₁₀ тогурской аргиллитовой пачкой, которая довольно уверенно прослеживается на всей площади. Породы пласта ЮК₁₁ по ряду текстурных и структурных признаков относились многими геологами к аллювиальным отложениям. Это представление (так называемая «русловая модель» начала 90-х годов или знаменитые «нефтяные реки» шеркалинской свиты) затем не подтвердилось. Её обломочные образования имеют делювиально-пролювиальное происхождение и в целом представляют собой продукты разрушения и перемещения временными потоками в эрозионных понижениях рельефа. Так как в составе разномзернистых слабо отсортированных пород (песчаников, гравелитов и пудинговых конгломератов) при очевидном преобладании кварца заметную долю составляют полевые шпаты и частично сохранившийся биотит, то эти образования могут быть отнесены к кварцево-аркозовым отложениям, по составу вполне соответствующим гранитам, преобладающим среди пород Красноленинского свода. Работами М. Ю. Зубкова с соавторами [18] установлено, что изначально пласты ЮК₁₀–ЮК₁₁ были сложены обломками кварца (78%), полевых шпатов (9%), глинистых минералов (9%); в них также присутствуют эпигенетические карбонаты – сидерит, анкерит, доломит, кальцит.

В свое время Р. А. Абдуллин [19], В. И. Белкин, А. К. Бачурин, [20], М. Ю. Зубков и др. [18] приводили доказательства того, что основной причиной неоднородности ФЕС продуктивных пластов шеркалинской пачки явились постседиментационные процессы растворения. Они считали, что по разрывным нарушениям из доюрского комплекса в осадочные отложения поступали среднетемпературные водные растворы, насыщенные ювенильной углекислотой. Как они считали, об этом свидетельствуют: 1) повышенный геотермический градиент и аномально высокие пластовые давления; 2) наличие многочисленных тектонических нарушений и их признаков; 3) парагенез углекислоты с аномальными концентрациями ртути в подземных водах; 4) повышенное содержание гелия и аргона в нефтях; 5) широкое распространение в кавернах песчаников высокотемпературной разновидности каолинита (диккита), новообразованного кварца и адуляра; 6) кавернозность трещин, секущих породы доюрского основания.

М. Ю. Зубков с соавторами [18] полагают, что постседиментационная гидротермальная проработка привела к практически полному выщелачиванию карбонатов, каолинитизации полевых шпатов и перекристаллизации исходного каолинита, новообразованию диккита, кварца и адуляра.

Таким образом, к первичной пористости, равной в среднем 12–13%, добавилась вторичная, составляющая около 5%. Г. Н. Перозидо [21] считала, что в первичных осадках шеркалинской свиты доля полевых шпатов была не менее 15–21%. После катагенетических преобразований их количество снизилось в среднем до 5%, а в некоторых разрезах оказалось ещё ниже. Полевые шпаты были практически полностью выщелочены и замещены карбонатом, каолинитом или диккитом с появлением вторичных пор и каверн. Согласно её представлениям, доля вторичной пористости составляет больше 5%.

Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов пласта ЮК₁₀ по керну изучены достаточно детально [22]. Встречаются породы всех классов проницаемости, но преобладают IV и V классы (по классификации А. А. Ханина [23]): коллекторы с проницаемостью 1–10 мД составляют 39,2%, 10–100 мД – 32,3%. Отмечаются и более проницаемые коллекторы: Кпр > 100 мД у 14,9% пород. Среднее значение проницаемости по керну составило 35,3 мД. Коллекторские свойства пласта ЮК₁₀ улучшаются вниз по разрезу. Среднее значение начальной нефтенасыщенности также возрастает от верхней пачки к нижней, составляя для пачки «а» 67,8%, для пачки «б» 69,4%, для пачки «с» 72,4%. На Талинском месторождении с зонами повышенной проницаемости связаны максимальные дебиты нефти – до 308–345 м³/сут на штуцерах 14–18 мм [19].

ФЕС пород пласта ЮК₁₁ весьма изменчивы. Встречаются породы всех классов проницаемости, но коллекторы IV и V классов с проницаемостью 1–10 мД составляют 31,6%, 10–100 мД – 28,7%. Отмечаются и более проницаемые коллекторы: Кпр > 100 мД (26,1% пород). Среднее значение проницаемости по керну составило 102,37 мД. Остаточная водонасыщенность пород-коллекторов в интервале 30–60% отмечается у 83,4% проанализированных образцов. В строении пласта выделяется две пачки: нижняя (пачка «а») и верхняя (пачка «б»). По данным изучения керна и результатам интерпретации ГИС пачка «а» имеет ухудшенные ФЕС по сравнению с пачкой «б». Средневзвешенные по толщине значения пористости для пачек «а» и «б» равны соответственно 15,8 и 16,1%, проницаемости – 177 и 257,4 мД.

Сравнительный анализ характеристик пластов ЮК₁₀ и ЮК₁₁ позволяет сделать вывод, что коллекторские свойства пласта ЮК₁₁ лучше, чем у пласта ЮК₁₀: средневзвешенная по толщине пористость пласта ЮК₁₀ – 14,2%, ЮК₁₁ – 15,0%, проницаемость соответственно 115,4 и 199,3 мД. Подчеркнем, что эти данные получены для самого нижнего пласта, непосредственно контактирующего с фундаментом, в котором найдены зоны деструкции и повышенной проницаемости. Уже давно было установлено, что шеркалинский горизонт (свита) имеет отчетливое блоковое строение вследствие широкого развития субвертикальных



разрывных нарушений, многие из которых выходят из доюрского фундамента [19]. Ширина зон дробления пород, приуроченных к этим нарушениям, составляет 50–200 м, амплитуды вертикально-го смещения достигают 10–15 м.

К специфическим особенностям коллекторов, общим для пластов ЮК₁₀ и ЮК₁₁, относятся сложный характер строения пустотного пространства и морфогенетическое многообразие формирования пустот (обильная трещиноватость, вторичная пористость и кавернозность). Доля вторичных пустот в отдельных случаях может достигать 90–95% от общей пористости, обуславливая тем самым резкую анизотропию ее свойств по проницаемости. Степень гидрофобизации (несмачиваемости керна) увеличивается с ростом проницаемости [22].

Наличие таких показателей проницаемости пласта и гидрофобизации позволило сделать предположение о присутствии «суперколлектора» в зоне контакта пород доюрского фундамента и продуктивных пластов шеркалинской свиты [19, 22, 24]. Доля высокопроницаемых включений в объеме шеркалинской свиты, по данным разных исследований, составляет около 10%. Природа «суперколлектора» обусловлена вторичными преобразованиями, связанными с воздействием гидротерм. Они проникали по многочисленным разломам и зонам дробления фундамента и воздействовали на породы базальных слоев шеркалинской свиты, что привело к формированию кавернозно-порового коллектора, обладающего гидрофобными свойствами.

Результаты петрографических исследований пород шеркалинской свиты показали, что наиболее распространенными являются кварцевые и кварц-аркозовые песчаники, средне- и крупнозернистые, до грубозернистых (скв. 130, 138, 600, 603, 611). В некоторых скважинах отложения отсутствуют, вероятно, они не накапливались или были размывы (скв. 153, 158). В верхней части разреза они содержат более окатанный материал и лучше отсортированы, становятся мелкозернистыми и переходят в алевролиты того же состава. Цемент чаще всего гидрослюдисто-глинистый или карбонатный, обычны окатанные зерна полевых шпатов, замещенные серицитом (до 5–10%), но иногда отмечаются и слабоизмененные плагиоклазы и микропертитовые микроклины, слюда представлена биотитом, расщепленным на листочки, или дезинтегрированным на мелкие листочки слюдистым материалом, интенсивно гидратированным. Нередко можно видеть в цементе поры и межзерновые пустоты (каверны), заполненные халцедоном и кварцем, иногда каолинитом, а также битумом, изредка с примесью тонкозернистых сульфидов. Важно, что ни в одном случае среди обломочного материала этих пород не было обнаружено катаклазированного кварца и пород тектоно-гидротермального происхождения (катаклазитов, вторичных кварцитов), характерных, как показали

наши исследования, для нефтеносных гранитоидов Пальяновской площади. Зато совершенно отчетливо прослеживается наложенная на песчаники гидротермальная минерализация – кварц, ангидрит, кальцит, каолинит, сульфиды и битум (до 10–15%). Последний встречается в трещинах и в цементе пород, в некоторых случаях неравномерно насыщает породу в виде черных мелких скоплений и сгустков. Вокруг обломочных зерен отмечаются коричнево-желтые нефтяные плёнки.

Для нижней подошвенной части шеркалинских отложений характерны грубозернистые аркозовые песчаники и гравелиты, сложенные неокатанными остроугольно-угловатыми зернами кварца и серицитизированных полевых шпатов. В промежутках между ними сосредоточен дезинтегрированный гидратированный биотит вместе с алевритовыми осколками кварца. Состав и облик обломочного материала, отсутствие следов его сортировки свидетельствуют об элювиальном его генезисе при разрушении на поверхности гранитов в ходе длительной денудации. В этих породах по трещинам и порам заметно присутствие нефтяных битумов, а среди дезинтегрированного биотита – также и сульфидов (вместе с битумом). Существенно, что эти породы заметно окварцованы за счет регенерации зерен обломочного кварца, местами заметно разрастающихся и смыкающихся. Некоторые исследователи посчитали возможным интерпретировать такие породы как вторичные кварциты, настолько непроницаемые, что они могли послужить экраном для УВ-флюидов, мигрирующих из баженовских нефтематеринских отложений. Это представляется совершенно нереальным. Во-первых, вторичные кварциты возникают не таким способом, а в результате метасоматоза и, кстати, они нами были отмечены среди гранитов доюрского фундамента. Во-вторых, породы шеркалинской свиты сохранили свою высокую пористость и проницаемость, которые возросли благодаря появлению новых пор и каверн выщелачивания, что позволило выделять эти породы в качестве суперколлектора.

Нефтеносность баженовской свиты. Нефтеносная и битуминозная баженовская свита выделяется на уровне нижней тутлеймской подсвиты, относящейся еще к верхним слоям юрской системы. На Талинской, Пальяновской, Ем-Еговской и других соседних площадях к этой свите приурочен продуктивный пласт ЮК₀ – ЮК₀¹. Вместе с подстилающими отложениями верхней толщи абалакской свиты баженовская свита составляет единый нефтеносный комплекс. Верхняя абалакская подсвита представлена темно-серыми и черными битуминозными аргиллитами, содержащими многочисленные конкреции сидерита с включениями глауконита и пирита. Нередко встречаются маломощные прослои алевролитов с глауконитом, а также карбонатов (в нижней части исключительно сидеритового состава).



В составе баженовской свиты выделяется группа необычных пород, главными компонентами которых являются битумы и рассеянное УВ-вещество (кероген), минералы кремнезема (опал, халцедон, кварц), глинистые минералы (гидро-слюды, смектиты, каолинит), сульфиды (пирит), иногда в виде рассеянной вкрапленности – карбонаты (доломит). Это так называемые бажениты. Названные компоненты присутствуют вместе, и их соотношения довольно устойчивы, что создает характерный облик этих пород. Тем не менее вариации этих соотношений весьма показательны, и они могут быть использованы для выявления закономерностей в формировании баженитов и сопровождающих их пород. При этом мы не касаемся вопросов образования первичных пород и тем более – условий седиментации первоначальных осадков (нам достаточно доказательств их морского генезиса и геологического возраста). Весьма полезным нам представляется обращение к результатам литолого-минералогического анализа разреза баженовской и абалакской свит, проведенного М. Ю. Зубковым [25]. Мощность их пород составляет около 25 м для первой и 30–35 м для второй, всего – не более 60 м. Выше пород баженовской свиты залегают также измененные битуминозные аргиллиты, кремнистые и карбонатно-глинисто-кремнистые породы с пиритом, принадлежащие верхней толще тутлеймской свиты (около 15 м).

В разрезе первой свиты, особенно в верхней её половине, преобладают битуминозные плотные, но трещиноватые кремнисто-глинистые породы – бажениты. В их составе достигается паритет между четырьмя компонентами (кремнезем, глинистые минералы, кероген и пирит) при почти полном отсутствии карбонатов (особенно сидерита). О баженитах, этих уникальных своеобразных породах, речь впереди, здесь же мы коснемся особенностей распределения основных компонентов в породах свиты. Для её верхней толщи (около 10 м) характерно высокое содержание органического вещества (керогена) – в среднем около 20%, от 15% у кровли до 40% вблизи подошвы (рис. 5). Кремнеземистое вещество (кварц, халцедон), обычно наблюдающееся в виде тонких линзочек и округлых образований, составляет 24–40% породы, глинистое вещество (гидро-слюды, смектиты и каолинит, примерно в равных долях) – 15–25%, сульфиды (пирит) – 15–20%, максимально достигая 40% и более. Внизу выделяется переходная зона (до 3 м), в которой содержание керогена достигает 50%, а пирита падает до 4–5%. Общая мощность верхней толщи в среднем составляет 13 м.

Разрез нижней толщи баженовской свиты начинается с карбонатного пласта (кальцит-доломитового на 70%), содержащего примеси глинистого (9%) и кремнеземистого материала (12%), а также керогена (5–6%) и пирита (5–6%). Важно, что

соотношение минералов в глинистом веществе, характерное для верхней толщи, здесь сохраняется. Считается, что этот пласт имеет реперное значение и поэтому обычно обозначается как известняк КС. Его толщина не превышает 2,5 м. Нашими наблюдениями присутствие этого пласта на Пальяновской площади подтверждается в разрезе ряда скважин (скв. 130, 138, 153, 611).

Выше него таких образований не отмечается, а ниже – в разрезе нижней части баженовской свиты и подстилающей абалакской свиты – установлено еще несколько карбонатных пластов, но меньшей толщины, и кроме этого обнаруживается присутствие карбонатов в виде рассеянной тонкой вкрапленности. Интересно, что нередко с такими карбонатными пластами ассоциируют фосфатно-карбонатные и фосфатно-сульфатные породы («фосфориты» местных геологов), причем они устанавливаются иногда и выше опорного карбонатного пласта (скв. 138, 601). По данным рентгено-структурного анализа, фосфат в них представлен фтор-апатитом [25], обычно характерным для гипогенных процессов.

В остальных породах нижней толщи постоянной примесью (около 5–7% породы) и в виде прослоев становятся карбонаты – сидерит, доломит и кальцит, иногда в ассоциации с ангидритом и фосфатами. Основным компонентом является кремнезем, представленный кварцем и халцедоном (40%), на втором месте глинистое вещество (30%), в составе которого преобладает каолинит (55%). Кероген составляет в среднем около 18%, а пирит – 10–12% породы. В подошве толщи отмечены тонкие прослои глинисто-кремнистых карбонатных пород (кальцит-доломитовых) с небольшим содержанием керогена (3–4%) и пирита (4–5%). Можно заметить, что в породах нижней толщи содержание керогена постепенно снижается с глубиной от 30 до 3%, компенсируясь приростом минералов кремнезема. Эта тенденция сохраняется и ниже, в породах абалакской свиты. Лишь на первых 4–5 м заметна слабая битуминозность и повышенная кремнеземистость глин и аргиллитов, а затем и это становится незаметным, преобладают рыхлые алевритистые глины, почти не известковистые (если не учитывать кальцита включений раковинного детрита). Среди глинистых минералов наблюдается постепенное нарастание доли каолинита – до 50–55%. Характерен глауконит (селадонит). Алевритовая фракция глин состоит из терригенного кварца и полевых шпатов. Среди глин встречаются тонкие пласты и линзы карбонатных пород (чаще всего сидеритовых). На стенках открытых трещин в виде щеток наблюдаются кварц, кальцит, ангидрит, доломит, каолинит (появляется последним при заполнении широких трещин или образует самые поздние секущие жилки), иногда битум, изредка отмечаются кристаллы барита, апатита, тенардита.

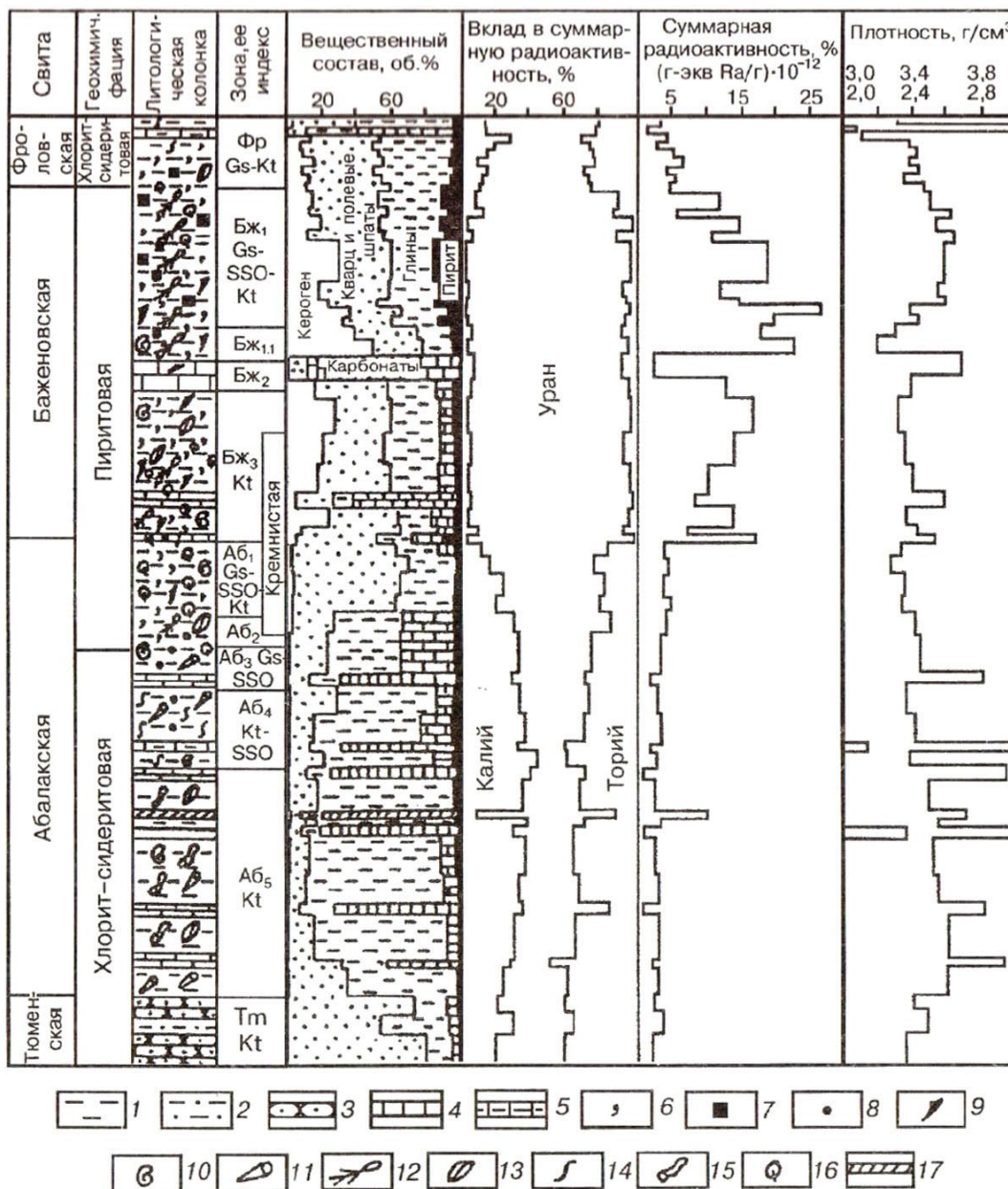


Рис. 5. Сводный литолого-геохимический разрез бажено-абалакского комплекса центральной части Краснolenинского свода (по [25], с изменениями): 1 – глины (аргиллиты); 2 – алевролиты; 3 – песчаники; 4 – карбонатные породы (известняки КС, сидеролиты, доломиты); 5 – мергели (карбонатно-глинистые породы); 6 – битуминозность; 7 – пирит (сульфиды); 8 – глауконит (селадонит); 9–13 – остатки ископаемой фауны; 14 – поверхности скольжения; 15 – ходы илоедов; 16 – кремнистость; 17 – фосфаты. Индексы минералогических зон для глинистого вещества: Gs – гидрослюда; SSO – смешаннослойные образования; Kt – каолинит

Fig. 5. Consolidated lithological and geochemical section of the Bazhenov-Abalaksy complex of the Krasnoleninsky arch central part [25, modified]. Symbols: 1 – clays (argillites); 2 – siltstones; 3 – sandstones; 4 – carbonate rocks (limestones KS, siderolites, dolomites); 5 – marls (carbonate-argillaceous rocks); 6 – bituminousness; 7 – pyrite (sulfides); 8 – glauconite (celadonite); 9–13 – fossil fauna remains; 14 – sliding surfaces; 15 – passages of silt eaters; 16 – siliciousness; 17 – phosphates. Mineralogical zone indices for clay matter: Gs – hydromica; SSO – mixed-layer formations; Kt – kaolinite.

В целом в разрезе баженовской и абалакской свит можно заметить некоторые общие закономерности в распределении основных компонентов (рис. 5). В аргиллитах и глинах абалакской свиты отчетливо проявляется снизу вверх постепенный

рост содержания кремнезема, представленного тонкорассеянным кварцем матрикса (обычно рассматриваемым как показатель кремнистости породы). Верхние 4–5 м разреза представлены уже силицитами («кремнистыми» породами), содер-



жащими до 60–65% SiO_2 . Остальная часть пород принадлежит глинистому веществу, в составе которого преобладают гидрослюды и смектиты. Интересно, что вниз по разрезу среди глинистых минералов их роль постепенно уменьшается в пользу каолинита, составляющего в нижней части свиты более половины глинистого вещества. В тех же породах верхов абалакской свиты впервые заметно проявляется битуминозность, усиливающаяся в породах баженовской свиты.

Главными компонентами в породах последней являются кероген и битум (максимум их содержания в середине разреза), кварц и глинистое вещество, а также сульфиды (максимум концентрации последних располагается выше – в верхней толще). На первых метрах разреза фроловской свиты сохраняется облик пород, при некотором снижении доли керогена и сульфидов, но в общем все компоненты пород сохраняют свои места, что подчеркивает единство не только их минералогии и литологии, но и общность процесса их последующего формирования. Очевидно, что в этом процессе участвовали гидротермальные растворы и флюиды, действовавшие на породы абалакской и баженовской свит (здесь еще уместно употребление для последней названия нижней тутлеймской подсвиты). В нижней части разреза происходил привнос кремнезема в глинистые породы абалакской свиты, а выше к нему присоединились нефтяные углеводороды (кероген и битум), а также сульфиды.

Карбонаты также участвовали в этом процессе: почти по всему разрезу они образуют отдельные пласты и линзы, а также обычно присутствуют в виде постоянной примеси и лишь в его верхах они незаметны, присутствуя в баженинтах в виде рассеянных мельчайших идиобласт доломита (не более 1–3%). Пластовые карбонаты обычно представлены сидеритом и доломитом, в пределах баженовской свиты – кальцитом и доломитом. Здесь также очевиден привнос карбонатов, заместивших, возможно, прослои известняков и мергелей, а также создавших тонкую идиобластическую вкрапленность во всех остальных породах. В массивных пластах везде характерна микрокристаллически-зернистая структура, с участками дальнейшей перекристаллизации и укрупнения зернистости. Характерно, что в этих породах не сохраняется никаких остатков ископаемой фауны, тогда как в глинах и даже кремнистых аргиллитах часто встречаются отпечатки ихтиофауны и фрагменты раковин моллюсков. Карбонаты, присутствующие в трещинах, представлены в основном уже кальцитом и тонкорассеянным в каолините доломитом.

Итак, в разрезе баженовской свиты и подстилающей абалакской свиты имеются все признаки гидротермально-метасоматических изменений, максимальная степень которых отмечается полным преобразованием исходных пород в новые,

богатые нефтяными УВ и сульфидами метасоматиты – баженинты. При этом устанавливается определенная зональность по вертикали от пород шеркалинской (тюменской) свиты или доюрского фундамента, наиболее отчетливо наблюдающаяся для верхних 30–40 м. Внизу метасоматической колонки выделяется зона силицитов по аргиллитам и алевроаргиллитам верхней части абалакской свиты. Эта зона сменяется переходной зоной битуминозных и пиритизированных каолинитовых силицитов низов баженовской свиты. Верхняя часть колонки представлена зоной баженинтов, в которой содержание УВ (керогена) и сульфидов достигает своего максимума. Очень показательна картина распределения радиоактивности, рост которой полностью определяется появлением урана, очевидно, сопровождающего поток нефтяных углеводородов. Таким образом, породы баженовской свиты (баженинты) развиты по отложениям тутлеймской свиты как метасоматиты, возникшие при инфильтрации УВ-содержащего гидротермального раствора.

Битуминозные карбонатно-глинисто-кремнистые породы баженовской свиты – уникальное геологическое образование и в то же время общее для всей Западно-Сибирской нефтегазовой провинции [26]. Они образуют суперрегиональный флюидоупор, перекрывающий верхнеюрский нефтегазоносный комплекс. К ним приурочен сильный отражающий сейсмический горизонт, разделяющий меловые и юрские отложения. В пределах провинции выделяют участки с «нормальными» и «аномальными» разрезами баженовской свиты. Для последних характерны увеличенная мощность и переслаивание кремнисто-глинистых пород с песчаниками и алевролитами, содержащими нефтяные залежи, тогда как в «нормальных» разрезах при высокой нефтенасыщенности матрицы высокоуглеродистых пород залежи нефти, как правило, отсутствуют (т. е. отсутствуют нормальные коллекторы).

Участки «аномальных» разрезов баженовской свиты встречаются в центральной части Западно-Сибирской НГП, где приурочены к линейным, чаще всего субмеридиональным зонам разломов. Для этих разрезов характерна интенсивная дислоцированность пород в керне скважин. На большинстве площадей широтного Приобья с «аномальными» баженовскими разрезами при проведении пространственных 3D-сейсмических исследований выявилось, что разрядка энергии флюидных потоков выразилась в виде блоковой раздробленности баженовского горизонта. При этом все выше- и нижележащие горизонты вплоть до кровли доюрского основания не деформированы и субгоризонтальны, что может свидетельствовать о деформациях и взбросовых дислокациях на уровне и внутри баженовской свиты как «бескорневых»: они возникли под влиянием накопленного флюида, затем их прорвавшего.



По нашему мнению, оба типа разреза этой свиты обязаны своим формированием воздействию глубинного УВ-флюида: в одном случае возникают бажениды и связанные с ними метасоматиты («нормальные» разрезы), в другом – сильно деформированные при флюидоразрыве пласта и лишь частично измененные первичные осадочные породы («аномальные» разрезы). Или непреодолимый экран, или прорыв слишком мощного потока флюида: это открывает причину тяготения участков с «аномальными» разрезами к крупным разломам в фундаменте центральных районов Западно-Сибирского НГБ. Флюидодинамическая модель формирования «аномального бажена», предложенная А. И. Тимурзиевым [27], предусматривает возможность нагнетания и внедрения глубинных УВ-флюидов по вертикальным и наклонным каналам. Формированию аномальных разрезов и тектонически экранированных залежей, согласно этой модели, способствуют смещения по пологим, крутопадающим и субвертикальным разломам в результате разновременных, в том числе и новейших, подвижек блоков фундамента.

Породы «нормальных» разрезов баженовской свиты настолько отличаются по своим физическим свойствам, что используются в качестве репера при геофизических исследованиях скважин (ГИС), в первую очередь по методам сопротивления (КС) и гамма-каротажа (ГК). С учетом данных акустического (АК), плотностного (ГГК) и нейтронного (НКТ) методов ГИС, а также спектрометрического гамма-каротажа, отдельно определяющего содер-

жания калия, Th и U, баженовская свита является исключительной не только как геофизическая аномалия, но и геохимическая (рис. 6).

Уникальными геохимическими и геофизическими особенностями баженовской свиты являются следующие: 1) аномально высокая радиоактивность ($ГК > 30$ мкР/ч), связанная исключительно с ураном. Содержание U на порядок выше, а калия – в разы ниже, чем во вмещающих породах и других частях разреза (распределение тория в этом интервале несколько снижено, но не показательно); 2) аномально низкая плотность (по данным ГГК), особенно в интервалах с высокой радиоактивностью и нефтенасыщенностью; 3) высокое удельное электрическое сопротивление (КС) при повышенной радиоактивности $ГК > 30$ мкР/ч, регулярное сопровождение максимумов сопротивления минимумами содержания калия. Наиболее тесные связи выявлены для таких базовых параметров, как U (ГК), ГГК и КС. При этом связи с ураном во всех случаях сильнее, чем с ГК. Самые сильные корреляционные связи наблюдаются в паре U-ГГК. Поскольку плотность (ГГК) пород баженовской свиты определяется преимущественно содержанием углерода [28], то причина геофизической аномальности баженовской свиты геохимическая – избыточное накопление в ней урана и углерода.

Во всех случаях получения промышленных притоков нефти зафиксированы АВПД. При наличии пор и каверн в породах широко развиты субвертикальная и субгоризонтальная системы

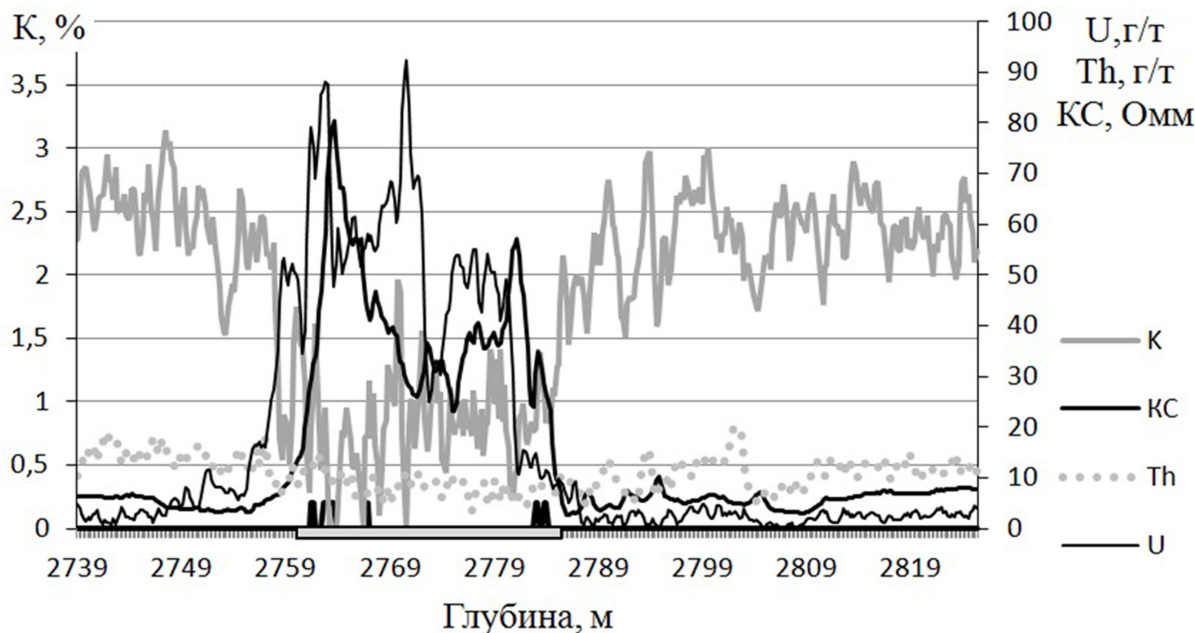


Рис. 6. Баженовская свита – геофизическая и радиогеохимическая аномалия. Результаты ГИС по разрезу Федоровского месторождения. На оси глубин отмечены интервалы нефтенасыщенности и границы свиты [26]

Fig. 6. Bazhenov formation – geophysical and radiogeochimical anomaly. Well logging results for the section of the Fedorovskoe deposit. Oil saturation intervals and formation boundaries are marked on the depth axis [26]



трещиноватости, благодаря которым порода распадается на отдельные, принимая вид дресвы или щебня (результат снятия нагрузки и напряженного состояния). В целом для пород баженовской свиты характерна аномально пониженная плотность пород – за счет присутствия нефтяных углеводородов и появления вторичной трещиноватости. В керне пород «аномальных» разрезов баженовской свиты довольно интенсивно развита минерализация по порам, кавернам и трещинам, которые пересекаются более поздними трещинами, содержащими свободную нефть, что позволяет предположить одновременное формирование деформаций (трещиноватости) и проникновение флюида.

Как отмечал В. А. Карпов [29], природный резервуар в баженитах, в отличие от привычных нефтяных коллекторов (система «флюид в породе»), характеризуется прерывистостью породы и ее сплошной насыщенностью флюидом, передающим сверхвысокое давление (система «порода во флюиде»). В этом принципиальная разница между «традиционными» коллекторами и зонами принудительной разгрузки флюидов под экранами и создания метасоматитов типа баженитов и доманитов.

Аномальные физические свойства пород баженовской свиты (и ее нефтеносность) генетически связаны с глубинными геодинамическими процессами [29, 26]. Позднее, в работе, посвященной баженовской свите Самотлорского месторождения, Г. Г. Номоконова пришла к более определенному выводу: «...процессы нефтенасыщения разреза и карбонатизация его пород взаимосвязаны (скорее всего, парагенетически); они развиваются по субвертикальным зонам (столбам), захватывая

разновозрастные образования. Все это, во-первых, объясняет, почему геофизическая характеристика баженовской свиты является показателем нефтенасыщенности разреза в целом и, во-вторых, косвенно указывает на гидротермальную природу процесса карбонатизации, по данным ГИС имеющего наложенный сквозной характер» [30, с. 56].

Выделение так называемых «литотипов» в разрезах баженовской свиты до сих пор представляет проблему нерешенную (и по-видимому, нерешаемую), что объяснялось «крайней литолого-фациальной изменчивостью» её отложений. Однако скорее всего эти трудности вызваны позднейшим развитием процесса гидротермального метасоматоза, обычно не принимаемого всерьез.

В этих породах парадоксальным образом соединены противоположные свойства – очень низкая пористость и чрезвычайно высокая нефтенасыщенность, и неясно, с чем это связано. В соседних скважинах на расстоянии 2–3 км друг от друга можно встретить совершенно разный тип разреза и соответственно в одном случае получить приток нефти промышленных масштабов, а в соседней скважине не получить притока вообще. Еще одной характерной особенностью отложений баженовской свиты является наличие в ней небольших линз и прослоев (порядка нескольких сантиметров) пород-коллекторов. Несмотря на общую выдержанность пластов баженовской свиты по мощности, не всегда ясно, каким образом нефть приходит к эксплуатационным скважинам, по каким каналам, поскольку сами породы являются почти непроницаемыми [31]. Помимо нефтепроводящих пропластков в породах «аномальных» разрезов баженовской свиты присутствует множество тончайших структурных и вещественных

Среднее содержание основных компонентов минерального состава по пачкам баженовской свиты (6–10) и абалакской свит (1–5) (в %)

The average content of the mineral composition main components for the members of the Bazhenov (6–10) and Abalakskaya (1–5) formations (in %)

Пачка	Глинистый компонент		Кремнистый компонент		Карбонатный компонент		C _{орг} %
	min	max	min	max	min	max	
Баженовская свита							
10	27.66	31.96	19.58	26.07	9.26	14.67	12.48
9	26.1	30.67	27.05	33.83	9.25	13.28	10.94
8	20.09	23.67	45.47	53.36	3.3	4.3	10.13
7	23.56	27.36	46.4	52.77	6.95	10.4	7.27
6	28.85	34.39	43.64	50.02	3.74	7.33	4.65
Среднее значение 6–10	25.83	30.23	32.77	39.30	7.49	11.43	9.76
Абалакская свита							
5	33.76	39.12	37.96	44.28	2.92	7.08	2.14
4	32.18	37.9	33.29	38.51	7.41	8.67	1.78
3	38.79	46.14	31.99	37.29	0.75	1.42	1.14
2	37.36	42.45	28.18	32.57	5.3	9.48	1.28
1	41.99	49.47	21	26.81	0.31	0.59	2.24



элементов, которые могут влиять на коллекторские свойства. Важнейшими из них являются трещиноватые структуры катакластического типа и типа будинаж (структуры деформаций проскальзывания и развальцевания).

В разрезах баженовской свиты ранее проводилось качественное, по присутствию тех или иных «литотипов», расчленение на пачки или части. По количественным данным (таблица, [32]), нами был проведен сравнительный анализ распределения компонентов в выделенных пачках абалакской и баженовской свит.

Основные результаты сводятся к следующему. Снизу вверх (по нумерации пачек):

- 1) глинистый компонент постепенно уменьшается с 1-й по 8-ю пачки (и min и max), затем несколько возрастает в пачках 9–10;
- 2) кремнистый компонент интенсивно возрастает (в 2 раза), но затем в пачках 9 и 10 резко уменьшается до первоначального уровня;
- 3) карбонатный компонент испытывает рост, но с заметными колебаниями: остановками и падениями (пачки 1, 3), подъемом (4-я пачка) и снова слабым падением (пачки 5–6) до min 3,74 – max 7.33%, затем новым пиком в 7-й пачке – 6,95–10,40%, падением в 8-й пачке (3,30–4.30%) и снова максимумом в пачках 9–10 (9,26–14.67%).
- 4) в целом близко к карбонатам ведет себя содержание органического углерода (особенно это заметно с 6-й до 10-й пачки (т. е. в разрезе самой баженовской свиты).

Всё это свидетельствует в пользу гипотезы привноса кремнезема, а затем, с некоторым запозданием, карбонатов и нефтяных битумов. Это замещение глинистого вещества (или его разбавление) сначала в основном кремнеземом (вплоть до образования гидротермальных силицитов), а затем карбонатами и нефтебитумами приводит в целом к появлению новой микробластокристаллической структуры и закрытию пор, что характеризует формирование новой породы – метасоматита, получившего название баженита. Реликтовыми элементами можно считать сохранившийся текстурный и тонкоплитчатый облик аргиллитов, а также остатки перекристаллизованных скелетов радиолярий, возможно, фиксирующих прослой кремнистых осадков (радиоляритов).

Неотъемлемой частью баженитов является кероген – компонент, входящий вместе со смолисто-асфальтовыми компонентами в состав органического вещества баженитов и подобных им пород (доманикитов). Кероген, это «загадочное» твердое вещество, согласно современным представлениям, является природным геополимером нерегулярной структуры [33, 34], имеет устойчивое химическое строение, определенный состав и практически не растворимо в минеральных и органических кислотах. Поскольку кероген прочно связан внутри породы и превращается в углеводороды только

под действием температур свыше 100°C, то процесс термодеструкции рассматривается в качестве возможного способа оценки его нефтегенерационной способности, а также увеличения нефтеотдачи высокоуглеродистых битуминозных пластов. Но это важно для нас и в другом отношении: насколько условия деструкции могут соответствовать условиям создания (появления) керогена? Для этого необходимо рассмотреть результаты некоторых опытов гидротермального воздействия на кероген.

В работах [35, 36] были исследованы продукты преобразований органического вещества высокоуглеродистой доманиковой породы Сармановской площади Ромашкинского месторождения при температуре 360°C в проточной системе в присутствии парогазовой смеси, содержащей водород. Эти исследования имеют общее принципиальное значение. Ими показано, что гидротермальная обработка доманиковой породы в восстановительной среде приводит к уменьшению содержания керогена в породе и увеличению выхода жидких продуктов. Определены основные закономерности, характеризующие процессы гидротермального воздействия на кероген. Эти закономерности состоят в том, что происходит трансформация структурных элементов керогена путем элиминирования карбоксильных и карбонильных групп, разрыва эфирных и сульфидных связей, особенно между циклическими структурами, а также отрыва алкильных заместителей. В результате в свободную микронепть переходят крупные фрагменты керогена, содержащие циклометиленовые и ароматические структуры. Кероген высвобождает два типа асфальтенов (фракции А и Б), различающихся содержанием гетероатомов, микроэлементов, ароматичностью, полярностью, концентрацией парамагнитных центров и растворимостью в органических растворителях, что оказывает влияние на формирование дисперсной фазы новообразованных нефтяных систем. Отличительные особенности в составе и структуре новообразованных асфальтоновых фракций, по-видимому, связаны с особенностями формирования различных структурных фрагментов керогена в процессе его образования и с различной их термической устойчивостью в гидротермальных процессах.

Гидротермальное воздействие приводит к разрушению не только структуры керогена, но и молекулярных агрегатов асфальтенов, что сопровождается уплотнением их углеродного скелета, повышением степени их структурированности и карбонизации. В водном растворе появляются типичные соединения распада – низкомолекулярные органические кислоты, производные фенола, фталаты. Идет частичное удаление длинных алкильных цепей из структуры асфальтенов в результате реакций деалкилирования с образованием предельных и непредельных алканов. Изучение последовательности генерации углеводородов при воздействии гидротермальных



факторов на дебитуминизированную породу, содержащую кероген, в проточной системе показало, что в первую очередь происходит вымывание легких углеводородов, которые уносятся парогазовой смесью из реакционной зоны (фракция 1), далее из породы эмигрируют вместе с углеводородами высокомолекулярные смолисто-асфальтеновые компоненты (фракция 2). В составе породы остаются не вымываемые полностью парогазовой смесью высокомолекулярные углеводороды и смолисто-асфальтеновые компоненты (фракция 3), среди которых преобладают спирто-бензолные смолы и асфальтены, проявляющие высокую адсорбцию к твердой породе. Высокое содержание серы в исследованных фракциях подтверждает деструкцию керогена по серосодержащим связям.

Важным является факт генерации относительно легких углеводородов в процессе гидротермальной деструкции керогена. Представляют интерес результаты работы [34], которые указывают на способность керогена к захвату и удерживанию свободных углеводородов в своей структуре (при обработке породы растворителем они не удаляются полностью). Поэтому можно полагать, что содержание и состав относительно легких углеводородов, генерированных керогеном, определяются не только процессами деструкции керогена, но и высвобождением адсорбированных углеводородов из его структуры в процессе обработки породы парогазовой смесью. При создании технологий разработки баженитовых и доманиковых пород имеют значение не только особенности состава продуктов деструкции органического вещества, но и микроструктурные изменения минерального состава пород. В работе [35] было показано, что после гидротермальной обработки карбонатной породы в восстановительной среде при температуре 360°C в ней образуются корродированные поры, способствующие нефтеизвлечению, а также присутствуют кристаллообласти доломита и перекристаллизованного кальцита. После гидротермального воздействия на породу и последующей экстракции из нее битумоида она сильно осветляется и теряет свою первичную структуру. Наиболее характерными микроструктурами являются турбулентные и ламинарные с нано- и микропористым типом пустотного пространства. Нано- и микропоры становятся более крупными, появляется сеть сообщающихся пор, в отдельных участках можно идентифицировать микротрещины. В целом гидротермальное воздействие приводит к увеличению размеров и количества миграционных каналов и пор, способствующих экстракции нефти (если она там уже есть) или ее инфильтрации (вместе с поступающим флюидом).

Кероген, порообразующий компонент баженитов, представляет собой гидротермально-метасоматическое образование очень сложной структуры, образованное УВ-компонентами флюидной

системы в условиях насыщения флюидом тонкодисперсной среды на рубеже с почти непроницаемым высокоплотным барьером. Это метасоматит нового типа – продукт полимеризации углеводородов в условиях стабилизации в тонкодисперсной плотной среде, обладавшей избытком поверхностной энергии. Вместе и одновременно с керогеном в этом процессе участвовали карбонаты и сульфиды, образуя устойчивую парагенетическую ассоциацию. Наряду с полиминеральными образованиями (собственно баженитами), в метасоматической колонке возникали би- и мономинеральные – кальцит-доломитовые или сидеритовые породы, силициты и микрокварциты.

Закключение. Гидротермально измененные породы – новый тип коллекторов нефтегазовых месторождений. Они формируются в зонах повышенной трещиноватости и проницаемости, приуроченных к тектоническим разломам, в области разгрузки потоков глубинных флюидов, несущих нефтяные углеводороды. На платформах это обычно область перехода от субстрата кристаллического фундамента к рыхлым образованиям базальных отложений осадочного чехла. Это первый уровень, на котором возможна спонтанная разгрузка флюида, испытывающего резкое падение давления и дегазацию за счет удаления мобильных летучих фракций, представленных углеводородами. В результате здесь происходят разуплотнение пород верхней части фундамента, дробление и катаклиз кристаллических пород, в первую очередь гранитов, что влечет их переработку флюидами и гидротермами. Среда в верхней части фундамента стала неоднородной и в ней сохранялись участки (блоки) с различными механическими свойствами – от сильно нарушенных и разуплотненных до слаботрещиноватых и почти монолитных. Естественно, что битумы накапливались на пути флюидомиграции в интенсивно деформированных породах – катаклизитах и милонитах гранитов. Таким образом создавались первые самые глубокие трещинно-кавернозные коллекторы нефти «жильного» типа – еще в пределах фундамента осадочных бассейнов, там, где появляются необходимые условия ФЭС. Месторождения, открытые в таких коллекторах, представляются до сих пор необычными и невероятными, хотя их примеров в мире вполне достаточно, чтобы принять всерьез такую возможность. Выше контакта с фундаментом, в базальных грубообломочных отложениях осадочного чехла в результате их выщелачивания и разгрузки флюидов возникают новые кавернозно-трещинные коллекторы гидротермально-метасоматической природы, нередко очень высокого качества (например, коллекторы шеркалинской свиты на Талинском месторождении).

Второй уровень разгрузки гидротермального флюида – области нагнетания УВ-флюидов и насыщения ими пород под мощными экранами



высокоплотных пород в разрезе осадочного чехла, играющих роль суперрегиональных флюидоупоров. Здесь создаются условия для роста давления и появляются зоны развития АВПД. Таким флюидоупором в разрезе являются глины и аргиллиты нижнемеловой фроловской свиты, ниже которой в однотипных породах нижней тутлеймской под-свиты толщиной до 25–30 м была сформирована толща своеобразных битуминозных, с очень высоким содержанием ОВ, и сульфидоносных пород – так называемая баженовская свита.

По нашим представлениям баженинты являются новым типом гидротермальных метасоматитов, в которых носитель органического вещества – кероген – является продуктом насыщения микро- и нанопор, а также микротрещин компонентами УВ-флюида, их конденсации и полимеризации. Его гидротермальная деструкция при соответствующих технологических условиях вполне способна привести к выделению из него адсорбированных фракций легких углеводородов. Баженовскую свиту следует рассматривать не только как зону разгрузки поднимающегося потока глубинных флюидов, но и как зону нагнетания и предельного насыщения пород углеводородами под почти непреодолимым флюидоупором, представляющую «промежуточный коллектор». При флюидо- или гидроразрыве содержащиеся в этой зоне УВ могли мигрировать вверх по разрезу и образовать скопления в вышележащих горизонтах и пластах с нормальными коллекторскими свойствами, как это произошло, например, в кровле викуловской свиты аптского яруса на Красноленинском своде.

Автору остаётся надеяться, что высказанные им соображения найдут одобрение специалистов-геологов и получат отклик в среде нефтяников, осознающих всю остроту стоящих перед ними научных и практических проблем освоения новых источников углеводородов. Он может заверить, что никто не принуждал его заниматься анализом огромного материала и тем более не субсидировал его любознательность и стремление к поиску ответов на «проклятые» вопросы. Автор также будет весьма признателен всем, сделавшим критические замечания и нашедшим ошибки в его работе.

Статью подготовила к печати Т. Я. Рихтер (e-mail: tyr2760@yahoo.com)

Библиографический список

1. Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // Известия АН СССР. Серия геология. 1967. № 11. С. 135–156.
2. Запывалов Н. П., Исаев Г. Д. Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири // Вестник Томского государственного университета. 2010. № 17. С. 226–232. EDN: NEJXRN
3. Шпильман В. И., Солопахина Л. А., Пятков В. И. Новая тектоническая карта центральных районов Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : материалы 2-й научно-практической конференции. Ханты-Мансийск : Путиведь, 1999. С. 96–115.
4. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / редакторы Э. А. Ахпателов, В. А. Волков, В. Н. Гончарова, В. Г. Елисеев, В. И. Карасев, А. Г. Мухер, Г. П. Мясникова, Е. А. Тепляков, Ф. З. Хафизов, А. В. Шпильман, В. М. Южакова. Екатеринбург : ИздатНаукаСервис, 2004. 148 с.
5. Оксенойд Е. Е. Сравнительный анализ нефтей, полученных в районе Красноленинского свода // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры : XVII научно-практическая конференция. Ханты-Мансийск : [Б. и.], 2013. С. 209–224.
6. Волков В. А., Олейник Е. В., Оксенойд Е. Е., Солопахина Л. А. К вопросу о типе органического вещества пород баженовской свиты // Вестник недропользователя ХМАО. 2016. № 28. С. 3–18.
7. Лопатин Н. В., Мойя М. А., Емец Т. П. Об изотопно-геохимической характеристике нефтей и органического вещества глин тюменской свиты Западно-Сибирского бассейна // Геология нефти и газа. 1992. № 4. С. 24–29.
8. Стрижнев К. В., Черевко М. А., Ситников А. Н., Заграновская Д. Е., Жуков В. В. Особенности геологического строения баженовско-абалакского комплекса на примере Пальяновской площади Красноленинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2013. № 12. С. 24–27. EDN: RQBAZZ
9. Фёдоров Ю. Н., Ванисов А. М. Анализ природы аномалий и расчет вероятности их подтверждения // Труды ЗапСибНИГНИ. 1992. Вып. 116. С. 36–49.
10. Зубков М. Ю. Вторичные коллекторы тектоно-гидротермального происхождения в кровельной части доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты и способы их прогноза // Геология нефти и газа. 2015. № 6. С. 78–95. EDN: VBCRFD
11. Зубков М. Ю. Типы коллекторов в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и их генезис // Геология нефти и газа. 2019. № 4. С. 59–78. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-4-59-78>, EDN: FSKSUV
12. Харахинов В. В., Шлёнкин С. И., Берин М. В., Ваишевич А. А., Олюнин А. В., Шевчук Т. Н. Новые подходы к освоению нефтегазового потенциала баженовского горизонта Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 1. С. 37–51. EDN: RHYTIN
13. Коробов А. Д., Ахлестина Е. Ф., Рихтер Я. А., Гордина Р. И., Коробова Л. А., Колотухин А. Т., Мухин В. М. Обоснование генезиса коллекторов и прогноз ФЕС по площади отложений баженовской и абалакской свит в пределах Пальяновского лицензионного участка Красноленинского месторождения на основании лабораторного изучения керна (отчет НИР). Саратов : Издательство Саратовского университета, 2016. 143 с.
14. Коробов А. Д., Ахлестина Е. Ф., Заграновская Д. Е., Коробова Л. А., Логинова М. П., Колотухин А. Т., Мухин В. М. Тектоно-гидротермальные процессы в породах бажено-абалакского комплекса Красноленинского месторождения (Западная Сибирь) в связи с перспективами добычи нефти // Недра Поволжья и Прикаспия. 2018. Вып. 93. С. 3–26. EDN: XROVRJ



15. Грабовская Ф. Р., Жуков В. В., Заграновская Д. Е. Строение и условия формирования баженовского горизонта Пальяновской площади Западной Сибири // Литология и полезные ископаемые. 2018. № 3. С. 195–206. <https://doi.org/10.7868/S0024497X18030011>, EDN: XQMVZZ
16. Рихтер Я. А. Гидротермальные процессы в породах фундамента Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия : Науки о Земле. 2016. Т. 16, вып. 2. С. 116–126. <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2016-16-2-116-126>, EDN: WDCWAP
17. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / редактор В. Е. Гавура : в 2 томах. Москва : ОАО ВНИИОЭНГ, 1996. Т. 2. 351 с.
18. Зубков М. Ю., Дворак С. В., Романов Е. А., Чулланцева В. Я. Гидротермальные процессы в шеркалинской пачке Талинского месторождения (Западная Сибирь) // Литология и полезные ископаемые. 1991. № 3. С.122–132.
19. Абдуллин Р. А. Природа высокой проницаемости пород-коллекторов шеркалинского горизонта Красноленинского района Западной Сибири // Доклады Академии наук СССР. 1991. Т. 316, № 2. С. 422–424.
20. Белкин В. И., Бачурин А. К. Строение и происхождение высокопроницаемых коллекторов из базальных слоёв юры Талинского месторождения // Доклады Академии наук СССР. 1990. Т. 310, № 6. С. 1414–1416.
21. Перозио Г. Н. Вторичные изменения мезозойских отложений центральной и юго-восточной частей Западно-Сибирской низменности // Постседиментационные преобразования осадочных пород Сибири. Москва : Наука, 1967. 226 с.
22. Гаан С. В., Романова Т. И. Особенности геологического строения отложений шеркалинской свиты Талинской площади // Вестник Югорского государственного университета. 2014. Вып. 3. С. 17–21. EDN: TSBPJR
23. Ханин А. А. О классификации пород-коллекторов нефти и газа // Разведка и охрана недр. 1956. № 1. С. 7–16.
24. Волков В. П. Геологические особенности коллекторов шеркалинской свиты Талинской площади // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 4. С. 12–21. EDN: SALEGF
25. Зубков М. Ю. Литолого-петрофизическая характеристика отложений баженовской и абалакской свит центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 1999. Т. 40, № 12. С. 1821–1836.
26. Номоконова Г. Г., Колмаков А. Ю., Расторгуева А. О., Парубенко И. В. Баженовская свита – геофизическая аномалия // Нетрадиционные ресурсы углеводородов : распространение, генезис, прогнозы, перспективы развития : материалы Всероссийской конференции с международным участием. Москва : ГЕОС, 2013. С. 91–94.
27. Тимурзиев А. И. Флюидодинамическая природа «аномального бажена» Западной Сибири // Бурение и нефть. 2014. № 1. С. 28–33. EDN: RWLGNP
28. Гурари Ф. Г., Вайц Э. Я., Москвин В. И. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. Москва : Недра, 1988. 197 с.
29. Карпов В. А. Об особом типе природного резервуара УВ в баженовской свите Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 8. С. 28–34. EDN: RARJER
30. Номоконова Г. Г. Геофизические особенности баженовской свиты месторождения Самотлор // Фундаментальный базис и инновационные технологии поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа : XXI Губкинские чтения. Москва : ГЕОС, 2016. С. 52–57. EDN: WAUBUB
31. Шпильман А. В. Создание «Баженовского» научного полигона в Югре – путь к разработке новых технологий разведки и освоения нетрадиционных ресурсов УВ сырья // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры : сборник докладов XIV научно-практической конференции. Тюмень : [Б. и.], 2015. С. 72–79.
32. Олейник Е. В., Оксенойд Е. Е. Литологические особенности баженовско-абалакских отложений Фроловской мегападины (Западная Сибирь) // Эволюция осадочных процессов в истории Земли : материалы 8-го Всероссийского литологического совещания : в 2 томах. Москва : ГЕОС, 2015. Т. 1. С. 254–257.
33. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. Москва : Мир, 1981. Т. 81. 504 с. (Серия «Науки о Земле»).
34. Баталин О. Ю., Вафина Н. Г. Формы захвата свободных углеводородов керогеном // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2013. № 10. С. 418–425. EDN: RDDFAB
35. Киямова А. М., Каюкова Г. П., Романов Г. В. Состав высокомолекулярных компонентов нефте- и битумсодержащих пород и продуктов их гидротермальных превращений // Нефтехимия. 2011. № 4. С. 243–253. EDN: NXQJRX
36. Каюкова Г. П., Киямова А. М., Косачев И. П., Ситдикова Л. М., Романов Г. В. Состав продуктов гидротермальной деструкции органического вещества доманиковых пород // Нетрадиционные ресурсы углеводородов. Распространение, генезис, прогнозы, перспективы освоения : материалы Всероссийской конференции с международным участием. Москва : ГЕОС, 2013. С. 91–94.

Поступила в редакцию 10.01.2023; одобрена после рецензирования 12.03.2023; принята к публикации 13.03.2023
The article was submitted 10.01.2023; approved after reviewing 12.03.2023; accepted for publication 13.03.2023