

УДК 550.834

DOI 10.31087/0016-7894-2018-5-61-73

Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты

© 2018 г. | А.Э. Конторович, С.В. Родякин, Л.М. Бурштейн, Е.А. Костырева, С.В. Рыжкова, П.А. Ян

ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия; KontorovichAE@ipgg.sbras.ru; RodyakinSV@ipgg.sbras.ru; Levi@ipgg.sbras.ru; KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru; YanPA@ipgg.sbras.ru

Поступила 08.02.2018 г.

Принята к печати 21.05.2018 г.

Ключевые слова: пористость; нефтенасыщенность; баженовская свита; Западная Сибирь.

Изучены закономерности распределения открытой пористости и нефтенасыщенности пород баженовской свиты, изменения нефтенасыщенности открытого порового пространства, что крайне важно для оценки начальных геологических ресурсов баженовской свиты, создания методик поисков и разведки залежей, оценки ресурсов и подсчета запасов нефти и их разработки. Построена карта нефтенасыщенности пород баженовской свиты.

Для цитирования: Конторович А.Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжова С.В., Ян П.А. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 61–73. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-61-73.

Porosity and oil saturation of pore space in the Bazhenov Formation rocks

© 2018 | A.E. Kontorovich, S.V. Rodyakin, L.M. Burshtein, E.A. Kostyreva, S.V. Ryzhova, P.A. Yan

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia; KontorovichAE@ipgg.sbras.ru; RodyakinSV@ipgg.sbras.ru; Levi@ipgg.sbras.ru; KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru; YanPA@ipgg.sbras.ru

Received 08.02.2018

Accepted for publication 21.05.2018

Key words: porosity; oil saturation; Bazhenov Formation; West Siberia.

Regularities of open porosity and oil saturation distribution in the Bazhenov rocks are studied. Primary cavitation in the Bazhenov Fm is of a secondary nature; it is formed as a result of kerogene destruction during catagenesis with generation of liquid and gaseous products. Oil saturated near-horizontal fracture-like (foliation) and vuggy porous volume capacities were formed as a result of sequential lithogenesis processes in the formation rocks. Porosity of the Bazhenov rocks is determined by OM catagenesis level. In the zones where OM catagenesis reached the main stage of oil generation (second half of MK_1^1 level, MK_1^2 level, MK_2), open porosity of rocks varies from fractions of a percent to 12 %; at the same time, a trend of maximum open porosity values growth with the increase of organic carbon concentration in the rocks is clearly observed. In the zones where OM catagenesis in the Bazhenov reached MK_1^1 level, beginning of MK_1^2 level, open porosity of rocks ranges from fractions of a percent to 8 %; in the zone where MK_1^1 level of catagenesis is reached, porosity doesn't exceed 4 %. Regularities of oil saturation variations in open porosity were studied. In the oil window (MK_1^1 , MK_1^2 , MK_2 levels), oil saturation exceeding 0.75 predominates. In the zones where catagenesis reached MK_1^1 level, beginning of MK_1^2 level, oil saturation of open pore space doesn't exceed 0.5. In the zones with MK_1^1 level of catagenesis, oil saturation of open pore space is below 0.3 %. Map of oil saturation of the Bazhenov rocks is created.

For citation: Kontorovich A.E., Rodyakin S.V., Burshtein L.M., Kostyreva E.A., Ryzhova S.V., Yan P.A. Porosity and oil saturation of the Bazhenov Formation rocks. *Geologiya nefiti i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(5):61–73. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-61-73

История взглядов на природу коллектора баженовской свиты

Первое крупное обобщение по нефтеносности баженовской свиты проведено в 1970 г. И.И. Нестеровым, А.В. Тяном, Ф.К. Салмановым и И.Н. Ушатинским [1]. Эти авторы отметили, что баженовская свита (волжский ярус верхней юры) представляет особый интерес в смысле перспектив нефтегазоносности. «Эти отложения развиты на большей части территории Западно-Сибирской низменности и повсеместно представлены черными тонкоотмученными плотными аргиллитами с землистым неровным изломом. В западной и юго-западной частях изучаемого рай-

она, где баженовская свита замещается породами тутлеймской свиты, аргиллиты становятся тонкоплитчатыми (2–5 мм) с листоватой поверхностью излома» [1, с. 228]. «Можно предполагать, что появление коллекторов в баженовской свите связано с условиями осадконакопления. Этот вывод имеет и большое практическое значение, так как позволяет считать, что распространение пород-коллекторов здесь не связано с локальной структурой. Соответственно, вскрытая залежь нефти может иметь площадь, значительно превышающую территорию локального поднятия» [1, с. 231]. Если не брать во внимание вопрос о литологическом составе пород баженовской свиты, который последующими исследованиями был

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

уточнен [2–6], эти первоначально высказанные соображения правильны.

Иную гипотезу о модели залежей нефти в баженовской свите в 1973 г. изложили М.Ф. Свищев, М.М. Садыков, Н.Д. Каптелинин и К.С. Юсупов: «Это пласт с продольными основными трещинами по напластованию и развитой системой мелких трещин, которые вместе с тонким поровым пространством породы-коллектора составляют блоки. Основными аккумуляторами нефти, по-видимому, наряду с тонкими порами, являются мелкие трещины. По горизонтальным же трещинам происходит фильтрация нефти, значительно облегчающаяся ее высокой подвижностью» [7, с. 249]. Они отметили также, что залежь нефти в баженовской свите на Салымском месторождении «отличается аномально высоким пластовым давлением, неоднородностью строения и физико-коллекторских свойств продуктивного пласта, резко меняющейся продуктивностью скважин» [7, с. 249].

Эти авторы следующим образом описывали механизм формирования коллектора и залежи: «По мере накопления определенной мощности осадков над отложениями баженовской свиты в ней создавалась благоприятная термодинамическая обстановка для генерации жидких и газообразных углеводородов из органического материала, захороненного в процессе осадконакопления. Это приводило к повышению пластового давления в очагах генерации, ограниченных объемом скопления органического материала. Поскольку очаги не имели разгрузки, давление в них постепенно возрастало до величины, определяемой значением горного давления. Превышение пластового давления над горным приводило к разрывам породы по плоскостям наслоения, т. е. к расслоению породы. Разрывы способствовали укрупнению очагов, их объединению и сопровождалось снижением пластового давления ниже горного. Продолжающаяся генерация углеводородов снова повышала давление уже в укрупненном очаге до момента начала нового разрыва и образования новой системы трещин расслоения. Процесс роста давления, приводящего к расслоению породы, циклически повторялся до момента, когда скорости роста пластового давления, в связи с затуханием генерации углеводородов, значительно снизились и не успевали за ростом горного давления.

Расслоение более интенсивно происходило в направлении меньшего горного давления, т. е. от периферийных участков структуры к сводовым. По образовавшимся трещинам расслоения происходила миграция углеводородов из погруженных зон к приподнятым участкам структуры, где и возникли более богатые скопления их» [7, с. 250].

Годом позже «комбинированную» идею (И.И. Нестеров + Ф.К. Салманов + М.Ф. Свищев) связи коллекторов в баженовской свите с условиями осадконакопления и роли генерации и первичной миграции нефти

в формировании коллектора в баженовской свите развили в своей работе Ф.Г. Гурари и И.Ф. Гурари [3]. Подробно рассматривая палеогеографию волжского века в Западно-Сибирском морском бассейне, они отметили, что «спокойный характер бассейна, ничтожная гидродинамическая активность способствовали возникновению очень тонкой, выдержанной микрослоистости». Авторы называют ее «закодированной микросланцеватостью». В главной зоне нефтеобразования происходила генерация большого количества нефти и значительных объемов газа и одновременно отжатие эллизионных вод. Далее авторы статьи отмечали, что «при этом происходил как бы автогидродрозрыв глинистой толщи межслоевой водой и нефтяными флюидами по закодированной в ней ранее микросланцеватости.

В результате возникла пористо-проницаемая среда с резким преобладанием горизонтальных открытых трещин, заполненных нефтью или водой. Действительно, в керне баженовских или куломзинских аргиллитов Салымской площади можно наблюдать высачивание нефти из горизонтальных межслойковых трещин при сдавливании керна по вертикальной оси» [3, с. 39].

Развивая гипотезу, Ф.Г. Гурари и И.Ф. Гурари пришли к выводу, что «главным условием возникновения залежей в пласте Ю₀ является наличие специфической фации аргиллитов баженовской свиты, способной преобразовать свою микрослоистость в сланцеватость в момент эмиграции из этой же толщи нефтяных углеводородов. Эта своеобразная фация аргиллитов представляет собой одновременно и материнскую породу и коллектор» [3, с. 39].

На этой основе авторы сформулировали идею будущих прогнозов и пути ее реализации: «Так как эти породы отлагались в наиболее глубокой части открытого моря, то можно предполагать достаточно широкое их распространение в пределах обширных территорий Юганской, Ханты-Мансийской и Надымской впадин. Следовательно, прогноз открытия новых залежей такого же типа весьма благоприятный. Однако для этого необходимо детальное литолого-геохимическое исследование аргиллитов баженовской свиты, хороший отбор керна из этой толщи, картирование способных к сланцеватости аргиллитов, выявление в пределах этой фации хороших структур» [3, с. 40].

Близкие представления о природе баженовского коллектора и листоватости пород баженовской свиты развил А.Э. Конторович [5].

Тип коллектора, возникающий при флюидоразрыве, И.И. Нестеров предложил называть «баженином» [8]. Емкостное пространство в таком коллекторе формируется в процессе образования нефти и газа, а движение флюидов в скважине происходит за счет разности вертикального и горизонтального горного давления. Многие исследователи (Ф.Г. Гурари,

И.Ф. Гурари, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, А.В. Тянь, И.Н. Ушатинский и др.) называли такой коллектор «листоватым».

В настоящее время чаще всего выделяют два типа резервуаров нефти в баженовской свите. Первый тип, назовем его салымским, связан с листоватыми породами — баженидами.

В салымском типе резервуаров залежи углеводородов, как было отмечено, образованы в пропластках, группах пропластков и линзах микрослоистых, субгоризонтально-трещиноватых (листоватых) пород-коллекторов (баженидов) в массивных, преимущественно непроницаемых углеродисто-глинисто-кремнистых породах. Зоны развития нефтеносных баженидов сложены сериями прерывистых пропластков или линзовидных образований. Они не контролируются структурным планом. Емкость («пустотность») в такой трещиноватой («листоватой») матрице создается в результате раздвига слоев флюидом с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) (автофлюидоразрыва по слоистости). Установлено, что в зонах развития нефтеносных баженидов и АВПД отмечаются повышенные температуры.

В.П. Толстолыткин и Б.Н. Зубарев [9] по результатам промыслово-геологических исследований пришли к выводу, что толщины отдельных слоев баженидов на Салымском месторождении варьируют от 0,4 до 4,4 м. Наиболее вероятное значение этого параметра 0,5–1,5 м. Суммарная толща коллекторов типа баженидов на месторождении колеблется от 3,0 до 7,2 м. По мнению Ю.В. Желтова и др. [10], наиболее вероятная толщина отдельных линз баженидов составляет 3–5 м.

Ввиду высокого содержания аквагенного органического вещества и образовавшихся из него битумоидов, породы баженовской свиты гидрофобны и быстро теряют поровые и «возрожденные» эллизионные воды. Пустотное пространство коллектора заполнено нефтью. Аккумулировавшаяся в бажениде нефть, благодаря его гидрофобности, безводная. Пропластки, группы пропластков, линзы баженидов в условиях АВПД гидродинамически связаны между собой. Залежи не имеют подстилающих или поровых вод. При отборе флюида и снижении пластового давления до гидростатического, гидродинамическая связь между линзами нарушается, фильтрация прекращается. Эти особенности коллекторов не позволяют эксплуатировать на депрессии залежи баженовской свиты Салымского месторождения. Единственно возможным способом добычи является упругий режим (естественное истощение) [11].

На западе Широкого Приобья В.С. Славкин, А.Д. Алексеев, С.С. Гаврилов, В.Н. Колосков, В.Д. Немов, Б.Г. Покровский впервые установили второй, «новый» тип резервуара в отложениях баженовской свиты. В этом типе резервуара коллектором явля-

ются плотные карбонатные и кремнистые прослои с преимущественно трещинно-каверновым типом пустотности и жестким минеральным скелетом [2, 6, 12, 13]. Толщина отдельных пластов коллектора меняется от 0,4 до 2,0 м, чаще всего она меньше 1 м. Суммарная эффективная толщина пластов-коллекторов не превышает 8 м. Объем трещинно-каверновой пустотности изменяется от 0,5 до 6,0 %. Эти авторы считают, что фильтрация нефти в коллекторе нижнетутлеймского типа происходит по сети трещин. В некоторых случаях трещины и каверны залечены кальцитом. В качестве примера авторы приводят скв. 2024 Галяновского месторождения. В таких породах коллектор отсутствует и нефтенасыщение не установлено.

По результатам геохимических исследований нефтей (резервуарная геохимия) М.В. Дахнова установила, что на Назымском месторождении расстояние между скважинами, разрабатывающими единую флюидодинамически связанную залежь, достигает 12 км, а на Галяновском — 4 км [14].

Керн пород-коллекторов нижнетутлеймского типа разделен многочисленными разноориентированными трещинами и часто рассыпается в щебень.

Резервуары нижнетутлеймского типа имеют вид протяженных и гидродинамически связанных геологических тел [6].

На Галяновском и Средне-Назымском месторождениях В.С. Славкин и другие исследователи разделяют территории залежей по качеству коллекторов в нижнетутлеймской свите на три группы.

Первая группа — высокопродуктивные участки. Для участков, относимых к этой группе территорий, удельная емкость коллекторов варьирует от 0,18 до 0,29 м³/м², среднее значение удельной емкости составляет 0,24 м³/м² породы. Для этих скважин удельная емкость коллекторов изменяется от 0,18 до 0,29 м³/м², среднее значение — 0,24 м³/м² породы. Коэффициент продуктивности скважин на таких территориях больше 1 м³/(сут·МПа). Максимальный дебит в этой группе скважин достигает 150 м³/сут, а средний дебит составляет 10–30 м³/сут.

Вторая группа — участки средней и низкой продуктивности. Для участков, относимых к этой группе территорий, удельная емкость коллекторов изменяется от 0,010 до 0,086 м³/м² при среднем значении 0,034 м³/м² породы. Коэффициент продуктивности скважин на таких территориях меньше 1 м³/(сут·МПа). Максимальный дебит в этой группе скважин достигает 10 м³/сут, а средний дебит — 3–5 м³/сут.

К третьей группе, бесперспективной, отнесены участки, где пробуренные скважины — сухие. Такие скважины единичны, значит и соответствующие участки невелики по площади. Скважины (их всего две) характеризуются практически нулевым значением эффективной удельной емкости. Для участков,

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

относимых к этой группе территорий, удельная емкость коллекторов также близка к нулю.

Поскольку на Галяновском и Средне-Назымском месторождениях, где этот тип коллектора впервые описан, нефтеносные уровни приурочены к аналогу баженовской свиты — нижнетутлеймской подсвите, назовем этот тип резервуара «нижнетутлеймским».

Дебиты нефти из резервуаров нижнетутлеймского типа изменяются в широких пределах — от 0 до 150 м³/сут. Нефти легкие, плотностью от 811 до 866 кг/м³. Нефти Галяновского месторождения более тяжелые (плотность от 851 кг/м³), чем Средне-Назымского (плотность до 838 кг/м³). Газонасыщенность нефтей не превышает 100 м³/т. М.В. Дахнова [14] считает, что разница плотности этих нефтей вызвана разной степенью катагенетической преобразованности ОВ баженовской (тутлеймской) свиты.

Природа пустотности и объем пустотности пород баженовской свиты. Субгоризонтальная трещиноватость (листоватость)

Обычно при обсуждении природы порового пространства баженовской свиты обращают внимание на листоватость, субгоризонтальную трещиноватость слагающих ее карбонатно-углеродисто-глинисто-кремнистых пород. Это явление, несомненно, существует и связано с цикличностью осадконакопления в баженовском море. Формирование тончайших слоев (нанослоев, микрослоев) пород, полностью сложенных полимерлипидным по составу протокерогеном (керогеном), во многом напоминает осадки, формирующиеся в Тихом океане, вдоль западного берега Южной Америки, в результате явления, получившего название «Эль-Ниньо» [5]. При катагенезе, особенно в главной фазе нефтеобразования, это вещество практически полностью превращалось в летучие продукты катагенетических преобразований ОВ (H₂O, CO₂, H₂S, NH₃, углеводороды C₁–C₄₀ и гетероциклические соединения, включая смолы и асфальтены) [15]. В результате между слоями породы, образованными в основном минеральным материалом (силициты, микститы, карбонаты, глинистое вещество), твердая фаза керогена в значительной части превращалась в фазово-обособленные жидкую и газовую формы и способствовала формированию субгоризонтальной трещиноподобной емкости, заполненной преимущественно нефтью и углеводородными газами. Помимо них, в формировании флюидной фазы участвовали биогенная («возрожденная») вода, диоксид углерода и сероводород. В условиях избытка углерода, а также в результате процессов радиолиза в обогащенных ураном породах [16, 17] значительная часть сульфатной серы восстанавливалась до элементарной серы. В зависимости от состава и количества органического вещества образующиеся газы либо полностью растворялись в жидких углеводородах, либо, насытив жидкую фазу, наряду с ней, образовывали самостоятельную газовую фазу [18–20].

При анализе природы порового пространства в породах баженовской свиты чаще всего обращают внимание только на описанный эффект, создающий сланцеватость, листоватость, субгоризонтальную трещиноватость ее пород.

Такие (типа присыпок) накопления органического вещества, образовавшиеся за счет периодически повторявшегося массового замора планктона — несомненно, *важное явление* как источник формирования седиментогенно-катагенетической трещиноватости и сланцеватости пород. *Важное, но не единственное.*

В работе [4] показано, что микститы и кремнистые (силициты) породы баженовской свиты в основном содержат от 10 до 20 % C_{орг}. В пересчете на органическое вещество масса последнего будет значительно больше. Это полимерлипидное, на стадии диагенеза коллоидообразное органическое вещество дисперсно пропитывало всю массу осадков. В настоящее время породы баженовской свиты в районе исследований находятся в главной зоне нефтеобразования. Значит, протокероген баженовской свиты потерял в процессе прото- и мезокатагенеза значительную массу газообразных и жидких продуктов, а к началу катагенеза он содержал преимущественно полимерлипидное органическое вещество с концентрацией 12–25 % их массы. Если учесть, что плотность беззольного керогена значительно ниже, чем плотность кремнистого, глинистого и карбонатного материала, то роль дисперсно рассеянного органического вещества в объеме породы была еще больше.

Это означает, что катагенные превращения органического вещества должны были формировать не только субгоризонтальную трещиноватость, но и пустотность во всей матрице баженовской породы — пористость, кавернозность. Д.В. Корост, Д.В. Надежкин и Г.Г. Ахманов попытались доказать методами лабораторного моделирования возможность формирования пустотности в баженовской свите [21].

Значит, для баженовской и тутлеймской (нижняя подсвита) свит характерны два типа коллекторов.

1. Пустоты в матрице породы, созданные при катагенезе за счет химической деструкции (псевдофазовых превращений) керогена с новообразованием нафтидов и других неуглеводородных жидких и газообразных («летучих») соединений. Иногда они имеют форму каверн, но связаны не с процессами выщелачивания, а с сформировавшимися в диагенезе первоначально коллоидообразными сгустками органического вещества. Это пустотное пространство, как правило, плохо закреплено каркасом породы и частично или полностью закрывается (схлопывается) при потере породой (эмиграция углеводородов, разгрузка «возрожденных» вод и др.) образованных флюидов и уплотнении.

2. Горизонтальная трещиноватость, заложенная при седиментогенезе (присыпки органического ве-

щества при заморах биоты) и сформировавшаяся при катагенезе по тому же механизму.

Именно эта, вторичная по генезису, но остаточная после гравитационного уплотнения пород баженовской свиты, открытая пористость (включая трещинную) была замерена на экстрагированных образцах цилиндрической формы на приборе AP-608 фирмы Coretest Systems, Inc. нагнетанием гелия в поровое пространство образцов под давлением 1,5 атм ($13,5 \cdot 10^5$ Па), а также независимо — по объему аллохтонных, содержащихся в ней в пластовых условиях битумоидов по методике, разработанной в ИНГГ СО РАН на основе [22].

В баженовской и тутлеймской свитах имеются также пласты первоначально органогенных, в значительной степени перекристаллизованных нефтенасыщенных карбонатных пород, подобных формации Баккен (США, бассейн Уиллистон). Они составляют 8–10 % массы и 4–6 % объема пород.

Пористость пород баженовского горизонта

При изучении распределения аллохтонных битумоидов в открытом поровом пространстве пород баженовской свиты было показано, что в отличие от уровня катагенетической преобразованности органического вещества, концентрация органического углерода не влияет на содержание аллохтонных битумоидов. Выполненное районирование уровня катагенеза ОВ в точках расположения изученных скважин показано рис. 1.

На рис. 2 для районов разного типа приведена зависимость открытой пористости пород баженовской свиты (микститы, силициты) от содержания органического углерода.

Катагенез органического вещества в баженовской свите районов салымского типа изменяется от конца стадии МК₁¹ до МК₂. В интервале концентраций C_{орг} от 1–2 до 15–20 % открытая пористость пород варьирует от долей до 12 %, при этом отчетливо видна тенденция роста максимальных значений открытой пористости с ростом концентрации органического углерода в породах (см. рис. 2). В районах западно-томского типа катагенез органического вещества в баженовской свите меняется от стадии МК₁¹ до МК₁², а открытая пористость пород от долей до 8 % при изменении концентрации C_{орг} от 1–2 до 10–18 %.

В Усть-Тымском районе (начало стадии катагенеза МК₁¹) в том же интервале значений концентраций органического углерода пористость не превышает 4 %. Таким образом, при концентрации органического углерода более 5 % в силицитах и микститах баженовского горизонта максимальная пористость определяется стадией катагенеза органического вещества (см. рис. 2).

Эта тенденция еще более отчетливо прослеживается на гистограммах значений пористости при

разных концентрациях органического углерода. Для районов салымского типа при концентрации органического углерода в породах от 5 до 7 % в выборке нет образцов с пористостью более 8 %, а в интервал значений пористости 6–8 % попало 12,8 % образцов. При концентрации органического углерода в породах от 7 до 10 % в выборке 5,3 % образцов имеет пористость 8–10 %, а в интервал значений пористости более 6 % попало 22,6 % образцов. Наконец, при концентрации органического углерода в породах более 10 %, в выборке 4,8 % образцов имеет пористость более 10 %, а в интервал значений пористости более 6 % попало 33,9 % образцов (рис. 3).

Для районов западно-томского типа, при том же интервале концентраций органического углерода, образцов с пористостью более 8 % нет. Образцов с пористостью 6–8 % в этой выборке в интервалах концентраций органического углерода 5–7; 7–10 и более 10 % выявлено всего 10,8; 12,2 и 6,3 % соответственно (рис. 4).

В Усть-Тымском районе в этих же интервалах изменения концентраций органического углерода образцов с пористостью более 4 % в изученной коллекции не было. Основная масса образцов имеет пористость 2–4 % (рис. 5; табл. 1–6).

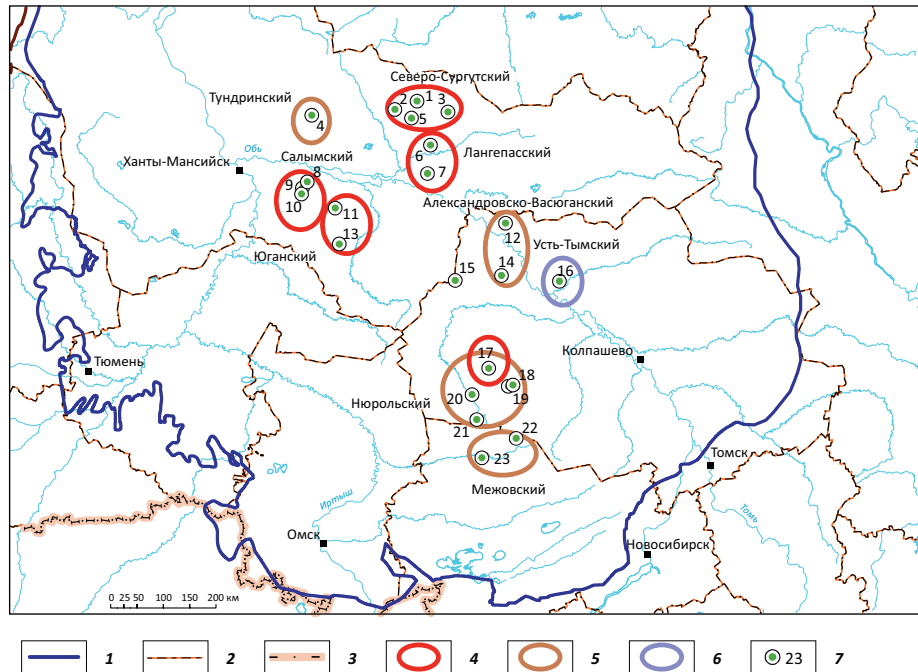
Нефтенасыщенность открытого порового пространства баженинов

Объем аллохтонных битумоидов (нефти), содержащихся в открытом поровом пространстве, с пересчетом на пластовые условия (поправки на аналитические потери и усадку нефти) был определен методом холодной экстракции, разработанным в ИНГГ СО РАН. По соотношению этих значений определялась нефтенасыщенность открытого порового пространства. Рассмотрим результаты обработки этих анализов керн. Для определения факторов, контролирующих нефтенасыщенность порового пространства пород баженовской свиты, скважины, керн которых был проанализирован, были также сгруппированы по районам и типам районов (см. рис. 1).

На основе изучения зависимости нефтенасыщенности от содержания органического углерода и пористости образцов баженинов из керн скважин районов салымского типа сделан вывод, что образцы с предельно высокой нефтенасыщенностью (0,75–1,0) открытого порового пространства встречаются во всех интервалах значений открытой пористости, но при пористости более 6 % они резко преобладают (рис. 6). В районах западно-томского типа, наоборот, лишь единичные образцы керн имеют нефтенасыщенность более 0,5 (рис. 7). В этой группе преобладают образцы с нефтенасыщенностью менее 0,3. И наконец, в Усть-Тымском районе (рис. 8), за исключением единичных образцов, нефтенасыщенность открытого порового пространства меньше 0,3.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

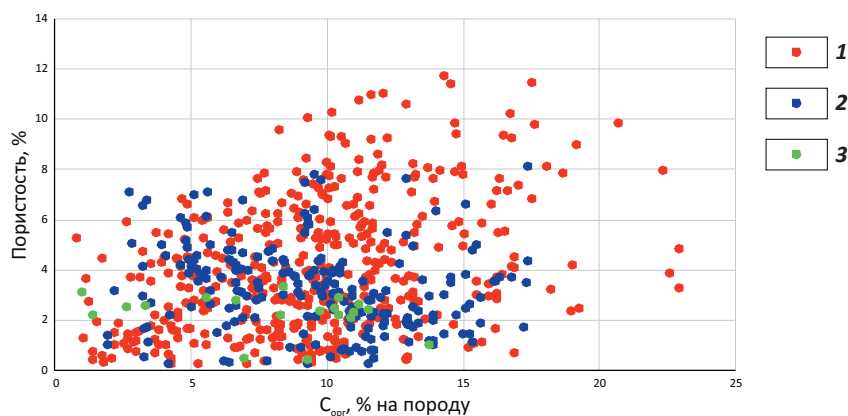
Рис. 1. Районы изучения пиролитических и битуминологических особенностей ОБ баженовской свиты
Fig. 1. Areas of studies of pyrolysis and bitumenological features in Bazhenov Fm OM



Границы (1–3): 1 — отложений баженовского горизонта, 2 — административные, 3 — РФ; **типы районов обобщения информации по изученным скважинам (4–6):** 4 — салымский, 5 — западно-томский, 6 — усть-тымский; 7 — скважины: 1 — Новоортъягунская-187, 2 — Южно-Ягунская-306, 3 — Повховская-70, 4 — Ай-Пимская-4008, 5 — Дружная-322, 6 — Северо-Покачевская-2368, 7 — Урьевская-7016, 8 — Северо-Салымская-1183, 9 — Салымская-2802, 10 — Салымская-2OMP, 11 — Малобалыкская-901, 12 — Горстовая-91, 13 — Чупальская-67, 14 — Полонская-1, 15 — Ледовая-8, 16 — Толпаровская-2, 17 — Западно-Квензерская-4, 18 — Пельгинская-2, 19 — Арчинская-47, 20 — Южно-Майская-413, 21 — Средне-Юлжавские-10, 22 — Ракитинская-4, 23 — Межовская-11

Borders (1–3): 1 — Bazhenov horizon deposits, 2 — administrative, 3 — RF; **types of areas of information generalization over the studied wells (4–6):** 4 — salymsky, 5 — west-tomsky, 6 — ust-tymsky; 7 — wells: 1 — Novoortjagunsky-187, 2 — South-Jagunsky-306, 3 — Povkhovsky-70, 4 — Ai-Pimsky-4008, 5 — Druzhny-322, 6 — North-Pokachevsky-2368, 7 — Urievsky-7016, 8 — North-Salymsky-1183, 9 — Salymsky-2802, 10 — Salymsky-2OMP, 11 — Malobalyksky-901, 12 — Gorstovy-91, 13 — Chupalsky-67, 14 — Polonsky-1, 15 — Ledovy-8, 16 — Tolparovsky-2, 17 — West-Kvenzersky-4, 18 — Pel'ginsky-2, 19 — Archinsky-47, 20 — South-Maisky-413, 21 — Sredne-Yulzhavsky-10, 22 — Rakitinsky-4, 23 — Mezhovsky-11

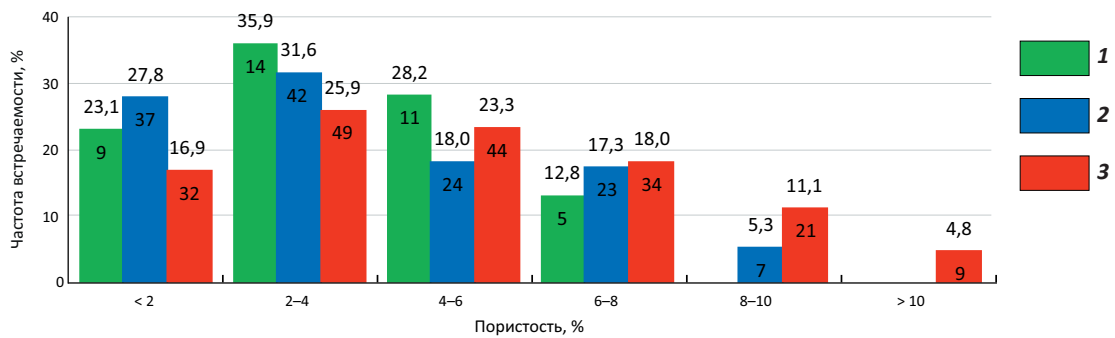
Рис. 2. Зависимость открытой пористости пород баженовской свиты от содержания органического углерода
Fig. 2. Open porosity of the Bazhenov rocks as a function of Organic Carbon content



Типы районов (1–3): 1 — салымский (426 образцов), 2 — западно-томский (210 образцов), 3 — усть-тымский (19 образцов)
Types of regions (1–3): 1 — salymsky (426 samples), 2 — west-tomsky (210 samples), 3 — ust-tymsky (19 samples)

Рис. 3. Гистограмма частот встречаемости значений открытой пористости пород баженовской свиты в районах салымского типа при различных содержаниях $C_{орг}$

Fig. 3 Histogram of frequency of open porosity values occurrence with different C_{org} for the Bazhenov Fm rocks in the salym-type regions

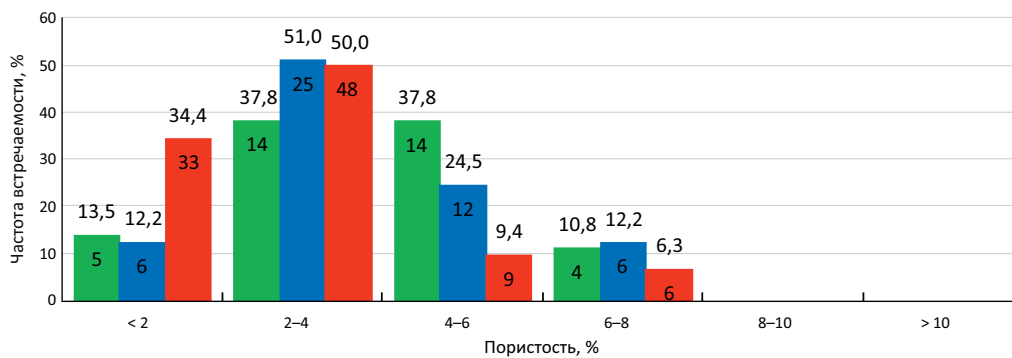


Содержания $C_{орг}$, % (1-3): 1 — 5-7, 2 — 7-10, 3 — > 10

$C_{орг}$ content, % (1-3): 1 — 5-7, 2 — 7-10, 3 — > 10

Рис. 4. Гистограмма частот встречаемости значений открытой пористости пород баженовской свиты в районах западно-томского типа при различных содержаниях $C_{орг}$

Fig. 4. Histogram of frequency of open porosity values occurrence with different $C_{орг}$ for the Bazhenov Fm rocks in the west-tomsky-type regions

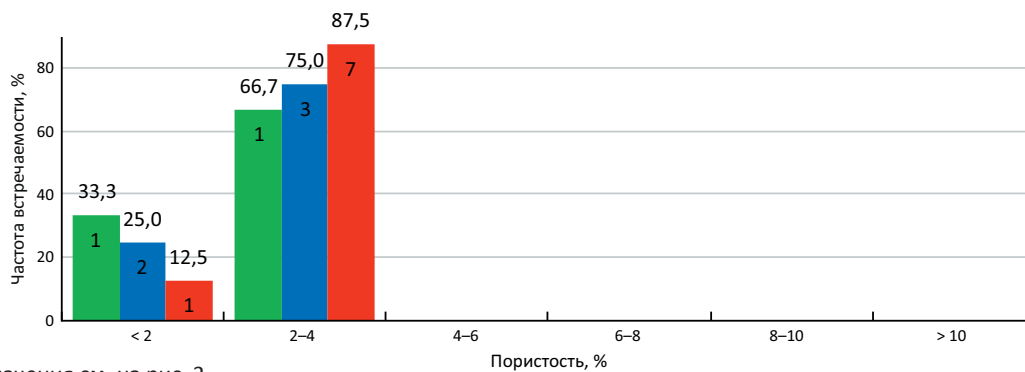


Усл. обозначения см. на рис. 3

For other Legend items see Fig. 3

Рис. 5. Гистограмма частот встречаемости значений открытой пористости пород баженовской свиты в Усть-Тымском районе при различных содержаниях $C_{орг}$

Fig. 5. Histogram of frequency of open porosity values occurrence with different $C_{орг}$ for the Bazhenov rocks in the Ust-Tymsky region



Усл. обозначения см. на рис. 3

For other Legend items see Fig. 3



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Табл. 1. Изменение открытой пористости пород баженовской свиты в зависимости от содержания $C_{орг}$ в районах салымского типа (426 образцов)

Tab. 1. Variations of open porosity in the Bazhenov rocks depending on TOC content in the salym-type regions (426 samples)

Пористость, %	$C_{орг}$, %			
	< 5	5–7	7–10	> 10
> 10				9
8–10			7	21
6–8	2	5	23	34
4–6	14	11	24	44
2–4	15	14	42	49
< 2	34	9	37	32
Всего	65	39	133	189
Процент от общего числа образцов	15,26	9,15	31,22	44,37

Табл. 2. Изменение открытой пористости пород баженовской свиты в зависимости от содержания $C_{орг}$ в районах западно-томского типа (210 образцов)

Tab. 2. Variations of open porosity in the Bazhenov rocks depending on $C_{орг}$ content in the west-tomsky-type regions (210 samples)

Пористость, %	$C_{орг}$, %			
	< 5	5–7	7–10	> 10
> 6	6	4	6	6
4–6	10	14	12	9
2–4	5	14	25	48
< 2	7	5	6	33
Всего	28	37	49	96
Процент от общего числа образцов	13,33	17,62	23,33	45,72

Табл. 3. Изменение открытой пористости пород баженовской свиты в зависимости от содержания $C_{орг}$ в Усть-Тымском районе (19 образцов)

Tab. 3. Variations of open porosity in the Bazhenov rocks depending on $C_{орг}$ content in the Ust-Tymsky region (19 samples)

Пористость, %	$C_{орг}$, %			
	< 5	5–7	7–10	> 10
2–4	4	2	3	7
< 2		1	1	1
Всего	4	3	4	8
Процент от общего числа образцов	21,05	15,79	21,05	42,11

Табл. 4. Изменение средних значений пористости пород баженовской свиты в зависимости от содержания $C_{орг}$ в районах салымского типа (426 образцов)

Tab. 4. Variations of average open porosity values in the Bazhenov rocks depending on $C_{орг}$ content in the salym-type regions (426 samples)

Пористость, %	$C_{орг}$, %				Средняя пористость, %
	< 5	5–7	7–10	> 10	
> 10				10,86	10,86
8–10			8,81	8,95	8,92
6–8	6,75	6,23	6,95	7,29	7,07
4–6	4,81	4,91	5,06	5,09	5,02
2–4	3,05	3,22	3,11	3,00	3,07
< 2	1,18	1,11	1,23	1,16	1,19
Процент от общего числа образцов	15,26	9,15	31,22	44,37	

Табл. 5. Изменение средних значений пористости пород баженовской свиты в зависимости от содержания $C_{орг}$ в районах западно-томского типа (210 образцов)

Tab. 5. Variations of the average open porosity values in the Bazhenov rocks depending on $C_{орг}$ content in the West-Tomsky-type regions (210 samples)

Пористость, %	$C_{орг}$, %				Средняя пористость, %
	< 5	5–7	7–10	> 10	
> 6	8,08	6,77	6,93	8,06	7,52
4–6	4,91	4,51	4,78	4,75	4,72
2–4	3,01	3,16	3,28	2,93	3,06
< 2	1,13	1,2	0,86	1,32	1,23
Процент от общего числа образцов	13,33	17,62	23,33	45,72	

Табл. 6. Изменение средних значений открытой пористости пород баженовской свиты в зависимости от содержания $C_{орг}$ в Усть-Тымском районе (19 образцов)

Tab. 6. Variations of the average open porosity values in the Bazhenov rocks depending on $C_{орг}$ content in the Ust-Tymsky region (19 samples)

Пористость, %	$C_{орг}$, %				Средняя пористость, %
	< 5	5–7	7–10	> 10	
> 2	2,65	2,88	2,66	2,45	2,60
< 2		0,51	0,44	1,06	0,67
Процент от общего числа образцов	21,05	15,79	21,05	42,11	

Рис. 6. Зависимость открытой пористости и нефтенасыщенности пор пород баженовской свиты в районах салымского типа от содержания органического углерода (426 образцов)

Fig. 6. Correlation between open porosity, oil saturation of pores within the Bazhenov Fm and organic carbon content in the salym-type regions (426 samples)

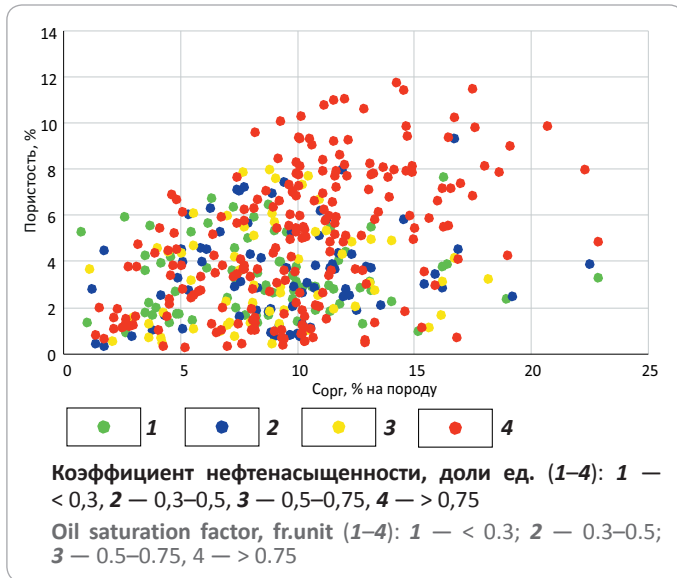


Рис. 7. Зависимость открытой пористости и нефтенасыщенности пор пород баженовской свиты в районе западно-томского типа от содержания органического углерода (210 образцов)

Fig. 7. Correlation between open porosity, oil saturation of pores within the Bazhenov rocks and organic carbon content in the west-tomsky-type regions (210 samples)

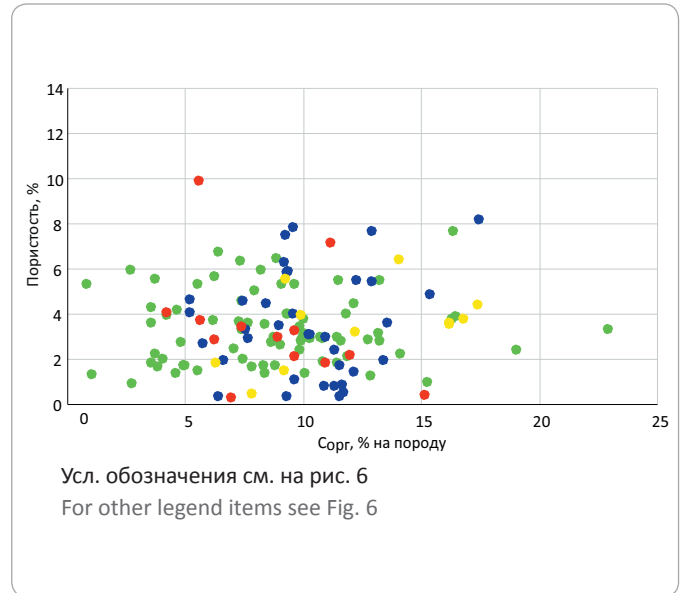


Рис. 8. Зависимость открытой пористости и нефтенасыщенности пор пород баженовской свиты в Усть-Тымском районе от содержания органического углерода (19 образцов)

Fig. 8. Correlation between open porosity, oil saturation of pores within the Bazhenov rocks and organic carbon content in the Ust-Tymsky region (19 samples)

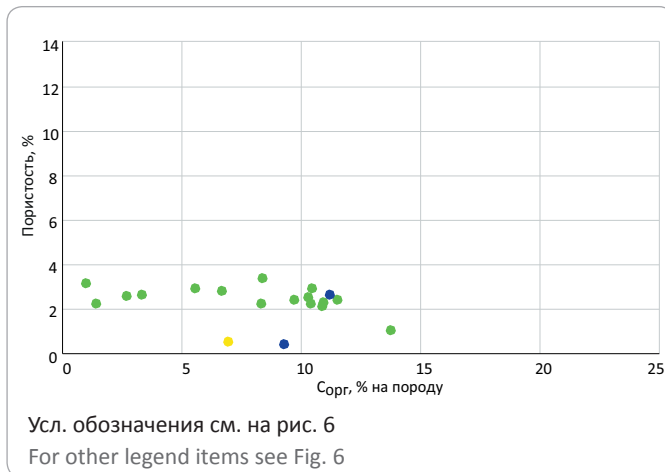
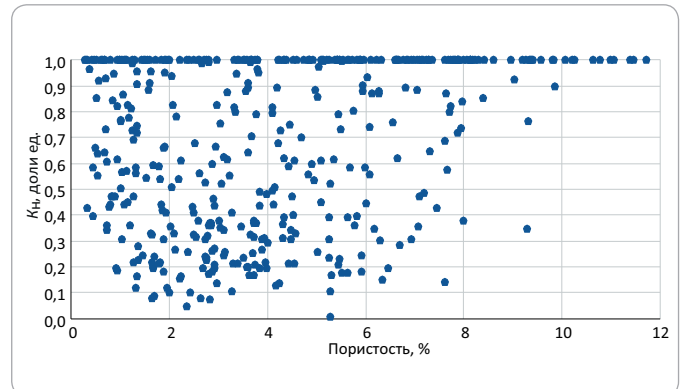


Рис. 9. Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от открытой пористости пород баженовской свиты в районах салымского типа (426 образцов)

Fig. 9. Correlation between oil saturation factor and open porosity in the Bazhenov rocks, Salym-type regions (426 samples)



На диаграммах зависимости нефтенасыщенность открытого порового пространства — открытая пористость отчетливо видно отсутствие связи нефтенасыщенности порового пространства и открытой пористости (рис. 9–11).

Сравнение рис. 9–11 и рис. 6–8, и особенно рис. 12, 13, показывает влияние степени зрелости органического вещества на эти параметры. Средние значения коэффициента нефтенасыщенности порового пространства в отдельных скважинах приведе-

ны в табл. 7. Карта нефтенасыщенности открытого порового пространства пород баженовского горизонта показана на рис. 14.

Исследования по изучению керна баженовской свиты по описанной схеме должны быть продолжены, поскольку выполненных анализов (см. рис. 1) недостаточно для построения достоверной карты нефтенасыщенности открытого порового пространства пород баженовского горизонта, особенно на западе, севере и по периферии территорий распространения баженовской и тутлеймской свит, что необходимо для повышения достоверности количественной оценки перспектив нефтеносности баженовской свиты.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 10. Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от открытой пористости пород баженовской свиты в районах западно-томского типа (210 образцов)

Fig. 10. Correlation between oil saturation factor and open porosity in the Bazhenov rocks, west-tomsky-type regions (210 samples)

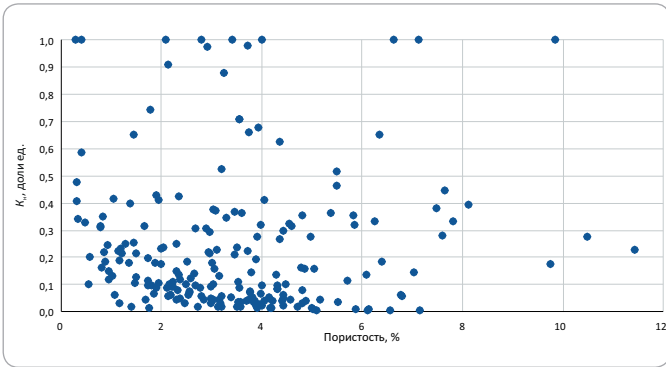


Рис. 11. Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от открытой пористости пород баженовской свиты в Усть-Тымском районе (19 образцов)

Fig. 11. Correlation between oil saturation factor and open porosity in the Bazhenov rocks, Ust-Tymsky region (19 samples)

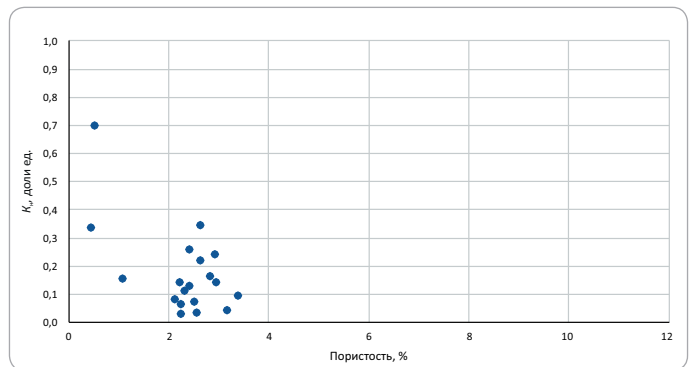


Рис. 12. Гистограмма числа образцов с разными значениями нефтенасыщенности открытого порового пространства пород баженовской свиты

Fig. 12. Histogram of samples distribution with different oil saturation of open pore space, Bazhenov rocks

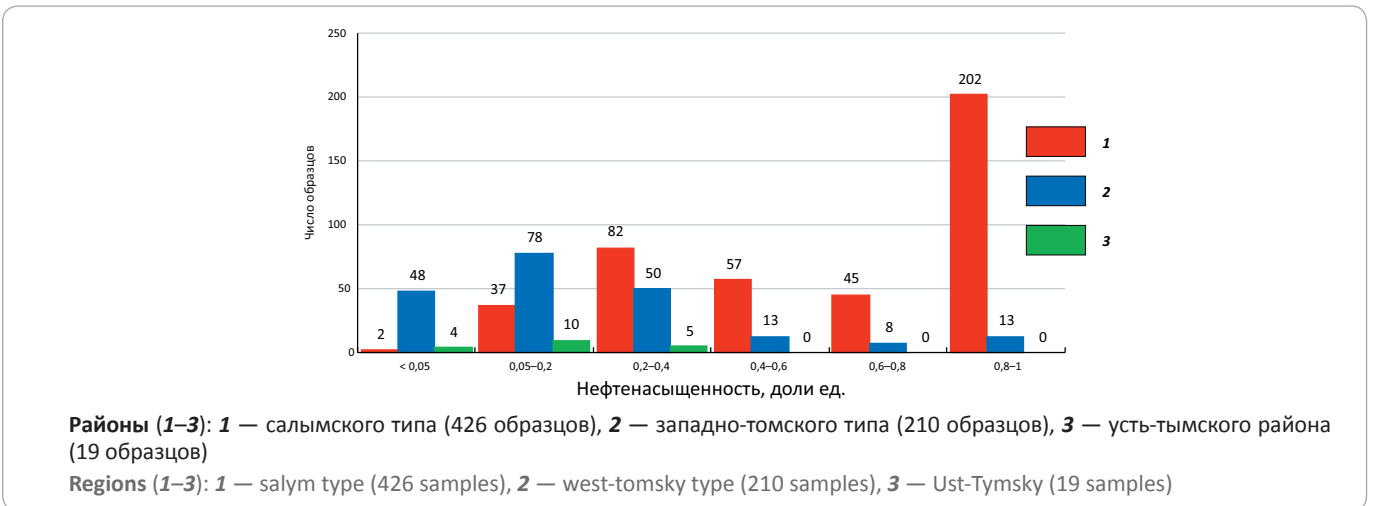


Рис. 13. Гистограмма частот встречаемости значений нефтенасыщенности открытого порового пространства пород баженовской свиты

Fig. 13. Histogram of samples distribution with different oil saturation of open pore space, Bazhenov rocks

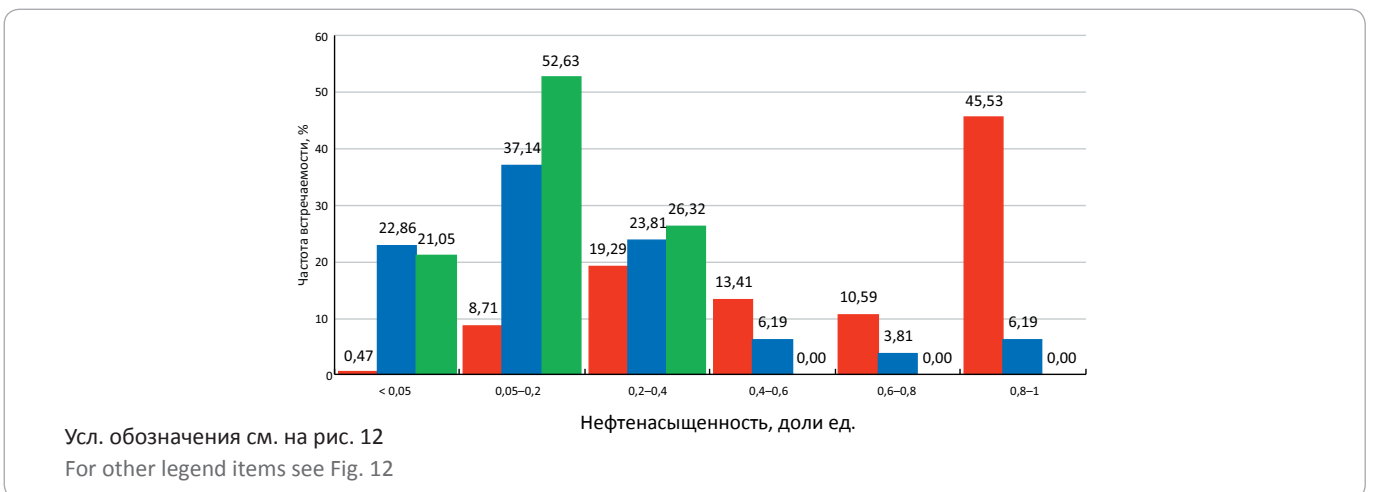
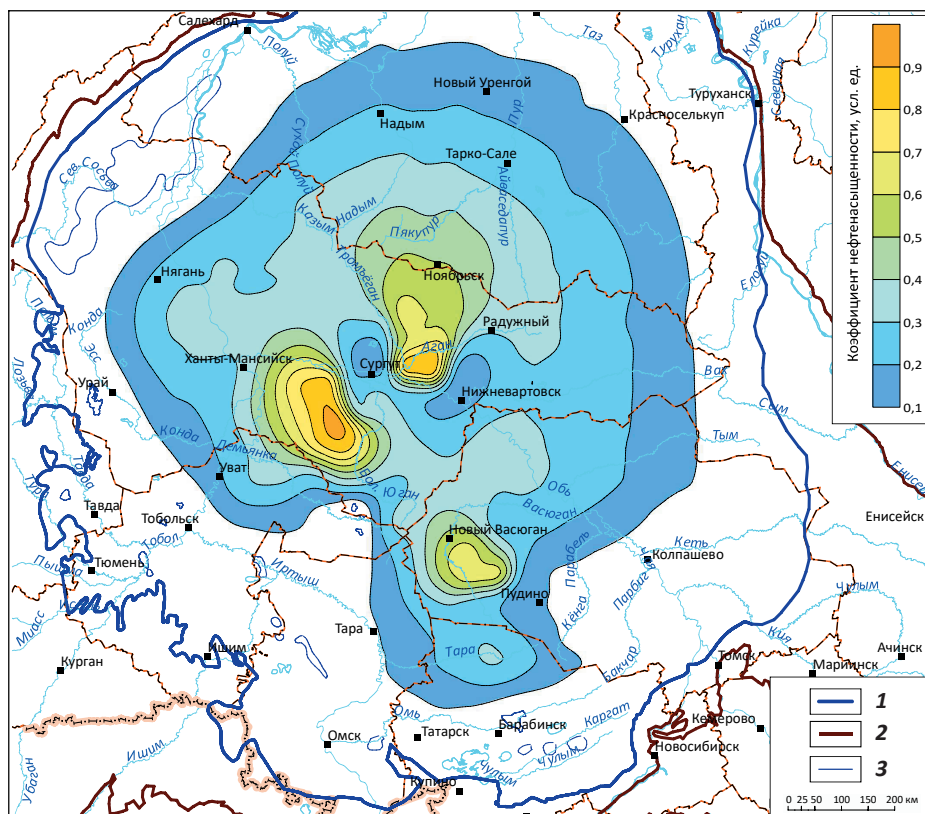


Рис. 14. Схематическая карта нефтенасыщенности открытого порового пространства пород баженовского горизонта
 Fig. 14. Schematic map of oil saturation of open pore space, Bazhenov rocks



Границы (1–3): 1 — отложений баженовского горизонта, 2 — отложений мезозоя, 3 — отсутствия пород баженовского горизонта
 Boundaries (1–3): 1 — Bazhenov deposits, 2 — Mesozoic deposits, 3 — zones of the Bazhenov rocks absence

Табл. 7. Средние по скважине значения нефтенасыщенности открытого порового пространства пород баженовской свиты, %
 Tab. 7. Average oil saturation of open pore space in wells, Bazhenov rocks (%)

Район	Скважина	Нефтенасыщенность, %
Салымский	Салымская-2802	98
Юганский	Чупальская-67п	95
Лангепасский	Урьевская-7016	91
"	Северо-Покачевская-2368	88
Юганский	Малобалькская-901	87
Нюрольский	Западно-Квензерская-4	79
Северо-Сургутский	Повховская-70	68
"	Южно-Ягунская-306	65
Межовский	Межовская-11	58
Северо-Сургутский	Дружная-322	55
Салымский	Салымская-2	46
"	Северо-Салымская-1183	46
Северный	Присклоновая-54п	40
Александровско-Васюганский	Горстовая-91	32
Нюрольский	Арчинская-47	23
Усть-Тымский	Толпаровская-2	18
Межовский	Ракитинская-4	18
Нюрольский	Южно-Майская-413	14

Литература

1. Бриндзинский А.М., Нестеров И.И., Новиков Г.Р., Салманов Ф.К., Тянь А.В., Ушатинский И.Н. Салымский нефтегазоносный район // Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1970. – Вып. 41. – С. 314.
2. Алексеев А.Д., Немова В.Д., Колосков В.Н., Гаврилов С.С. Литологические особенности строения нижнетутлеймской подсвиты Фроловской НГО в связи с особенностями ее нефтеносности // Геология нефти и газа. – 2009. – № 2. – С. 27–33.
3. Гурари Ф.Г., Гурари И.Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1974. – № 5. – С. 36–40.
4. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 11. – С. 2034–2043.
5. Булыникова С.П., Гольберт А.В., Климова И.Г., Конторович А.Э., Полякова И.Д., Решетникова М.А., Турбина А.С. Палеобиофации нефтегазоносных волжских и неокомских отложений Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1978. – 86 с.
6. Славкин В.С., Алексеев А.Д., Колосков В.Н. Некоторые аспекты геологического строения и перспектив нефтеносности баженовской свиты на западе Широкого Приобья // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 8. – С. 100–104.
7. Свищев М.Ф., Садыков М.М., Каптелинин Н.Д., Юсупов К.С. Гидродинамические особенности продуктивных пластов баженовской свиты Салымского нефтяного месторождения // Тр. Гипротюменнефтегаз. – Тюмень: 1973. – Вып. 35. – С. 239–252.
8. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1979. – № 9. – С. 26–29.
9. Толстолыткин В.П., Зубарев Б.Н. Промышленно-геофизические исследования скважин // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 6. – С. 38–43.
10. Желтов Ю.В., Малофеев Г.Е., Толстов Л.А., Хавкин А.Я., Московцев О.А., Погонищев В.И., Сибгатуллин А.С. Обоснование особенностей строения и продуктивности баженовской свиты Салымского месторождения по данным работы скважин // Геология нефти и газа. – 1984. – № 8. – С. 1–6.
11. Степанов В.П., Ахалкин М.Ю., Табаков В.П., Пасынков А.Г., Быков В.В. и др. Основные итоги и перспективы разработки баженовской свиты Салымского месторождения // Геофизика. – 2007. – № 4. – С. 211–218.
12. Немова В.Д., Колосков В.Н., Гаврилов С.С., Покровский Б.Г. Стадийность и направленность вторичных преобразований пород-коллекторов нижнетутлеймской подсвиты на западе Широкого Приобья // Геология нефти и газа. – 2010. – № 6. – С. 22–28.
13. Немова В.Д., Колосков В.Н., Покровский Б.Г. Процессы формирования карбонатизированных коллекторов в глинисто-кремнистых отложениях баженовского горизонта на западе Широкого Приобья // Разведка и охрана недр. – 2011. – № 12. – С. 31–35.
14. Дахнова М.В., Назарова Е.С., Славкин В.С., Колосков В.Н., Алексеев А.Д. Геохимические методы в решении задач, связанных с освоением залежей нефти в баженовской свите на западе Широкого Приобья // Геология нефти и газа. – 2007. – № 6. – С. 39–43.
15. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности // Тр. СНИИГГиМС. – М.: Недра, 1976. – Вып. 229. – С. 250.
16. Конторович А.Э., Розолина Е.А., Трофимук А.А. Первичная миграция углеводородов и диагностика нефтегазопроизводящих толщ // Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГиМС. – М.: Недра, 1972. – Вып. 131. – С. 227–260.
17. Харин В.С. Роль естественной радиоактивности пород в процессах преобразования РОВ // Геология нефти и газа. – 1982. – № 5. – С. 42–45.
18. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов // Тр. ИГиГ СО АН СССР. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. – Вып. 143. – С. 167.
19. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 679 с.
20. Конторович А.Э., Розолина Е.А. Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Геология и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты. Тр. СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1967. – Вып. 65. – С. 13–25.
21. Корост Д.В., Надежкин Д.В., Ахманов Г.Г. Изучение пустотного пространства нефтематеринской породы при генерации углеводородов // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. – 2012. – № 4. – С. 32–37.
22. ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением / Исп.: В.И. Петерсилье, Э.Г. Рабиц, Л.А. Коцеруба, А.Г. Ковалев, Я.Р. Морозович // Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. ГОСТ 26450.0-85 - ГОСТ 26450.2-85: Сб. ГОСТов. – М.: Издательство стандартов, 1985. – С. 5–12.

References

1. Brindzinskii A.M., Nesterov I.I., Novikov G.R., Salmanov F.K., Tyan A.V., Ushatinskii I.N. Salym Petroleum District. *ZapSibNIGNI proceedings*. Tyumen; 1970. Issue 41. 314 p.
2. Alekseev A.D., Nemova V.D., Koloskov V.N., Gavrillov S.S. Lithological features of Lower Tutleimsky member structure (Frolovsky Petroleum Area) in the context of its oil-bearing capacity. *Oil and gas geology*. 2009;(2):27–33.
3. Gurari F.G., Gurari I.F. Formation of oil pools in the Bazhenov claystone, Western Siberia. *Oil and gas geology*. 1974;(5):36–40.
4. Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamirailova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G. Classification of rocks of the Bazhenov formation. *Russian Geology and Geophysics*. 2016;57(11):2034–2043.
5. Bulynnikova S.P., Gol'bert A.V., Klimova I.G., Kontorovich A.E., Polyakova I.D., Reshetnikova M.A., Turbina A.S. Paleobiofacies of oil bearing Volgian and Neocomian formations of the West Siberian Plate. Moscow: Nedra, 1978. 86 p.

6. Slavkin V.S., Alekseev A.D., Koloskov V.N. Bazhenov Fm in the west of the Latitudinal Ob: certain aspects of geological structure and oil potential. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2007;(8):100–104.
7. Svishchev M.F., Sadykov M.M., Kaptelinin N.D., Yusupov K.S. Hydrodynamic features of the Bazhenov reservoirs in the Salym oil field. *Giprotymenyeftegaz proceedings*. Tyumen: 1973. Issue 35. pp. 239–252.
8. Nesterov I.I. New type of oil and gas reservoir. *Oil and gas geology*. 1979;(9):26–29.
9. Tolstolytkin V.P., Zubarev B.N. Production logging in wells. *Neftyanoe khozyaistvo*. 1984;(6):38–43.
10. Zheltov Yu.V., Malofeev G.E., Tolstov L.A., Khavkin A.Ya., Moskovtsev O.A., Pogonishchev V.I., Sibgatullin A.S. Substantiation of the Bazhenov Fm structure and productivity features in the Salym filed on the results of wells operation. *Oil and gas geology*. 1984;(8):1–6.
11. Stepanov V.P., Akhapkin M.Yu., Tabakov V.P., Pasyukov A.G., Bykov V.V. et al. Bazhenov formation of the Slaym field: main development results and prospects. *Geophysics*. 2007;(4):211–218.
12. Nemova V.D., Koloskov V.N., Gavrilov S.S., Pokrovsky B.G. Stages and tendency of secondary transformations of reservoir rocks of Lower Tutleim subsuite on the west of Latitudinal Priobie. *Oil and gas geology*. 2010;(6):22–28.
13. Nemova V.D., Koloskov V.N., Pokrovskii B.G. Processes of carbonated reservoirs formation within argillaceous-siliceous deposits of the Bazhenov horizon in the west of the the Latitudinal Ob. *Razvedka I ohrana nedr*. 2011;(12):31–35.
14. Dakhnova M.V., Nazarova E.S., Slavkin V.S., Koloskov V.N., Alekseev A.D. Geochemical methods for solving tasks as concern oil pools development in Bazhenov suite on the west of Latitudinal Priobie. *Oil and gas geology*. 2007;(6):39–43.
15. Kontorovich A.E. Quantitative prediction of oil and gas potential: geochemical methods. *SNIIGGiMS proceedings*. Moscow: Nedra; 1976. Issue 229. 250 p.
16. Kontorovich A.E., Rogozina E.A., Trofimuk A.A. Hydrocarbons expulsion and diagnostics of oil and gas producing sequences. *Oil and gas deposits in Mesozoic formations of the West Siberian Lowland: distribution patterns and formation conditions*. SNIIGGiMS proceedings. Moscow: Nedra; 1972. Issue 131. pp. 227–260.
17. Kharin V.S. Role of rocks natural radioactivity in the processes of dispersed organic matter transformation. *Oil and gas geology*. 1982;(5):42–45.
18. Vyshemirskii V.S., Kontorovich A.E., Trofimuk A.A. Migration of dispersed bitumoids. *IGIG SO AN USSR proceedings*. Novosibirsk: Nauka. Sibirskoe otdelenie; 1971. Issue 143. 167 p.
19. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. Oil and gas geology of the Western Siberia. Moscow: Nedra; 1975. 679 p.
20. Kontorovich A.E., Rogozina E.A. Amount of hydrocarbon gases generation in Mesozoic formations of the West Siberian Lowland. *Geology and hydrocarbon potential in the south-east of the West Siberian Plate*. SNIIGGiMS proceedings. Novosibirsk; 1967. Issue 65. pp. 13–25.
21. Korost D.V., Nadezhkin D.V., Akhmanov G.G. Studies of source rock interstitial space in hydrocarbon generation. *MSU Journal. Series 4. Geology*. 2012;(4):32–37.
22. Petersil'e V.I., Rabits E.G., Kotseruba L.A., Kovalev A.G., Morozivich Ya.R. GOST 26450.1-85 Rocks. Method for determination of open porosity coefficient by fluid saturation. In: *Rocks. Methods for reservoir properties determination*. GOST 26450.0-85 - GOST 26450.2-85: Sb. GOSTov. Moscow: Izdatel'stvo standartov; 1985. pp. 5–12.