

Результаты комплексного изучения нетрадиционного трещинно-кавернозного резервуара на примере одного из месторождений Красноленинского района (обоснование принципиальной модели строения коллекторов)

Грищенко М.А., Смышляева М.Д., Авраменко Э.Б.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Данная статья продолжает цикл научных публикаций ПАО «НК «Роснефть», посвященных комплексному изучению бажено-абалакского комплекса (БАК) на территории Красноленинского свода. В статье приведены основные результаты комплексных лабораторных исследований ядра и обоснование принципиальной модели строения коллекторов в нетрадиционном трещинно-кавернозном резервуаре БАК, послужившие основой локализации потенциально продуктивных зон на тестовом полигоне одного из месторождений Красноленинского района.

Материалы и методы

Материалы: На ядре 11 скважин выполнены комплексные лабораторные исследования: литолого-минералогические, седиментологические, биостратиграфические, геохимические, пиролитические, геомеханические, ртутная порометрия и микротомографические исследования, определения фильтрационно-емкостных свойств.

Методы: Создана минерально-компонентная и петрофизическая модель бажено-абалакского комплекса.

Ключевые слова

бажено-абалакский комплекс, минерально-компонентная модель

Для цитирования

Грищенко М.А., Смышляева М.Д., Авраменко Э.Б. Результаты комплексного изучения нетрадиционного трещинно-кавернозного резервуара на примере одного из месторождений Красноленинского района (обоснование принципиальной модели строения коллекторов) // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 1. С. 15–20. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-15-20

Поступила в редакцию: 16.02.2022

GEOLOGY

UDC 552.122 | Original Paper

The results of a comprehensive study of an unconventional fractured cavernous reservoir on the example of one of the deposits of the Krasnoleninsky district (substantiation of basic model of collector structure)

Grishchenko M.A., Smyshlyaeva M.D., Avramenko E.B.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Abstract

This article continues the cycle of scientific publications of “NK “Rosneft” PJSC devoted to the comprehensive study of the bazheno-abalaksky complex (BAC) on the territory of the Krasnoleninsky arch. The article presents the main results of complex laboratory core studies and substantiation of the principal model of reservoir structure in the unconventional fractured cavernous reservoir of the BAC, which served as the basis for localization of potentially productive zones at the test site of one of the deposits of the Krasnoleninsky district.

Materials and methods

Materials: Complex laboratory studies were carried out on the core of 11 wells: lithological-mineralogical, sedimentological, biostratigraphic, geochemical, pyrolytic, geomechanical, mercury porometry and microtomographic studies, determination of filtration and capacitance properties.

Methods: A mineral-component and petrophysical model of the bazheno-abalak complex has been created.

Keywords

bazheno-abalak complex, a mineral-component model

For citation

Grishchenko M.A., Smyshlyaeva M.D., Avramenko E.B. The results of a comprehensive study of an unconventional fractured cavernous reservoir on the example of one of the deposits of the Krasnoleninsky district (substantiation of basic model of collector structure). Exposition Oil Gas, 2022, issue 1, P. 15–20. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-15-20

Received 16.02.2022

Введение. Актуальность, проблемы

В текущем периоде нефтяные компании наращивают темпы работ по изучению и освоению трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), включающие залежи сланцевой нефти в отложениях верхней юры Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Стратегия изучения и освоения ТРИЗ баженовской (пласт Ю₀) и абалакской (пласт Ю₁) свит в нефтяной компании «Роснефть» направлена на эффективные объекты с наличием инфраструктуры и доказанной продуктивностью пластов. К таким объектам относятся залежи нефти пласта Ю₀ на Салымской группе месторождений (ООО «РН-Юганскнефтегаз»), залежи пластов Ю₀, Ю₁ (пласты БАК) на территории месторождения Красноленинского свода (АО «РН-Няганьнефтегаз»).

На рассматриваемом месторождении залежь пласта Ю₁ введена в разработку с 1980 г. на двух участках в купольной части двух локальных поднятий. С целью локализации новых потенциально продуктивных зон (ППЗ) коллектив ООО «ТННЦ» выполнил научно-исследовательскую работу по теме «Комплексное изучение пластов бажено-абалакского комплекса (БАК) месторождения Красноленинского свода». Актуальность работы обусловлена низкой эффективностью текущих подходов к разработке нетрадиционных коллекторов, связанной со сложной локализацией запасов, нестабильными дебитами и быстрым снижением пластового давления.

В настоящей статье представлены результаты детальных комплексных лабораторных исследований, выполненных по керну 11 скважин с расширенным комплексом ГИС, позволившие сформировать минерально-компонентную и петрофизическую модель изучаемого разреза и в целом принципиальную модель строения коллекторов рассматриваемого месторождения.

Комплексное изучение пластов БАК

Изучено 562 м керна БАК. Выполнены рутинные, специальные биостратиграфические, геохимические, геомеханические исследования, изучена структура порового пространства методом микрофотографии и ртутной порометрии, что позволило создать минерально-компонентную модель (МКМ) БАК. МКМ отражает индивидуальные особенности физико-химического и минерального состава выделенных пачек, а также детальное распределение общего органического вещества по разрезу скважин.

По результатам седиментологического анализа выделено 11 литофаций, 8 литологических пачек пород, диагностируемые определенным набором геофизических параметров. В пласте Ю₁ выделено 2 пачки (1А, 2А), в пласте Ю₀ — 6 пачек (1Т, 2Т, 3Т, 4Т, 5Т, 6Т). Каждая пачка имеет свою индивидуальную минерально-компонентную характеристику, за исключением пачек 1Т и 2Т, которые были объединены в один интервал. Толщины пластов в депрессивных зонах достигают 25 (Ю₀) — 55 м (Ю₁), а на сводовых участках локальных поднятий сокращаются до 18 (Ю₀) — 40 м (Ю₁). Пласты и пачки залегают согласно, выклинивания пачек в зонах сокращения разреза не отмечено.

Разрез пачек пластов БАК представлен следующими породами:

Абалакская свита, пласт Ю₁, пачка 1А. Аргиллиты темно-серые алевритистые, в кровле слоя с зеленоватым оттенком, глауконитовые, биотурбированные с раковинами макрофауны. В кровле пачки (0,4–1,8 м) известняки

серые, с массивной текстурой, биотурбированные, с сетью многочисленных разнонаправленных ветвистых трещин (до 4 см), неравномерно залеченных кальцитом. В подошве пачки — линза песчаника (0,2–0,8 м) разнотекстурного (пахомовская пачка), плохо сортированного, интенсивно биотурбированного. Усредненный вещественный состав пачки: кремний — 32,8 %, полевые шпаты (ПШ) — 5,5 %, карбонаты — 11,6 %, пирит — 7,6 %, сумма глин — 42,5 % (основной каолинит). Мощность пачки — 7–14 м.

Пласт Ю₀, пачка 2А. Зеленовато-серые глауконит-глинистые породы (доля глауконита вниз уменьшается от 25–35 до 8 %), со следами интенсивной биотурбации, фрагментами макрофауны. В верхней части пачки выделена кора выветривания (слой (КВ), регионально — корреляционный слой (КС)) из карбонатно-кремнисто-глинистых пород со строматолитами, конкреционные биотурбированные, трещиноватые, кавернозные, со следами корней (толщина слоя 0,4–1,2 м). Усредненный вещественный состав пачки: кремний — 41,7 %, полевые шпаты — 6 %, карбонаты — 8,4 %, пирит — 6,8 %, сумма глин — 37,2 % (основной глауконит, гидрослюда).

карбонаты — 8,4 %, пирит — 6,8 %, сумма глин — 37,2 % (основной глауконит, гидрослюда). Мощность пачки — 6–13 м.

Тутлеймская свита (аналог баженовской), пласт Ю₀, пачка 1Т. Представлена кремнисто-глинистыми (в верхней части — глинисто-кремнистыми) породами темно-серыми, буроватыми, обогащенными органическим веществом (ОВ) (3,8 % массы), с нечетко выраженной горизонтальной слоистостью, с тонкими прослоями (до 1 см) и стяжениями пирита. Отмечается наличие редких тонких прослоев карбонатизированных радиоларитов (доломитов), угнетение биотурбации, исчезновение бентосных форм. Усредненный вещественный состав пачки: кремний — 52 %, полевые шпаты — 5 %, карбонаты — 11 %, пирит — 6,3 %, сумма глин — 25,8 % (основной гидрослюда).

Пласт Ю₀, пачка 2Т. Породы глинисто-кремневые темно-серые, буроватые с ОВ (4,2 %), со слабо выраженной горизонтальной слоистостью, с полосчатой пиритизацией (в нижней части) и с включениями пирита (мелкой и крупной размерности). Высокое

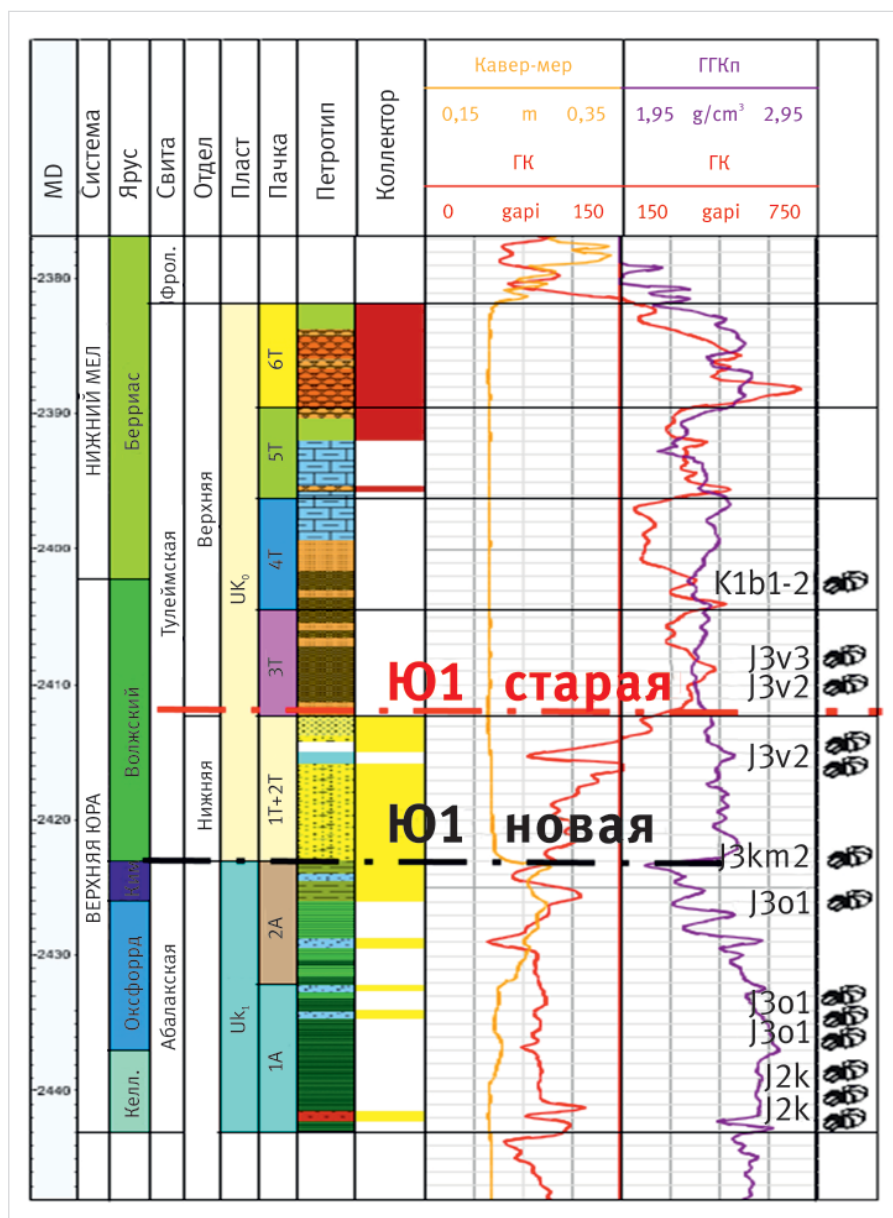


Рис. 1. Разрез скважины с датировкой пачек и пластов БАК по биостратиграфическим данным
Fig. 1. Section of the well with the dating of bundles and layers of the BAC according to biostratigraphic data

содержание кремнезема обусловлено большим содержанием скелетных остатков радиоларий. В кровле пачки установлен прослой кремнисто-карбонатных аргиллитов (линзы 0,1–0,8 м), обогащенный органическим веществом. Усредненный вещественный состав пачки: кремний — 53,5 %, полевые шпаты — 4 %, карбонаты — 7,9 %, пирит — 10,5 %, сумма глин — 24,2 % (основной гидрослюда, каолинит). Мощность пачек 1Т+2Т — 6–14 м.

Пласт ЮК₀, пачка 3Т. Породы глинисто-кремневые темно-серые, буроватые, обогащенные ОВ (7 %), в верхней части с неравномерной примесью карбонатов (прослой с карбонатизацией), со слабо выраженной горизонтальной слоистостью (пылевидный пирит), с линзовидным пиритом (до 1,5×3,0 см). В средней части пачки повсеместно прослежен бурый прослой пелитизированного туфа (до 1 см) с желтым свечением в ультрафиолетовом свете. Высокая доля ОВ в отложениях верхней толщи свиты (пачки 3Т–6Т) может быть результатом высокой биопродуктивности планктона. Усредненный вещественный состав пачки: кремний — 49,8 %, полевые шпаты — 3,9 %, карбонаты — 7,7 %, пирит — 8,8 %, сумма глин — 29,8 % (основной каолинит, гидрослюда). Мощность пачки — 8–10 м.

Пласт ЮК₀, пачка 4Т. Породы глинисто-кремнистые и карбонатно-глинисто-кремнистые, темно-серые, буроватые, обогащенные ОВ (7,4 %), с линзовидными карбонатными конкрециями. Текстура горизонтально-слоистая, с послойным обогащением пылевидным пиритом. Горизонт содержит массовые скопления раковин иноцерамид, количество которых постепенно возрастает к кровле пачки. Усредненный вещественный состав пачки: кремний — 38,1 %, полевые шпаты — 5,1 %, карбонаты — 21 %, пирит — 9,7 %, сумма глин — 26,3 % (основной каолинит, гидрослюда). Мощность пачки — 6–8 м.

Пласт ЮК₀, пачка 5Т имеет двучленное строение. В нижней части сложена преимущественно глинисто-карбонатно-кремнистыми (до глинисто-кремнисто-карбонатных) породами темно-серыми с буроватым оттенком, обогащенными ОВ (11 %), с нечетко

выраженной горизонтальной слоистостью (пылевидная пиритизация и карбонатизация). Отмечаются частые карбонатные конкреции овальной и линзовидной формы. В кровле пачки прослой микробиальных известняков мощностью до 10 см. В верхней части пачки 5Т разрез представлен глинисто-кремневыми породами темно-серыми, буроватыми, со слабо выраженной горизонтальной слоистостью (пирит). Порода содержит многочисленные фрагменты слоевищ бурых водорослей. С помощью электронной микроскопии обнаружены золотистые водоросли — кокколитофориды. В шлифах обнаружены прослой, сложенные спикулами губок. Усредненный вещественный состав пачки: кремний — 28 %, полевые шпаты — 6,7 %, карбонаты — 19 %, пирит — 12,8 %, сумма глин — 33,5 % (основной гидрослюда, каолинит). Мощность пачки — 5–10 м.

Пласт ЮК₀, пачка 6Т. Породы кремнисто-глинистые темно-серые, буроватые, обогащенные ОВ (8,4 %), пиритизированные. Текстура горизонтально-слоистая, послойно обогащенная пылевидным пиритом. Внизу пачки — единичные фосфатные конкреции (Ø до 1 см). Усредненный вещественный состав пачки: кремний — 30,1 %, полевые шпаты — 3,6 %, карбонаты — 3,7 %, пирит — 28,4 %, сумма глин — 32,4 % (основной гидрослюда, каолинит). Мощность пачки — 5–9 м.

Стратиграфическое положение пачек пластов обосновано по результатам биостратиграфического анализа 250 образцов макрофауны и фораминифер. Обилие находок аммонитов позволило расчленить разрез в интервале от келловее до берриаса. По данным литолого-палеонтологической характеристики пород изменилось положение кровли пласта ЮК₁ (рис. 1): она опущена на подошву нижней кремнистой толщи пласта ЮК₀ (пачки 1Т+2Т). Региональный продуктивный пласт КС, представленный брекчиевидными известняками, оказался в кровле пласта ЮК₁ (датирован J3km2 по фораминиферам двух скважин) и является границей стратиграфического перерыва от нескольких зон до яруса [1].

Границы пачек разреза БАК проведены по комплексным параметрам, включающим и геохимические данные: углетерографию, результаты пиролитических исследований ядра и геохимии битумоидных фракций. На части границ пластов и пачек отмечена резкая смена среднего содержания органического углерода (Сорг): пласт ЮК₁ — 1,1 % массы горных пород; пласт ЮК₀, пачки 1Т+2Т (низкоуглеродистая толща) — 4,1 %; пачки 3Т–6Т (высокоуглеродистая толща) — 8,1 %. Часть рассеянного ОВ представлена в виде аттриа угля, что позволило определить степень зрелости и его состав: пласт ЮК₁ — смешанный гумусовый (81 %) и сапропелевый (19 %) тип ОВ, пласт ЮК₀ — морской сапропелевый тип (пачки 1Т+2Т, 6Т — смешанный). Основными микрокомпонентами угля являются витринит (Vt, гумус) и сорбомикститинит (Sm, сапропель).

Генерационный потенциал пласта ЮК₁ удовлетворительный и хороший (S₂ < 7 мг УВ/г породы, среднее 0,9), пласта ЮК₀ очень хороший и отличный (S₂ > 10–20, среднее 24). На диаграмме НI — Тmax органическое вещество пласта ЮК₁ преимущественно III типа, пласта ЮК₀ — II и III типа. По данным группового, изотопного состава керогена и битумоидов подтвержден их «баженовский» тип, а также сингенетичность с нефтематеринскими породами.

Катагенетическая зрелость ОВ соответствует ранней и главной зоне нефтеобразования: пласт ЮК₁ — МК¹⁻¹ и МК¹⁻² (R₀ — 0,53, Тmax = 427–449 °С), пласт ЮК₀ — МК²⁻² (Тmax = 424–450 °С). В пласте ЮК₀ встречены образцы со стадией МК² (менее 20 %), не имеющие привязанности к разрезу. По «кроссовер»-эффекту (показатель пика S₁ по пиролизу >ТОС) 21 % образцов содержит подвижную нефть (параавтохтонные УВ) и относится к интервалу естественных коллекторов пачек 1Т–2Т (рис. 2).

Отложения БАК сформированы в полифациальных условиях: для ЮК₁ характерно терригенное осадконакопление в мелководно-морских условиях, для ЮК₀ хемогенно-биоогенное в условиях открытого (1Т–5Т) и закрытого (6Т) морского бассейна. Характерным элементом в разрезе абалака является наличие септариевых конкреций (которые достигают до 80 см в диаметре), в кровле ЮК₁ повсеместно развиты покровные карбонаты с признаками коры выветривания в субэдральных условиях, в нижней части ЮК₀ развиты маломощные прослои радиоларитов, в по разрезе пачек 4Т–5Т карбонатные нодулы, пачка 6Т пиритосодержащая формировалась в условиях сероводородного заражения [2, 3].

Многие эксперты к естественным коллекторам (ЕК) относят карбонатные породы, формирующие трещинно-кавернозные коллекторы. На рассматриваемой площади выполнена типизация карбонатных литотипов: ЮК₁, 2А/1А (ЕК) — септариевые конкреции морского мелководья (лагун), разбитые трещинами, КВ (ЕК) — биоогенные карбонаты смешанного состава с трещинно-кавернозной пустотностью; ЮК₀, 2Т (неколлектор, НК) — вторичные карбонаты смешанного состава, развитые по радиоларитам с массивной структурой, 4Т (НК) — первичные (раковины двусторчатых моллюсков), переотложенные известняки и вторичные гидротермальные с массивной структурой, 5Т (НК) — переотложенные известняки (нодулы), вторично гидротермальные и первичные бактериальные (кровля пачки) с массивной структурой.

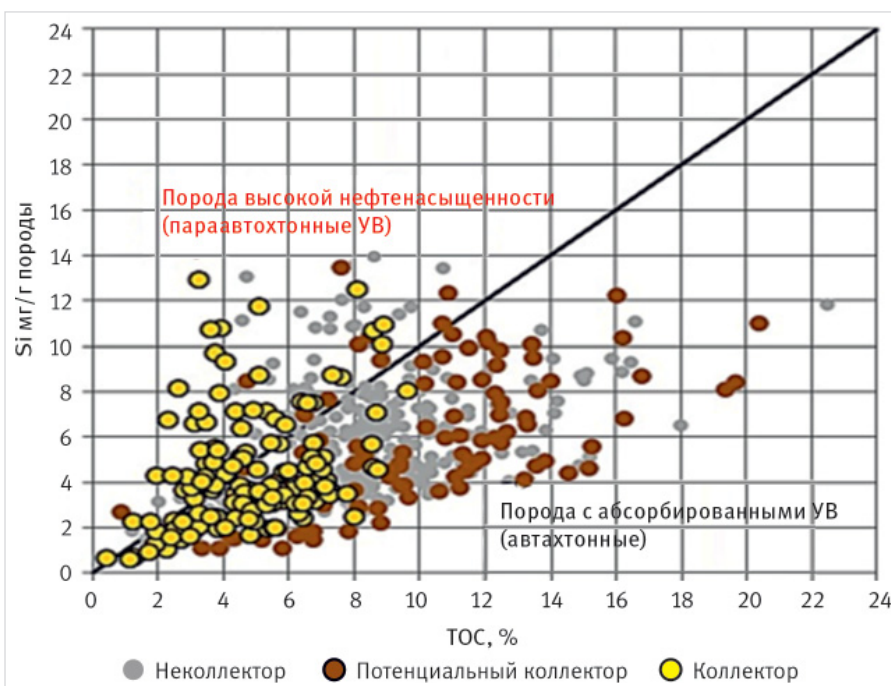


Рис. 2. Результаты пиролитических исследований ядра пласта ЮК₀
Fig. 2. Results of pyrolytic studies of the core of the UK₀ formation

По данным промысловой геофизики (ПГИ 36 скважин) приточные интервалы установлены в карбонатах пласта ЮК₀, с высоким коэффициентом работающих толщин Крт = 0,38 на уровне Крт стандартного низко проницаемого коллектора (Крт — это доля интервала притока от интервала перфорации).

Исследование пустотного пространства выполнено методами микротомографии с разрешением 3 мкм и ртутной порометрии. Выделено 5 типов пустотного пространства: литогенетические трещины (линейный размер пор 40–400 мкм), трещинно-каверновый (80–500 мкм), порово-микрокаверновый (6–80 мкм), порово-межкристаллический (3–8 мкм) [4]. Внутрикерогеновая пористость из-за разрешающей способности аппарата не выделена, но по данным РЭМ (растровой электронной микроскопии) органические поры (1,7 мкм) выявлены только в одном шлифе пласта ЮК₀. По данным ртутной порометрии сделано заключение, что естественная фильтрация нефти по порам невозможна: средний размер поровых каналов 0,029 мкм, транспортные поры D > 1–10 мкм отсутствуют.

Обоснование принципиальной модели строения коллекторов в разрезе БАК

Одномерное геолого-геофизическое моделирование

Добыча нефти на объекте ЮК₁ рассматриваемого месторождения приурочена к зонам естественной трещиноватости, обеспечивающим входные дебиты нефти скважин в диапазоне 2–430 т/сут (средний 117), накопленные отборы нефти 0,1–884 тыс. т (среднее 80). Всего в добыче пребывало около 80 скважин, разработка осуществлялась на режиме истощения без ГРП с перфорацией интервалов естественных коллекторов. ЕК в представленной работе описаны литотипами и согласующимися с ними петротипами (ПТ) петрофизической модели БАК.

На первом шаге петрофизиками построена объемная минеральная модель в ELAN по 11 опорным скважинам с керном и расширенным комплексом ГИС. Расчеты МКС для ЮК₀ и ЮК₁ выполнены для 5 групп: глинистые минералы, кремнезем + полевые шпаты, сумма карбонатов, пирит, кероген. На основе МКС и пиролиза рассчитана весовая и объемно-компонентная полиминеральная модель отложений БАК.

Далее на фоне с керном и расширенным ГИС с использованием нейронных сетей выделены 14 петротипов (рис. 3), которые хорошо согласуются с литофациями по керну [5]. Последующая типизация разреза при ограниченном комплексе ГИС показала возможность ее использования на остальном фонде скважин. По результатам переинтерпретации ГИС в интервале БАК выявлена низкая достоверность выделения только трех тонкослоистых петротипов (рис. 4), включающих петротип песчаника (№ 14) в подошве пласта ЮК₁ и петротип кремнистого радиолярита (№ 6) в кровле пачки 1Т+2Т пласта ЮК₀.

В рамках обоснования алгоритмов расчета ФЕС проведена оценка и рассчитаны 4 вида пористости:

- Кп до экстракции — открытая пористость характеризует исходный поровый объем (ЕК в ЮК₀ — 1,2 %, ЮК₁ — 2,8 %);
- Кп после экстракции — характеризует открытую пористость после химического воздействия (ЕК в ЮК₀ — 3,1 %, ЮК₁ — 2,9 %);
- общая пористость по ГИС сопоставима

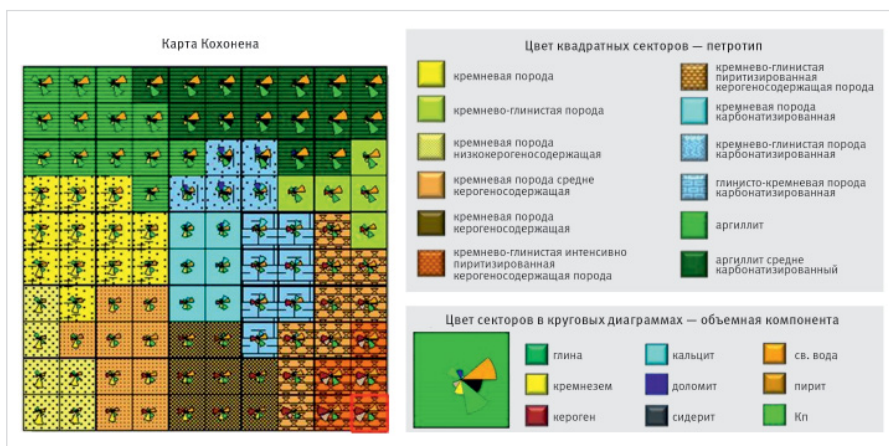


Рис. 3. Карта Кохонена для кластеризации разреза БАК
Fig. 3. Kohonen map for clustering of the BAC section

		Ограниченный комплекс ГИС															
		1 НК	2 НК	3 НК	4 НК	5 ПК	6 К	7 ПК	8 К	9 ПК	10 К	11 НК	12 НК	13 К	14 К	Итого	
Расширенный комплекс ГИС	1 НК	43	10		4					16	1		26			100	
	2 НК	4	74		11					2	4	3		3		100	
	3 НК			38											21	37	100
	4 НК	1	16		63	1				16	2					100	
	5 ПК				1	82					0				0	100	
	6 К	22	15				11			52						100	
	7 ПК		7		12	4				58					14	100	
	8 К	1								99						100	
	9 ПК	1	0		4			7			83					100	
	10 К			12								59			14	14	100
	11 НК	10	4		6			6		1			72			100	
	12 НК			6							1			93		100	
	13 К			2					1		8		2		87	100	
	14 К			12									53		35	100	
		Пласт ЮК ₀							Пласт ЮК ₁								
		■ уверенно							■ удовлетворительно							■ отсутствие	

Рис. 4. Матрица вероятности выделения петротипов по комплексам ГИС
Fig. 4. The probability matrix of petrotypes allocation by GIS complexes

с определениями на керне по ЯМР с донасыщением (ЕК в ЮК₀ — 10 %, ЮК₁ — 3 %); эффективная пористость — по ЯМР с отсечками, которые объединяют самые крупные поры (ЕК в ЮК₀ — 4,2 %, ЮК₁ — 2,8 %).

Рекомендовано использовать в подсчете запасов эффективную пористость по ЯМР. Насыщенность определялась путем отгонки в аппарате Дина Старка: средняя водонасыщенность для порового типа коллектора составила Кв = 35–40 %, для трещинного типа коллектора принят Кв = 5 %. Для интерпретации стандартного ГИС петротипам присвоены значения ФЕС и хрупкости по данным керна опорных скважин.

Основные результаты интерпретации ГИС по новой петрофизической модели включают следующее:

- построена полиминеральная объемно-компонентная модель горных пород БАК, детально характеризующая разрез;
- выделено и обосновано 3 типа класса пород — естественный коллектор (ЕК), потенциальный коллектор (ПК) и неколлектор (НК);
- выделено всего 14 петрофизических типов пород, в т.ч. пять ПТ — коллектор, три ПТ — потенциальный коллектор и шесть ПТ отнесли к неколлектору;
- выделены трещиноватые и потенциально трещиноватые интервалы;
- получены эффективные толщины

по петротипам и типам коллектора (ЕК, ПК, НК);

- обоснованы алгоритмы расчета параметров Кп (Кп. общ., Кп. эф., Кп. до и после экстракции), Кн, Сорг, хрупкость, кремнистость, глинистость, содержание пирита.

Сложная природа коллектора не позволила определить граничные значения параметров. Существуют неопределенности входных данных, включающие отсутствие исследований керогена (плотность, элементный состав), низкую изученность геомеханических параметров керна карбонатов и глауконитовых пород пласта ЮК₁.

По результатам петроупругого моделирования было выделено 4 укрупненных класса пород: пласт ЮК₀ — толща с высоким (пачки 6Т–3Т) и с низким (пачки 1Т+2Т) содержанием керогена; пласт ЮК₁ — аргиллит глауконитовый (пачка 2А), аргиллит каолинитовый (пачка 1А). Также на основе упругих параметров возможен прогноз Сорг, хрупкости и содержания пирита. Прогноз пористости через упругие параметры не рекомендован ввиду слабой дифференциации ФЕС по разрезу БАК. Для объекта БАК рекомендована модель слоистой среды с вертикальной анизотропией VT1. Это связано с низкой плотностью естественной трещиноватости по данным микросканеров и, соответственно, отсутствием существенной горизонтально-поперечной анизотропии (НТ) пород.

По результатам фациального и петрофизического моделирования в разрезе абазалеской свиты выделены следующие петротипы естественных коллекторов трещинно-кавернозного и трещинно-порового типа (рис. 5):

- ПТ 10 — высокоприточные брекчии карбонатных пород (Нэф = 0,4–1,8 м/скв., Кп = 5 %, Кн = 0,95);
- ПТ 13 — глауконитсодержащие глины (Нэф = 4–8 м/скв., Кп = 1 %, Кн = 0,95);
- ПТ 10 — линзы конкреционных карбонатов (Нэф = 1,2–4,5 м/скв., Кп = 5 %, Кн = 0,95);
- ПТ 14 — алевролиты пахомовской пачки (Нэф = 0,2–0,8 м/скв., Кп = 3,4 %, Кн = 0,24).

В разрезе тутлеймской свиты выделены петротипы естественных и потенциальных коллекторов трещинно-порового типа (рис. 5):

- ЕК ПТ 6 и 8 — силициты пачек 1Т+2Т с доказанной продуктивностью (Нэф = 8–12,8 м/скв., Кп = 4,2 %, Кн = 0,64);

- ПК ПТ 5, 7, 9 — кремнисто-глинистые породы с высоким содержанием керогена и пирита (Нэф = 3,6–19,1 м/скв., Кп = 4,2 %, Кн = 0,71). Продуктивность пород не подтверждена интервальными испытаниями скважин.

Следует отметить, что подсчетные параметры изученных пластов БАК, обоснованные по результатам исследований собственного керна, значительно отличаются от утвержденных ранее ГКЗ РФ [6], где эффективная толщина пласта ЮК₀ была условно принята на уровне 1/3 от общей толщины пласта, а объем пласта ЮК₁ включал нижнюю низкокорогеновую толщу пласта ЮК₀ (пачки 1Т+2Т).

Итоги

По результатам детальных комплексных исследований пород и пластов БАК впервые получены количественные характеристики естественных коллекторов на рассмотренном месторождении и обоснована принципиальная модель строения коллекторов:

- выполнена литотипизация и стратификация разреза, выделены 11 литотипов пород, в интервале пласта ЮК₁ и 2 пачки (1А, 2А), в пласте ЮК₀ — 6 пачек (1Т, 2Т, 3Т, 4Т, 5Т, 6Т);
- обосновано объемное содержание ОВ по разрезу пластов БАК, его высокий генерационный потенциал в пласте ЮК₀ и определена степень зрелости на уровне стадий катагенеза МК¹⁻¹–МК¹⁻². Органическая пористость не выявлена, ресурсы сорбированной нефти S₂ в низкопреобразованном керогене оценивать не целесообразно;
- изучена структура пустотного пространства: выделено 5 типов пустот (микротомография), определено отсутствие фильтрующих пор (ртутная порометрия);
- построена полиминеральная объемно-компонентная модель отложений БАК, выделено 14 петротипов, в т.ч. пять ПТ — коллектор, три ПТ — потенциальный коллектор и шесть ПТ отнесли к неколлектору;
- построена петроупругая модель,

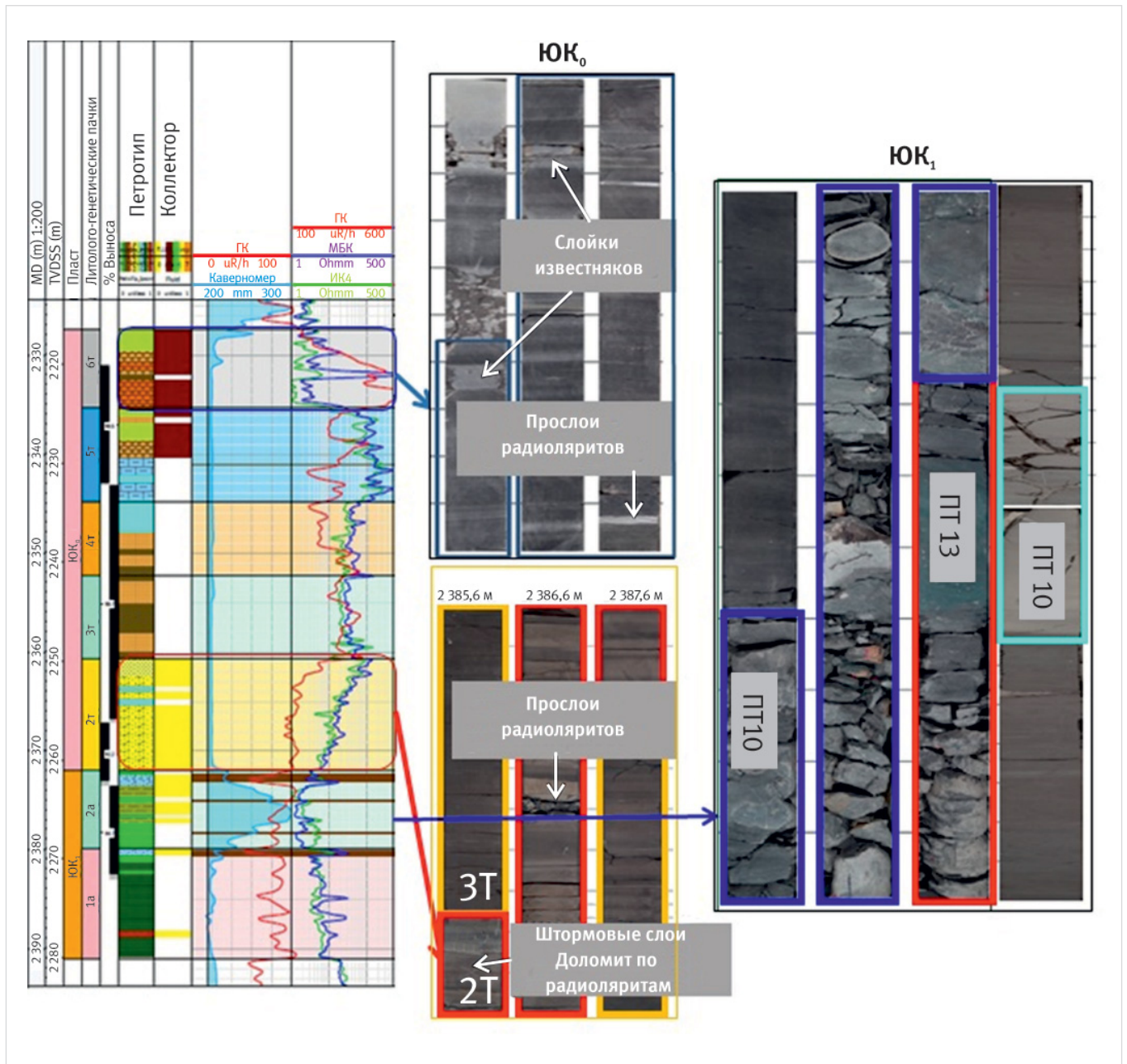


Рис. 5. Разрез скважины с отражением керна пород-коллекторов пластов БАК
Fig. 5. The section of the well with the reflection of the core of the reservoir rocks of the BAC formations

выполнен прогноз петротипов, Сорг, хрупкости;

- обновлены количественные параметры естественных коллекторов для целей подсчета запасов (эффективные толщины, Кп, Кн) и прогноза ППЗ (Сорг, хрупкость).

Выводы

- Изменение стратиграфической границы кровли пласта ЮК₁ явилось предпосылкой для перераспределения объема пласта.
- Подсчетные параметры значительно отличаются от утвержденных ранее ГКЗ РФ, где эффективная толщина пласта ЮК₀ была условно принята на уровне 1/3 от общей толщины пласта, а объем пласта ЮК₁ включал нижнюю низкокерогеновую толщу пласта ЮК₀ (пачки 1Т+2Т).

Литература

1. Авраменко Э.Б., Грищенко М.А., Ахмадишин А.Т., Кудаманов А.И., Смышляева М.Д., Кузьмина С.С.,

Маринов В.А., Потапова А.С. Практическое применение геохимических индикаторов для уточнения обстановок осадконакопления в отложениях бажено-абалакского комплекса Красноленинского района // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Россия, Москва, 2018. 15–17 октября. SPE-191489-18RPTC-MS.

2. Хабаров А.В., Ошняков И.О., Александрова И.О., Кантемиров Ю.Д., Коваленко Е.В., Авраменко Э.Б. Многомерный анализ данных ГИС и керн как инструмент петрофизической типизации пород бажено-абалакского комплекса // Каротажник. 2019. № 6. С. 86–102.

3. Маринов В.В., Алиферов А.С., Бумагина В.А., Игольников А.Е., Кудаманов А.И. Стратиграфия и условия формирования келловейских и верхнеюрских отложений центральной части Казым-Кондинского района (Западная Сибирь) // Геология

и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2021. № 2. С. 3–16.

4. Немова В.Д. Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. № 2. С. 1–14.
5. Немова В.Д., Колосков В.Н., Покровский Б.Г. Формирование карбонатизированных коллекторов в глинисто-кремнистых отложениях баженовского горизонта на западе Широкого Приобья // Разведка и охрана недр. 2011. № 12. С. 31–35.
6. Временное методическое руководство по подсчету запасов в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М., 2020.

ENGLISH

Results

Based on the results of detailed comprehensive studies of rocks and formations of the BAC, quantitative characteristics of natural reservoirs in the field under consideration were obtained for the first time and a fundamental model of the structure of the collectors is justified:

- Lithotyping and stratification of the section was carried out, 11 lithotypes of rocks were identified, in the interval of the formation of UK₁ and 2 bundles (1A, 2A), in the formation of UK₀ – 6 bundles (1T, 2T, 3T, 4T, 5T, 6T);
- The volume content of OV in the section of the BAC formations, its high generation potential in the UK₀ formation is justified and the degree of maturity of MK¹⁻¹ – MK²⁻² is determined. Organic porosity has not been detected, the resources of sorbed S₁ oil in low-converted kerogen are not advisable to estimate;
- The structure of the void space was studied: 5 types of voids were identified (microtomography), the absence of filtering pores was determined (mercury porometry);
- A polymineral volume-component model of BAC deposits was constructed, 14 petrotypes were identified, including five

PT – collector, three PT – potential collector and six PT were attributed to a non-collector;

- The petroelastic model is constructed, the forecast of petrotypes, Sorg, fragility is made;
- The quantitative parameters of natural reservoirs are justified for the purposes of calculating reserves (effective thicknesses, Kp, Kn) and forecasting PPZ (Sorg, fragility);

Conclusions

- The change in the stratigraphic boundary of the roof of the UK₁ formation was a prerequisite for the redistribution of the reservoir volume;
- The calculation parameters differ significantly from those approved earlier by the GKZ of the Russian Federation, where the effective thickness of the UK₀ formation was conditionally assumed at 1/3 of the total thickness of the formation, and the volume of the UK₁ formation included the lower low-carcinogenic thickness of the UK₀ formation (bundles of 1T+2T).

References

1. Avramenko E.B., Grishchenko M.A., Akhmadishin A.T., Kudamanov A.I., Smyshlyayeva M.D., Kuzmina S.S., Marinov V.A., Potapova A.S. Application of geo-chemical indicators for sedimentology description clarifying of Bazhenov and Abalak formation in Krasnoleninskoe field. SPE Russian petroleum technology conference, Russia, Moscow, 2018, 15–17 October, SPE-191489-18RPTC-RU. (In Russ).
2. Khabarov A.V., Oshnyakov I.O., Alexandrova I.O., Kantemirov Yu.D., Kovalenko E.V., Avramenko E.B. A multidimensional

analysis of logs and core as a tool for the petrophysical typing of the Bazhenov-Abalak association. Well Logger, 2019, issue 6, P. 86–102. (In Russ).

3. Marinov V.V., Alifirov A.S., Paperina V.A., Igonnikov A.E., Kudamanov A.I. Stratigraphy and formation conditions of callovian and upper jurassic deposits of the central part of the Kazym-Konda region (West Siberia). Geology and mineral resources of Siberia, 2021, issue 2, P. 3–16. (In Russ).
4. Nemova V.D. Conditions of reservoir formation in deposits of Bazhenov strata within the junction of Krasnolenin arch and Frolov megadepression. Neftegazovaya

geologiya. Teoriya i praktika, 2012, issue 2, P. 1–14. (In Russ).

5. Nemova V.D., Koloskov V.N., Pokrovsky B.G. Formation processes carbonatized reservoir in the clay-siliceous sediments of Bazhenov horizon in the West Mid-Ob. Prospect and protection of mineral resources, 2011, issue 12. (In Russ).
6. Temporary methodological guide for the calculation of reserves in fractured and fractured-pore reservoirs in the sediments of the Bazhenov strata of the West Siberian oil and gas province. M., 2020. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Грищенко Марина Афанасьевна, к.т.н., старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: MAGrischenko@tnnc.rosneft.ru

Смышляева Марина Дмитриевна, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Авраменко Эсфирь Борисовна, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: EBAvramenko@rosneft.ru

Grishchenko Marina Afanasyevna, ph.d., senior expert, “Tyumen Oil Research Center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: MAGrischenko@tnnc.rosneft.ru

Smyshlyayeva Marina Dmitrievna, manager, “Tyumen Oil Research Center” LLC, Tyumen, Russia

Avramenko Esther Borisovna, manager, “Tyumen Oil Research Center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: EBAvramenko@rosneft.ru