

Результаты комплексного изучения нетрадиционного трещинно-кавернозного резервуара на примере одного из месторождений Краснотеннинского района (обоснование потенциально продуктивных интервалов и зон трещиноватости)

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 Краснотеннинского свода. В статье приведены основные результаты анализа продуктивности изучаемого разреза и развития зон трещиноватости на тестовом полигоне одного из месторождений Краснотеннинского района.

Материалы и методы

Материалы. На керне 11 скважин выполнены комплексные лабораторные исследования: литолого-минералогические, седиментологические, биостратиграфические, геохимические, пиролитические, геомеханические, ртутная порометрия и микротомографические исследования, изучена трещиноватость полноразмерного керна.

Методы. Построена 1D трещинная модель и детальная геологическая модель двойной среды пластов БАК. Выполнен анализ продуктивности изучаемого разреза и развития зон трещиноватости.

Ключевые слова

бажено-абалакский комплекс, трещинная модель, двойная среда, трехмерная модель, продуктивность разреза

Продолжение (окончание). Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 1. С. 15–20.

Для цитирования

Грищенко М.А., Смышляева М.Д., Авраменко Э.Б. Результаты комплексного изучения нетрадиционного трещинно-кавернозного резервуара на примере одного из месторождений Краснотеннинского района (обоснование потенциально продуктивных интервалов и зон трещиноватости) // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. **–**. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-**-**

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 (justification of potentially productive intervals and fracture zones)

Grishchenko M.A., Smyshlyayeva 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 Bazhen-Abalaksky complex (BAC) on the territory of the Krasnoleninsky arch. The article presents the main results of analysis of productivity of the studied section and development of fracture zones at the test site of one of the fields of 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, full-size core fracture studied. Methods. A 1D fracture model and a detailed geological model of the double medium of the BAC strata were constructed. Analysis

of productivity of the studied section and development of fracture zones was performed.

Keywords

Bazhen-Abalak complex, crack model, double medium, 3D model, section productivity

For citation

Grishchenko M.A., Smyshlyayeva 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 (justification of potentially productive intervals and fracture zones). Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. **–**. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-**-**

Received: 16.02.2022

Введение

Актуальность работ обусловлена низкой эффективностью текущих подходов к разработке нетрадиционных коллекторов, связанной со сложной локализацией запасов, нестабильными дебитами и быстрым снижением пластового давления. На рассматриваемом месторождении залежь пласта ЮК₁ введена в разработку с 1980 г. на двух участках в купольной части двух локальных поднятий. С целью разработки методических подходов и критериев локализации потенциально продуктивных зон (ППЗ) был выполнен анализ продуктивности изучаемого объекта и оценено влияние трещиноватости на величину максимальных дебитов нефти.

В настоящей статье представлены результаты детальных комплексных исследований керна 11 скважин с расширенным комплексом геофизических исследований скважин (ГИС), включая анализ трещиноватости разреза и результаты промыслово-геологических исследований, которые в последующем легли в основу локализации углеводородов (УВ) по результатам трехмерного геологического моделирования в пределах тестового полигона рассматриваемого месторождения.

Создание модели трещиноватости

Анализ трещиноватости выполнен на основе изучения полноразмерного керна, шлифов, микротомографии, ГИС [1]. Для выделения интервалов трещиноватости по данным ГИС совместно с кривой информации (рис. 6) использованы: данные акустического широкополосного каротажа (АКШ) (быстрая и медленная поперечная волна, волна Стоунли, фазокорреляционная

диаграмма (ФКД); электрические микро-миджеры; газовый каротаж, скорость проходки, испытания. По данным ГИС выделены 3 группы пород: трещиноватые, потенциально трещиноватые и не трещиноватые. При сопоставлении трещин с петротипами выявлена максимальная концентрация трещин в интервалах глинисто-кремнистых и кремнистых пород пласта ЮК₀ (ПТ 6, 8) и карбонатных пород пласта ЮК₁ (ПТ 10).

По комплексу геолого-промысловых данных проведена генетическая типизация трещин, выделены группы эндогенных (нетектонические + тектонические) и техногенных трещин [2]. По данным микросканеров (FMI) к группе литогенетических трещин отнесены трещины с углами менее 30 градусов, с углами более 30 градусов — к группе тектонических трещин. Естественные тектонические трещины, склонные к реактивации, укрупнены в две сквозные системы:

- азимут простирания 168°, угол падения 70° — преобладает по интенсивности в ЮК₀;
- азимут простирания 277°, угол падения 52° — преобладает по интенсивности в ЮК₁.

1D-модель трещиноватости пластов БАК включает 5 зон, отличающихся геометрией и плотностью трещин:

- зона 1: высокоуглеродистая толща ЮК₀ (пачки 3Т–6Т, содержит ПК);
- зона 2: низкоуглеродистая толща ЮК₀ (пачки 1Т+2Т, содержит ЕК);
- зона 3: кора выветривания (КВ) в кровле ЮК₁ (КВ, коллектор);
- зона 4: глауконитовые породы пласта ЮК₁ (коллектор пачки 2А);

- зона 5: глинистые отложения пачки 1А пласта ЮК₁ с линзами ЕК.

Линейная плотность трещин по данным FMI варьирует по зонам в диапазоне 0,125 (пачки 3Т–6Т) — 0,83 т/м (КВ), средняя длина трещин варьирует в диапазоне 35–100 м, апертура 0,00004 м (данные керна). Интенсивность трещин по латерали связана с тектоническими условиями формирования комплекса БАК (зон тектонического напряжения). Тренд площадной интенсивности трещин получен по результатам 3D сейсмо-геологического и геомеханического моделирования.

Анализ продуктивности разреза

Высокие неопределенности входных данных по геометрии трещин снижены по результатам настройки трещинной проницаемости секторной гидродинамической модели (ГДМ) на фактические параметры добычи до получения корректных результатов адаптации. Средняя величина трещинной проницаемости по зонам секторной модели составила: 1 (3Т–6Т) ЮК₀ — 0,8 мД, 2 (1Т–2Т) ЮК₀ — 3 мД, 3 (КВ 2А) ЮК₁ — 70 мД, 4 (низ 2А) ЮК₁ — 15 мД, 5 (КВ 2А) ЮК₁ — 12 мД.

Результаты геолого-геофизического моделирования использованы при построении детальной геологической модели двойной среды, достоверность которой подтверждена данными промысловых трассерных и геофизических исследований скважин (дебитометрия, профилометрия) [3].

При разбуривании месторождения юрские отложения были объединены в один эксплуатационный объект, что определило наличие небольшого совместного фонда на пласты ЮК₁ и ЮК₂₋₉. В настоящем пласт

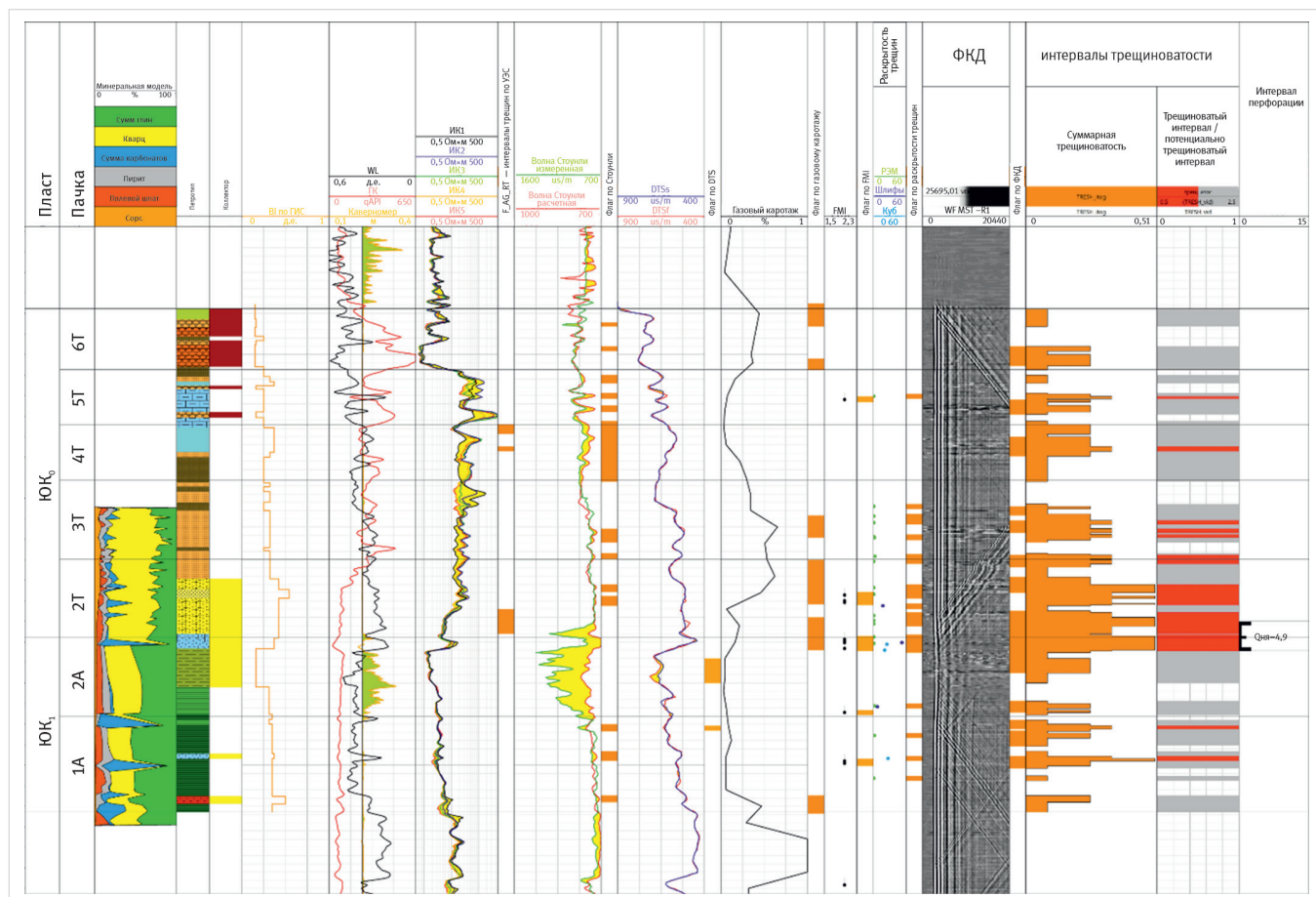


Рис. 6. Выявление трещин по комплексу ГИС
Fig. 6. Identification of cracks in the GIS complex

ЮК₁ является возвратным объектом после отработки фонда на объекте ЮК₂₋₉. Максимальная продуктивность скважин на ЮК₁ связана с зонами трещиноватости в сводах структур, а на ЮК₂₋₉ с участками развития русловых фаций (рис. 7).

В 2016–2017 гг. на 12 участках месторождения проведены трассерные исследования (рис. 8, 9), необходимые для контроля эффективности системы поддержания пластового давления (ППД) объекта ЮК₂₋₉. Фонд закачки и наблюдений включил 70 скважин,

из них 22 скважины (31 %) перфорированы на пласт ЮК₁ (самостоятельный, совместный). Наблюдения меченой жидкости в скважинах с перфорацией пласта ЮК₁, закачанной в фонд ППД объекта ЮК₂₋₉, подтвердили флюидодинамическую связь объектов ЮК₁ и ЮК₂₋₉ по трещинам. Направления площадных систем трещин в интервале БАК-ЮК₂₋₉ по данным трассеров (Кпр > 5Д) и FMI совпали, что подтвердило правомерность геометрии трещин в 3D-модели пластов БАК.

Контроль за выработкой запасов нефти объекта ЮК₁ в период разработки осуществлялся методами промыслово-геофизических исследований (ПГИ). Данные ПГИ использовались как при обосновании петротипов (литотипов) ЕК, так и при настройке продуктивности трещинных зон в секторной гидродинамической модели двойной среды (нет КВД).

На рисунке 10 представлена схема по 4 скважинам с отражением приточных интервалов в перфорированном разрезе БАК по данным ПГИ.

В пласте ЮК₀ приточные интервалы в основном связаны с петротипами радиоларитов (ЕК ПТ6), глинисто-кремнистых пород (ЕК ПТ8) и чаще на границе контрастной хрупкости с карбонатами (НК). В пласте ЮК₁ приточные интервалы объединяют карбонаты и граничные с ними породы. Основной приток по разрезу всех скважин получен из кровли пласта ЮК₁ (слой КВ). В таблице 1 приведена оценка коэффициента работающих толщин по пластам и зонам трещиноватости скважин месторождения (Крт = Нприток/Нперфорации). Величины Крт, интенсивности притока подтвердили правильность разделения разреза БАК на 5 зон с разной интенсивностью трещиноватости. С максимальной производительностью работает кровля 2А (КВ) — зона трещиноватости 3 (Крт = 0,43, интенсивность 44 % от общего

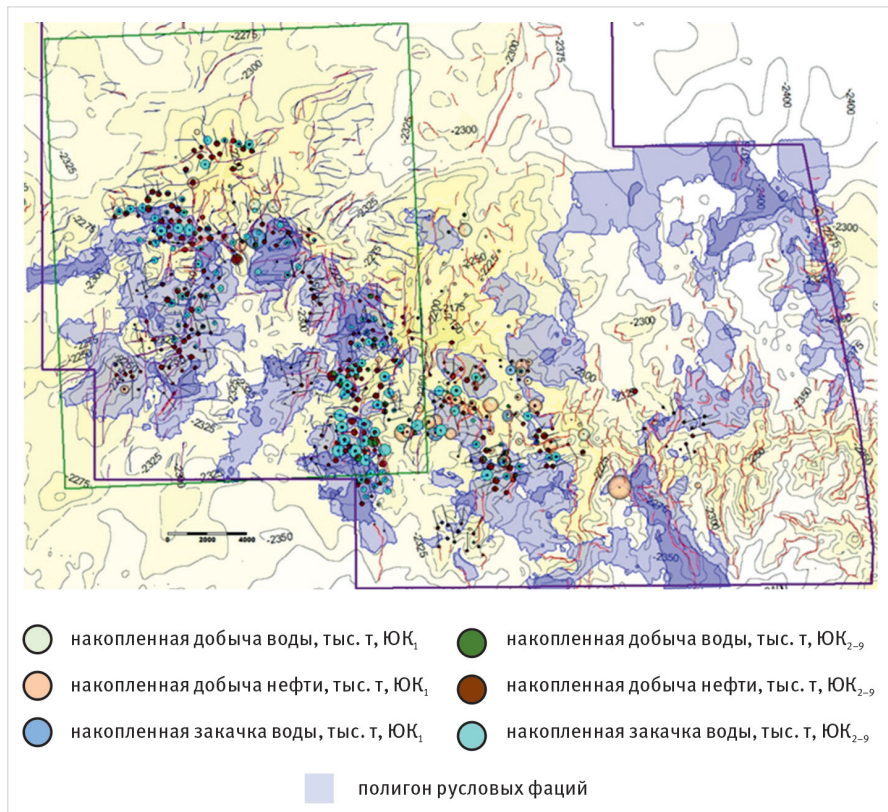


Рис. 7. Карта накопленных отборов объектов ЮК₁, ЮК₂₋₉ на структурной карте ЮК₁ и полигонами русловых фаций ЮК₂₋₉
Fig. 7. Map of accumulated selections of objects UK₁, UK₂₋₉ on the structural map of UK₁ and polygons of channel facies of UK₂₋₉

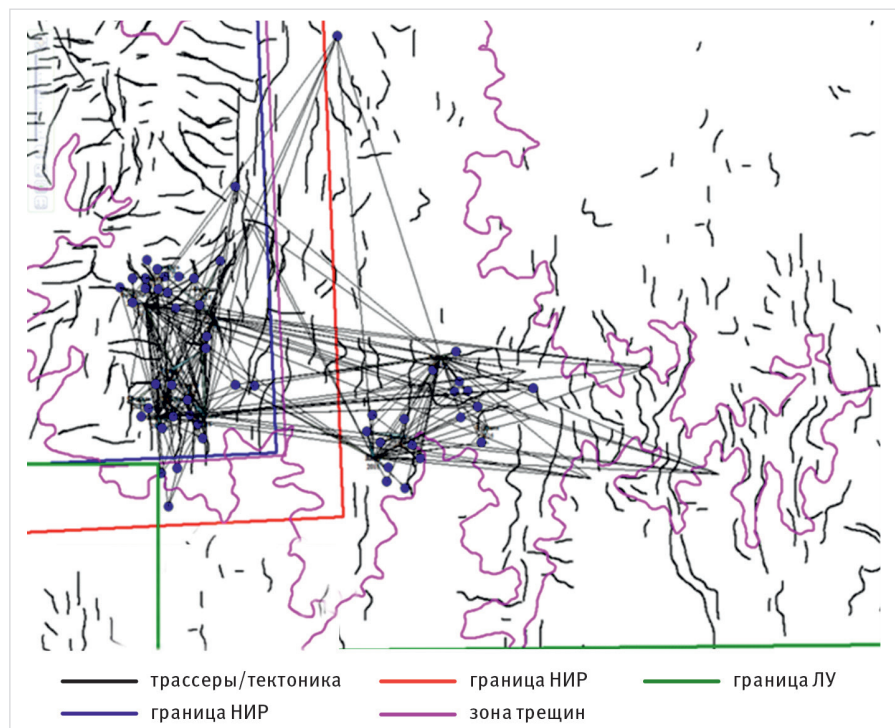


Рис. 8. Схема распределения трассерных потоков
Fig. 8. The scheme of distribution of transfer flows

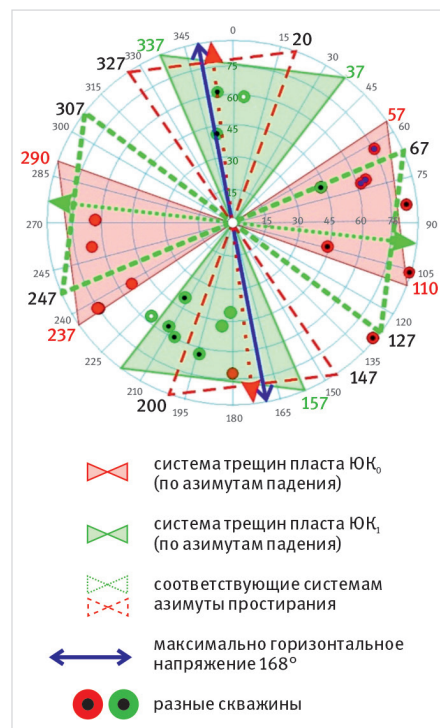


Рис. 9. Стереогаммы простираения систем трещин по FMI
Fig. 9. Stereograms of the stretching of crack systems by FMI

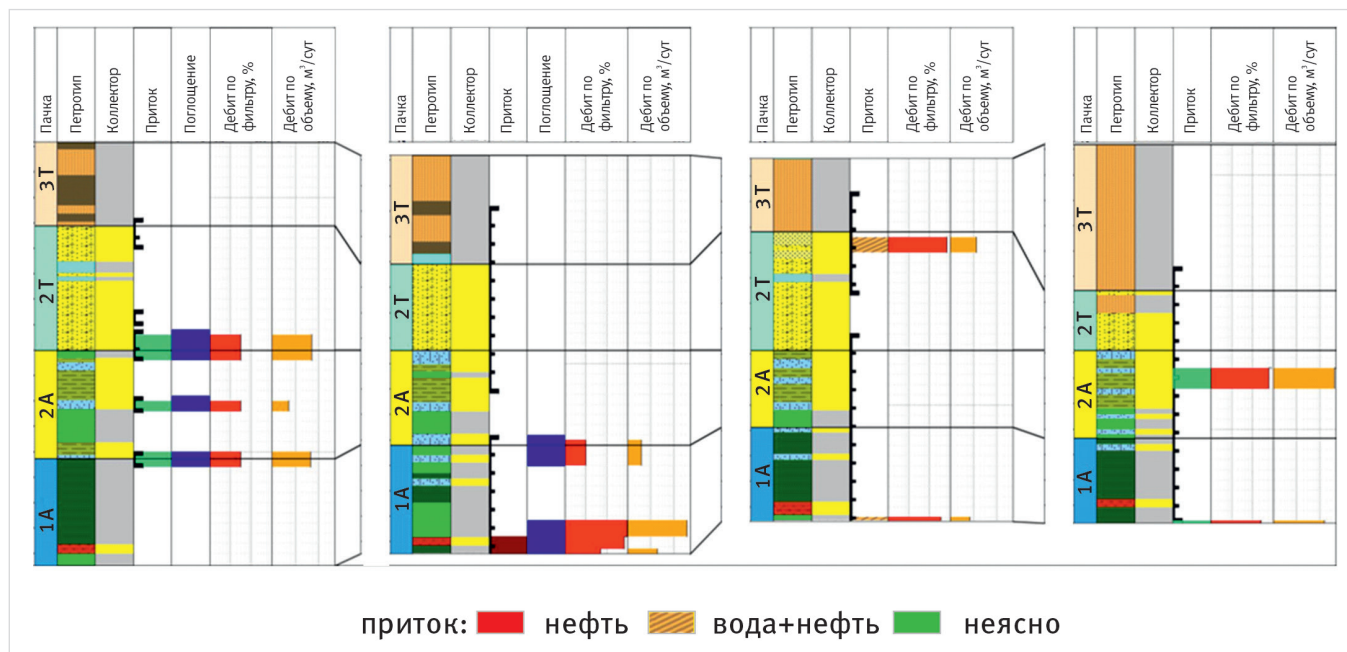


Рис. 10. Профиль ПГИ добывающих скважин на западном куполе ЛУ
Fig. 10. Profile of PGI producing wells on the western dome of the LU

Табл. 1. Оценка Крт по данным ПГИ 36 скважин
Tab. 1. Assessment of the Krt according to the PGI data of 36 wells

Пласт	Количество исследований	Нпл, м	Нперф, м	Нфильтра, м	Кперф, д.е.	КРТфильтра, д.е.
БАК	36	1 743	856	153	0,49	0,18
ЮК ₀	29	1 040	349	32	0,34	0,09
ЮК ₁	36	703	507	121	0,72	0,24
в т.ч. по зонам трещиноватости						
ЮК ₀ (3Т-6Т)	15	710	132	2	0,19	0,01
ЮК ₀ (1Т-2Т)	28	331	218	31	0,66	0,14
ЮК ₁ (2А, КВ)	31	65	54	23	0,82	0,43
ЮК ₁ (2А, ниже КВ)	32	291	217	50	0,75	0,23
ЮК ₁ (1А)	35	346	235	47	0,68	0,20

притока). Приточность других зон трещиноватости характеризуют более низкие величины параметров: зона 2 (2Т+1Т) — Крт = 0,14, интенсивность 18 %, зона 4 (2А) — Крт = 0,23, интенсивность 31 %, зона 5 (1А) — Крт = 0,2, интенсивность 7 %.

Разная продуктивность зон отражает сложную природу нетрадиционного естественного коллектора, сочетающего породы с гидродинамической связью пустотного пространства и без нее, но содержащие свободный флюид.

Итоги

По результатам детальных комплексных исследований пород и пластов БАК впервые получены количественные характеристики естественных коллекторов на рассмотренном месторождении [4], выполнен анализ продуктивности разреза и оценено влияние трещиноватости на величину максимальных дебитов нефти. Выполнена оценка коэффициента работающих толщин по пластам и зонам трещиноватости скважин месторождения. В целом на данном этапе получены следующие основные результаты:

- построена 1D трещинная модель пластов

БАК. Проведена ее верификация по данным керна, промысловым исследованиям, результатам геомеханического и гидродинамического моделирования; обоснованы параметры для построения детальной геологической модели двойной среды, являющейся основой для локализации ППЗ на тестовом полигоне рассмотренного месторождения.

Выводы

- Обосновано формирование зон продуктивности, связанное напрямую с развитием в пласте зон трещиноватости пород.
- По результатам комплексного изучения пород и пластов БАК были предложены методические подходы к локализации потенциально продуктивных интервалов (ПК, ЕК) и зон (ППЗ) на месторождении, необходимые для корректировки программы ГРП и освоения запасов ТРИЗ.

Литература

1. Хабаров А.В., Ошняков И.О., Александрова И.О., Кантемиров Ю.Д., Коваленко Е.В., Авраменко Э.Б. Многомерный анализ данных ГИС

и керна как инструмент петрофизической типизации пород бажено-абалакского комплекса // Каротажник. 2019. № 6. С. 86–102.

2. Кузьмина С.С., Авраменко Э.Б., Смышляева М.Д., Грищенко М.А. Продуктивность трещиноватых коллекторов на примере Бажено-Абалакского комплекса месторождения Краснотенинского свода // Конференция. EAGE, Геомодель 2019. Геленджик. 9–13 сентября 2019.
3. Мусатов И.В., Новокрещин А.В., Гайфулина Е.Ф., Грищенко М.А. Исследование БАК на Краснотенинском своде с помощью сейсмических методов // Семинар. EAGE. Наука о сланцах: новые вызовы. Москва. 5–6 апреля 2021. 5 с.
4. Грищенко М.А., Смышляева М.Д., Авраменко Э.Б. Результаты комплексного изучения нетрадиционного трещинно-кавернозного резервуара на примере одного из месторождений Краснотенинского района (обоснование принципиальной модели строения коллекторов) // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 1. С. 15–20.

Results

Based on the results of detailed complex studies of the rocks and formations of the tank for the first time, quantitative characteristics of natural reservoirs at the considered field were obtained, the section productivity was analyzed and the effect of fracture on the value of maximum oil production was estimated. The coefficient of working thicknesses by formations and zones of fracture of wells of the deposit was estimated. Overall, the main results at this stage are as follows:

- a 1D fractured model of the BAC layers is constructed. Its verification was carried out according to core data, field studies, results of geomechanical and hydrodynamic modeling;
- the parameters for the construction of a detailed geological model

of the dual medium, which is the basis for the localization of the PPZ at the test site of the considered field, are substantiated.

Conclusions

- The formation of productivity zones is justified, which is directly related to the development of fracturing zones in the formation of rocks.
- Based on the results of a comprehensive study of the rocks and formations of the BAC, methodological approaches were proposed to localize potentially productive intervals (PC, EC) and zones (PPZ) at the field, necessary for adjusting the exploration program and the development of TRIZ reserves.

References

1. 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).
2. Kuzmina S.S., Avramenko E.B., Smyshlyaeva M.D., Grishchenko M.A. Features of productivity of fractured reservoirs on the example of the Bazhenov-Abalak complex of the Krasnoleninsky anticline. Conference, EAGE, Geomodel 2019, Gelendzhik, 2019, September 9–13, 5 p. (In Russ).
3. Musatov I.V., Novokreschin A.V., Gayfulin E.F., Grishchenko M.A. Exploration of Bazhenov-Abalak complex at Krasnoleninsky arch by seismic methods. EAGE/SPE Workshop on Shale Science 2021, Moscow, 2021, April 5–6, 5 p. 2021. (In Russ).
4. 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).

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 petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Smyshlyaeva Marina Dmitrievna, manager,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Avramenko Esther Borisovna, manager,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ebavramenko@rosneft.ru