

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.34-46>

EDN WKEIBG

УДК 622.276.1/4:55

Влияние геологических особенностей афонинской толщи на технологические показатели разработки месторождения Оренбургской области

¹Низаев Р.Х., ²Хафизов Р.И., ³Фатеев А.Д

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

Санкт-Петербургский Политехнический Университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Россия

Национальный исследовательский университет ИТМО, Санкт-Петербург, Россия

The influence of Afoninskaya strata's geological features for the Orenburg region reservoirs development parameters

¹R.Kh. Nizaev, ²R.I. Khafizov, ³A.D. Fateev

TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft, Bugulma, Russia

Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia

National Research University ITMO, St. Petersburg, Russia

E-mail: ruslanxxx171@mail.ru

Аннотация. Перспективы наращивания добычи нефти в Оренбургской области в первую очередь связаны с вовлечением в разработку глубокозалегающего карбонатного коллектора афонинской толщи. Проектный КИН по месторождениям достигает 0,492 доли.ед. Их разработка в настоящее время осуществляется низкими темпами, что во многом обусловлено причинами геологического характера, а также применением традиционных принципов разработки и методов воздействия, хорошо зарекомендовавших себя на терригенных коллекторах. В силу специфического строения афонинской толщи и наличия в ней вторичных доломитов прямой перенос на них принципов разработки терригенных коллекторов не дает высоких положительных результатов. Поэтому

дальнейший прогресс разработки месторождений нефти, представленных глубокозалегающими карбонатными коллекторами, имеет стратегическое значение для месторождений Оренбургской области.

Ключевые слова: карбонатные отложения, нагнетательная скважина, гидродинамическое моделирование, известняки, доломиты, режим истощения, добывающая скважина, кислотный гидравлический разрыв пласта

Для цитирования: Низаев Р.Х., Хафизов Р.И., Фатеев А.Т. Влияние геологических особенностей афонинской толщи на технологические показатели разработки месторождения Оренбургской области // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 34-46. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.34-46>. - EDN WKEIBG

Abstract. Prospects for increasing oil production in the Orenburg region are primarily associated with the involvement of the deep-lying Afoninskaya formation carbonate reservoir in the development. The design oil recovery factor for the fields reaches 0.492. Theirs reservoir development is currently carried out at a low rate, which is largely due to geological features, as well as the use of traditional development treatment that have proven themselves well on terrigenous reservoirs. Due to the geological features of the Afoninskaya formation and the presence of secondary dolomites in it, traditional development treatment to them does not give high results. Therefore, further progress in the oil reservoir development represented by deep-lying carbonate formations is of strategic importance for the Orenburg region fields.

Key words: carbonate deposits, injection well, hydrodynamic simulation, limestone, dolomite, depletion drive, producer well, acid fracturing of formation

For citation: R.Kh. Nizaev, R.I. Khafizov, A.D. Fateev Vliyaniye geologicheskikh osobennostey afoninskoy tolshchi na tekhnologicheskiye pokazateli razrabotki mestorozhdeniya Orenburgskoy oblasti [The influence of Afoninskaya strata's geological features for the Orenburg region reservoirs development parameters] Neftyanaya Provintsiya, No. 2(42), 2025. pp. 34-46. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.34-46>. EDN WKEIBG (in Russian)

Введение

В настоящее время в условиях истощения запасов традиционной нефти в России одной из главных задач является активное вовлечение в разработку карбонатных коллекторов, позволяющих сохранить темпы добычи нефти на месторождениях. Необходимым также является оценивать эффективность разработки сложнопостроенных карбонатных коллекторов, залегающих на больших глубинах. Одним из таких пластов является афонинский, располагающийся на территориях Оренбургской области.

Рассматриваемый объект характеризуется сложным геологическим строением и высокой неоднородностью пласта. Глубина залегания варьируется от 3408 м до 5173 м. Мощность отложений достигает до 95 м. Толщина нефтенасыщенного пласта находится в интервале от 1 до 29 метров. Пластовая нефть отличается высокой газонасыщенностью (до 963 м³/т). Вязкость нефти в пластовых условиях варьируется от 0,07 до 0,26 сП.

Пласт коллектор представлен кавернозно-пористыми и трещиновато кавернозно-пористыми вторичными доломитами, доломитовыми и доломитистыми известняками преимущественно органогенной структуры [1-3]. Также он является слабглинистыми и перекристаллизованными, с включением ангидрита и кремния, пирита и остатков фауны с прослоями аргиллита. Геолого-физическая характеристика пласта характеризуется низкими значениями пористости и проницаемости. Проницаемость достигает до 100 мД.

Для создания эффективной системы разработки месторождения необходимо учитывать геологические особенности объекта, а также его седиментологическую модель.

В настоящее время рассматриваются две фациальные модели строения афонинского карбонатного пласта, располагающегося в юго-восточной части Восточно-Европейской платформы. Первая модель разработана С.П. Макаровой на материалах многочисленных глубоких поисково-разведочных скважин (Рис.1) [4]. В модели выделены широкие и протяженные био-гермные массивы, отделяющие зону мелководного шельфа от фациальной зоны глубоководной Юго-Восточной шельфовой впадины.

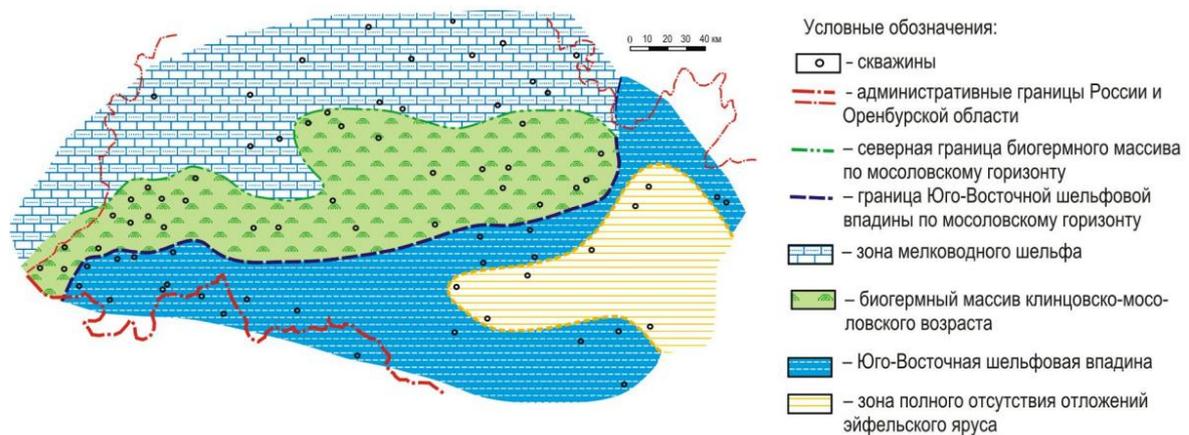


Рис. 1. Схематическая палеографическая карта отложений афонинского надгоризонта Оренбургской области [4]

Сравнивая фациальные карты С.П. Макаровой и материалы многочисленных скважин, вскрывавшие афонинский пласт видно, что отсутствуют барьерная рифовая система, зарифовая шельфовая лагуна и склон барьерного обрамления платформы с отложениями карбонатных дебритов.

Наиболее подходящей моделью, подтверждающейся седиментологическим анализом керна, является фациальная модель афонинско-бийской толщи, предложенная Е.Н. Горожаниной [5-7]. По модели Е.Н. Горожаниной выделяется 3 основные зоны: внутренний шельф (верхний рамп), средний шельф (средний рамп) и внешний шельф (или нижний рамп). Биогермные постройки не формируют какой-либо выраженной барьерной системы, а приурочены, главным образом, к зоне среднего рампа и границе верхнего и среднего рампов (Рис. 2).

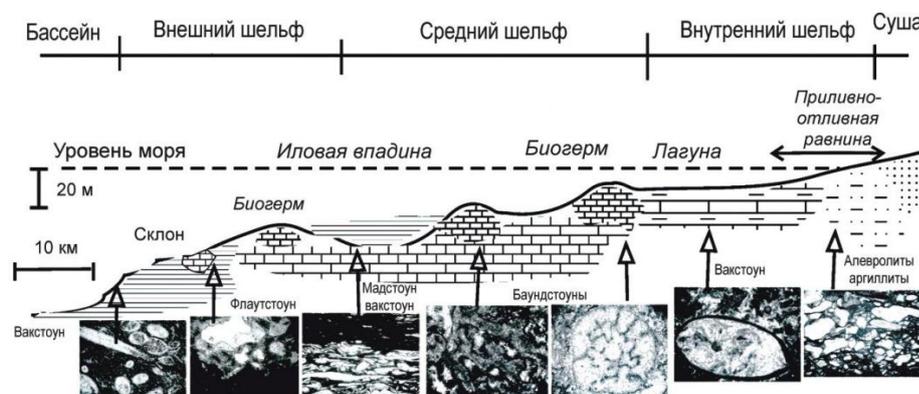


Рис. 2. Модель карбонатного рампа бийско-афонинского возраста юго-восточной окраины Восточно-Европейской платформы по Е.Н.Горожаниной [5]

В разрезе афонинского надгоризонта выделяются многочисленные малоамплитудные строматопоровые и кораллово-строматопоровые органогенные постройки, разделенные отложениями относительно глубокой сублиторали. Максимальная толщина биогермных пород не превышает 12 м.

Породы афонинского возраста характеризуются низкой первичной пористостью. Значительная часть известняков сформирована в условиях спокойной гидродинамики глубокой сублиторали с высоким содержанием микритовых первичных цементов (вакстоуны, флаутстоуны). Эти породы изначально плотные и практически непроницаемые. Разнообразные породы мелких органогенных построек характеризуются внутрискелетной пористостью с высокой степенью изоляции пор. Появление коллекторов в разрезе бийско-афонинской карбонатной толщи в значительной степени связано с образованием вторичных доломитов по модели гидротермального замещения.

Анализируя результаты лабораторных петрофизических исследований стандартных образцов доломитов бийско-афонинской толщи установлено, что доломитизация значительно меняет фильтрационно-ёмкостные характеристики известняков с различной первичной структурой (Рис. 3).

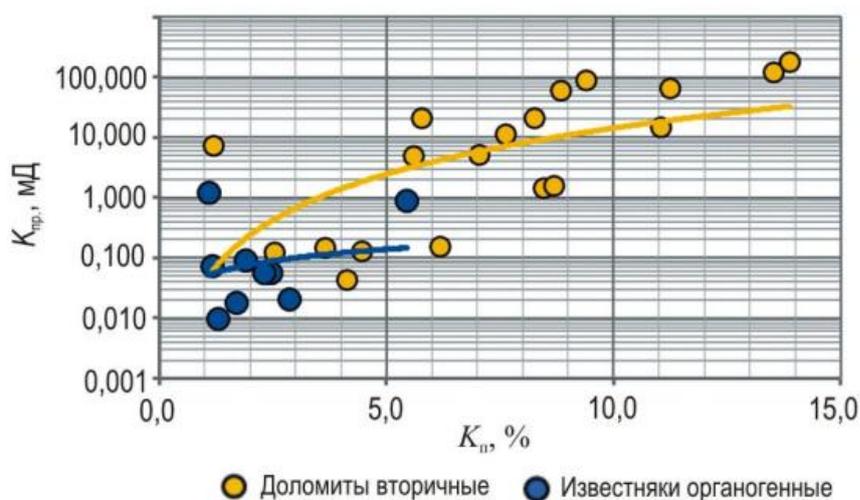


Рис. 3. Фильтрационно-ёмкостные характеристики пласта

В частности, у вторичных доломитов, развитых по органогенным известнякам, преобладают коллекторы с пористостью от 5 до 10 %, образцы с пористостью от 10 до 15 % составляют более 20 % выборки. В органогенных известняках, не затронутых доломитизацией, преобладают породы с Кп менее 2,5 % (Рис. 4, б).

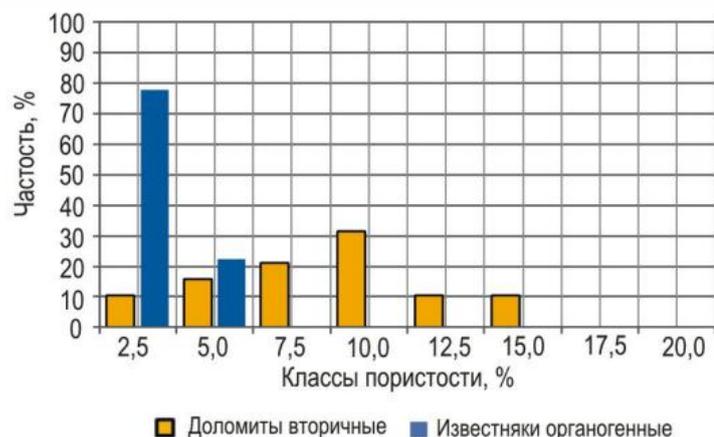


Рис. 4. Распределение пористости афонинского горизонта

При сравнении проницаемости наблюдается следующее: у вторичных доломитов в выборке преобладают образцы с проницаемостью от 10 до 100 мД, составляющие почти 40 % выборки. 10 % всех исследованных образцов доломитов имеют проницаемость более 100 мД. Среди известняков не установлено ни средне-, ни низкопроницаемых коллекторов: подавляющая часть выборки представлена практически непроницаемыми образцами с Кпр. менее 0,1 мД (Рис. 5).

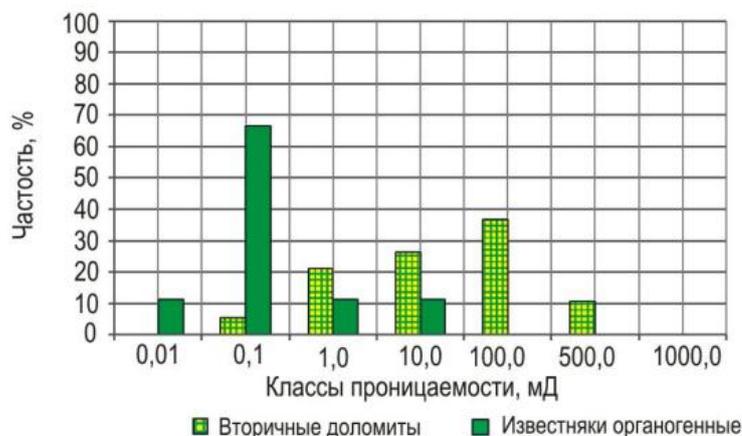


Рис. 5. Сходные закономерности установлены и для другой генетической группы пород – известняков глубокой сублиторали (вакстоуны и флаутстоуны)

и развитых по ним вторичных доломитов

В процессе проектирования разработки месторождения необходимо учитывать влияние вторичных доломитов на технологические показатели добычи. Оценка влияния зон вторичных доломитов при проводке и эксплуатации скважин позволит увеличить их производительность. Для оценки влияния известняков и вторичных доломитов на технологические показатели разработки месторождения была построена секторная гидродинамическая модель, характеризующая геологическое строение афонинской толщи. Кубы проницаемости и насыщенности, а также расположение скважин представлены на рис. 6-7.

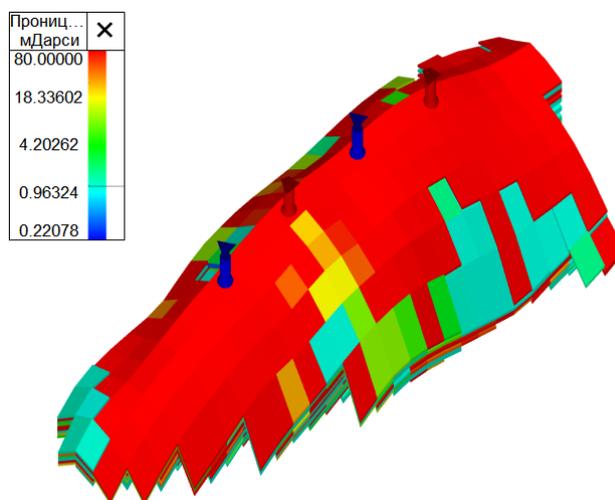


Рис. 6. Куб проницаемости секторной гидродинамической модели

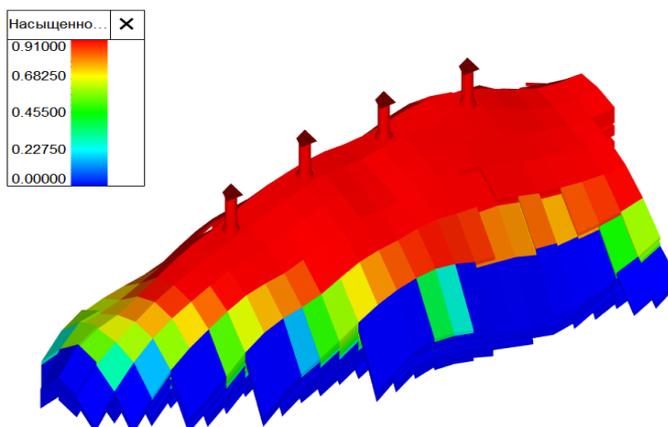


Рис. 7. Куб насыщенности секторной гидродинамической модели

Основные параметры ГФХ модели представлены в табл. 1 [8].

Таблица 1

Геолого-Физическая характеристика пласта

Параметры	Размерность	Значение
Абсолютная отметка кровли	м	3657,8
Абсолютная отметка ВНК	м	-3560,0
Коэффициент пористости	доли ед.	0,06
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,84
Проницаемость	*10 ⁻³ , мкм ²	18,2
Коэффициент песчаности	доли ед.	0,44
Начальная пластовая температура	оС	81
Начальное пластовое давление	МПа	41,2
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0,22
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,574
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,787
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	2,117
Содержание серы в нефти	%	0,35
Содержание парафина в нефти	%	5,20
Давление насыщения нефти газом	МПа	26,9
Газосодержание	м ³ /т	589
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,61
Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³	1,180
Сжимаемость		
нефти	1/МПа×10 ⁻⁴	41
воды	1/МПа×10 ⁻⁴	1,1

В связи с тем, что пласт коллектор является карбонатным и залегает на большой глубине, в работе рассматриваются четыре варианта разработки опытного участка:

- a) Вариант 1 - Режим истощения
- b) Вариант 2 - Режим истощения +КГРП
- c) Вариант 3 - ППД.
- d) Вариант 4 - ППД+КГРП

В процессе моделирования добывающие скважины были расположены в ряд от периферии к куполу опытного участка. Прогнозный расчет проводился на 21 год. Прогнозные расчеты задавались на добывающих скважинах по забойному давлению 144 бар, давление закачки на нагнетательных скважинах 500 бар. Отработка скважин составляла 1 год. Высота

трещины на скважинах варьировалась от нефтенасыщенной толщины пласта.

Проведя гидродинамические расчеты в табл. 2 представлены результаты накопленной добычи нефти по вариантам.

Таблица 2

Технологические показатели разработки по вариантам

Показатель		Истощение	Истощение +КГРП	ППД	ППД +КГРП
Конструкция скважины	Тип	ВС	ВС	ВС	ВС
Стартовый средний дебит нефти по скважинам	м ³ /сут	73,9	33,6	73,9	33,6
Стартовая обводненность	%	15,7	22,2	15,7	22,2
Темп падения дебита нефти за первый год	%	78	78,2	78	78,2
Фонд скважин к эксплуатационному бурению	шт	4	4	4	4
в т.ч. добывающие	шт	4	4	2	2
КИН (21 год)	д. ед.	0,311	0,310	0,303	0,302
Накопленная добыча (21 год)	тыс. м ³	109,1	108,7	106,1	105,8

Анализируя полученные результаты по вариантам видно, что расположение добывающих скважин на периферии залежи в зонах с низкими нефтенасыщенными толщинами приводит к их обводнению с подстилающего горизонта.

Низкая проницаемость основной толщи приводит к малому влиянию подстилающей воды, тем самым аквифер пласта является неактивным, что приводит к быстрому снижению пластового давления в процессе добычи нефти.

Применение кислотного ГРП на добывающих скважинах с ограниченным количеством пропанта приводит к обводнению скважин. Подошвенная вода прорывается к забою добывающих скважин по трещинам и по зонам вторичного доломита (Табл. 2, Рис. 8).

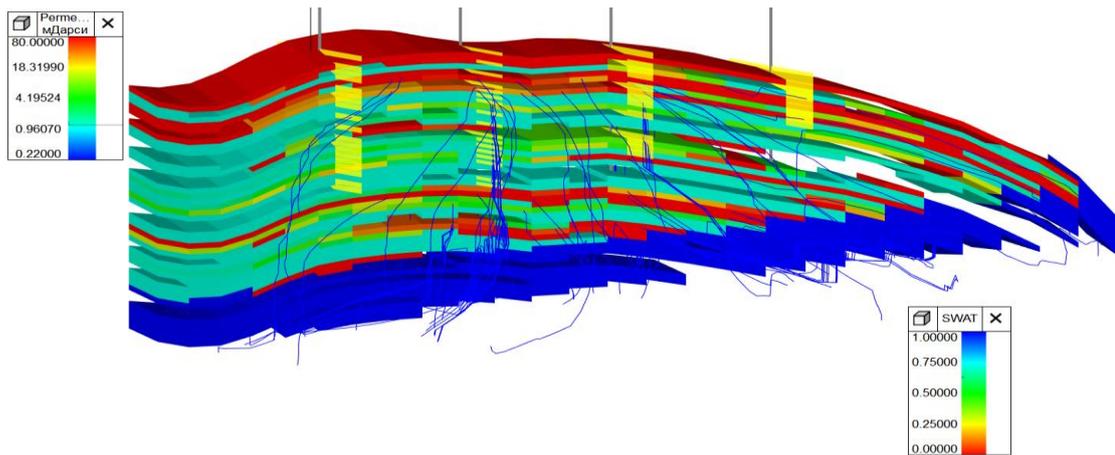


Рис. 8. Линии тока фазы воды (Вариант Истощение +КГРП)

Проводя КГРП на нагнетательных и добывающих скважинах, закачиваемая вода прорывается по трещинам КГРП, а также по зонам вторичных доломитов к добывающим скважинам, обводняя добываемую продукцию.

Применение системы ППД на опытном участке в пласте с наличием высокопроницаемых зон не позволяет увеличить отбор нефти за счет увеличения депрессии на скважинах в сравнении с вариантом режима истощения залежи (Рис. 9). Проводя на всех скважинах КГРП с ограниченным количеством пропанта с применением системы ППД происходит значительный прорыв воды по высокопроницаемым пропласткам к забою добывающих скважин.

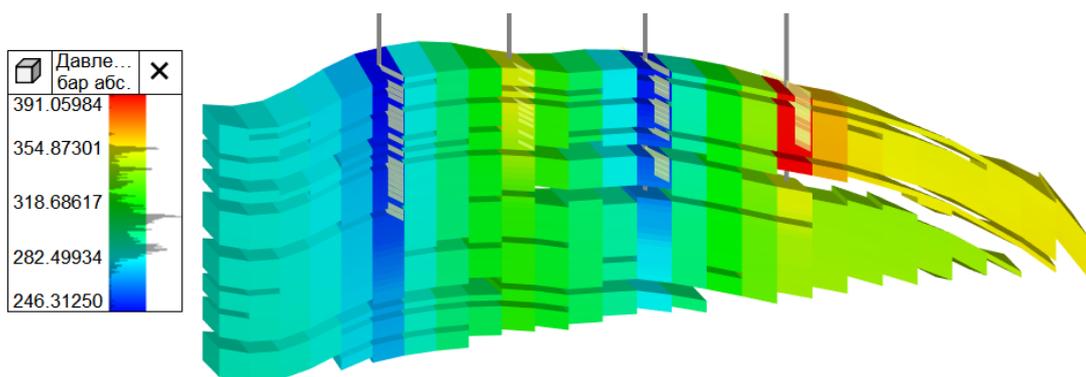


Рис. 9. Пластовое давление на конец разработки (Вариант ППД +КГРП)

Подводя основные выводы разработки афонинского горизонта, отбор нефти, состоящий из низкопроницаемого органогенного известняка, является сложной задачей. Дебиты нефти на режимах истощения и системы

ППД в данных геологических условиях низкоэффективны. Поиск зон с наличием высокопроницаемых вторичных доломитов и расположение скважин в этих зонах позволяет увеличить эффективность выработки пласта как на режиме истощения, так и при системе ППД. Увеличение депрессии на скважину путем применения системы ППД не позволяет увеличить дебит нефти на добывающих скважинах. Применение кислотного ГРП на скважинах с ограниченным тоннажем пропанта, не приобщая подстилающую воду, не позволяет увеличить добычу нефти на режиме истощения. Применение ГРП на нагнетательных скважинах приводит к увеличению приемистости на скважинах и прорыву закачиваемой воды к забою добывающих скважин. Расположение добывающих скважин в зонах с более высокими нефтенасыщенными толщами способствует снижению эффекта конусообразования воды.

Одним из будущих направлений развития разработки афонинской толщи будет являться применение гелей и потоотклоняющих технологий на нагнетательных скважинах, позволяющие регулировать потоки в межскважинном пространстве.

Список литературы

1. Отчет «Стратиграфия, литология и фации допалеозойских и палеозойских отложений новых разведочных площадей Оренбургской области» за 1981 -1983 гг. Южно-Уральское отделение ВНИГНИ.
2. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области / под ред. А.С. Пантелеева и Н.Ф. Козлова. – Оренбург: Оренбургское кн. изд-во, 1997. – 272 с.
3. А.П. Вилесов, К.Н. Чертина, И.П. Воронцов, Н.П. Девятка. ГЕНЕЗИС ДОЛОМИТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ БИЙСКО-АФОНИНСКОЙ КАРБОНАТНОЙ ТОЛЩИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ / Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 11. 2014. - Стр. 25-34.
4. Пантелеев А.С., Галимов А.Г., Баранов В.К. Емкостные и фильтрационные параметры карбонатных пластов коллекторов Зайкинской группы месторождений // Геология и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области. – Оренбург: Оренбургское кн. изд-во, 1999. – С. 228–236.
5. Макарова С.П. Геологическое строение ниже-среднедевонских отложений юго-востока Оренбургской области // Геология и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области. – Оренбург, 1999. – С. 65–68.

6. Эталонный разрез палеозойских отложений Северного Прикаспия по данным бурения скважины 20 Песчаной площади / Е.Н. Горожанина, С.М. Карнаухова, С.М. Побережский, В.М. Горожанин, В.Н. Пазухин, Е.И. Кулагина, Н.Н. Кочетова, С.Т. Ремизова, Е.В. Чибрикова // Геология и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области. – Оренбург: ОАО ИПК "Южный Урал", 2007. – С. 73–86.
7. Горожанина Е.Н. Типы карбонатных платформ Южного Урала и Приуралья, их связь с нефтегазоносностью // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий: материалы VIII Межрегиональной науч.-практ. конф. – Уфа, 2010. – С. 188–191.
8. Горожанина Е.Н. Типы осадочных бассейнов девона Южного Урала и восточной окраины Русской платформы // Ленинградская школа литологии: материалы Всерос. литологического совещ., посвященного 100-летию со дня рождения Л.Б. Рухина (Санкт-Петербург, 25–29 сентября 2012 г.). Т. I. – СПб.: СПбГУ, 2012. – С. 44–46.

References

1. Otchet «Stratigrafiya, litologiya i facii dopaleozojskih i paleozojskih otlozhenij novyh razvedochnyh ploshchadej Orenburgskoj oblasti» za 1981 -1983 gg [Stratigraphy, lithology and facies of Pre-Paleozoic and Paleozoic deposits in recent exploration areas in Orenburg region]. 1981 – 1983 Report. Yuzhno-Uralsky branch of VNIGNI. (in Russian)
2. Panteleev A.S., Kozlov N.F. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost Orenburgskoj oblasti [Geology and hydrocarbon potential of the Orenburg region]. Orenburg: Orenburg Book Publ., 1977, 272 p. (in Russian)
3. Vilesov A.P., Chertina K.N., Vorontsov I.P., Devyatka N.P. Genezis dolomitovykh kollektorov biysko-afoninskoj karbonatnoj tolshchi Orenburgskoj oblasti [Genesis of dolomitic reservoirs in Biysk-Afonian carbonate complex in Orenburg region]. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, No.11, 2014, pp. 25-34 (in Russian)
4. Panteleev A.S., Galimov A.G., Baranov V.K. Emkostnyye i filtracionnyye parametry karbonatnykh plastov kollektorov Zajkinskoj gruppy mestorozhdenij [Storage potential and flow properties of carbonate reservoirs in Zaikinsky group of fields]. Geology and Development of Oil and Gas Fields in Orenburg Region. Orenburg: Orenburg Book Publ., 1999, pp. 228–236 (in Russian)
5. Makarova S.P. Geologicheskoe stroenie nizhne-srednedevonskih otlozhenij yugo-vostoka Orenburgskoj oblasti [Geology of Lower and Middle-Devonian deposits in the south-east of Orenburg region]. Geology and Development of Oil and Gas Fields in Orenburg Region. Orenburg, 1999, pp. 65–68 (in Russian)
6. Gorozhanina E.N., Karnaukhov S.M., Poberezhsky S.M., Gorozhanin V.M., Pazukhin V.N., Kulagina E.I., Kochetova N.N., Remizova S.T., Chibrikova E.V. Etalonnyj razrez paleozojskih otlozhenij Severnogo Prikaspiya po dannym bureniya skvazhiny 20 Peschanoj ploshchadi [Reference section of Paleozoic deposits in the Northern Pre-Caspian based on Well 20 drilling logs in the Peschanaya area]. Geology and Development of Oil and Gas Fields in Orenburg Region. Orenburg: Yuzhny Ural Publ., 2007, pp. 73–86 (in Russian)
7. Gorozhanina E.N. Tipy karbonatnykh platform YUzhnogo Urala i Priuralya, ih svyaz s neftegazonosnostyu [Types of carbonate platforms in the Southern Urals and Transurals and their relation to oil and gas potential]. Proceedings of the VIII Research and Practice Conference “Geology, minerals and geo-environmental problems of Bashkortostan, the Urals and bordering regions”. Ufa, 2010, pp. 188–191 (in Russian)
8. Gorozhanina E.N. Tipy osadochnykh bassejnov devona YUzhnogo Urala i vostochnoj okrainy Russkoj platformy [Types of Devonian sedimentary basins in the Southern Urals

and the eastern border land of the Russian platform]. Leningrad School of Lithology: Proceedings of the Russian Lithological Conference (St.-Petersburg, September 25-29, 2012). Vol.1, St.-Petersburg: St. Petersburg State University, 2012, pp. 44-46 (in Russian)

Сведения об авторах

Низаев Рамиль Хабутдинович, доктор технических наук, Ведущий научный сотрудник, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423233, Бугульма, ул. 2ая Лесная, 4
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Хафизов Руслан Ильдарович, кандидат технических наук, главный специалист, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (СПбПУ)
Россия, 195251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, 29, лит. Б
E-mail: ruslanxxx171@mail.ru

Фатеев Арсений Дмитриевич, ассистент, Национальный исследовательский университет ИТМО
Россия, 197101, Санкт-Петербург, Кронверкский пр., 49
E-mail: fateev.arseny@yandex.ru

Authors

R.Kh. Nizaev, Doctor of Technical Sciences, Leading Specialist, TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft
4, M. 2nd Lesnaya Str., Bugulma, 423233, Russian Federation
E-mail nizaev@tatnipi.ru

R.I. Khafizov, Candidate of Technical Sciences (PhD), Chief Specialist, Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University
29, Politekhnikeskaya Str., Building B, St. Petersburg, 195251, Russian Federation
E-mail: ruslanxxx171@mail.ru

A.D. Fateev, Assistant, National Research University ITMO
49, Kronverksky pr., St. Petersburg, 197101, Russian Federation
E-mail: fateev.arseny@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 01.04.2025

Принята к публикации 17.06.2025

Опубликована 30.06.2025