

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.123-138>

EDN NGRRUU

УДК 622.276.1/4.001.57

Уточнение геолого-гидродинамической модели пашийских отложений участка Ромашкинского месторождения с учетом нижележащих отложений и фациального моделирования

^{1,2}Федотов М.В., ¹Насыбуллин А.В., ^{1,2}Ганиев Т.И.,

^{1,2}Кильдюшов А.А., ³Шуматбаев К.Д.

¹Высшая школа нефти (ВШН), Альметьевск, Россия

²Центр моделирования Центра технологического развития

ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

³Департамент разработки месторождений СП «Татнефть-Добыча»

ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

Refinement of the geological and hydrodynamic model of pashian deposits of the Romashkinskoye field site, taking into account the underlying deposits and facies modeling

^{1,2}M.V. Fedotov, ¹A.V. Nasibullin, ^{1,2}T.I. Ganiev,

^{1,2}A.A. Kildiushov, ³K.D. Shumatbaev

¹Higher School of Petroleum (HSP), Almeteyevsk, Russia

²Modeling Center, Technological Development Center – PJSC TATNEFT, Almeteyevsk, Russia

³Department of Field Development PJSC Tatneft, Almeteyevsk, Russia

E-mail: mv_fedotov@mail.ru

Аннотация. Промышленная разработка Ромашкинского нефтяного месторождения началась в 1945 году, и на данный момент оно находится на поздней стадии разработки. Перед недропользователем стоит задача оптимизации разработки продуктивных пластов с целью увеличения добычи нефти. Совершенствование системы разработки нефтяных месторождений на современном этапе невозможно без применения инструментов моделирования – построения геолого-гидродинамической модели (ГГДМ). Для повышения качества ГГДМ необходимо совершенствование применяемых подходов в

моделировании, комплексирование различных геолого-геофизических, промысловых и лабораторных данных. Повышение детальности геологического строения, уточнение зависимостей фильтрационно-емкостных свойств позволяет локализовать остаточные запасы.

В данной работе рассматриваются пути уточнения и улучшения геолого-гидродинамической модели на основе корреляции отложений в соответствии с седиментационной моделью, вовлечения коллекторов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), учёта зон слияния пашийских (D3fr1 ps) с нижележащими муллинскими (D2zv ml) отложениями, уточнения зависимостей относительных фазовых проницаемостей и обоснования коэффициентов вытеснения отдельно для верхне-пашийского, нижне-пашийского объектов и выделенных фаций.

Ключевые слова: геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование, корреляция, фация, зоны слияния, относительная фазовая проницаемость, вытеснение

Для цитирования: Федотов М.В., Насыбуллин А.В., Ганиев Т.И., Кильдюшов А.А., Шуматбаев К.Д. Уточнение геолого-гидродинамической модели пашийских отложений участка Ромашкинского месторождения с учетом нижележащих отложений и фациального моделирования // Нефтяная провинция.- 2024.-№1(37).-С. 123-138. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.123-138>. - EDN NGRRUU

Abstract. Industrial development of the Romashkinskoye oil field began in 1945, and at the moment it is at a late stage of development. The subsoil user is faced with the task of optimizing the development of productive reservoir in order to increase oil production. Improving the system for developing oil fields at the present stage is impossible without the use of modeling tools - building a geological and hydrodynamic model. To improve the quality of simulation model, it is necessary to improve the applied modeling approaches and integrate various geological, geophysical, field and laboratory data. Increasing the detail of the geological structure and clarifying the dependencies of filtration-capacitive properties makes it possible to localize residual reserves.

This paper discusses ways to clarify and improve the geological-hydrodynamic model based on the correlation of sediments in accordance with the sedimentation model, the entrainment of reservoirs with poor reservoir permeability, taking into account the confluence zones of the pashian with the underlying mullinsky deposits, adjustment the dependencies of the relative permeability and justification displacement efficiency separately for the upper pashian, lower pashian objects and selected facies.

Key words: geological modelling, hydrodynamic modelling, correlation, facies, confluence zones, relative permeability, oil displacement

For citation: M.V. Fedotov, A.V. Nasibullin, T.I. Ganiev, A.A. Kildiushov, K.D. Shumatbaev Utochneniye geologo-gidrodinamicheskoy modeli pashiyskikh otlozheniy uchastka Romashkinskogo mesto-rozhdeniya s uchetom nizhelezhazhchikh otlozheniy i fatsial'nogo modelirovaniya [Refinement of the geological and hydrodynamic model of pashian deposits of the Romashkinskoye field site, taking into account the underlying deposits and facies modeling]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(37), 2024. pp. 123-138. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.123-138>. EDN NGRRUU (in Russian)

Построение трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей в настоящее время уже стало естественной составляющей технологических процессов обоснования бурения скважин и составления планов разработки месторождений углеводородов, включая оценку экономической эффективности предлагаемых геолого-технологических мероприятий. [1]

Поэтому для наиболее эффективного использования модели в качестве инструмента для подбора геолого-технических мероприятий (ГТМ) необходимо тщательно подходить к этапам ее создания, аккумулируя все имеющиеся знания по рассматриваемому объекту: геолого-геофизические, промысловые и лабораторные данные; совершенствуя применяемые подходы в моделировании.

Промышленная разработка участка началась в 1950 году. В 1971 г. был достигнут максимальный уровень добычи – 12 131 тыс. т, при этом темп отбора составил 4,0 % - от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) и 7,7 % - от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ). В последующие годы происходит снижение отборов нефти. Добыча жидкости в 1950 году составляла 16,8 тыс. т и до 1965 г. обводненность изменялась от 0,5 до 4,9 %. [2]

С начала разработки, по состоянию на начало 2023 года, по участку добыто 292 884,2 тыс. т нефти (97,3 % от НИЗ) и 1 047 498,8 тыс. т жидкости, обводненность составляет 94,7 % (Рис. 1).

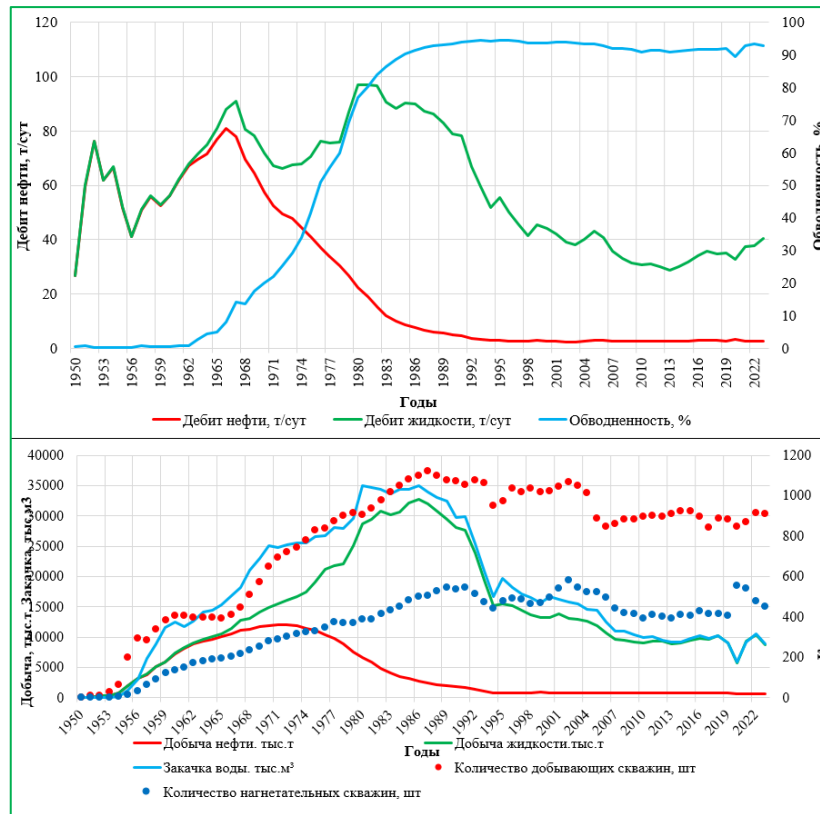
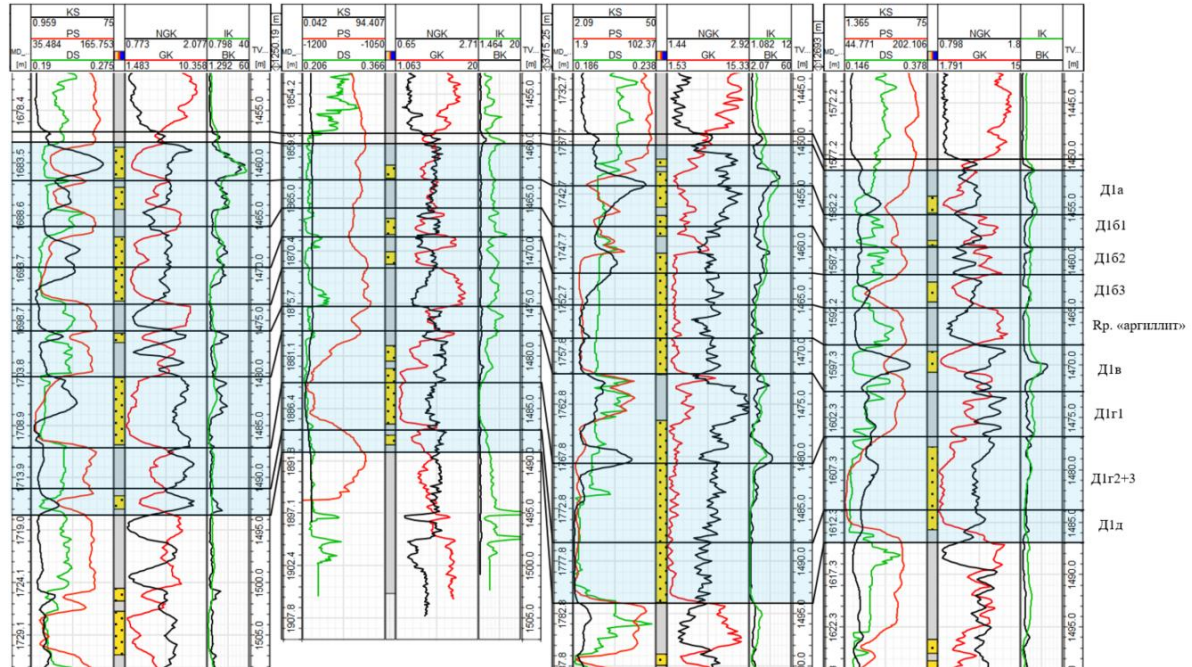


Рис. 1. Динамика основных технологических показателей пашийского объекта участка

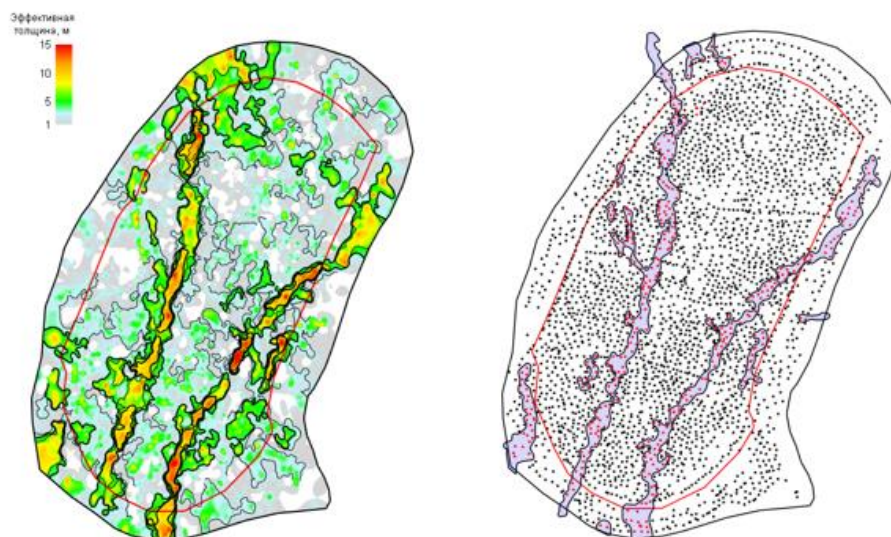
Таким образом на сегодняшний день добыча нефти характеризуется стабилизацией добычи нефти и близкой к критичной обводненностью добываемой продукции. Основной задачей ГГДМ является помощь в принятии более точных управленческих решений при подборе ГТМ, что приведет к эффективной выработке остаточных запасов, росту дебита нефти и уменьшению градиента падения добываемой продукции.

Основным эксплуатационным объектом анализируемого участка являются терригенные отложения пашийского горизонта. В традиционном представлении корреляционная схема данных отложений представляет собой 8 продуктивных пластов (пласты «а», «б₁», «б₂», «б₃», «в», «Г₁», «Г₂₊₃» и «д»), а также разделяющий верхнюю и нижнюю пачку пашийских отложений репер «аргиллит»), залегающих унаследовано (Рис. 2). [3] Однако, в ходе выполнения работы было выявлено и прослежено по участку несколько ярко выраженных фациальных тел, представляющих собой мощные

коллектора с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, зачашую размывающих репер «аргиллит», которые в последствии моделировались как отдельные геологические тела (проанализировано 1102 скважины, фация выделена в 366 скважинах) (Рис. 3).



**Рис. 2. Корреляционная схема пашийских отложений
Ромашкинского месторождения**



**Рис. 3. Карта эффективных толщин верхнепашийского горизонта с выделением
фациальных тел**

Наличие в разрезе пашийских отложений обособленных фациальных тел обусловлено прибрежно-морской обстановкой осадконакопления, а

также трансгрессивно-регрессивными циклами и разным объемом сносимого материала в пашийское время, что способствовало неравномерному отложению осадочного материала на площади Ромашкинского месторождения.

В нижнепашийское время направление сноса материала было с северо-запада на юго-восток. Скорость сноса и объем осадков на юго-востоке и в центральной части месторождения были высокими, на северо-западе - низкими. Поэтому на рассматриваемом участке мы можем наблюдать тела, приуроченные предположительно к фациям устьевого бара, ближней части фронта дельты и передовой зоны пляжа (Рис. 4).

В верхнепашийское время направление сноса также было с северо-запада на юго-восток. Однако, скорость сноса и объем осадков на юго-западе и в центральной части месторождения были низкими, на северо-востоке - высокими, вследствие чего образовывались барьерные острова, устьевые бары, фации передовой зоны пляжа (Рис. 5). [4,5,6]

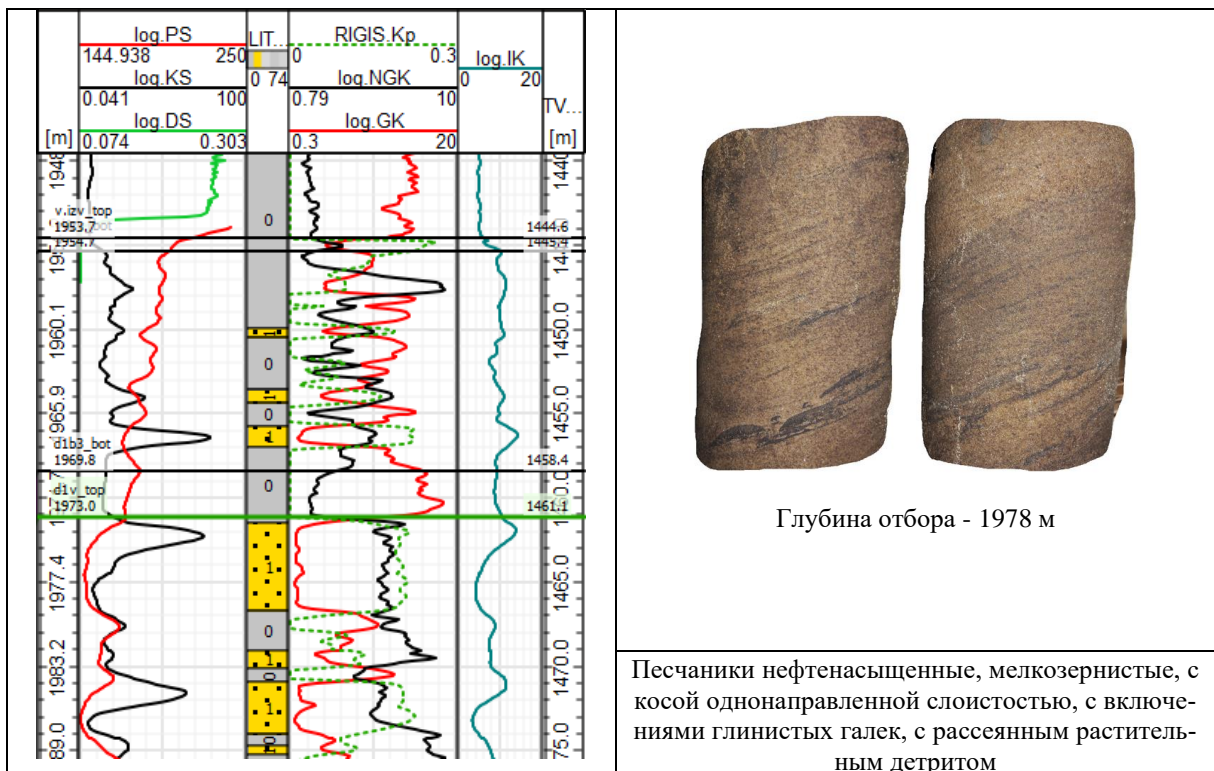
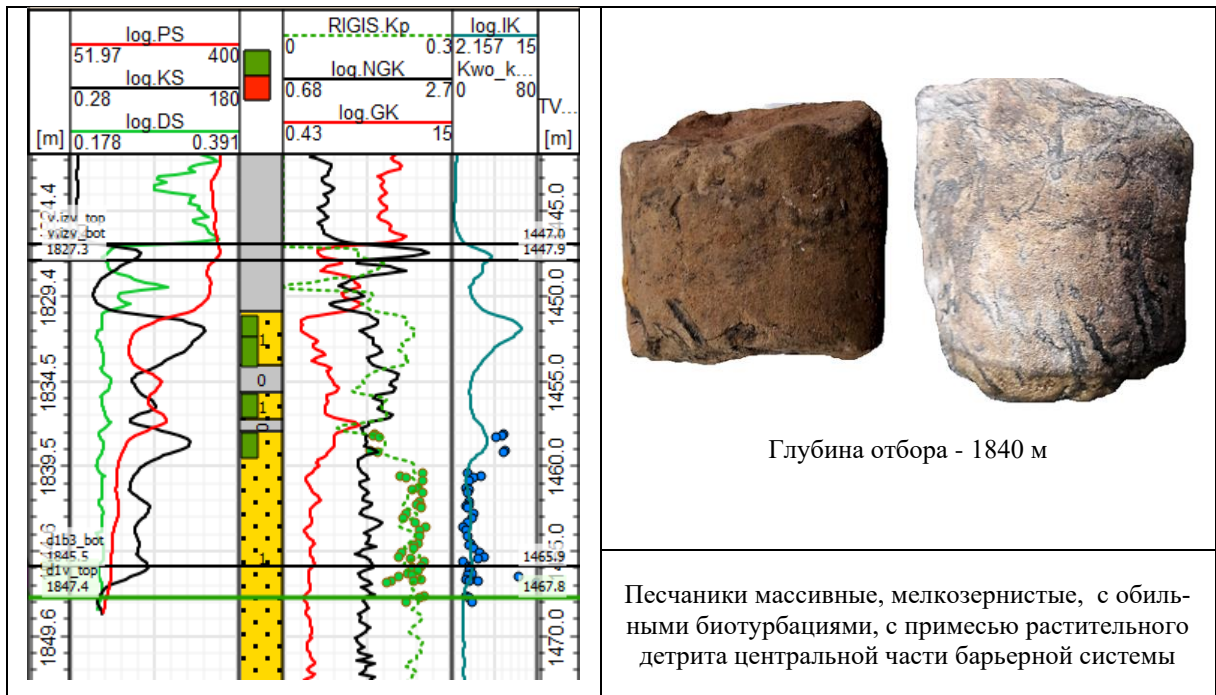


Рис. 4. Анализ кернового материала скважины участка – гребень устьевого бара



**Рис. 5. Анализ кренового материала скважины участка –
центральная часть барьерной системы**

Также для улучшения связности пород-коллекторов в ходе работы были вовлечены коллектора с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), не учитывающиеся при стандартном подходе (фонд скважин составил 190 единиц – 203 интервала) (Рис. 6). [7] В результате довыделения ухудшенных коллекторов общий объем нефтенасыщенных коллекторов увеличился на 2 %.

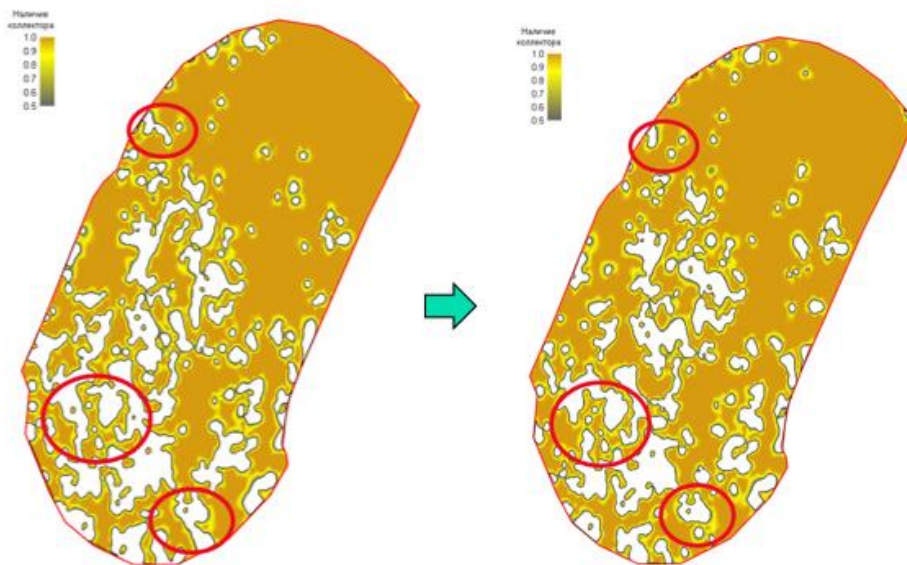


Рис. 6. Сопоставление карт распределения коллектора по пласту Д1а

Далее было выявлено наличие зон слияния пашийских с нижележащими муллинскими отложениями, которые являются в свою очередь отдельным объектом разработки. Было принято решение учесть данные отложения при моделировании пашийского горизонта для корректного распределения давления и потоков флюидов в пласте, и для учета межпластовых перетоков (выявлено 12 скважин со слиянием горизонтов, 30 скважин с глинистой перемычкой между горизонтами) (Рис. 7-8).



Рис. 7. Зоны слияния пашийского и муллинского горизонтов

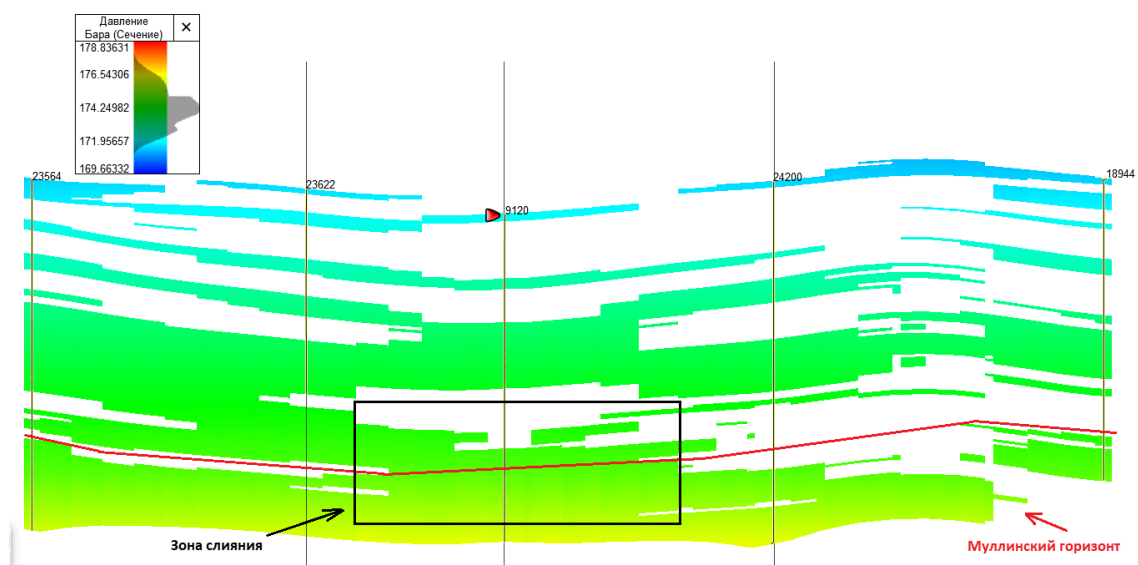


Рис. 8. Распределение давления в зоне слияния горизонтов

В результате добавления в модель муллинского горизонта показатели адаптации ГДМ по накопленным объемам по скважинам с момента начала разработки участка выросли на 0,2 % по нефти и на 2,5 % по жидкости.

С целью уточнения и совершенствования ГГДМ было принято решение уточнить относительные фазовые проницаемости (далее ОФП) по верхне- и ниже-пашийским отложениям участка, отнеся выделенные фациальные тела к ниже-пашийским отложениям ввиду схожих характеристик (Рис. 9).

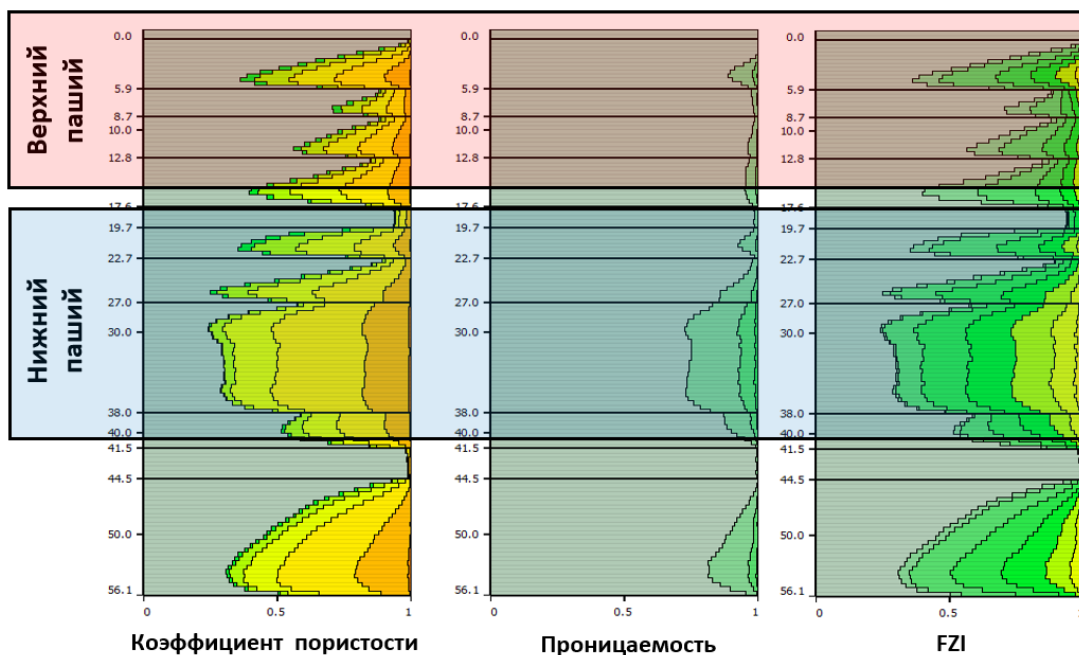


Рис. 9. Распределение свойств в разрезе пашийского горизонта

Зависимости ОФП по воде и нефти определялись на основе данных по перепадам давления и объемам вытесненных флюидов, полученных по результатам фильтрационных исследований на составных моделях керна. Для расчета зависимостей ОФП для каждого эксперимента применялся способ Джонсона – Босслера – Наймана (JBN) Метод JBN используется для расчета относительных проницаемостей в виде их зависимости от насыщенности породы одним из флюидов, который вытесняют другим (при постоянной скорости его нагнетания) до достижения ее остаточного значения. Эксперимент должен проводиться при высоких расходах вытесняющего флюида,

чтобы избежать концевое капиллярного эффекта (аномально высокого насыщения смачивающим флюидом образца вблизи его торца) (Рис. 10,11). [8,9]

Далее была выполнена работа по обоснованию коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт}}$) отдельно для верхне-пашийского и нижне-пашийского объектов (Рис. 12), где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти, доли ед.; $K_{\text{пр}}$ – газопроницаемость, 10^{-3} мкм². Получены зависимости коэффициента вытеснения нефти водой от газопроницаемости по 39 экспериментам на керне пашийского горизонта (участки месторождения, по которым использовались результаты исследований, представлены в табл. 1).

Таблица 1

Средние значения параметров по геологическим моделям

		Кп, д.ед.	Кпр, мД	Кн, д.ед.	Кол-во эксп.
Участок 1	Верхний	0,17	208	0.82	3
	Нижний	0,19	567	0.75	2
Участок 2	Верхний	0,17	2387	0.76	2
	Нижний	0,19	772	0.67	2
Участок 3	Верхний	0,18	417	0.8	5
	Нижний				-
Участок 4	Верхний	0,18	316	0.86	1
	Нижний	0,19	581	0.8	-
Участок 5	Верхний	0,18	323	0.82	1
	Нижний	0,2	793	0.79	-
Участок 6	Верхний	0,17	157	0.81	14
	Нижний	0,18	337	0.79	9

Зависимости $Sowcr(K_{\text{пр}})$, принятые в ГДМ, представлены на рис. 13. Расчетные значения коэффициентов вытеснения, заданные в ГДМ, представлены в табл. 2. Коэффициенты вытеснения для верхне- и нижне-пашийского объектов отличаются не более, чем на 5 % от коэффициента, полученного по зависимости от проницаемости по керновым данным, что выполняется при использовании исходной зависимости $Sowcr(K_{\text{пр}})$.

Коэффициент вытеснения по верхне-пашийскому горизонту – 0,569 (отклонение от принятого значения 1,05%), по ниже-пашийскому – 0,684 (отклонение от принятого значения 0,29%). Принятые значения коэффициента вытеснения по результатам исследования на керне по верхне-пашийскому горизонту – 0,563, по ниже-пашийскому горизонту – 0,686 (Табл. 2).

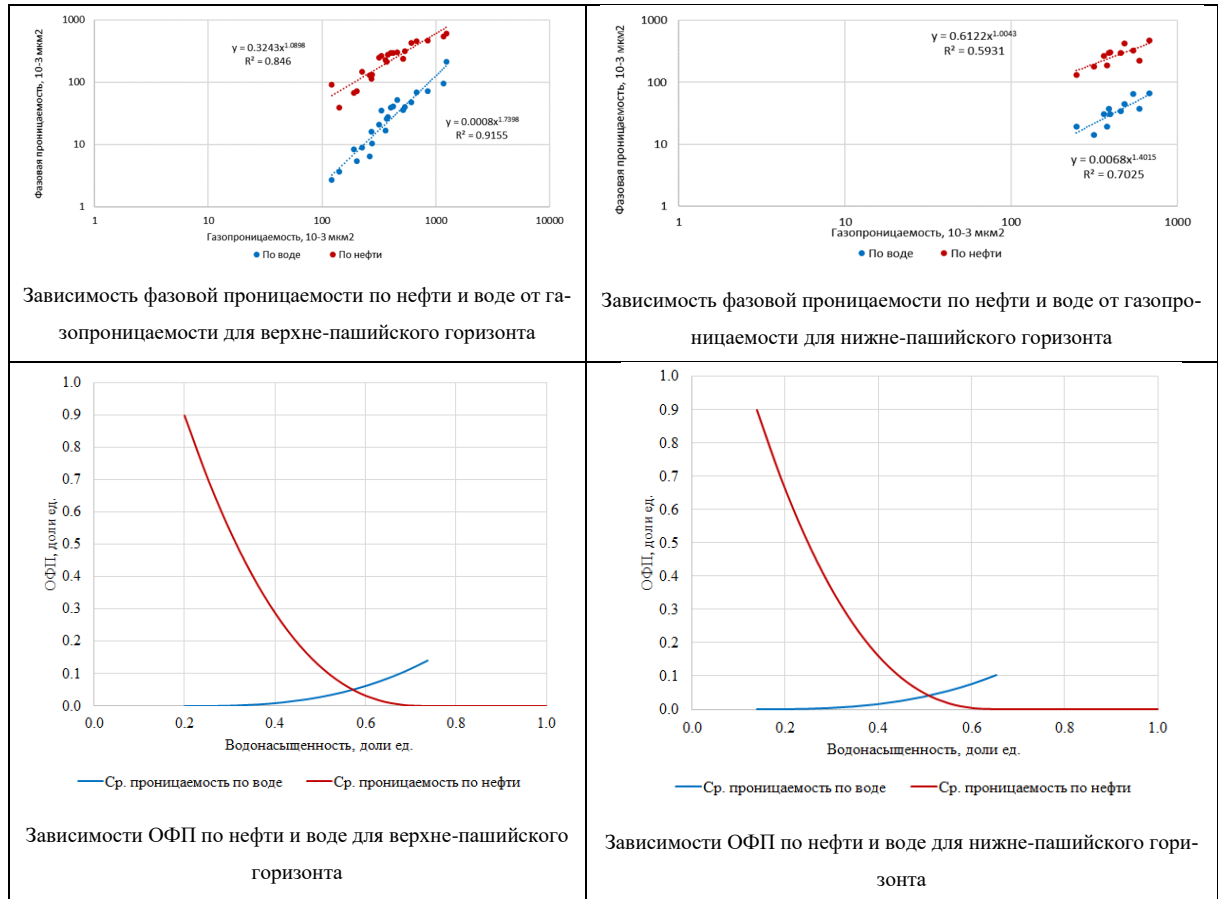


Рис. 10. Определение зависимостей ОФП для верхне-пашийского и ниже-пашийского объектов

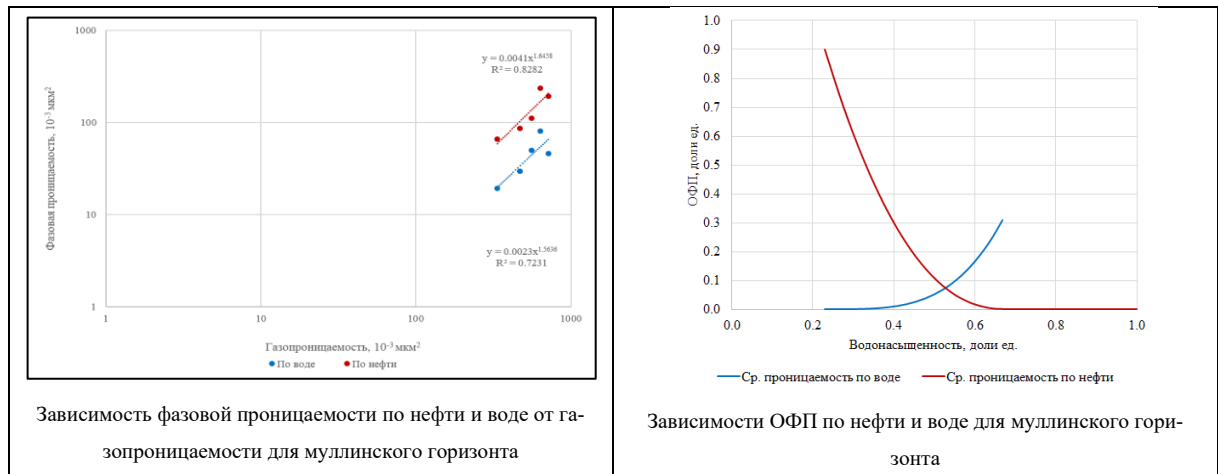


Рис. 11. Определение зависимостей ОФП для муллинского горизонта

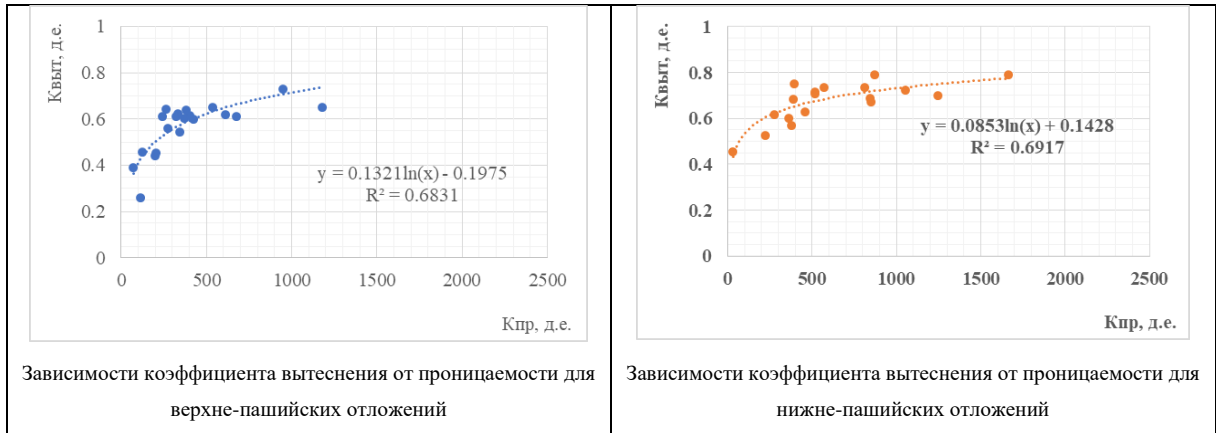


Рис. 12. Определение зависимостей коэффициента вытеснения от проницаемости для пашийских отложений

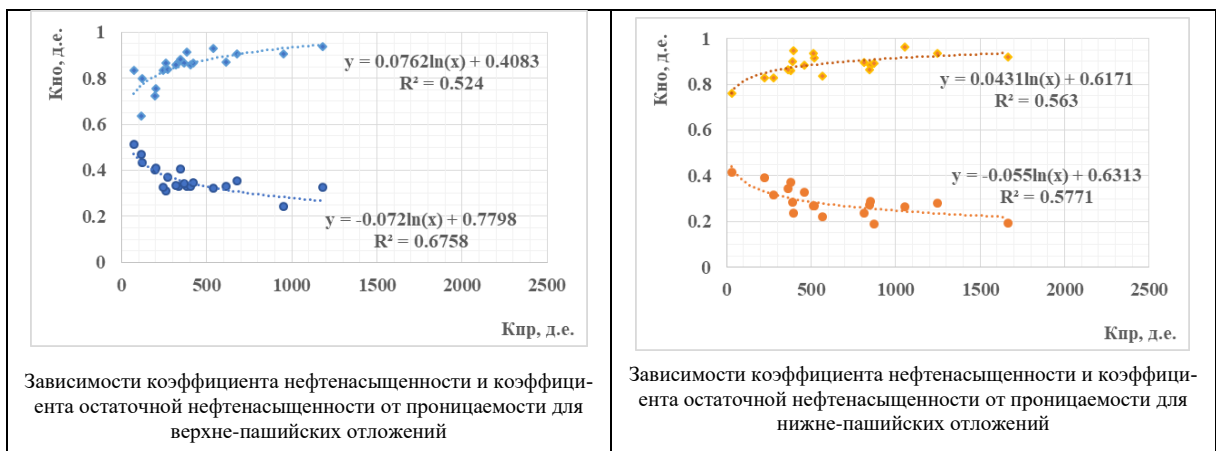


Рис. 13. Определение зависимостей коэффициента вытеснения от проницаемости для пашийских отложений

Таблица 2

Результаты расчета коэффициента вытеснения для пашийских отложений

	К _{выт} (расчетный)	К _{выт} (зависимость)	Δ, %
Верхне-пашийские отложения	0,569	0,563	1,05
Нижне-пашийские отложения	0,684	0,686	-0,29

В результате принятых решений количественные показатели качества построения ГГДМ улучшились: увеличилась сходимость интегральных показателей разработки, увеличился процент адаптации по скважинам (накопленная добыча нефти и жидкости). На рис. 14 представлена динамика изменения показателей модели в зависимости от реализации вышеперечисленных подходов. Второй столбец графиков адаптированной накопленной до-

бычи нефти и жидкости по скважинам соответствует результатам после добавления муллинских отложений в модель, а третий – после использования разных зависимостей ОФП и Квыт для верхнего и нижнего пашия, а также для выделенной фации.

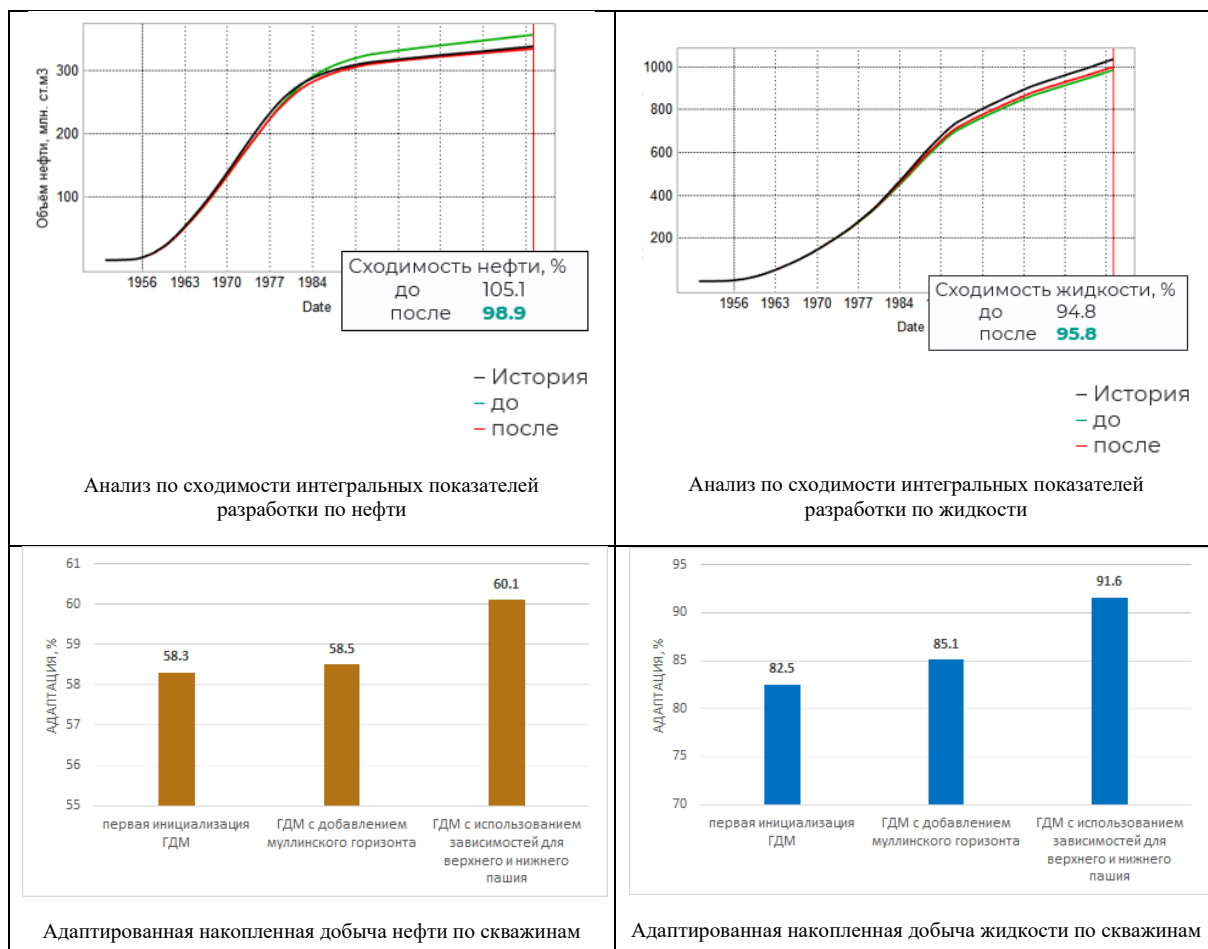


Рис. 14. Результаты принятых решений

Заключение

Вопрос эксплуатации месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, актуален для каждого недропользователя. Снижение добычи нефти ведет к необходимости вовлекать в разработку нетрадиционные коллектора, коллектора с ухудшенными ФЕС, проводить более эффективные геолого-технические мероприятия (ГТМ), использовать современные технологии для анализа активов и принятия управленческих решений.

Проведенные исследования и выполненная работа показали, что учет седиментационной модели, а именно выделение фациальных тел, учет наличия литологических пачек с отличающимися характеристиками фильтрационно-емкостных свойств, а также разделение законов фильтрации для выделенных тел позволяет улучшить геолого-гидродинамическую модель.

Полученные результаты позволят спрогнозировать величину остаточных запасов углеводородов на участке Ромашкинского месторождения, а созданная модель будет являться качественным инструментом для проектирования эффективных геолого-технических мероприятий, что обеспечит оптимальную добычу нефти и достижение проектного КИН на месторождении.

Список литературы

1. Закревский К.Е «Геологическое 3D моделирование» М.: ООО «ИПЦ „Маска“», 2009 — 376 с.
2. Мухарский Э.Д., Князев С.В., Суханов Н.И., Фаттахов Б.З. Генеральная схема развития добычи нефти горизонтов Д1 и Д0 Ромашкинского нефтяного месторождения на период 1976 – 1990г.г. Отчет о НИР/ТатНИПИнефть. Бугульма. 1975.
3. Муслимов Р.Х. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Т.1. Казань, Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2007г. – 316с.
4. Абдуллин Н. Г., Аминов Л.З. и др. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Т. 3. Москва: Недра. 1979. 168 с.
5. Алиев М.М., Батанова Г.П., Хачатрян Р.О. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М.: Недра, 1978, 216 с.
6. Лощева З.А., Магдеев М.Ш., Агафонов С.Г., Федотов М.В. Новый взгляд на геологическое строение пашийского горизонта Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения. Георесурсы. – 2017. - №1. - С.21-26. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.4>
7. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа скважин. Москва: Недра. 1978. 389 с.,
8. Johnson E. F., Bossler D. P., Naumann V. O. Calculation of relative permeability from displacement experiments // АІМЕ. 1959. V. 216. P. 370–372.
9. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. Введ. 06.02.1989.

References

1. Zakrevsky K.E. Geological 3D Modelling. M.: LLC «PPC „Maska“», 2009 — 376 p. (in Russian)
2. Muharskiy E.D. Knyazev S.V. Sukhanov N.I. Fattahov B.Z. Development of Kynovian and Pashian formations of the Romashkinskoye oil field in 1976-1990. Otchet o NIR/Tat-NIPIneft. Bugulma. 1975. (in Russian)
3. Muslimov R.Kh. Neftegazonosnost Respubliki Tatarstan. Geologiya i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy. T1. Kazan: Izd-vo "Fen" AN RT, 2007.T.1.- 316s., T.2.-524 p. (in Russian)
4. Abdullin N.G. Aminov L.Z. et al. Location pattern and generation conditions of oil and gas formations of Volgo-Uralsk region. Moscow: Subsoil. 1979. 168 p. (in Russian)
5. Aliev M.M., Batanova G.P., Khachatryan R.O., Lyashenko A.I., Novozhilova S.I., Naearenko A.M., Adler M.G., Fedorova T.I., Tyurikhun A.M., Mikhaylova N.A. (1978). Devonian deposits of the Volga-Ural oil and gas province. Moscow: Nedra Publ., 216 p. (in Russian)
6. Loshcheva Z.A., Magdeev M.Sh., Agafonov S.G., Fedotov M.V., Magdeeva O.V. (2017). A new look at the geological structure of the Pashian horizon (D3ps) of the Aznakaevskaya area of the Romashkinskoye oil field. Georesursy = Georesources, 19(1), pp. 21–26. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.4> (in Russian)
7. Itenberg, S.S. Well Logging Interpretation. Moscow: Subsoil. 1978. 389 p. (in Russian)
8. Johnson E. F., Bossler D. P., Naumann V. O. Calculation of relative permeability from displacement experiments // AIME. 1959. V. 216. P. 370–372. (in English)
9. OST 39-235-89. Oil. A method for determining phase permeabilities in laboratory conditions with joint stationary filtration. Moscow: Minnefteprom. 1989. 36 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Федотов Михаил Владимирович, аспирант, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Высшая школа нефти (ВШН), Центр моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: mv_fedotov@mail.ru

Насыбуллин Арслан Валерьевич, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Высшая школа нефти (ВШН)
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: arsval@bk.ru

Ганиев Тимур Ильдарович, аспирант, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Высшая школа нефти (ВШН), Центр моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: GanievTI@tatneft.ru

Кильдюшов Артур Алексеевич, аспирант, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Высшая школа нефти (ВШН), Центр моделирования Центра технологического развития, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: KildiushovAA@tatneft.ru

Шуматбаев Кирилл Дмитриевич, главный эксперт по петрофизическим исследованиям Департамента разработки месторождений СП «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75
E-mail: Shumatbaevkd@tatneft.ru

Authors

M.V. Fedotov, PhD Candidate, Chair of Oil and Gas Fields Development and Operation, Higher School of Petroleum (HSP), Modeling Center, Technological Development Center – PJSC TATNEFT
2, Lenin st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: mv_fedotov@mail.ru

A.V. Nasibullin, Dr.Sc., Professor, Hold a Chair of Oil and Gas Fields Development and Operation Higher School of Petroleum (HSP)
2, Lenin st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: arsva@bk.ru

T.I. Ganiev, PhD Candidate, Chair of Oil and Gas Fields Development and Operation, Higher School of Petroleum (HSP), Modeling Center, Technological Development Center – PJSC TATNEFT
2, Lenin st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: GanievTI@tatneft.ru

A.A. Kildiushov, PhD Candidate, Chair of Oil and Gas Fields Development and Operation, Higher School of Petroleum (HSP), Modeling Center, Technological Development Center – PJSC TATNEFT
2, Lenin st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: KildiushovAA@tatneft.ru

K.D. Shumatbaev, Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Expert (on petrophysical research), Department of Field Development, Tatneft-Dobycha, Tatneft PJSC
75, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: Shumatbaevkd@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 22.12.2023
Принята к публикации 21.03.2024
Опубликована 30.03.2024