

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-85-97

EDN: JFSDZU

**Локализация и довыработка остаточных извлекаемых запасов нефти
в низкопроницаемых песчаных коллекторах с хаотичным
типом косой слоистости на месторождениях поздней стадии
разработки на примере ачимовской толщи**

Т. К. Апасов, А. Г. Кудияров

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
apasovtk@tyuiu.ru*

Аннотация. Ачимовская толща характеризуется высокой неоднородностью и низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Разработка ачимовских отложений осуществляется при помощи горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта. Даже с учетом новых технологий коэффициент извлечения нефти по отложениям ачимовской толщи варьируется в диапазоне от 5 до 14 %. В рамках статьи изучен процесс локализации остаточных извлекаемых запасов нефти в низкопроницаемых, макронеоднородных песчаниках с хаотичным типом косой слоистости на месторождении поздней стадии разработки. В результате исследования принадлежности песчаников к фильтрационно-емкостной матрице коллектора, текущего состояния разработки месторождения, а также анализа эксплуатации добывающих скважин выявлены зоны невыработанных запасов для уплотняющего бурения новых скважин и боковых стволов. Совокупность этих факторов была учтена при адаптации гидродинамической модели высоконеоднородного коллектора, использованной в ходе нашей работы для выбора оптимальной по технико-экономическим показателям системы разработки.

Ключевые слова: фация, неоднородность, слоистость, текстура, низкопроницаемый коллектор, разработка коллекторов

Для цитирования: Апасов, Т. К. Локализация и довыработка остаточных извлекаемых запасов нефти в низкопроницаемых песчаных коллекторах с хаотичным типом косой слоистости на месторождениях поздней стадии разработки на примере ачимовской толщи / Т. К. Апасов, А. Г. Кудияров. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-2-85-97 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 2. – С. 85–97. EDN: JFSDZU

**Localization and further extraction of residual recoverable oil reserves
in low-permeability sandstone reservoirs with chaotic oblique layering
in a late-stage field: a case study of the Achimov sequence**

Timergaley K. Apasov, Aleksandr G. Kudiiarov

Abstract. Achimov sequence is characterized by high heterogeneity and low reservoir properties. Development of Achimov sequence occurs using horizontal wells with multistage hydraulic fracturing. Despite the adoption of advanced technologies, the oil recovery factor in these deposits ranges from 5% to 14%. As part of the article, we studied the localization's process of residual recoverable oil reserves in low-permeability, macro-heterogeneous sandstones with chaotic layered structures in a late-stage field. We studied belonging of sandstones to the filtration-capacitance matrix of the reservoir and the current state of field development. In addition, we analyzed production well operation. As a result, we found areas with undeveloped reserves for infill drilling on the base of depositional environments and facies. We considered all these factors to adapt a hydrodynamic simulation model of a highly heterogeneous reservoir. We utilized this model to select the design system that is optimal in terms of technical and economic indicators.

Keywords: facies, reservoir heterogeneity, lamination, texture, low-permeability reservoir, reservoir engineering

For citation: Apasov, T. K., & Kudiiarov, A. G. (2025). The influence of chaotic lamination's heterogeneity on oilfield development of low permeable clastic reservoir on mature field on the example of achimov sequence. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 85-97. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-85-97

Введение

На процесс нефтеизвлечения на поздней стадии освоения нефтяных месторождений влияет высокая макро- и микронеоднородность пластовых систем. Объекты эксплуатации имеют сложную структуру порового пространства и пониженные значения фильтрационно-емкостных свойств. Для повышения эффективности выработки запасов нефти необходимо разработать модель, соответствующую реальным геолого-физическим условиям залегания залежи, а на основании экспериментальных и аналитических исследований создать наиболее приемлемую концепцию извлечения остаточных запасов нефти. На сегодняшний день в проектных документах используют средние значения коэффициента продуктивности и коэффициента неоднородности, вычисленные для залежи в целом. При значительном различии геолого-физических параметров отдельных участков их выделяют в виде геометрических правильных зон. Несомненно, что это не соответствует фактическому строению залежи нефти, так как процесс аккумуляции флюидов на разных участках определялся границей действия различных совокупностей факторов [1]. Более того, одной из отраслевых проблем разработки низкопродуктивных коллекторов является низкий коэффициент извлечения нефти, который редко достигает и 10 %. Это связано со сложным геологическим строением пластов, вертикальной и латеральной неоднородностью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами и высоким коэффициентом водонасыщенности.

Цель работы — исследование песчаников пласта X-17 одного из крупных месторождений Западной Сибири, находящегося на IV стадии разработки, с позиции фильтрационно-емкостной неоднородности, анализ текущего состояния разработки и анализ процесса эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин для адаптация гидродинамической модели низко-

проницаемого коллектора с хаотичной слоистой текстурой и локализации зон невыработанных запасов нефти для уплотняющего бурения.

Объект и методы исследования

Объект исследования — остаточные извлекаемые невыработанные запасы нефти в низкопродуктивном песчаном пласте Х-17 с хаотичным типом косой слоистости. Исследования проведены с применением комплексного геолого-промыслового и инженерного подхода к исследованию низкопроницаемых макронеоднородных коллекторов, фактических результатов эксплуатации горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта, адаптации гидродинамических моделей, вычислительной математики и технико-экономических расчетов.

Характеристика объекта

Отложения пласта Х-17 ачимовской толщи относятся к дистальной части крупного конуса выноса, сформировавшегося на начальной стадии неокомского этапа геологического развития рассматриваемой территории. Отложения накапливались после волжской трансгрессии, при относительно высоком уровне моря. Палеогеографические реконструкции показали, что формирование пласта происходило в глубоководных условиях. Коллектор пласта сформирован передовой частью дельты, которая интенсивно продвигалась вглубь шельфа [2]. В этих условиях происходили процессы, приведшие к образованию конуса выноса, в дистальной части которого формировались отложения пласта Х-17, такие как турбидиты, дебриты, оползни, глинистые отложения проделты [3].

Такой генетический тип отложений изначально предопределяет для большинства из них низкие коллекторские свойства. Средние значения проницаемости в пропластках-коллекторах изменяются от 0,01 до 1,5 мД и составляют в среднем 0,3 мД. Средние значения пористости изменяются от 6,3 до 17,9 %, в среднем 14,6 %. Коэффициент извлечения нефти составляет 0,019 д. ед. при утвержденном 0,201 д. ед.¹ На сегодняшний день система размещения скважин пласта Х-17 — однорядная с горизонтальными скважинами длиной 1 000 м и 8 стадиями ГРП с массой пропанта от 90 до 130 т на стадию. Расстояние между скважинами составляет 400–500 м. Фонд объекта состоит из 145 добывающих (11 действующих, 9 в бездействии, 25 специальных) и 9 нагнетательных (7 действующих, 2 специальных) скважин. При анализе разработки пласта на режиме истощения наблюдается резкое снижение темпов добычи нефти уже спустя год (рис. 1).

Учитывая низкие фильтрационно-емкостные свойства, данное снижение связано с малым радиусом дренирования, а также с падением пластового давления в области дренирования пласта. Пластовое давление составляет 211 атм. При первоначальном — 293 атм. Эту проблему пытались решить путем создания системы поддержания пластового давления (ППД) при помощи нагнетания воды, но положительной динамики на добываю-

¹ Технологический проект разработки Вынгайхинского газонефтяного месторождения ЯНАО. ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, 2018.

щих скважинах зарегистрировать не удалось. Скважина № 647_1 была переведена под нагнетание воды в ноябре 2019 года, однако изменения по дебиту жидкости и забойному давлению по добывающим скважинам №№ 334 и 1936 не зафиксировано (рис. 2). Негативный опыт формирования системы ППД путем нагнетания воды имеется и в зарубежной практике на месторождениях-аналогах в Северной Америке [4].

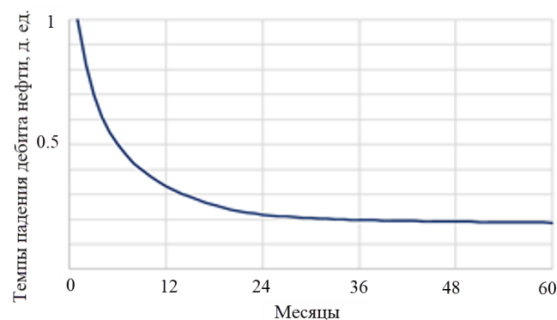


Рис. 1. Темпы падения дебита нефти пласта X-17

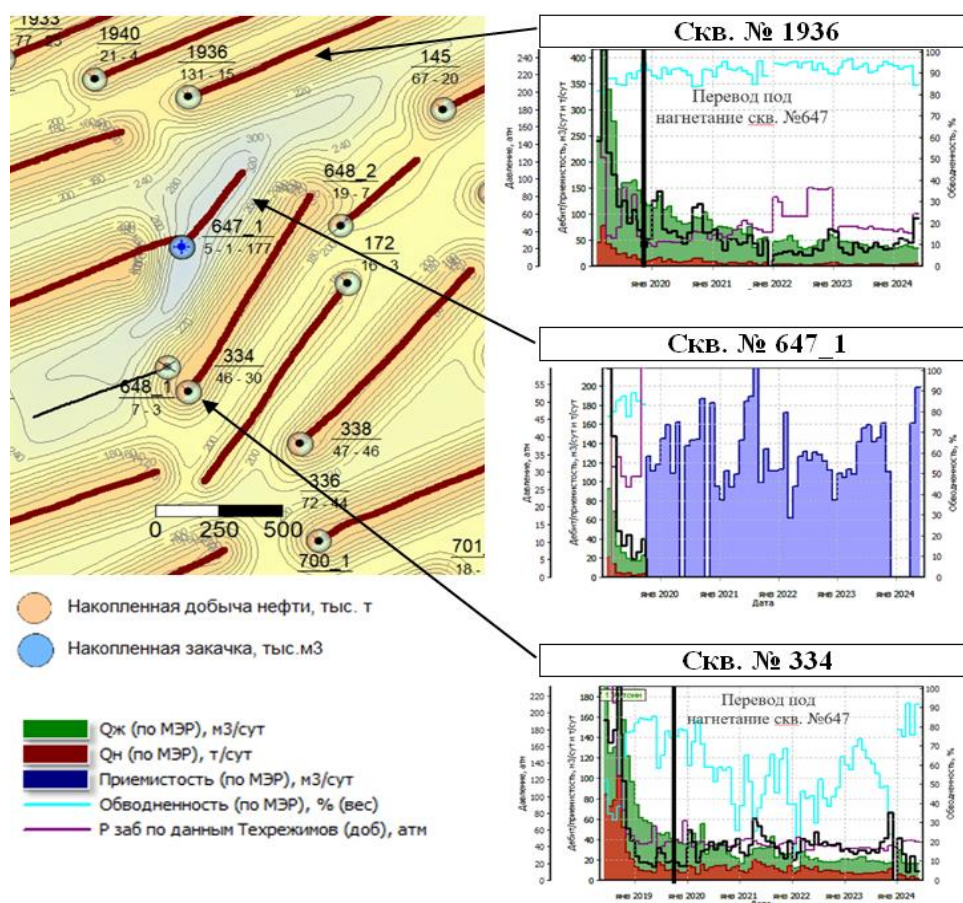


Рис. 2. Анализ системы поддержания пластового давления пласта X-17

Фильтрационно-емкостная неоднородность песчаников пласта X-17, анализ текущего состояния разработки и адаптация модели

Фациальная принадлежность терригенного коллектора предопределяет его слоистую неоднородность [5]. Учитывая типы косослоистых текстур и особенности их пространственного развития в различных обстановках осадконакопления, все множество фаций по морфологии слоистой неоднородности песчаников можно разделить на две больших группы — фации с упорядоченной и хаотичной слоистостью (рис. 3). Первой группе, к которой отнесена слоистость волновой ряби и ряби течений, свойственна хорошая выдержанность прослоев в одном направлении и частое их чередование в перпендикулярном. Для хаотично-слоистых коллекторов, для которых характерна ромбоидальная, волнистая, восходящая и лингоидная рябь, выдержанность прослоев в каком-либо направлении отсутствует [6–8].

Рассматриваемые отложения пласта X-17 принадлежат к дистальным фациям турбидитов (лопасти). Для дистальных лопастей нижнего конуса выноса диагностическими признаками являются: резкая подошва, массивная текстура, восходящая рябь течения [7, 9, 10, 11], они относятся к *хаотичному типу слоистой фильтрационно-емкостной неоднородности пласта* (рис. 4 а). Данный тип слоистости связан с текстурными особенностями породы и отражает характер изменения слоистости в объеме коллектора. Слоистая неоднородность предопределяет пространственную анизотропию фильтрации терригенного резервуара и контролирует охват залежи нефти по площади при ее разработке [5, 6]. В коллекторах с хаотичным типом косой слоистости отсутствует выдержанность прослоев в каком-либо одном из направлений, а работает лишь призабойная зона пласта, и продвижение фронта закачки воды к добывающим скважинам затруднено (рис. 2). Гидроразрывы пласта, проведенные в песчаниках с хаотичной слоистостью, значительно улучшают их эксплуатационные возможности, формируя линейные зоны повышенной проницаемости и подключая к разработке новые, еще неотработанные участки хаотично слоистого коллектора [5].

Для дальнейшего анализа причин низкой эффективности разработки пласта X-17 была адаптирована гидродинамическая модель пласта на текущее состояние разработки. По результатам адаптации можно сделать следующее наблюдение: нефтенасыщенность в кровельной части пласта сильно изменилась с момента начала его разработки, чего нельзя сказать о нефтенасыщенности в его подошвенной части (рис. 5). Несмотря на тот факт, что горизонтальные скважины бурятся под кровлю пласта (рис. 6, 7), на них проводится многотоннажный многостадийный гидроразрыв с целью приобщения всей его мощности. Однако, согласно авторской адаптированной гидродинамической модели, дренирование запасов в основном происходит в околотрещинном пространстве в кровельной части пласта, что свидетельствует о том, что подошвенная часть пласта крайне слабо задействована в разработке в виду быстрой деформации трещины ГРП.

На основании результатов анализа причин низкой выработки запасов была сформирована система разработки низкопродуктивного коллектора

при помощи трехмерной сетки скважин для вовлечения запасов как в кровельной, так и в подошвенной частях пласта.

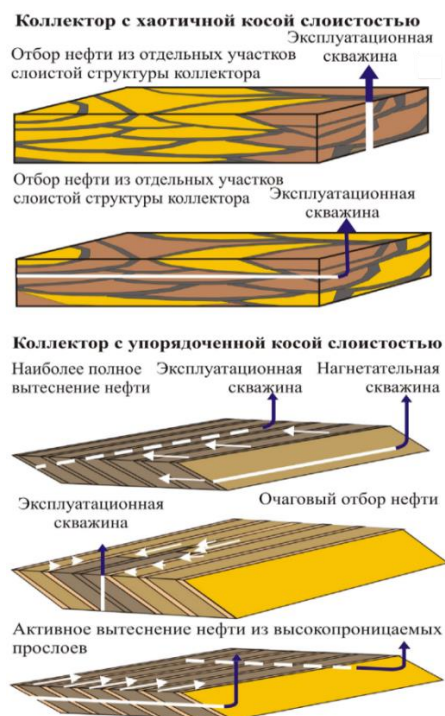


Рис. 3. Особенности вытеснения нефти из песчаников с хаотично-слоистой и упорядоченно-слоистой структурой резервуара

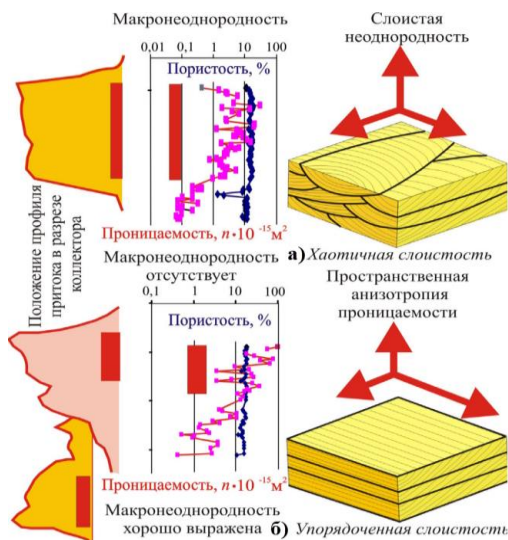


Рис. 4. Характеристика макроеднородности и слоистой неоднородности: а — хаотичный тип; б — упорядоченный тип

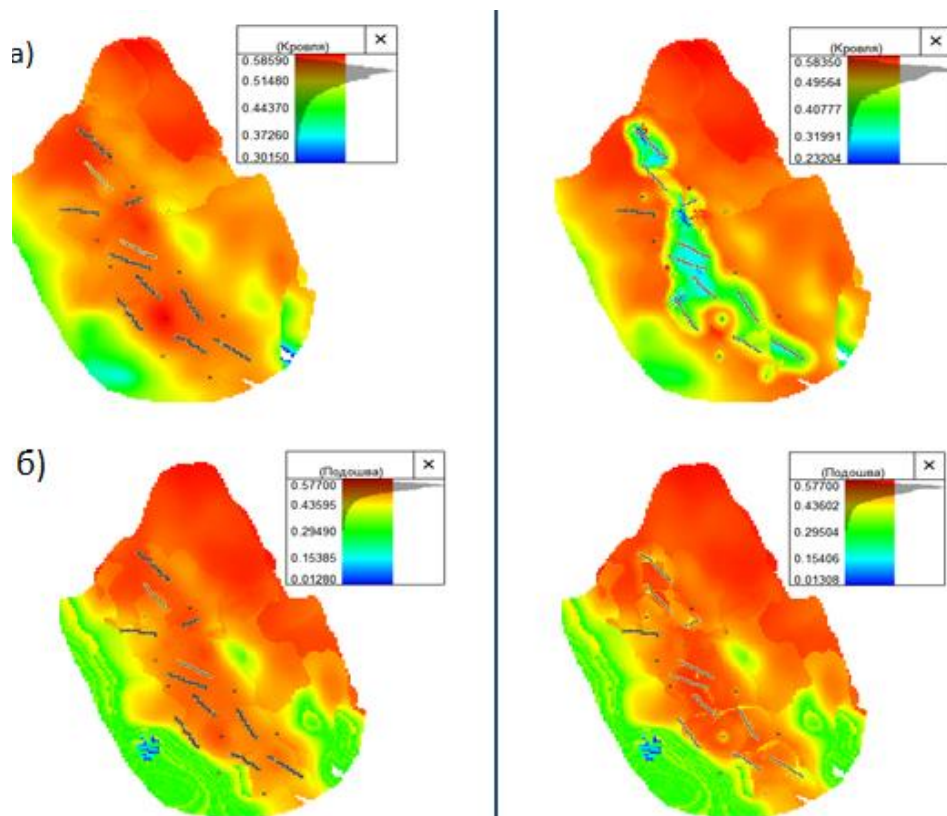


Рис. 5. Изменение нефтенасыщенности с 2013 по 2020 год пласта X-17 в а) кровельной; б) подошвенной частях пласта

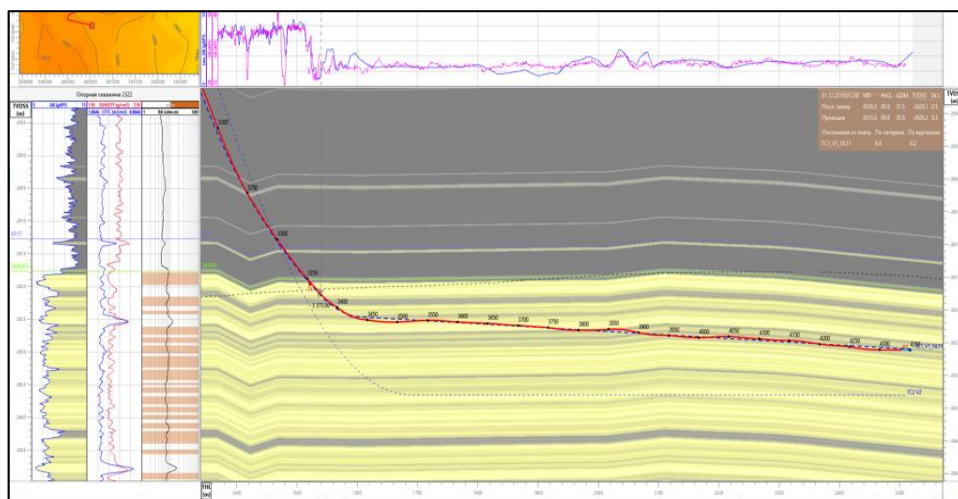


Рис. 6. Типовая проводка горизонтальных скважин пласта X-17

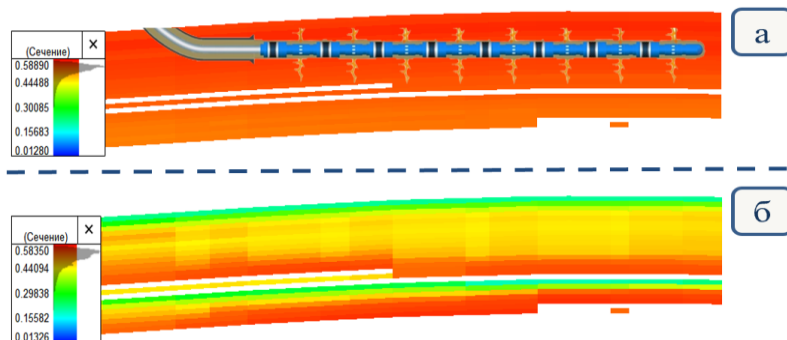


Рис. 7. Разрез модели в районе бурения: а) 2013 год; б) 2021 год

Для выбора оптимальной конструкции горизонтальных скважин варьировались такие параметры как длина горизонтального участка, количество стадий ГРП и масса закачиваемого проппанта на стадию (рис. 8).

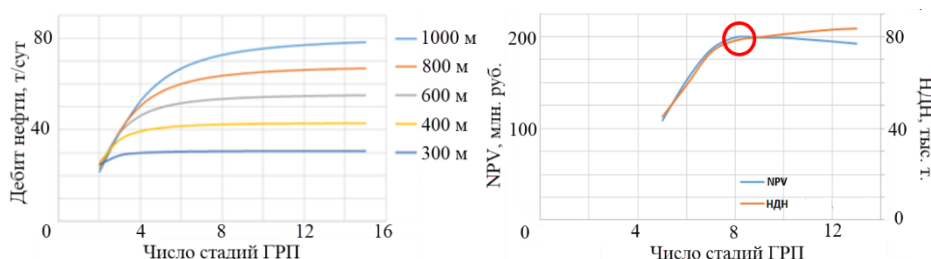


Рис. 8. Результаты расчетов оптимальной конструкции скважин

Согласно проведенным расчетам, оптимально наибольшего стартового дебита удалось достичь при длине скважине в 1 000 метров и 9 стадиях ГРП.

В ходе анализа песчаников пласта X-17 авторами установлено, что в коллекторах с хаотичной слоистостью область дренирования скважин ограничена околотрещинным пространством, с чем связан резкий темп падения и низкая выработка запасов. При расчетах в гидродинамической модели (рис. 9) было установлено, что формирование трехмерной сетки скважин (бурение скважин как по кровле, так и по подошве пласта) по сравнению с двухмерной сеткой (бурение скважин только по кровле) позволяет достичь больших значений КИН, а также существенно увеличить экономические показатели разработки (табл.).

Сравнение систем разработки

Система разработки	Расстояние между скважинами, м	КИН, %	НДН, тыс. т	PI, д. ед
Двухмерная	550	4,1	197	1,54
Трехмерная	300	6,6	325	1.81

водненности в 2 раза меньше, чем в скважинах, пробуренных в прикровельную часть пласта (рис. 11). Следовательно, идея разработки ачимовских отложений, подтвержденная расчетами на гидродинамической модели и доказанная в рамках ОПР, открыла новый подход к разработке ачимовских отложений и послужила обоснованием для увеличения объемов бурения новых скважин на существующих кустовых площадках, а также позволила изменить сетку скважин на планируемых кустах бурения.

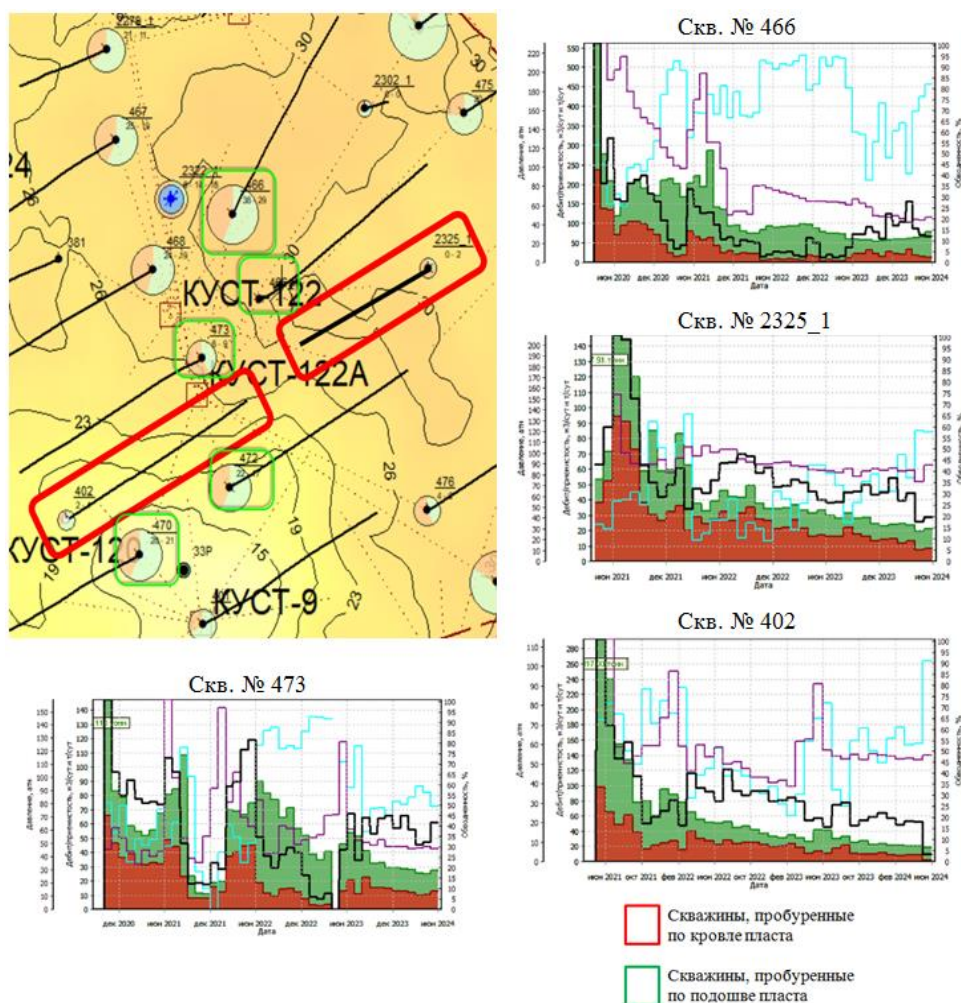


Рис. 11. Анализ работы добывающих скважин, пробуренных по кровельной части пласта, и результаты бурения скважин, пробуренных в подошвенную часть пласта

Выводы

1. Таким образом, предлагаемые элементы комплексного анализа к исследованию низкопроницаемых коллекторов с хаотичной слоистой

текстурой позволят выявлять зоны остаточных извлекаемых запасов в подошвенной части пласта Х-17.

2. В результате адаптации гидродинамической модели пласта и полученных результатов опытно-промышленных работ, авторами установлено, что применение трехмерной системы разработки на пласт Х-17 позволяет значительно повысить инвестиционную эффективность и КИН до 6,6 %.

3. Адаптация гидродинамической модели с учетом фильтрационно-емкостной неоднородности коллектора в пластах с хаотичным типом слоистости способствует формированию нестандартных схем разработки залежей нефти, повышающих эффективность их эксплуатации.

Список источников

1. Грачев, С. И. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами : монография / С. И. Грачев, А. В. Стрекалов, А. С. Самойлов. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2016. – 204 с. – Текст : непосредственный.
2. Хасанова, К. А. Строение и условия формирования пласта БП17 Вынгайхинского месторождения / К. А. Хасанова. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. Геология, геофизика, бурение. – 2014. – Т. 12, № 2. – С. 34–40.
3. Модель формирования и текстурные особенности пород ачимовского комплекса севера Западной Сибири : учебное пособие / В. Н. Бородин, А. Р. Курчиков, А. В. Мельников, А. В. Храмцова. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет. – 2011. – 84 с. – Текст : непосредственный.
4. Цикунов, О. И. Анализ эффективности технологии водного Huff and Puff на основе мирового опыта и применения и лабораторных исследований / О. И. Цикунов, И. С. Каешков. – DOI 10.18799/24131830/2023/4/3933. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 4. – С. 22–33.
5. Белозёров, В. Б. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов / В. Б. Белозёров. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319, № 1. – С. 123–130.
6. Белозёров, В. Б. Использование косой слоистости терригенных резервуаров в процессах разработки залежей нефти и газа / В. Б. Белозёров. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305, вып. 8. – С. 16–22.
7. Рейнек, Г. Э. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением терригенных кластических осадков) / Г. Э. Рейнек, И. Б. Сингх; пер. с англ. / А. О. Смилькстын и др.; Под ред. А. В. Коченова. – 2-е изд., испр. – Москва : Недра, 1981. – 438 с. Перевод изд.: Depositional Sedimentary Environments / H. E. Reineck, I. B. Singh (Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York 1973). – Текст : непосредственный.

8. Кудияров, А. Г. Влияние фильтрационно-емкостной неоднородности низкопроницаемых коллекторов на локализацию запасов нефти на поздней стадии разработки / Т. К. Апасов, С. И. Грачев, А. Г. Кудияров. – Текст : электронный // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2022. – Вып. 4(39). – С. 103–116. – URL: <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art8>
9. Мизенс, Г. Отложения глубоководных бассейнов геологического прошлого : учебно-методическое пособие / Г. Мизенс. – Екатеринбург : Изд-во УГГУ, 2005. – 85 с. – Текст : непосредственный.
10. Методика создания фациально-ориентированной концептуальной модели ачимовских отложений Салымской группы месторождений / М. С. Алехина, Е. О. Черкас, Е. А. Жуковская [и др.]. – Текст : непосредственный // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге : труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания, 10–12 апреля 2017 г., г. Томск. – Томск : ЦППС НД, 2017. – С. 215–222.
11. Океанографическая энциклопедия; перевод с английского Т. А. Алимова [и др.]; редакторы З. И. Мироненко [и др.]. – Ленинград : Гидрометеоздат. – 1974. – 630 с. – Пер. изд. : Encyclopedia of Oceanography. – New York, 1966.

References

1. Grachev, S. I. (2016). Povyshenie effektivnosti razrabotki neftyanyh mestorozhdenij gorizonta'nymi skvazhinami. Tyumen, TIU Publ., 204 p. (In Russian).
2. Khasanova, K. A. (2014). Conditions of formation of bed BP17 Vyngayakhinskoye oil field (Western Siberia). Petroleum engineering. Geology, Geophysics, Drilling, 12(2), pp. 34-40. (In Russian).
3. Borodkin, V. N., Kurchikov, A. R., Mel'nikov, A. V., & Hramcova, A. V. (2011). Model' formirovaniya i teksturnye osobennosti porod achimovskogo kompleksa severa Zapadnoj Sibiri. Tyumen, TyumGNGU Publ., 84 p. (In Russian).
4. Tsykunov, O. I., & Kaeshkov, I. S. (2023). Analysis of the effectiveness of water Huff and Puff technology based on global application experience and laboratory researches. Bulletin of the Tomsk polytechnic university. Geo assets engineering, 334(4), pp. 22-33. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2023/4/3933
5. Belozyorov, V. B. (2011). Vliyanie facial'noj neodnorodnosti terrigen-nyh kollektorov na razrabotku zalezhej uglevodorodov. Bulletin of the Tomsk polytechnic university, 319(1), pp. 123-130. (In Russian).
6. Belozyorov, V. B. (2002). Ispol'zovanie kosoj sloistosti terrigennyh rezervuarov v processah razrabotki zalezhej nefi i gaza. Bulletin of the Tomsk polytechnic university, 305(8), pp. 16-22. (In Russian).
7. Reineck, H. E. & Singh, I. B. (1973). Depositional Sedimentary Environments. Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 439 p. (In English).
8. Apasov, T. K., Grachev, S. I., & Kudiiarov, A. G. (2022). The influence of porosity and permeability heterogeneity of low permeable reservoirs on the localization of oil reserves in the late stage of development. Actual Problems of Oil and Gas, 4(39), pp. 103-116. (In Russian). Available at: <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art8>
9. Mizens, G. (2005). Otlozheniya glubokovdnyh bassejnov geologicheskogo proshlogo. Ekaterinburg, Izd-vo UGGU Publ., 85 p. (In Russian).

10. Alekhina, M. S., Cherkas, E. O., Zhukovskaya, E. A., Butorina, M. A., Lyutkov, A. V., & Sednev, A. A. (2017). Metodika sozdaniya fatsial'no-orientirovannoy kontseptu-al'noy modeli achimovskikh otlozheniy Salymaskoy gruppy mestorozhdeniy. Sovremennye problemy sedimentologii v neftegazovom inzhiniringe: trudy III Vse-rossiyskogo nauchno-prakticheskogo sedimentologicheskogo soveshchaniya. Tomsk, TSPPS ND Publ., pp. 215-222. (In Russian).
11. Rhodes W. Fairbridge, (1966). The Encyclopedia of Oceanography. New York, 1021 p. (In English).

Сведения об авторах / Information about the authors

Апасов Тимергалий Кабирович,
кандидат технических наук, доцент
кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Тюменский индустриальный универси-
тет, г. Тюмень, apasovtk@tyuiu.ru

Кудияров Александр Георгиевич,
руководитель проекта по формиро-
ванию бизнес-кейсов, АО ГАЗПРОМ
НЕФТЬ-ННГ, г. Пермь

Timergaley K. Apasov, Candidate
of Engineering, Associate Professor at the
Department of Development and Opera-
tion of Oil and Gas Fields, Industrial Uni-
versity of Tyumen, apasovtk@tyuiu.ru

Aleksandr G. Kudiiarov, Project
Manager for The Formation of Business
Cases, Gazpromneft-Noyabrskneftegaz
LLC, Perm

Статья поступила в редакцию 03.07.2024; одобрена после рецензирования 08.08.2024; принята к публикации 19.08.2024.

The article was submitted 03.07.2024; approved after reviewing 08.08.2024; accepted for publication 19.08.2024.