



© Коллектив авторов,
2024



УДК 622.276.58+553.98:550.8.053
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-50-61>

МОДИФИЦИРОВАННАЯ КАРТА ОБВОДНЕННОСТИ КАК ИНСТРУМЕНТ АНАЛИЗА И ПРОГНОЗА НА ОБЪЕКТАХ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ

**Г.Н. Воробьева^{1,*}, Р.Р. Бурганов⁴, Р.А. Рыбаков¹, С.С. Остапчук², М.С. Космачева¹,
И.А. Переплеткин^{1,3}**

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, Москва

³Новосибирский государственный университет, РФ, Новосибирск

⁴Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого, РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Ачимовские отложения характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и залегают в виде крупных площадных линзовидных тел сложного строения, что требует применения особых инструментов разработки для получения экономически привлекательного результата. Как правило, к таким инструментам относится бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП).

Цель. Реализация дополнительного инструмента анализа разработки, позволяющего снизить неопределенности, связанные с запуском обводненностью и насыщением коллектора в районе бурения новых скважин, а также оптимизировать время принятия решения при выборе скважин-кандидатов для полномасштабных гидродинамических расчетов и анализа.

Материалы и методы. В статье предлагается методика построения карты обводненности, основанная на применении функции Баклея — Леверетта в гидродинамической модели. В основе методики используется адаптация гидродинамической модели к истории работы 89 скважин и применение фильтра, учитывающего распространение трещин ГРП. Предлагается применение данной карты в матрице экономической эффективности, построенной с учетом финансово-экономической модели с актуальными макропараметрами.

Результаты. Прогнозная обводненность новых скважин по модифицированной карте обводненности при должном уровне адаптации гидродинамической модели показала высокий процент сходимости с фактическими запускными показателями, что делает применение предлагаемой методики в качестве инструмента анализа и выработки стратегии разработки объектов, имеющих неопределенности, связанные с достаточно эффективной оценкой насыщения коллектора, весьма перспективным.

Заключение. Применение модифицированной карты обводненности является полезным инструментом анализа разработки, позволяющим повысить степень уверенности в рентабельности потенциальной скважины-кандидата. Применение матрицы экономической эффективности позволяет провести дополнительное ранжирование проектного фонда, оптимизировать процесс оценки скважин-кандидатов по временным затратам.

Ключевые слова: разработка месторождений нефти; ачимовская толща; функция Баклея — Леверетта; карта обводненности; низкопроницаемый коллектор; оценка рентабельности; ранжирование скважин-кандидатов

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Воробьева Г.Н., Бурганов Р.Р., Рыбаков Р.А., Остапчук С.С., Космачева М.С., Переплеткин И.А. Модифицированная карта обводненности как инструмент анализа и прогноза на объектах ачимовской толщи. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):50–61. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-50-61>

Статья поступила в редакцию 25.04.2024

Принята к публикации 18.05.2024

Опубликована 30.09.2024

WATER CUT MAP USING AS AN ADDITIONAL INFORMATION FOR DEVELOPMENT ANALYSIS OF
THE ACHIMOV FORMATION

**Guzel N. Vorobyeva^{1,*}, Rem R. Burganov⁴, Roman A. Rybakov¹, Sofia S. Ostapchuk²,
Maria S. Kosmacheva¹, Ivan A. Perepletkin^{1,3}**

¹Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

²Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, RF, Moscow

³Novosibirsk State University, RF, Novosibirsk

⁴Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Achimov deposits are characterized by low filtration properties, that require special tools development to obtain an economically attractive result. In particular, such tools include drilling horizontal wells with multistage hydraulic fracturing.

Aim. The aim is to develop a modified water cut map considering the fractional flow model as a tool for analyzing and development strategy modification of Achimov deposits in order to reduce uncertainties associated with run-in water cut and reservoir saturation.

Materials and methods. Water cut map construction technique based on Leverett J-function within simulation model is presented. History matching of model to 89 wells as well as filter usage considering hydraulic fractures' spreading is a center point of described method. Water cut map is assumed to be appeared into the economic efficiency matrix based on finance & economic model with actual macroparameters.

Results. The estimated water content of new wells according to the water content map at the proper level and dynamic model history match showed a high percentage of convergence with the actual launch indicators, which makes the use of the technique as a perspective tool for appropriate development strategy application for object associated with reservoir saturation assessment uncertainties.

Conclusion. The use of a water cut map is a perspective useful tool for analyzing development, which reduces the uncertainties associated with water cut beginning and reservoir saturation in general within the area new wells planning. The use of the economic efficiency matrix allows ranking of the project wells, optimizing the process of evaluating by time costs.

Keywords: oil fields development; Achimov formation; Buckley — Leverett function; water cut map; low-permeability reservoir; profitability assessment; ranking of candidate wells

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest

For citation: Vorobyeva G.N., Burganov R.R., Rybakov R.A., Ostapchuk S.S., Kosmacheva M.S., Perepletkin I.A. Water cut map using as an additional information for development analysis of the Achimov formation. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):50–61. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-50-61>

Manuscript received 25.04.2024

Accepted 18.05.2024

Published 30.09.2024

ТЕОРИЯ

Запасы углеводородов (УВ), сосредоточенные в ачимовских отложениях, в настоящее время относятся к категории трудноизвлекаемых (ТРИЗ) [1]. Залежи УВ ачимовской толщи встречаются почти по всей Западной Сибири, а их геологические и геомеханические параметры, а также свойства флюидов различаются от региона к региону. Ачимовская толща характеризуется сложным геологическим строением, связанным с особенностями формирования, для них свойственна интерференционная картина на сейсмических данных, что затрудняет геометризацию по площади перспективных объектов [2–4].

Учитывая низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов этой толщи, а также геометризацию природных тел в виде крупных площадных линзовидных тел сложного строения, разработка залежей в таких объектах требует применения особых инструментов разработки для получения экономически привлекательного результата. В частности, к таким инструментам относится бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) [5].

Помимо этого, для ачимовских отложений, как правило, характерны высокая расчленённость, аномально высокое пластовое давление (АВПД), литологическая неоднородность [6]. Из-за площадного линзовидного строения ачимовских тел (в виде крупных макрорезервуаров) часто имеет место

вариативность насыщения углеводородами разных частей конусов выноса в пределах одного тела, а также в различных лопастях (микролинзах), расположенных в пределах одного и того же конуса выноса [7]. Сложность и возможная фациальная вариативность отложений такой природы и систем осадконакопления обширна [8]. В работе использован теоретический аналог осадконакопления глубоководных конусов выноса представленный на **рис. 1**.

ПРИМЕНЕНИЕ МОДИФИЦИРОВАННОЙ КАРТЫ ОБВОДНЕННОСТИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ПЕРСПЕКТИВНЫМ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫМ ИНСТРУМЕНТОМ АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ И ПОЗВОЛЯЕТ СНИЗИТЬ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ, СВЯЗАННЫЕ С ЗАПУСКНОЙ ОБВОДНЕННОСТЬЮ И НАСЫЩЕНИЕМ КОЛЛЕКТОРА В РАЙОНЕ БУРЕНИЯ НОВЫХ СКВАЖИН.

На RGB-слайсах (**рис. 2**) района работ выделяются следующие фациальные зоны: шельф (бары и прорезающие их каньоны), непротяженная склоновая часть — система подводящих и распределительных каналов (А, В, С, D) конуса выноса с разветвленными лопастями (Е). В пределах границ рассматриваемой территории в ачимовской толще выделяются проксимальная и медиальная части лопасти (дистальная часть находится за границей участка работ). Контуры конусов выноса и лопастей концептуально продлены на запад.

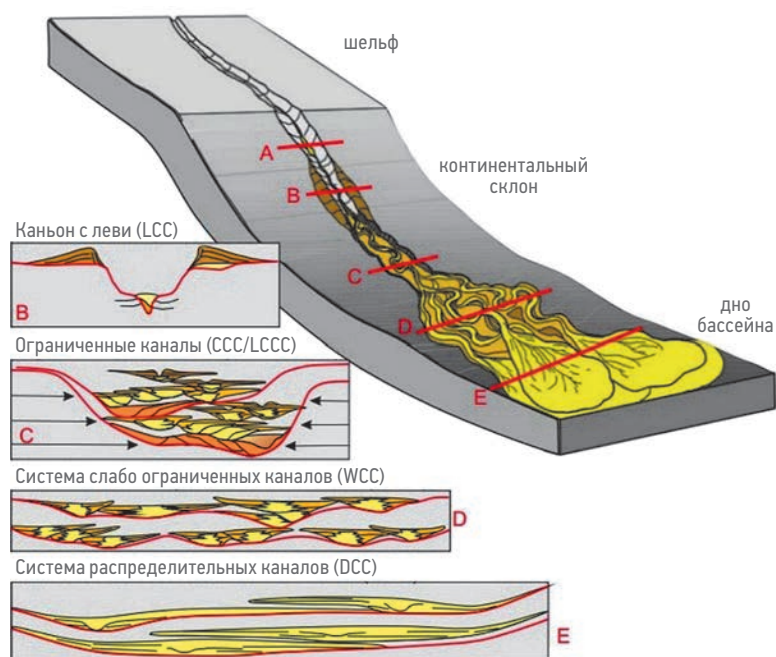


Рис. 1. Концептуальная модель опесчаненного конуса выноса [9]
Fig. 1. Conceptual model of sand submarine fan [9]

В двух рассматриваемых телах (Ач1 и Ач2) выделяются отдельные конуса выноса с множеством лопастей (рис. 2, б), в большинстве из которых располагается хотя бы одна работающая (или испытанная) скважина (рис. 2, в). Оранжевыми линиями на рисунках показаны скважины, работающие или испытанные в данном пласте (как наклонно-направленные, так и горизонтальные), розовым цветом показаны трещины гидравлического разрыва пласта (ГРП). Помимо геологических неопределенностей существуют технологические сложности разработки таких объектов, такие как: значительный темп падения отбора нефти, слабая эффективность/неэффективность системы поддержания пластового давления (ППД), высокая начальная обводненность скважин, низкие дебиты без применения методов интенсификации нефтедобычи [10, 11]. К тому же низкопроницаемые коллекторы характеризуются значительной мощностью переходной зоны. Стабильно высокие значения обводненности притоков из ачимовских отложений могут быть частично обусловлены именно данным фактором.

ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ ОБВОДНЕННОСТИ

При планировании бурения нового добывающего фонда инженерами-разработчиками обычно используется карта текущих нефтенасыщенных толщин, дающая представление о распространении запасов

нефти в резервуаре. Однако карта не всегда дает возможность корректно оценить запускные показатели из-за высокой расчлененности нефтенасыщенных толщин глинистыми прослойками, к тому же в зоне скважины может выделяться значительная мощность переходной зоны, обеспечивающая высокую стартовую обводненность продукции, также слабо учитывается начальная нефтенасыщенность зоны бурения и, как следствие, также возможна высокая обводненность новых скважин. Эти неопределенности часто приводят к значительному расхождению ожидаемых и фактических дебитов нефти новых скважин, влияют на планирование дальнейшей разработки объекта и не позволяют точно прогнозировать накопленную добычу каждой скважины.

В процессе анализа разработки изучаемого объекта установлено, что карта обводненности коррелируется с картой гидропроводности, которая косвенно учитывает качество коллектора и капиллярные силы (рис. 3). В ходе адаптации гидродинамической модели (ГДМ) залежи ачимовских отложений к истории разработки несколько раз менялись значения проницаемости. Изменение куба адаптированной проницаемости проводилось в соответствии с петрофизическими исследованиями керна (рис. 4) для исключения грубого завышения или занижения коэффициента проницаемости в ГДМ. Также использовались прочие допустимые инструменты адаптации, выполненная адаптация модели удовлетворяет требованиям экспертизы (регламентных документов), временной шаг истории — месяц.

Необходимо отметить, что гидродинамическое моделирование однородных коллекторов со средней и высокой проницаемостью сегодня, как правило, не вызывает особых сложностей. так как на сегодня существует большая база данных, основанная на специальных экспериментах на керне по обособованию остаточной нефтенасыщенности, относительных фазовых проницаемостей, изменения ФЕС от эффективного давления. Построение ГДМ для коллекторов с проницаемостью менее 2 мД сталкивается с отсутствием экспериментальной базы в требуемом интервале [12].

На описываемой территории в результате адаптации ГДМ средняя проницаемость по нефтенасыщенной зоне в пределах залежи выросла на 15%. Однако около половины фактического фонда было сааптировано с помощью занижения проницаемости в зоне скважин. Скважины, в которых по промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ)

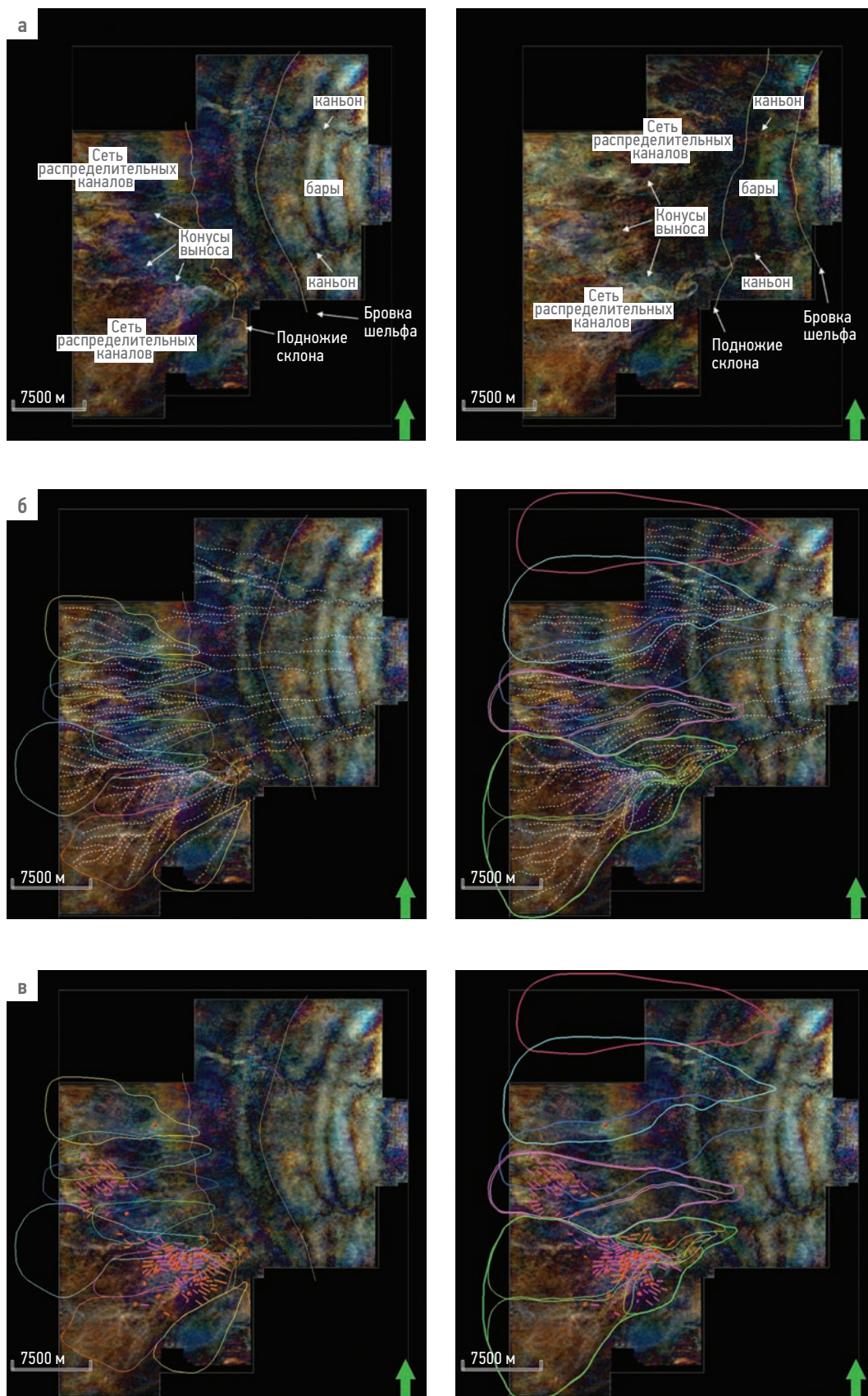


Рис. 2. Срезы по кубу спектральной декомпозиции вдоль отражающего горизонта пласта Ач1 (слева), Ач2 (справа): а) с нанесением структурных элементов на конец формирования клиноциклита, б) с нанесением контуров каналов и конусов выноса с делением на лопасти, в) с нанесением контуров лопастей и скважин. Составлено авторами

Fig. 2. Slices along the cube of spectral decomposition along the reflecting horizon of the formation Ach1 (left), Ach2 (right): а) with structural elements at the end of the clinocyclite formation, б) with contours of channels & fans with division into blades, в) with contours of blades and wells. Created by the authors

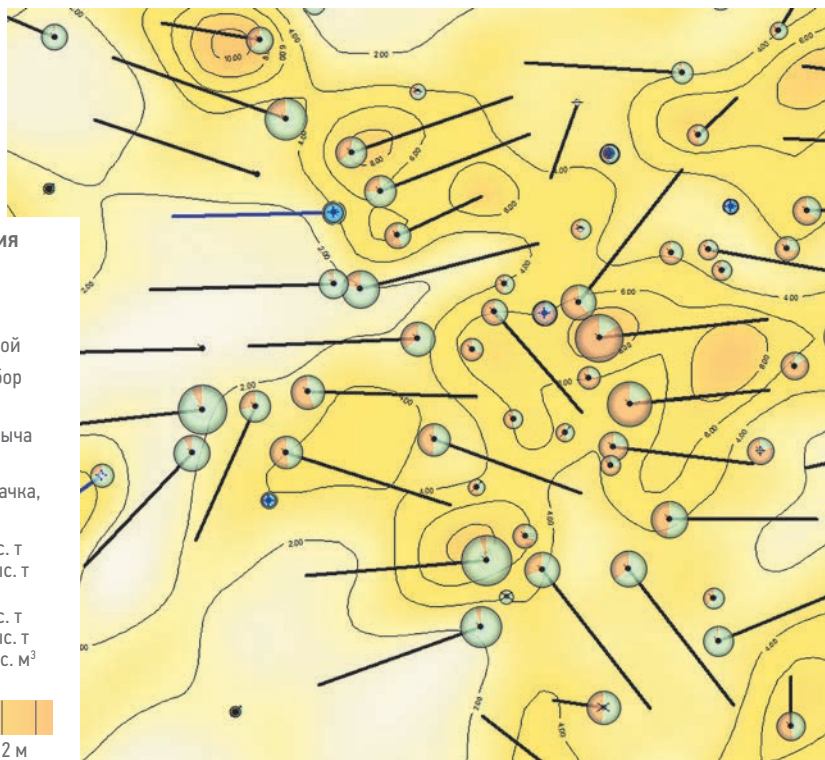
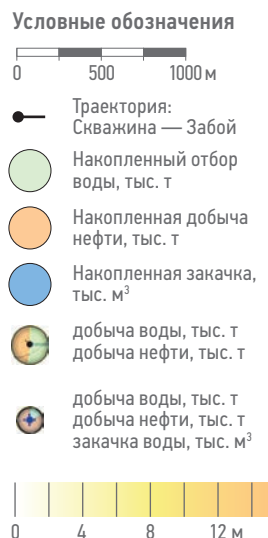


Рис. 3. Карта гидропроводности. Составлено авторами
Fig. 3. Conductivity map. Created by authors

отмечались заколонные переточки, негерметичность эксплуатационной колонны, а также работа на два пласта без разделения продукции, адаптировались интерполяцией проницаемости от скважин без технических нарушений.

Для адаптации насыщения модели водой изменялась проницаемость в районе скважин и интерполировалась на соседние ячейки методом обратных взвешенных расстояний, что изменяло связанную водонасыщенность, которая по исследованиям керна имеет зависимость (1):

$$S_{Wl} = 0,4424 \cdot K_{пр}^{-0,175}, \quad (1)$$

где S_{Wl} — связанная водонасыщенность, д.ед.; $K_{пр}$ — абсолютная проницаемость, мкм². Изменения проницаемости влияло и на начальную водонасыщенность, так как в гидродинамической модели при построении куба насыщенности использовалась J-функция Леверетта, представляющая собой функцию насыщения коллектора водой и описывающая капиллярное давление (рис. 5) [13]. Метод основан на роли капиллярных сил при установлении равновесия и движении жидкостей в пористых средах. Данный подход позволяет на основании результатов капиллярметрических исследований керна прогнозировать нефтенасыщенность там, где отсутствуют скважины. Хорошее совпадение с результатами расчета нефтенасыщенности по общепринятой методике Арчи-Дахнова подтверждает применимость предлагаемой методики. Распределение водонасыщенности по пласту неравномерно: на одном и том же уровне водонасыщенность меньше в высокопроницаемых и больше в малопроницаемых породах. Для каждого образца керна из одного и того же пласта-коллектора получают в общем случае разные кривые капиллярного давления. J-функция позволяет учесть влияние свойств пород и жидкостей и свести

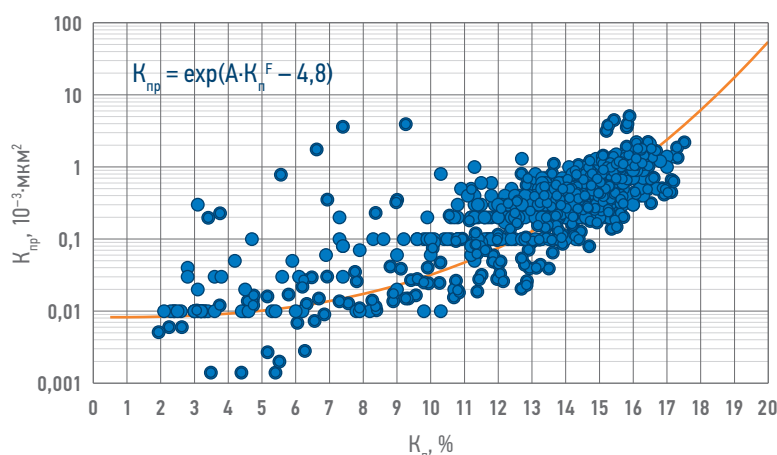


Рис. 4. Зависимость проницаемости от пористости по керновым данным.
Составлено авторами

Fig. 4. Porosity-permeability crossplot by core data. Created by the authors

данные о зависимости капиллярного давления от насыщенности в единую зависимость [14]. Согласно формуле (2) J-функция равна:

$$J = P_k \cdot \frac{\left(\frac{K_{пр}}{K_n}\right)^{\frac{1}{2}}}{\sigma \cdot \cos \theta}, \quad (2)$$

где P_k — капиллярное давление, Па,
 σ — межфазное поверхностное натяжение, Н/м,
 θ — угол смачивания.

Кроме изменения проницаемости, влияющей на параметры, описанные выше, при адаптации ГДМ на фактическую добычу пересмотрена фазовая проницаемость по воде при остаточной нефти в сторону увеличения. Используя описанные выше методы, удалось добиться качественной адаптации накопленных показателей, обводненности и пластового давления по объекту (рис. 6–8).

Расхождение рассчитанной и исторической накопленной жидкости в основном связано с наличием скважин с техническими нарушениями, подтвержденными данными ПГИ, низкой достоверностью данных замеров показателей работы в ряде случаев и не превышает допустимых значений расхождений согласно регламентным документам.

В основе карты обводненности лежит функция Баклея — Лавретта, которая характеризует полноту вытеснения и характер распределения насыщенности по пласту.

$$F(s) = \frac{\left(\frac{k_v}{\mu_v}\right)}{\left(\frac{k_n}{\mu_n} + \frac{k_v}{\mu_v}\right)}, \quad (3)$$

где k_n и k_v — относительные фазовые проницаемости нефти и воды; μ_n и μ_v — вязкость нефти и воды.

Для повышения точности построения и степени уверенности в прогнозной силе карта требовала модификации, а именно: применялся фильтр, настроенный непосредственно в 3D ГДМ и примененный к зоне пласта, охваченной воздействием. Построение фильтра проводилось по проводке скважин и трещинам ГРП, а также кровле/подошве коллектора в случае, если по инженерным отчетам ГРП трещина проникла выше/ниже продуктивного пласта (рис. 9 и 10). С помощью данного фильтра отсекается зона залежи, которая ввиду низкой проницаемости и большого количества глинистых перемычек не подвергается дренированию. Отсечение данных ячеек в гидродинамической модели позволяет более точно строить карту обводненности, т.к. отсекается зона залежи, которая не участвует во флюидодинамических процессах. При построении карты обводненности проводился

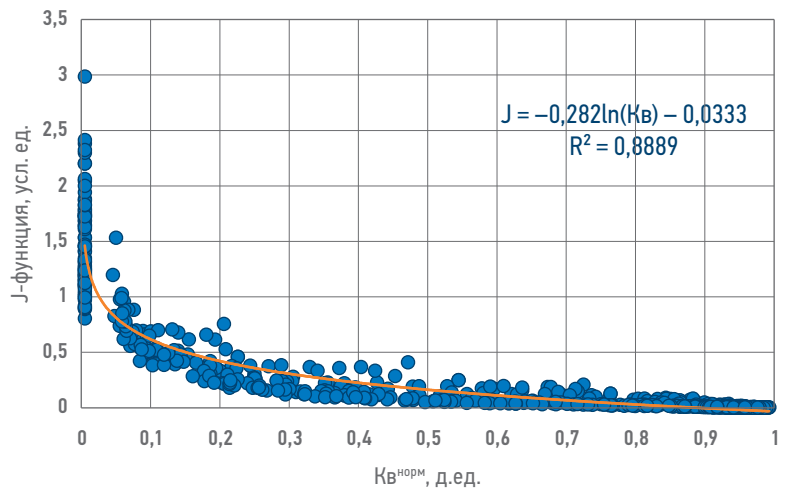


Рис. 5. J-функция. Составлено авторами
 Fig. 5. J-function. Created by the authors



Рис. 6. Динамика накопленной добычи. Составлено авторами
 Fig. 6. Accumulated oil production dynamics. Compiled by the authors



Рис. 7. Динамика обводненности. Составлено авторами
 Fig. 7. Water cut dynamics. Created by the authors



Рис. 8. Динамика пластового давления. Составлено авторами
Fig. 8. Reservoir pressure dynamics. Created by the authors

анализ промыслово-геофизических исследований для определения скважин с заколонными перетоками, негерметичностью эксплуатационной колонны и т.д. Использование данных ПГИ позволяет не занижать зону для фактических скважин с хорошими ФЕС и возможной высокой нефтенасыщенностью из-за высокой обводненности скважин, связанной с технологическими проблемами. На карту обводненности залежи в 3D ГДМ также проецируется начальное и текущее

положение внешнего и внутреннего контуров водоносности, так как при построении карты учитывается водонасыщенность, изменяющаяся в течение периода разработки. В качестве используемого в построении алгоритма применялась конвергентная интерполяция. Построение карты производится в изолиниях обводненности в долях единицы.

Как видно из формулы (3), инструменты для адаптации ГДМ напрямую влияли на функцию Баклея — Леверетта. Полученная зависимость функции от относительных проницаемостей и вязкостей нефти и воды строится с учетом фильтра в виде куба в модели и в дальнейшем перестраивается в виде карты средних величин. Карта на рис. 11 отражает модель фракционного потока, в котором отображается доля воды от общего потока подвижной фазы в определенном месте.

Для проверки модифицированной карты обводненности, построенной на адаптированной 3D ГДМ, проведено сравнение запуска и работы скважин фактического фонда и предполагаемых значений по карте обводненности (ретроспективный расчет). Согласно полученным результатам фактические значения для более чем 86% скважин, запущенных после даты построения карты обводненности, совпали со значениями

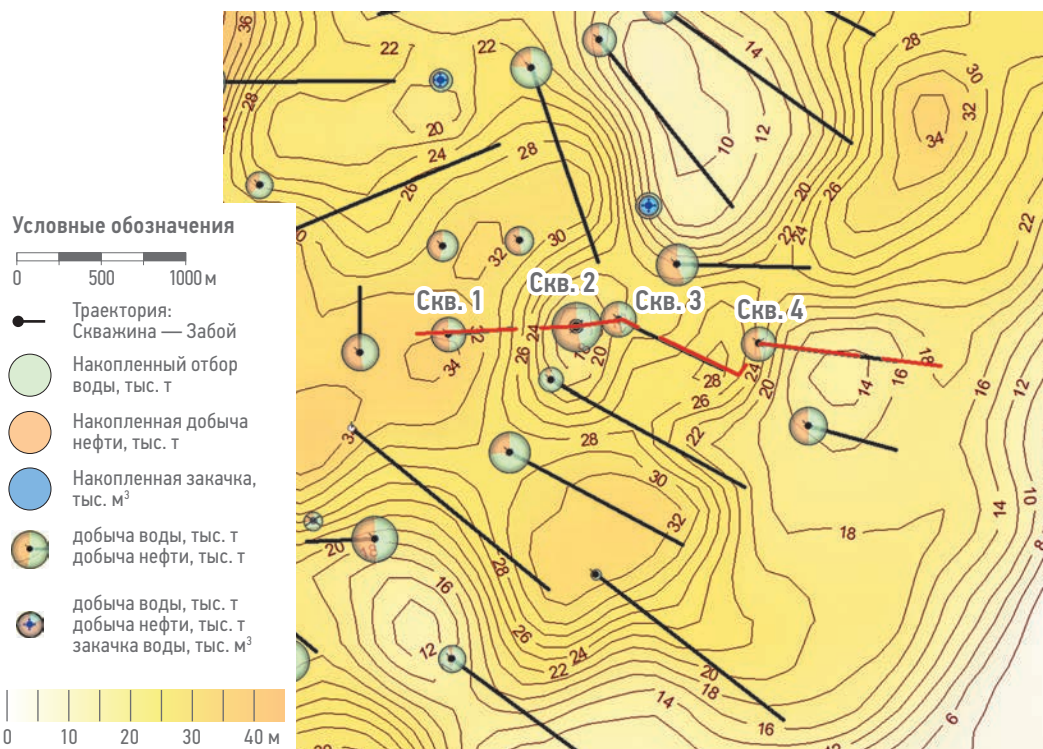


Рис. 9. Карта нефтенасыщенных толщин с учетом фильтра по трещинам ГРП. Красной линией обозначен профиль разреза. Составлено авторами

Fig. 9. Net pay thickness map considering the fracturing filter. The red line indicates the profile of the incision. Created by the authors

карты обводненности в рамках доверительного интервала (20%) (рис. 12).

МАТРИЦА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Для первичной оценки рентабельности проектных скважин предлагается использовать матрицу экономической эффективности [15]. Предварительно оценивается коэффициент продуктивности фактических (соседних) скважин района потенциального бурения с анализом нефтенасыщенных толщин, эффективной проницаемости и работы портов ГРП, а также карта обводненности, полученная по описанной ранее методике. Так, статистический анализ проведенных МГРП на объекте исследования показал, что полу-длина трещины в среднем составляет 130 м, масса проппанта на стадию — 90 т, проницаемость трещины 300 мкм². С учетом различной возможной стартовой обводненностью новых скважин составляется матрица экономической эффективности. В ее основе используется действующая финансово-экономическая модель (ФЭМ), в которую заложены актуальные макропараметры: цена реализации нефти, налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), учтены налоговые льготы, ставка дисконтирования, капитальные (CAPEX) и операционные затраты (OPEX) и прочие [11]. В ФЭМ закладывались типовые профили единичной скважины (запусковые параметры, темп падения, прогноз падения

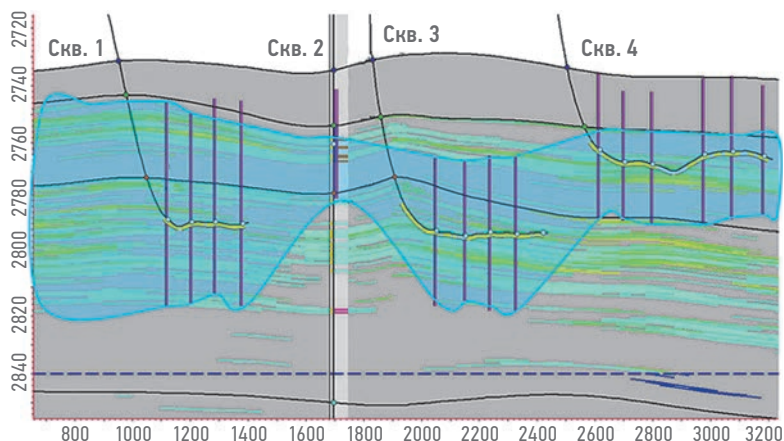


Рис. 10. Разрез вдоль скважин с условным обозначением зоны применения фильтра. Составлено авторами

Fig. 10. A section along the wells with a conditional designation of the filter application area. Created by the authors

добычи из ГДМ), многовариантные расчеты проводились в диапазоне по стартовому дебиту нефти от 10 т/сут до 100 т/сут и стартовой обводненности от 20 до 90%, что полностью охватывает диапазон работы фактических скважин месторождения. Полученные значения чистой приведенной прибыли (NPV) и индекса рентабельности инвестиций (PI) сводились в общую матрицу экономической эффективности (табл. 1).

Далее для любой новой проектной скважины достаточно принять коэффициент продуктивности по ней соответствующим коэффициенту соседних фактических скважин, что позволит оценить ожидаемый дебит жидкости

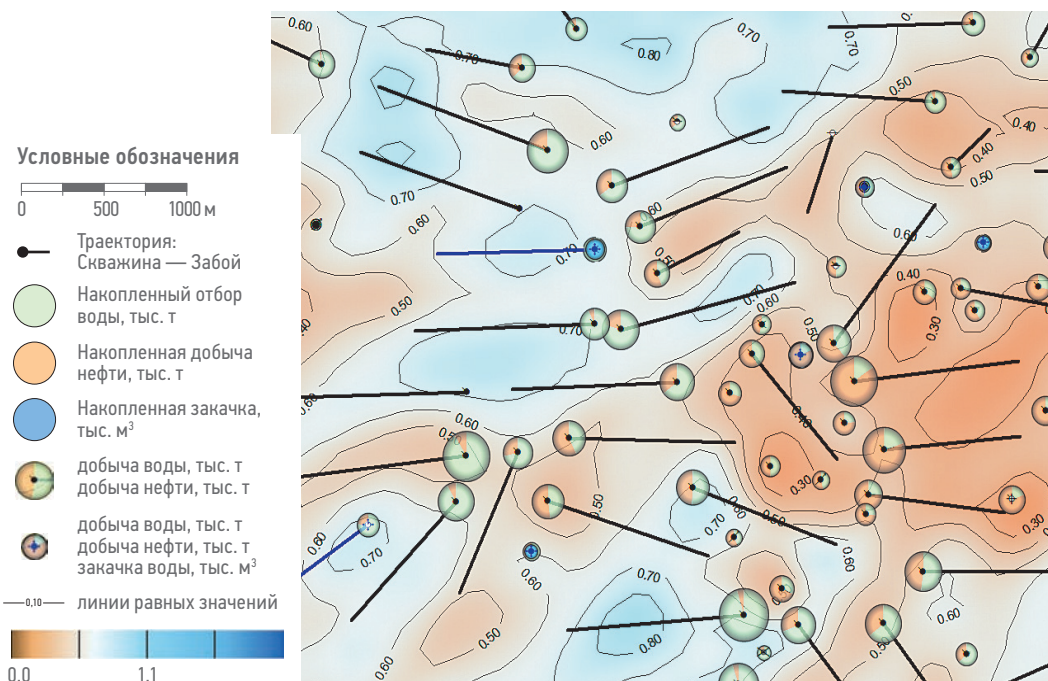


Рис. 11. Карта обводненности. Составлено авторами

Fig. 11. Water cut map. Created by authors

Таблица 1. Матрица экономической эффективности
Table 1. Economic efficiency matrix

% воды	Дебит нефти, т/сут									
	10		20		30		40		50	
	қж, м³/сут	NPV, тыс. руб.	қж, м³/сут	NPV, тыс. руб.	қж, м³/сут	NPV, тыс. руб.	қж, м³/сут	NPV, тыс. руб.	қж, м³/сут	NPV, тыс. руб.
90	119	-216447	237	-150716	356	-84984	474	-19252	593	46480
80	59	-211776	119	-141372	178	-70969	237	-566	297	69838
70	40	-210219	79	-138258	119	-66297	158	5663	198	77624
60	30	-209440	59	-136701	89	-63961	119	8778	148	81517
50	24	-208973	47	-135766	71	-62560	95	10646	119	83853
40	20	-208661	40	-135143	59	-61626	79	11892	99	85410
30	17	-208439	34	-134699	51	-60958	68	12782	85	86522
20	15	-208272	30	-134365	44	-60458	59	13449	74	87357
% воды	Дебит нефти, т/сут									
	60		70		80		90		100	
	қж, м³/сут	NPV, тыс. руб.	қж, м³/сут	NPV, тыс. руб.	қж, м³/сут	NPV, тыс. руб.	қж, м³/сут	NPV, тыс. руб.	қж, м³/сут	NPV, тыс. руб.
90	712	112211	830	177943	949	243675	1068	309406	1186	375138
80	356	140241	415	210645	474	281048	534	351451	593	421855
70	237	149585	277	221545	316	293506	356	365466	395	437427
60	178	154256	208	226996	237	299735	267	372474	297	445213
50	142	157059	166	230266	190	303472	214	376678	237	449885
40	119	158928	138	232446	158	305964	178	379481	198	452999
30	102	160263	119	234003	136	307743	153	381484	169	455224
20	89	161264	104	235171	119	309078	133	382985	148	456892
% воды	Дебит нефти, т/сут									
	10		20		30		40		50	
	қж, м³/сут	PI	қж, м³/сут	PI	қж, м³/сут	PI	қж, м³/сут	PI	қж, м³/сут	PI
90	119	0,251	237	0,478	356	0,706	474	0,933	593	1,161
80	59	0,267	119	0,51	178	0,754	237	0,998	297	1,242
70	40	0,272	79	0,521	119	0,77	158	1,02	198	1,269
60	30	0,275	59	0,527	89	0,779	119	1,03	148	1,282
50	24	0,276	47	0,53	71	0,783	95	1,037	119	1,29
40	20	0,277	40	0,532	59	0,787	79	1,041	99	1,296
30	17	0,278	34	0,534	51	0,789	68	1,044	85	1,3
20	15	0,279	30	0,535	44	0,791	59	1,047	74	1,302
% воды	Дебит нефти, т/сут									
	60		70		80		90		100	
	қж, м³/сут	PI	қж, м³/сут	PI	қж, м³/сут	PI	қж, м³/сут	PI	қж, м³/сут	PI
90	712	1,389	830	1,616	949	1,844	1068	2,071	1186	2,299
80	356	1,486	415	1,729	474	1,973	534	2,217	593	2,461
70	237	1,518	277	1,767	316	2,016	356	2,265	395	2,515
60	178	1,534	208	1,786	237	2,038	267	2,29	297	2,542
50	142	1,544	166	1,797	190	2,051	214	2,304	237	2,558
40	119	1,55	138	1,805	158	2,059	178	2,314	198	2,569
30	102	1,555	119	1,81	136	2,066	153	2,321	169	2,576
20	89	1,558	104	1,814	119	2,07	133	2,326	148	2,582

Примечание: Приведенные данные являются синтетически-расчетными на ФЭМ.
Note: Synthetic calculations based on finance & economic model.

и прогнозную обводненность согласно имеющейся карте обводненности, чтобы оценить ее экономическую привлекательность и ранжировать скважины-кандидаты без проведения полномасштабных гидродинамических расчетов и больших временных затрат.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение модифицированной карты обводненности ачимовских отложений является дополнительным инструментом анализа разработки и позволяет снизить неопределенности, связанные с запуском обводненностью и насыщением коллектора в районе бурения новых скважин. Предполагаемая обводненность новых скважин по карте обводненности при должном уровне адаптации ГДМ показала высокий процент сходимости с фактическими запускными показателями, что делает применение методики в качестве инструмента анализа и выработки стратегии разработки объектов, имеющих неопределенности, связанные с оценкой насыщения коллектора, достаточно перспективной. Применение матрицы экономической

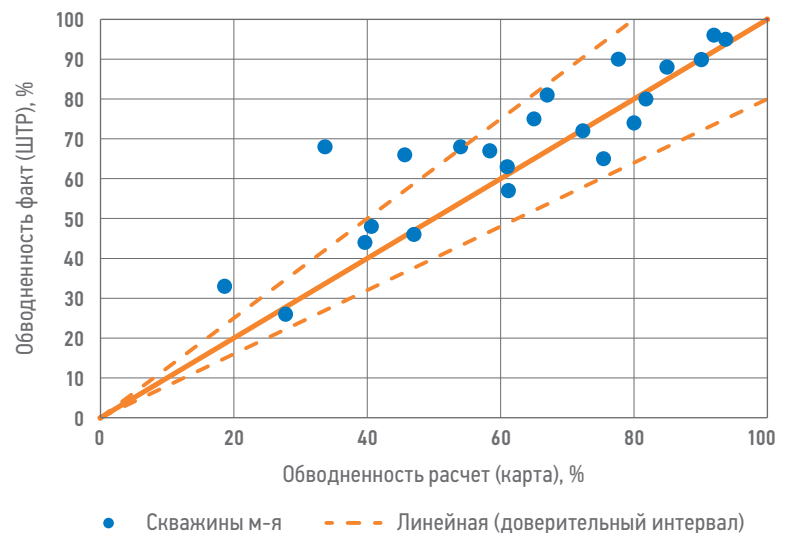


Рис. 12. Сравнение фактической обводненности новых скважин и карты обводненности. Составлено авторами

Fig. 12. Comparison of the actual water content values in new wells and water content map. Created by authors

эффективности позволяет провести дополнительное ранжирование проектного фонда, оптимизировать процесс оценки скважин-кандидатов по временным затратам.

Список литературы

1. Гладышева Я.И. Промышленная продуктивность ачимовских отложений севера Западной Сибири. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2023. — № 1. — С. 13–28.
2. Белкина В.А., Антипин Я.О., Забоева А.А. Построение трехмерных моделей нефтенасыщенности. Основные проблемы и подходы к их изучению // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. Том 332. 2021 (9). С. 223–237.
3. Морозов В.Ю. и др. Направления и методология изучения «остаточного» углеводородного потенциала Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2023. — № 4. — С. 104–119.
4. Забоева А.А., Зверев К.В., Генераленко О.С., Наумов А.А., Пескова Д.Н., Плешанов Н.Н. Влияние макронеоднородности ачимовских отложений на прогноз технологических показателей работы скважин // Санкт-Петербург-2020. Геонауки: трансформируем знания в ресурсы. Материалы 9-й геолого-геофизической конференции. ЕАГЕ Геомодель. 2020. 6 с.
5. Черевко С. А., Янин К.Е. Первые результаты эксплуатации горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами на баженовско-абалакском комплексе Пальяновской площади // Нефтепромысловое дело. — 2017. — № 7. — С. 20–28.
6. Бунатов М.В. и др. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования. // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2018. — № 2. — С. 16–21.
7. Алехин И.И., Переплеткин И.А., Витторова Е.В., Мингазова Д.И., Савченко П.Д. Разработка интегрированного технического подхода к вероятностной оценке ресурсной базы и учету геологических рисков для ачимовских отложений при низкой степени изученности // Актуальные проблемы нефти и газа. Сборник трудов VI Всероссийской молодежной конференции. Москва: ИПНГ РАН. — 2023. — С. 99–102.
8. Лоз Д.Р., Стефан А. Г., Мальковски М.А., Дас Б. Роль авульсии и формирование конусов выноса глубоководных канальных системах. Седиментология, архитектура и эволюция глубоководных систем осадконакопления. На примере комплекса каналов Годовари (Плиоцен), Индия // Морская и нефтегазовая геология. — 2019. — Вып. 105. — С. 81–99.
9. Спрагье А.Р.Г. и др. Интегрированные седиментационные модели подводных конусов выноса: ключ к успешному прогнозу качества коллектора (на примере шельфового месторождения в Западной Африке). CIPM, Cuarto E-Exitер. Мексика. 2005. — Вып. 1 (13). — 9 с.
10. Ачимовские горизонты. Спецпроект «Газпром нефть» и Ne1egaz.RU. [Электронный ресурс] URL: <https://achimovka.neftegaz.ru/?ysclid=lvano44eg5767135808>
11. Шулик Н.В. Повышение эффективности площадных систем заводнения низкопроницаемых пластов западной Сибири: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. 2017. — 114 с.
12. Вершинина И.В., Виноградов К.Э., Гильманова Н.В., Коваленко М.А., Шаламова В.И. Обзор применяемых подходов к гидродинамическому моделированию низкопроницаемых коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2022. — № 9 (369). — С. 41–47.
13. Антипин Я. О. Моделирование нефтенасыщенности залежей в терригенных коллекторах с использованием J-функции Леверетта // Территория Нефтегаз. — 2017. — 19 с.
14. Гималтдинова А.Ф., Калмыков Г.А., Топунова П.Т. Оценка нефтенасыщенности по методике Леверетта // Вестник Московского университета, сер. 4. Геология. — 2011. — № 4. — С. 71–74.
15. Ахмедова Т.М. Критерии оценки инвестиционных проектов в нефтегазодобывающей промышленности и их характерные особенности // Креативная экономика. — 2021. — Том 15. — № 5. — С. 2201–2226.

References

1. Gladysheva Y.I. Petroleum potential of Achimov deposits in the north of Western Siberia // *Oil and Gas Studies*. 2023, no. 1, pp. 13–28. (In Russ.)
2. Belkina V.A., Antipin Y.O., Zaboieva A.A. 3D saturation modeling. Main concepts and approaches // *Tomsk Polytechnic University Bulletin. Georesource engineering*. 2021, vol. 332, no. 9, pp. 223–237. (In Russ.)
3. Morozov V.Y. et al. Directions & Methodology of irreducible hydrocarbons' exploration in Western Siberia // *Geology of Oil and Gas*. 2023, no. 4, pp. 104–119. (In Russ.)
4. Zaboieva A.A., Zverev K.V., Generalenko O.S., Naumov A.A., Peskova D.N., Pleshanov N.N. Microheterogeneity influence of Achimov deposits on production technology characteristics // Saint Petersburg-2020. Geosciences: Transforming knowledge to resources. 9th geology & geophysics conference expanded abstracts. *EAGE Geomodel*. 2020. 6 p. (In Russ.)
5. Cherevko, S. A., Yanin, K. E. First results of horizontal wells operation with multi-stage hydraulic fracturing in Bazhenovsko-Abalaksy complex of Palyanovskaya area // *Oilfield Engineering*. — 2017, no. 7, pp. 20–28. (In Russ.)
6. Bukatov M.V., Peskova D.N., Nenasheva M.G., Pogrebnyuk S.A., Timoshenko G.M., Solodov D.V., Zhukov V.V., Bochkov A.S., Volkov G.V., Vashkevich A.A. Key problems of Achimov deposits development on the different scales of studying. *PROnft // Professionally about Oil*. 2018, no. 2, pp. 16–21. (In Russ.)
7. Alekhin I.I., Perepletkin I.A., Viktorova E.V., Mingazova D.I., Savchenko P.D. Integrated technical approach development for reserves probabilistic assessment accounting geological risks for Achimov deposits with low exploration maturity // *VI Russian Youth Conference "Actual problems of oil and gas"*. Moscow: Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences. 2023. 12 p. (In Russ.)
8. Lowe, D.R., Stephan A.G., Malkowski M.A., Das B. The role of avulsion and splay development in deep-water channel systems: Sedimentology, architecture, and evolution of the deep-water Pliocene Godavari "A" channel complex, India // *Marine and Petroleum Geology*. 2019, vol. 105, pp. 81–99.
9. Sprague A.R.G. et al. Integrated slope channel depositional models: the key to successful prediction of reservoir presence and quality in offshore West Africa // *CIPM, Cuarto E-Exitep*. Mexico. 2005, no. 13, p. 1.
10. Achimov deposits — joint project of Gazprom Neft and Ne1egaz.RU. [Electronic source] URL: <https://achimovka.ne1egaz.ru/?ysclid=lvnog4 eg5767135808> (In Russ.)
11. Shupik N.V. Improving the efficiency of areal waterflooding systems for low-permeability reservoirs of Western Siberia // PhD Thesis for the degree of Candidate of Technical Sciences. 2017. — 114 p. (In Russ.)
12. Vershinina I.V., Vinogradov K.E., Gilmanova N.V., Kovalenko M.A., Shalamova V.I. Review of applied approaches to reservoir simulation of low-permeability reservoirs // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2022, vol. 9, no. 369, pp. 41–47. (In Russ.)
13. Antipin Y.O. Saturation modeling of terrigenous reservoir using the Leverett J-function // *Territoria Ne1egaz*. 2017, p. 19. (In Russ.)
14. Himaltidinova A.F., Kalmykov G.A., Topunova G.G. Assessment of oil saturation using the Leverett method // *Bulletin of the Moscow University, ser. 4. Geology*. 2011, no. 4, pp.71–74. (In Russ.)
15. Akhmedova T.M. Criteria for evaluating investment projects in the oil and gas industry and their particularities // *Kreativnaya ekonomika*, 2021, vol. 15, no. 5, pp. 2201–2226. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Г.Н. Воробьева — разработала концепцию исследования, подготовила текст и рисунки. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Р.Р. Бурганов — разработал концепцию исследования и материалы для исследования. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Р.А. Рыбаков — разработал концепцию исследования и материалы для исследования. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

С.С. Остапчук — разработала концепцию исследования, провела эксперимент, подготовила текст и рисунки. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.С. Космачева — разработала концепцию исследования, провела эксперимент, подготовила текст и рисунки. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.А. Переpletкин — подготовил материалы по геологической части. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Guzel N. Vorobyeva — developed the article concept, prepared materials for experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Rem R. Burganov — developed the article concept, prepared materials for experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Roman A. Rybakov — developed the article concept, prepared materials for experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Sofia S. Ostapchuk — developed the article concept, prepared materials for experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Maria S. Kosmacheva — developed the article concept, prepared materials for experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ivan A. Perepletkin — developed and prepared the geology part of project. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Гузель Нурханифовна Воробьева* — руководитель по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Рем Рубинович Бурганов — инженер, Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого

Роман Александрович Рыбаков — руководитель проекта по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Софья Сергеевна Остапчук — младший научный сотрудник лаборатории газонефтеконденсатотдачи пластов им. С.Н. Закирова, ИПНГ РАН

Мария Сергеевна Космачева — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Иван Алексеевич Переpletкин — инженер, Новосибирский государственный университет

Guzel' N. Vorobyeva* — Project team lead, Gazprom нефt company group
3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Rem R. Burganov — Engineer, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

Roman A. Rybakov — Project team lead, Gazprom нефt company group

Sofya S. Ostapchuk — Junior Researcher at the S.N. Zakirov Laboratory of Gas and Oil Condensate Recovery, Oil and Gas Research Institute RAS

Maria S. Kosmacheva — Lead Specialist, Gazprom нефt company group

Ivan A. Perepletkin — Engineer, Novosibirsk State University

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author