

УДК 622.276.031

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2023

Концептуальная геолого-гидродинамическая модель фаменско-турнейской залежи как инструмент прогнозирования эффективности системы поддержания пластового давления на примере месторождения им. Сухарева

М.Ю. Рябчевских¹, А.С. Некрасов²

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

²Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Россия, 614990, г. Пермь, ул. Комсомольский проспект, 29)

Conceptual Geological and Hydrodynamic Model of the Famennian-Tournaisian Reservoir as a Tool for Predicting the Effectiveness of the Reservoir Pressure Maintenance System, using the Example of the Sukhareva Field

Mikhail Iu. Riabchevskikh¹, Aleksandr S. Nekrasov²

¹PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

²Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 30.11.2022. Принята / Accepted: 31.05.2023. Опубликовано / Published: 22.03.2024

Ключевые слова:

органогенная рифовая постройка, трещинно-кавернозно-поровый тип коллектора, фильтрационно-емкостные свойства, 3D-сейсморазведка, фация, концептуальная геологическая модель, мультисетка, ремасштабирование геологической основы, геолого-статистический разрез, «неколлектор», охват трещиноватостью, модель двойной пористости и проницаемости, геолого-гидродинамическая модель, система поддержания пластового давления, адаптация, аквифер, графики Чена, многовариантное моделирование, прокси-модель.

Keywords:

organogenic reef structure, fractured-cavernous-pore type of reservoir, reservoir properties, 3D seismic survey, facies, conceptual geological model, multi-grid, geological base rescaling, geological-statistical section, "non-reservoir", fracture coverage, dual porosity model and permeability, geological-hydrodynamic model, reservoir pressure maintenance system, adaptation, aquifer, Chen graphs, multivariate modeling, proxy model.

Изложена технология построения новой концептуальной геологической модели с учетом особенностей строения фаменско-турнейской залежи (пласт Т-Фм), которая представлена органогенной рифовой постройкой позднедевонского возраста, перекрытой палеозойскими структурами облагания. Данный подход представляет собой распределение сетки слоев геологической модели согласно процессам осадконакопления.

На основе трехмерной цифровой геологической модели создана и настроена на фактические показатели разработки геолого-гидродинамическая модель. При адаптации модели на фактическую динамику пластового давления выявлены зональные особенности, связанные с распределением фильтрационно-емкостных свойств. Настройка динамики обводненности осуществлялась по результатам проведения геолого-промыслового анализа, в результате чего определен источник обводнения для каждой скважины.

На основе настроенной на фактические показатели разработки геолого-гидродинамической модели рассчитаны прогнозные варианты: базовый – на текущих уровнях добычи жидкости и с учетом геолого-технических мероприятий согласно утвержденной отраслевой программе развития.

Также рассчитан авторский вариант с оптимизацией запланированных мероприятий, который позволил стабилизировать падающую динамику пластового давления и получить дополнительную добычу нефти.

Технология построения модели рекомендуется к использованию на месторождениях, приуроченных к органогенным рифовым постройкам Пермского Прикамья, сопредельных районов Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций.

The paper outlines the technology for constructing a new conceptual geological model taking into account the structural features of the Famennian-Tournaisian deposit (T-Fm formation), which is represented by an organogenic reef structure of Late Devonian age, overlain by Paleozoic enclosing structures. This approach represents the distribution of a grid of layers of a geological model according to sedimentation processes.

Based on a three-dimensional digital geological model, a geological and hydrodynamic model was created and adjusted to actual development indicators. When adapting the model to the actual dynamics of reservoir pressure, zonal features associated with the distribution of filtration and reservoir properties were identified. The dynamics of water cut were adjusted based on the results of geological and field analysis, as a result of which the source of water cut was determined for each well.

Based on the geological and hydrodynamic model adjusted to the actual development indicators, forecast options were calculated: basic - at current levels of fluid production and taking into account geological and technical measures in accordance with the approved industry development program.

The author's version was calculated with optimization of planned activities, which made it possible to stabilize the falling dynamics of reservoir pressure and obtain additional oil production.

The model construction technology is recommended for use in fields confined to organic reef structures of the Perm Kama region and adjacent regions of the Volga-Ural and Timan-Pechora oil and gas provinces.

© **Рябчевских Михаил Юрьевич** (ORCID: 0009-0008-5725-8623) – ведущий инженер (тел.: +007 (912) 488 41 67, e-mail: Rjabchevskikh@gmail.com). Контактное лицо для переписки.

© **Некрасов Александр Сергеевич** (Author ID in Scopus: 57221645949) – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Нефтегазовый инжиниринг» (тел.: +007 (912) 070 25 88, e-mail: Aleksandr.Nekrasov@lukoil.com).

© **Mikhail Iu. Riabchevskikh** (ORCID: 0009-0008-5725-8623) – Leading Engineer (tel.: +007 (912) 488 41 67, e-mail: Rjabchevskikh@gmail.com). The contact person for correspondence.

© **Aleksandr S. Nekrasov** (Author ID in Scopus: 57221645949) – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor of the Basic Department of Oil and Gas Engineering (tel.: +007 (912) 070 25 88, e-mail: Aleksandr.Nekrasov@lukoil.com).

Просьба сослаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Рябчевских М.Ю., Некрасов А.С. Концептуальная геолого-гидродинамическая модель фаменско-турнейской залежи как инструмент прогнозирования эффективности системы поддержания пластового давления на примере месторождения им. Сухарева // Недропользование. – 2023. – Т.23, №2. – С.58-70. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.2

Please cite this article in English as:

Riabchevskikh M.Iu., Nekrasov A.S. Conceptual Geological and Hydrodynamic Model of the Famennian-Tournaisian Reservoir as a Tool for Predicting the Effectiveness of the Reservoir Pressure Maintenance System, using the Example of the Sukhareva Field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2023, vol.23, no.2, pp.58-70. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.2

Введение

Действующим проектным документом (подсчет запасов нефти и газа – 2014 г. и технологическая схема разработки – 2015 г.) предусмотрена площадная система разработки объекта в основном горизонтальными добывающими скважинами (16 скважин из 19) с применением внутриконтурного заводнения (8 нагнетательных скважин).

По состоянию на 01.01.2023 наблюдается тенденция снижения пластового давления с закономерным ростом уровня отборов жидкости (рис. 1).

На рис. 1 четко видны два интервала снижения пластового давления: первый интервал медленного снижения до давления насыщения (11,98 МПа), обусловленный вероятно деформацией трещин с влиянием законтурной области и действующей системы поддержания пластового давления (ППД) и второй интервал быстрого снижения после давления насыщения, обусловленный, вероятно, деформацией трещин и отсутствием влияния законтурной области. Забойное давление снизилось до 5–6 МПа и стало ниже давления насыщения на 48–50 %, что обусловило отклонение в 2022 г. добычи нефти на 14,0 % (проект – 146,9 тыс. т, факт – 170,6 тыс. т). Добыча жидкости выше проектного уровня на 5,2 % (проект – 176,2 тыс. т, факт – 185,3 тыс. т). Уровни закачки значительно отстают от проектного значения, отклонение составило 43,3 % (проект – 231,1 тыс. м³, факт – 131,1 тыс. м³) ввиду отставания фонда нагнетательных скважин (проект – 7 скважин; факт – 4 скважины).

Для того, чтобы сохранить энергетический потенциал залежи и для более равномерной выработки запасов необходима реализация системы ППД [1, 2]. Очевидно, возможности существенного прироста добычи нефти по эксплуатирующимся скважинам практически исчерпаны, поэтому организация системы ППД в условиях систематического «недоввода» новых скважин (и даже при полном проектном вводе новых скважин) позволит приблизиться к проектным уровням добычи нефти в 2023–2024 гг.

Предпосылки к созданию геологической модели

Предпосылкой к созданию новой концептуальной геологической модели является проблема настройки геолого-гидродинамической модели на фактические показатели разработки [3–6], которые связаны с особенностями строения залежи.

Залежь пласта Т-Фм является органогенный рифовой постройкой позднедевонского возраста, перекрытой палеозойскими структурами облегаания (рис. 2). Этаж нефтеносности более 300 м, количество геологических запасов углеводородов (УВ) категории АВ₁ составляет 9,38 млн т, извлекаемые – 3,189 млн т. На месторождении пробурено 78 скважин, из них в 5 скважинах отобрано 771 м керна.

В текущей реализации геологической модели (ГМ) нарезка слоев сетки характерна для пластовой залежи (рис. 3), без учета особенностей геологического строения органогенный рифовой постройки.

Упрощенный подход к моделированию органогенной рифовой постройки не позволяет воспроизвести фильтрационные процессы, характерные для массивной залежи: образование конусов обводнения от подошвы и повышение уровня водонефтяного контакта (ВНК) по всей площади.

Также нарезка сетки может прямым образом повлиять и на корректность распределения свойств в межскважинном пространстве, что, в свою очередь, влияет на количество запасов нефти (рис. 4).

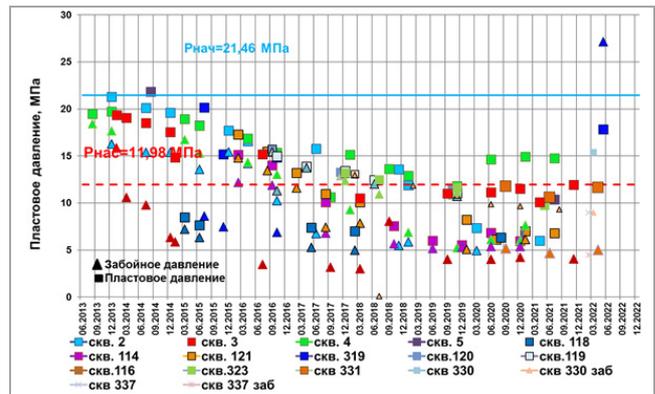


Рис. 1. Динамика пластового давления. Месторождение им. Сухарева. Пласт Т-Фм

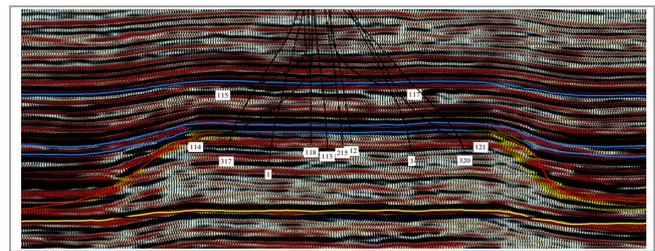


Рис. 2. Фрагмент вертикального среза куба по данным 3D-сейсморазведки

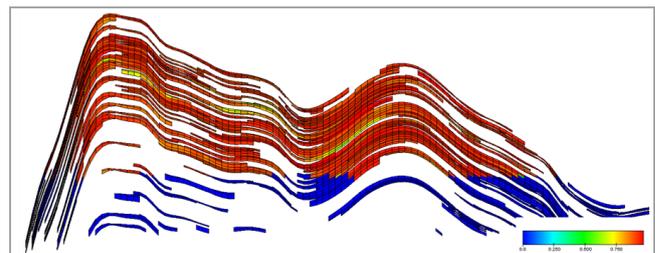


Рис. 3. Разрез из геолого-гидродинамической модели на примере куба нефтенасыщенности

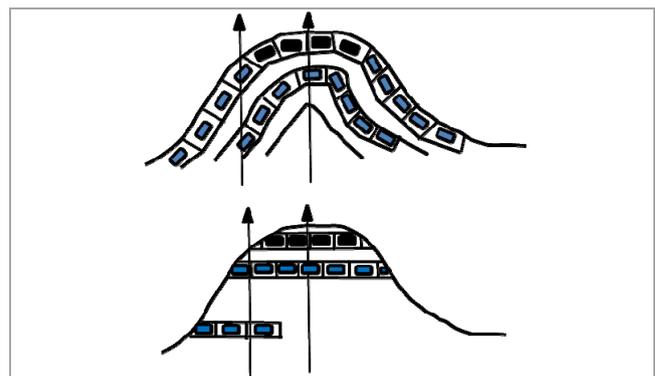


Рис. 4. Схематичное представление распределения коллектора для пластовой и массивной залежи

Поэтому принято решение детальнее рассмотреть особенности построения геологических моделей органогенных рифовых залежей.

Принцип выбора нарезки слоев для геологического моделирования органогенных рифовых построек

Обзор особенностей геологического 3D-моделирования в карбонатных и трещинных резервуарах, установленных К.Е. Закревским (высокие коэффициенты

нефтенасыщенности (K_n), гидрофобизация пород, отсутствие увеличения K_n при удалении от поверхности ВНК и отсутствие работоспособности зависимости «пористость – проницаемость», позволяет утверждать, что наиболее оптимальным вариантом нарезки слоев для органогенных рифовых массивов, по мнению В.А. Жемчуговой, является вариант пропорциональной нарезки, поскольку он учитывает разную скорость роста центральной и краевых частей рифовой постройки за одно и то же геологическое время [7–10] (рис. 5).

Однако данный подход визуально характеризует структуру облекания, а не органогенную постройку, и создает сложности при настройке падения пластового давления в залежи из-за наличия гидродинамической связи верхних слоев с нижней водонасыщенной частью пласта [11, 12].

Рассмотрен подход с горизонтальной нарезкой [7], который используется при недостаточном количестве керна и неполным комплексом ГИС (рис. 6). Визуально данный подход лучше описывает процесс фильтрации в карбонатной залежи [13].

В идеальных условиях для расчленения органогенной постройки необходимо выполнение детальной литологической корреляции, где нарезка слоев выполняется согласно стратиграфическим границам, но с учетом наличия поверхностей несогласия, например, когда кровля рифовой постройки выходила выше уровня моря или происходило обрушение постройки на флангах [11], а также направлений диагенетических процессов [14–16]. Данный подход требует высоких трудозатрат и достаточного объема исходной информации.

Создание трехмерной геологической модели

Исходными данными для построения ГМ [17–20] служили результаты интерпретации 3D-сейсморазведки, бурения 78 скважин, данные подсчета запасов, результаты интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) (стратиграфические границы пласта, границы проницаемых прослоев, характер насыщения коллектора, количественные определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов (ФЕС) (K_n – 0,08 доли ед., $K_{пр}$ – 2 мД, $K_{ов}$ – 0,09 доли ед.), результаты исследований керна, данные инклинометрии, альтитуд и координат устьев скважин, уравнения петрофизических зависимостей, и качественные (описания) исследования керна, карты эффективных и нефтенасыщенных толщин 2D (из отчета по подсчету запасов). Сводные таблицы подсчетных параметров и запасов УВ.

Определение области моделирования

Областью моделирования выбрана фаменско-турнейская залежь в пределах позднедевонской рифовой постройки, мощность которой в центральной части по данным 3D-сейсморазведки изменяется от 470 до 570 м. На структурной карте (рис. 7) выделены границы области моделирования на абсолютной отметке –1938 м (определено экспертно), выше которой начинается резкий набор высоты структуры.

Построение структурной модели

Для моделирования использована структурная поверхность ОГП^П (отождествленная с кровлей пласта Т-Фм) из ранее построенной ГМ [21–23], создание которой осуществлялось с использованием модуля Classic structure методом стратиграфического моделирования (Stratigraphic modeling). Для структурных построений выбран размер ячеек по латерали 50 на 50 м, исходя из размеров месторождения и разбуренности структуры.

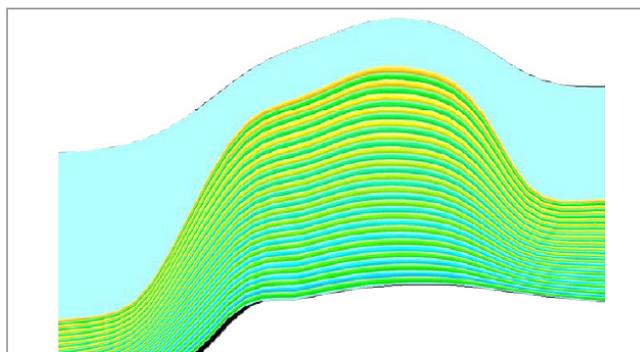


Рис. 5. Пропорциональная схема нарезки слоев для органогенной рифовой постройки [7]

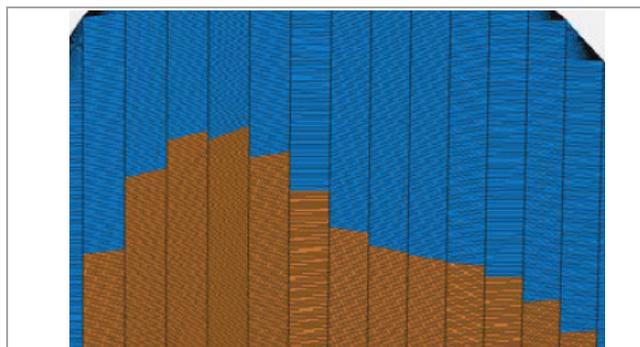


Рис. 6. Горизонтальная схема нарезки слоев для органогенной рифовой постройки [7]

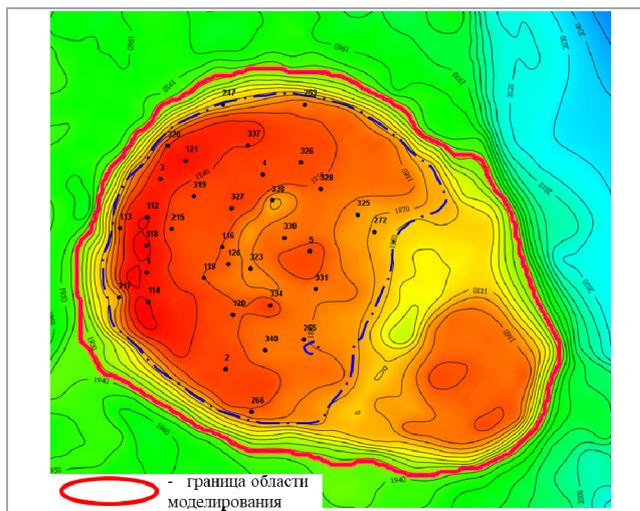


Рис. 7. Структурная карта по кровле пласта Т-Фм с выделенной областью моделирования

Выбор объемной сетки параметров модели

Для создания геологической модели выбран тип сетки Corner point. Данный тип сетки характеризуется тем, что представляет собой гибкую систему, где размер ячеек варьируется, хорошо подходит для моделирования залежей, имеющих высокие амплитуды структур [2, 7, 24].

Необходимо отметить, что ранее построенная геологическая модель создана без разделения на турнейский и фаменский пласты. При этом, согласно исследованиям керна по скважинам 1–5, в сводовой части рифа отложения турнейского яруса представлены породами косвинского горизонта с мощностью от 1 до 5 м. В табл. 1 представлена информация по толщинам турнейского пласта.

Таблица 1

Общая и эффективная толщина турнейского пласта

Номер скважины	Интервал, м	Общая толщина, м	Эффективная толщина, м
1	2171,84 – 2175,87	4,0	0,7
2	2832,50 – 2837,50	5,0	1,0
3	2432,00 – 2435,00	3,0	0,0
4	2621,50 – 2623,00	1,5	0,0
5	2683,50 – 2684,50	1,0	0,0

Таблица 2

Описание трехмерных сеток продуктивных пластов

Пласт	Тип сетки	Размер ячейки по площади, м	Число слоев	Размер ячейки по толщине, м	Число активных ячеек
Т	Corner point	50 × 50	146	0,5	9 586 205
Фм			610		

Сложное строение порового пространства карбонатных пород, являющееся следствием изменчивости термобарических условий, существовавших на различных стадиях преобразования осадка в горную породу, а также тектонических движений земной коры, особенно ярко отразилось на тесноте связи проницаемости пород с их пористостью [19, 25–28]. Связь между проницаемостью карбонатных пород с их открытой пористостью значимая, но довольно слабая (рис. 8, б). Коэффициент корреляции изменяется от 0,408 до 0,544. Такая неубедительная корреляция обусловлена различием структур порового пространства. В то время как зависимость газопроницаемости от величины открытой пористости (рис. 8, а) для карбонатных пород турнейского возраста с поровым типом структуры порового пространства характеризуется коэффициентом корреляции, равным 0,898 [29–31].

В силу разного генезиса турнейского и фаменского пластов [32, 33] принято решение разделить их путем создания мультисетки. При этом отстроить фаменскую залежь как тело органогенной постройки с параллельной нарезкой слоев от подошвы пласта, а турнейскую – структурой облекания параллельно кровле ОГ II^п. Обе подсетки с постоянным размером слоя 0,5 м. Описание сеток для пластов приведено в табл. 2. Разрез по созданной объемной мультисетке представлен на рис. 9.

Осреднение скважинных данных

Под осреднением скважинных данных понимают перенос на ячейки 3D-сетки информации по скважинам, которая впоследствии служит основой для литологического и петрофизического моделирования. Скважинные данные в формате, пригодном для использования в IRAP RMS, содержат кривую стратиграфии (new_log), дискретную кривую насыщения (XN), кривые коэффициентов пористости, нефтенасыщенности и проницаемости (K_p , K_n , K_{pp}), кривые непрерывной и дискретной литологии (DEFINTERV, new_LITO).

При распределении параметра литологии на геологическую сетку использовался стохастический метод индикаторного моделирования RMS Indicators (SIS Sequential Indicator Simulation), который позволяет получить дискретный куб распределения коллекторов на основании вероятностного распределения той или иной фации с использованием данных вариограммного анализа для каждой фации. В данном случае выполнялось распределение фации коллектор (код «1»), а фация вмещающая – неколлектор (код «0»).

Выполнить анализ (рис. 10) соответствия распределения доли коллектора в геологической сетке с осредненными скважинными данными возможно в сравнении геолого-статистических разрезов (ГСР).

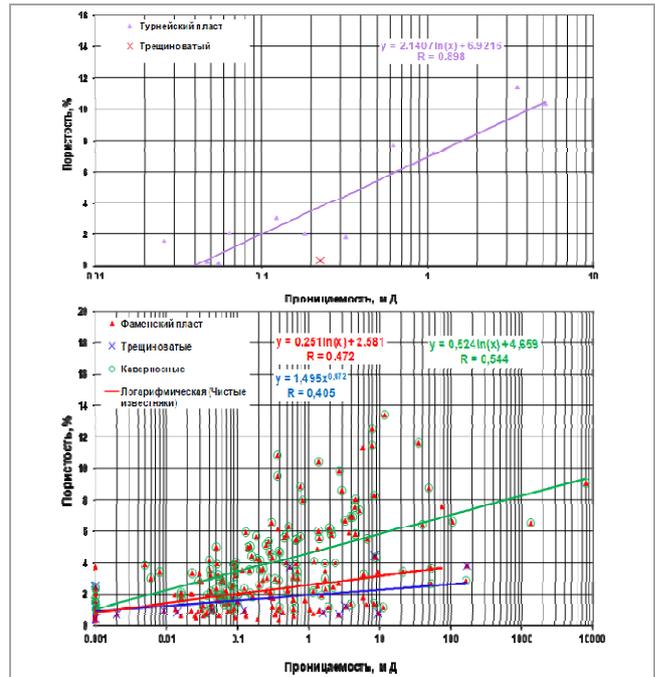


Рис. 8. Зависимость коэффициентов пористости и проницаемости для карбонатных пород пластов Т (а) и Фм (б) по скважине № 1

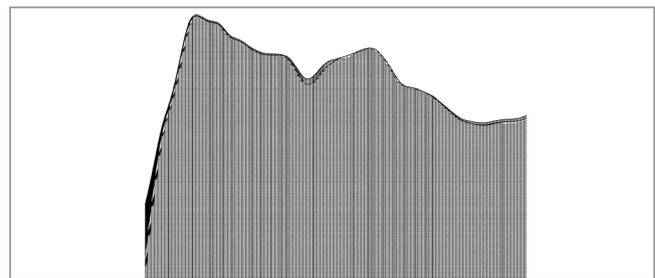


Рис. 9. Разрез по созданной объемной мультисетке

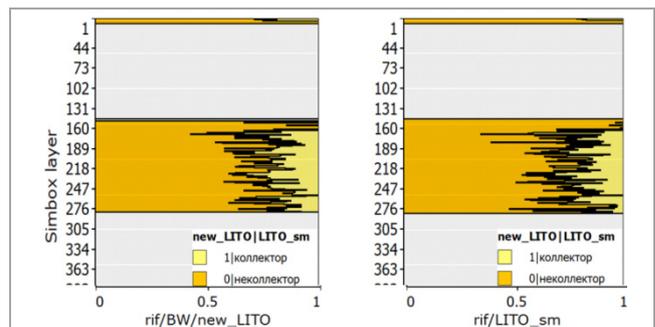


Рис. 10. Сравнение геолого-статистических разрезов по доле коллектора скважинных данных BW и куба литологии в геологической модели

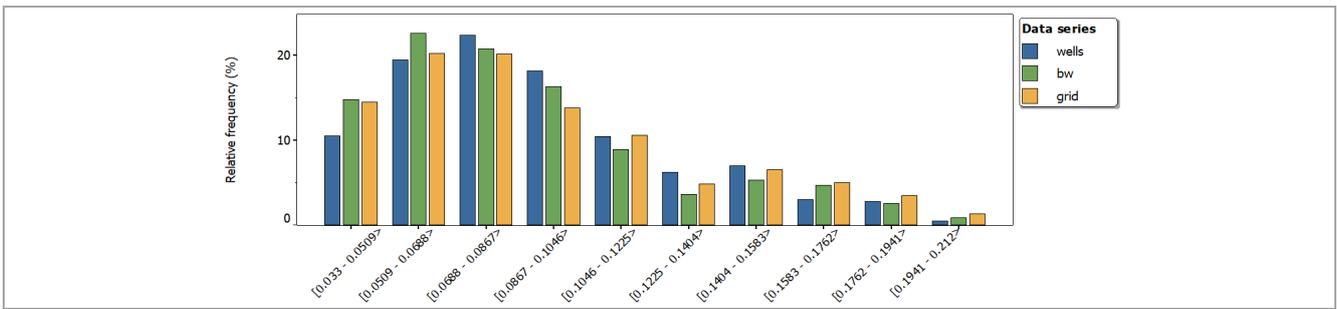


Рис. 11. Гистограмма распределения по коэффициенту пористости пород-коллекторов пласта Т-Фм

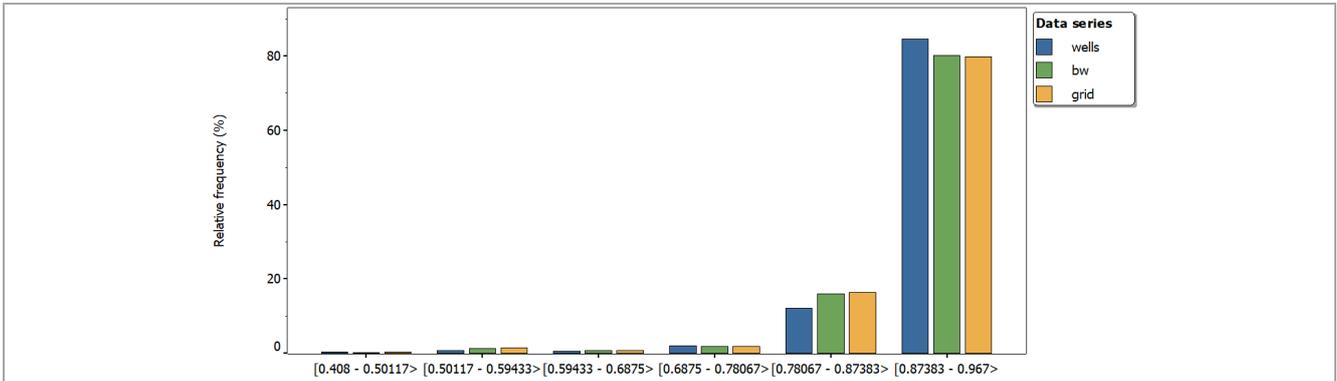


Рис. 12. Гистограмма распределения пород-коллекторов по коэффициенту нефтенасыщенности пласта Т-Фм

Таблица 3

Петрофизическая зависимость газопроницаемости от пористости для пласта Т-Фм

$K_{гн} = f(K_{прг})$	Диапазон изменения $K_{прг}$, мД / среднее значение параметра
$K_{прг} = 0,02e^{0,5549 \cdot K_{гн}}$	0,12–413,90/38

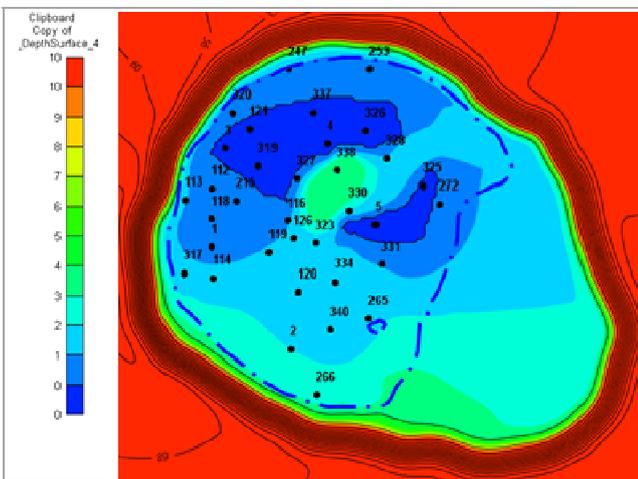


Рис. 13. Карта общих толщин отложений турнейского возраста

Сравнение ГСР по литологии выполняется лишь в области дальнейшего моделирования (нефтенасыщенная + водонасыщенная части разреза на 15 м ниже ВНК). После литологического моделирования следует этап петрофизического моделирования, целью которого является определение значений петрофизических параметров продуктивных пластов. Куб коэффициента пористости K_p продуктивных пластов C_1t-D_3fm (пласт Т-Фм) рассчитан с помощью модуля Petrophysical Modelling в пределах куба литологии, определенного как коллектор, с применением алгоритма стохастического распределения Simulation (SGS subgrid scales). На рис. 11, 12 представлены

гистограммы распределения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности по данным РИГИС, осредненным данным и 3D-параметра.

В целом распределение параметров по данным РИГИС, осредненных сведений и данных 3D имеет удовлетворительную сходимость. Основные отклонения связаны с тем, что в расчете использован весь фонд скважин, в том числе с учетом скважин с горизонтальным проложением, в результате чего могут возникать погрешности при осреднении.

Коэффициент абсолютной газопроницаемости распределен по петрофизическим зависимостям от открытой пористости в пределах пород, обозначенных как коллектор $K_{гн} = f(K_{прг})$. Полученные значения коэффициента проницаемости приведены в табл. 3.

Для анализа отдельно созданного региона турнейского пласта построена карта общих толщин (рис. 13). В сводовых частях залежи отмечается либо отсутствие отложений, либо толщины, не превышающие 1 м. При уменьшении высоты рифа толщина турнейского пласта увеличивается до 5 м и более. За контуром нефтеносности на склонах рифа предполагается увеличение толщины турнейских отложений до 60 м (получено в результате экстраполяции по причине отсутствия скважин за пределами органогенной рифовой постройки).

В табл. 4 представлено сопоставление подсчетных параметров и величин геологических запасов, полученных в процессе подсчета запасов и на ГМ.

По сравнению с исходной ГМ нефтенасыщенная толщина уменьшилась на 2,4 %, и, как следствие, геологические запасы нефти уменьшились на 4 %. Изменения произошли за счет изменения типа формы нарезки сетки, что, в свою очередь, повлияло на распределение параметра литологии по площади и разрезу.

Ремасштабирование геологической основы

Для выполнения этапа работ по созданию ГГДМ необходимо выполнить ремасштабирование геологической основы по причине значительного количества

Таблица 4

Параметры и величины геологических запасов, полученные в процессе подсчета запасов на ГМ

Параметр	ПЗ (2014)	ГМ 2022	ГМ с учетом органогенной постройки	Отклонение от ГМ 2022, %
$K_{из}$, доли ед.	0,08	0,10	0,10	0,0
$K_{из}$, доли ед.	0,91	0,91	0,91	0,0
$H_{эфф. н.з}$, м	10,1	8,3	8,1	2,4↓
Площадь, тыс. м ²	16 502	16 734	16 681	0,0
Запасы, тыс. т	8 927	9 364	8 988	4,0↓

активных ячеек (611 тысяч), даже с учетом только области исследования (нефтнасыщенная + водонасыщенная части на 15 м ниже ВНК). Расчет ГТДМ на геологической основе с количеством активных ячеек свыше 150 тысяч требует высоких производственных мощностей и значительного временного ресурса.

Ремасштабирование выполнено автоматически с помощью плагина в Irap RMS. На рис. 14 представлен ГСР по коэффициенту пористости для анализа сохранения геологической неоднородности по разрезу.

Количество активных ячеек по результатам ремасштабирования составило 123 тысячи активных ячеек, что удовлетворяет требованиям для продолжения выполнения следующего этапа работ создание ГТДМ.

Создание геолого-гидродинамической модели

Расчеты на ГТДМ выполнены в программном комплексе Tempest more 2022.2 компании AspenTech.

Действующая ГТДМ исследуемого объекта выполнена в рамках актуализации ГМ в 2022 г., настроена под требования интегрированного моделирования и имеет хорошую сходимость с фактическими показателями разработки. В силу того, что в рамках договорных обязанностей практически все ГТДМ, созданные специалистами, имеют удовлетворительную настройку по интегральным показателям, однако при отсутствии детальной проработки геологических особенностей залежи неточно воспроизводятся процессы вытеснения нефти.

В качестве примера рассмотрим действующую ГТДМ, подъем уровня ВНК характерен для пластовых залежей (рис. 15), хотя сама залежь представляет собой органогенную рифовую постройку, обводнение которой осуществляется от подошвы.

Поэтому возникают ситуации, когда прогнозируемые показатели на ГТДМ не подтверждаются. В текущей реализации модели по базовому варианту наблюдается резкое падение уровней добычи жидкости (рис. 16), в данном случае можно предполагать некорректную настройку энергетического состояния.

Подготовка исходной информации

Подготовка исходной информации для создания ГТДМ-один из важнейших этапов, требующий наличия компетенции специалиста по моделированию в смежных областях, необходимой для анализа и верификации данных. Для создания ГТДМ используется:

- геологическая основа после ремасштабирования: геологическая сетка, кубы распределения: доли коллектора, коэффициента пористости, коэффициента нефтенасыщенности, коэффициента проницаемости. Данная информация выгружена из созданной в рамках работы ГМ;

- данные о начальных свойствах пласта: PVT-свойства, кривые ОФП, данные о анизотропии коллектора, сжимаемости порового пространства, ВНК. Вся информация использована из действующей ГТДМ;

- информация о фактических показателях разработки: дебиты жидкости, нефти, растворенного газа, замеры пластового и забойного давлений. Вся информация использована из действующей ГТДМ + добавлена история за период 01.09.2022 – 01.03.2023.

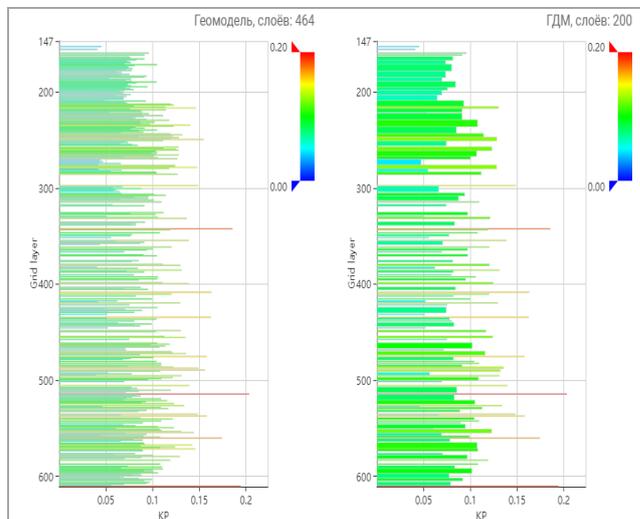


Рис. 14. Геолого-статистический разрез по коэффициенту пористости

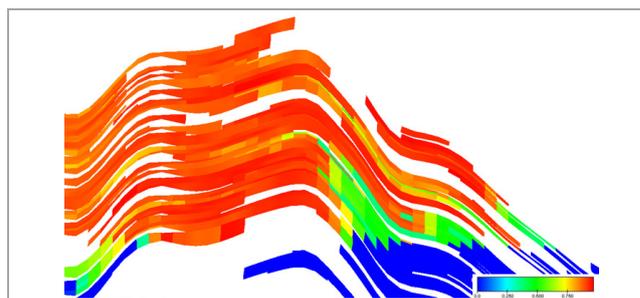


Рис. 15. Разрез куба нефтенасыщенности в действующей ГТДМ объекта Т-Фм

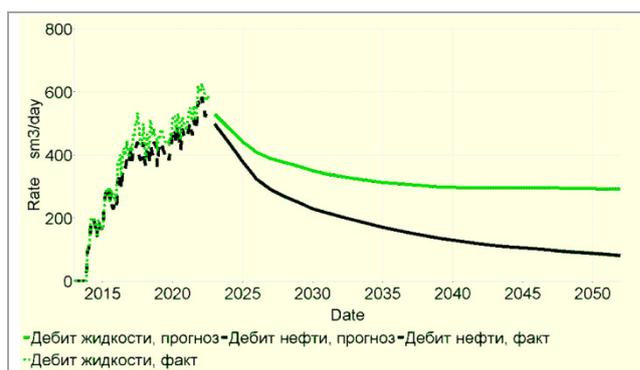


Рис. 16. График динамики дебитов жидкости/нефти. Факт + базовый вариант

Отказ от модели двойной пористости и проницаемости

Для создания модели двойной пористости и проницаемости [33–36] требуются значительные вычислительные мощности в силу увеличения скорости счета за счет удвоения сетки (все свойства задаются как для порового коллектора, так и для трещинного). Высокая неопределенность исходных данных:

Условия для плотных прослоев «пласта неколлектора»

Параметры	Доля коллектора, доли ед.	$K_{пр}$, доли ед.	$K_{пр}$, мД	$K_{из}$, доли ед.	$K_{онз}$, доли ед.	$K_{вытз}$, доли ед.
Условия	0,09	0,01	0,5	0,904	0,700	0,226

Таблица 6

Сравнение геологических запасов нефти, полученных при подсчете запасов и геологической модели

Изменение геологических запасов нефти,	Относительно	Балансовых (ПЗ 2014)	ГМ (2022)
	тыс. т.	+149	-288
	%	+1,6	-3,2

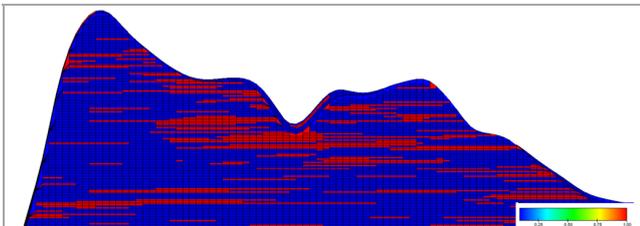


Рис. 17. Разрез ГГДМ на примере куба распределения доли коллектора (NTG)

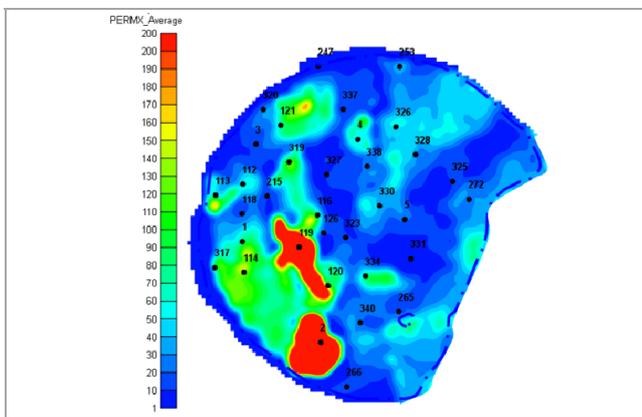


Рис. 18. Карта распределения проницаемости по результатам адаптации ГГДМ пласта Т-Фм

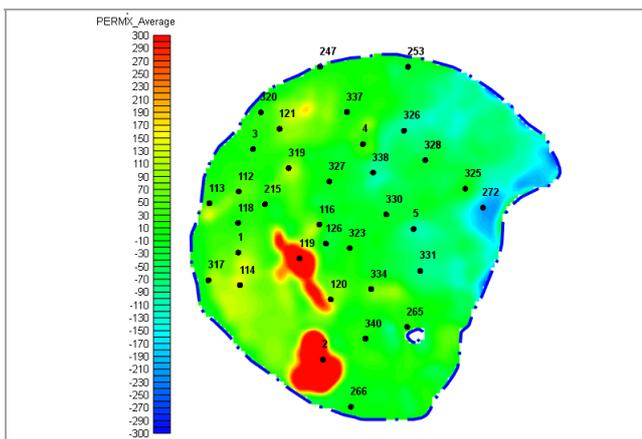


Рис. 19. Карта разницы распределения проницаемости в ГМ и итоговой ГГДМ пласта Т-Фм

- распределение охвата трещиноватостью по площади и разрезу (специальные исследования керна и ГИС – выполнено 6 исследований);
- определение параметра σ (связь «матрица – трещина»);
- определение значений трещинной проницаемости и направления трещиноватости.

Реализован вариант создания данной модели, время расчета составило 72 ч, однако дальнейшие

работы по настройке модели прекратились в силу ее нецелесообразности.

Учет наличия плотных прослоев («неколлекторов»)

Исследуемый объект имеет высокий коэффициент расчлененности (геолого-физическая характеристика – 12,6) и сложный тип коллектора с наличием как поровой, так и трещинной составляющих порового пространства [34–37]. Таким образом, в процессе фильтрации могут участвовать не только выделенные пласты-коллекторы по ГИС, ограниченные по субъективному граничному значению пористости (для Т-Фм – 3 %), но и вся остальная часть залежи. Наличие проницаемых прослоев ниже граничного значения пористости подтверждаются данными исследований керна ($K_{пр}$ до 200 мД).

В работе [2] описывается проблема взаимодействия специалистов различных научных дисциплин при создании проектных технологических документов. Для решения данных проблем необходимо создание мультидисциплинарных команд со специалистами широкого профиля. Также утверждается, что необходим переход от традиционной концепции абсолютного (абстрактного) порового пространства (АПП), базирующийся на классических дифференциальных уравнениях, к новой концепции эффективного порового пространства (ЭПП). Концепция ЭПП предполагает учет «неколлекторов» при геолого-гидродинамическом моделировании [7]. В данной модели задан «неколлектор» во всех ячейках с пористостью ниже граничного значения 3 % (рис. 17).

В табл. 5 представлены условия, заданные для «пласта-неколлектора».

Геологические запасы нефти в «неколлекторе» составляют 88 тыс. т, что равно 1 % от геологических запасов нефти в залежи, а извлекаемые – 20 тыс. т, что, в свою очередь, не превышает 0,4 % от извлекаемых запасов нефти в целом. Таким образом, объем запасов с учетом «неколлектора» не превышает ограничения в 5 % относительно требований временного регламента по приемке проектно-технологических документов (табл. 6).

При этом «неколлектор» не оказывает влияния на коэффициент вытеснения, но увеличивает коэффициент извлечения нефти (КИН) за счет лучшей связанности проницаемых пропластков, что повышает коэффициент охвата.

Адаптация ГГДМ

Настройка ГГДМ на фактические показатели разработки имеет множество инструментов, но понимание необходимости применения тех или иных опций требует проведения геолого-промыслового анализа и знаний особенностей процессов фильтрации флюидов в пласте [38–41].

Одной из главных установок авторов для настройки скважин на фактические показатели разработки являлось минимальное вмешательство в изменение параметра сообщаемости «скважина – пласт» [42–46].

Таблица 7

Сравнение проницаемости ГМ и ГДМ

Параметр	ГФХ	ГМ	ГДМ	Отклонение от ГМ, %
Проницаемость, мД	2	38	83	54

Данная опция создана для моделирования процессов ухудшения призабойной зоны пласта, но часто используется в качестве инструмента для закрытия тех или иных интервалов для получения лучшей сходимости с фактическими показателями [47, 48].

На первом этапе выполнена настройка динамики пластового давления и отборов жидкости с помощью двух основных инструментов – аквифер (настройка активности влияния законтурной области) и модификации куба проницаемости. В ходе настройки наибольшим модификациям в сторону увеличения подверглась юго-западная часть залежи в районе скважины № 2, 119 (рис. 18, 19). Данный район характеризуется лучшей продуктивностью добывающих скважин.

Относительно принятого для проектирования значения проницаемость увеличена в 26 раз, а исходного куба из ГМ в 2 раза (табл. 7).

В ходе настройки пластового давления определено три района с различной динамикой, что в большей степени связано с зональной неоднородностью распределения проницаемости, причем как трещинной, так и поровой. На рис. 20 представлена карта изобар с отображением накопленных отборов жидкости и выделенных районов.

Район № 1

Территориально район № 1 является западной частью залежи, согласно сейсмофациальному анализу 2014 г. относится к фации рифового гребня. Имеет высокий процент отбора от накопленной добычи нефти – 39 %, что составляет 447 тыс. т. Характеризуется сложной динамикой пластового давления для настройки в ГДМ (рис. 21).

Для района характерен резкий темп падения пластового давления с начала разработки по 2020 г. со стабилизацией на уровне 6 МПа, что ниже давления насыщения на 5 МПа, а начального – на 15,5 МПа. Вероятно, в фильтрации до 2020 г. участвует трещинная составляющая, а с 2020 г. по текущий момент, после смыкания трещин, поровая [49, 50]. Данный процесс смоделирован при помощи опции KVSP, которая представляет собой зависимость проницаемости от пластового давления. Зависимость получена в результате многовариантных расчетов до получения необходимой динамики (рис. 22).

Анализируя график зависимости множителя проницаемости от пластового давления, можно сделать вывод, что трещинная составляющая, участвующая в процессе фильтрации района № 1, составляет 90 %. Также необходимо отметить отсутствие или слабое влияние законтурной области.

Район № 2

Расположен в центральной части залежи, согласно сейсмофациальному анализу 2014 г. представлен обломочными отложениями внутририфового шлейфа, на который приходится основной объем добычи нефти 57 %, что составляет 616 тыс. т. Фактические замеры пластового давления имеют линейную динамику падения (рис. 23), что говорит о наличии связи с законтурной областью и влиянии системы ППД, лучших ФЕС, чем в районе № 1 (вероятно, меньше трещинная составляющая).

Только в данном районе присутствуют скважины с обводненностью выше 10 % – скважины № 4, 116 (рис. 24). Из рассмотрения удалена скважина № 319, которая обводнена в результате некачественного ГРП. В ходе проведенного геолого-промыслового анализа выявлено, что источник обводнения скважины № 4 – конус подошвенной воды. Фронт закачки достиг забоя скважины № 116 от нагнетательной скважины № 319.

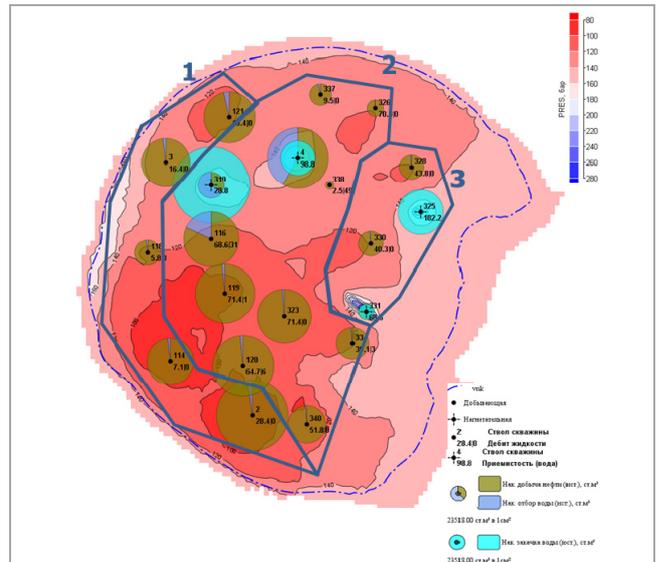


Рис. 20. Карта изобар (ГДМ) + накопленные отборы по пласту Т-Фм

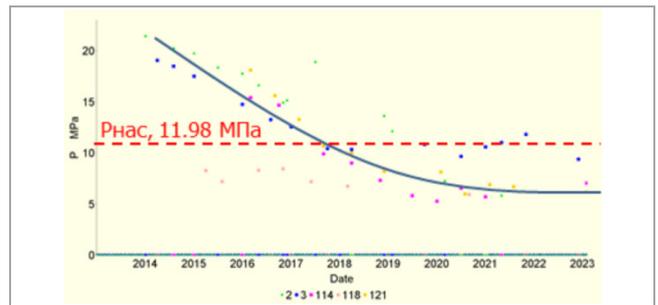


Рис. 21. График динамики пластового давления. Район № 1. Пласт Т-Фм

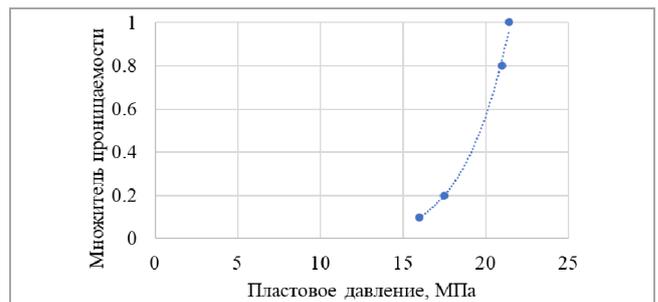


Рис. 22. График зависимости множителя проницаемости от пластового давления. Пласт Т-Фм

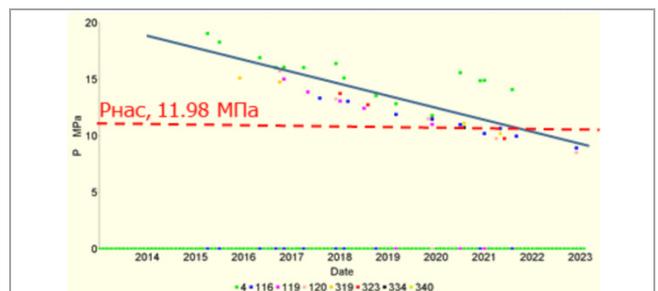


Рис. 23. График динамики пластового давления. Район № 2. Пласт Т-Фм

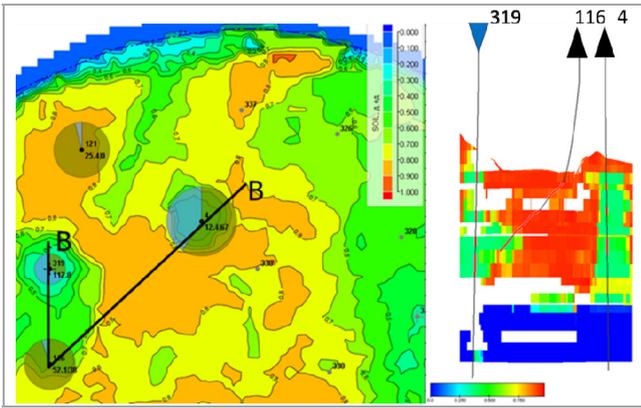


Рис. 24. Карта и разрез текущей нефтенасыщенности на 01.2020. Пласт Т-Фм

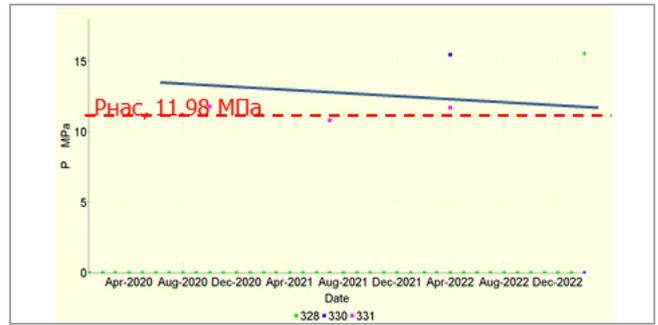


Рис. 27. График динамики пластового давления. Район № 3. Пласт Т-Фм

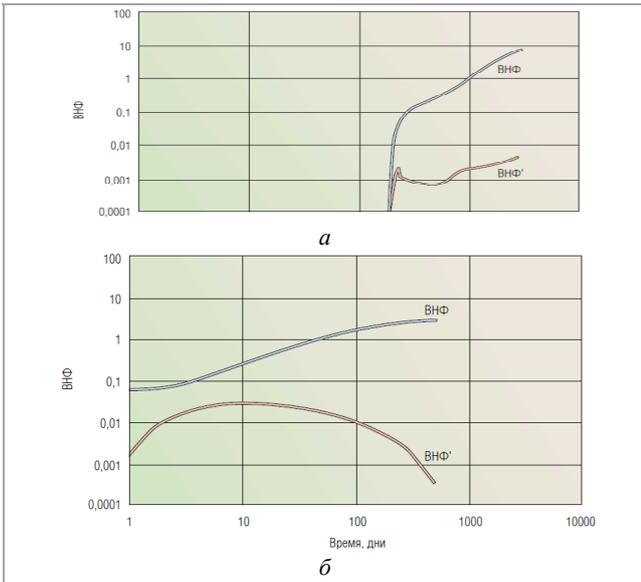


Рис. 25. Теоретический график Чена, характеризующий прорыв воды: а – от нагнетательной к добывающей скважине; б – в результате конусообразования

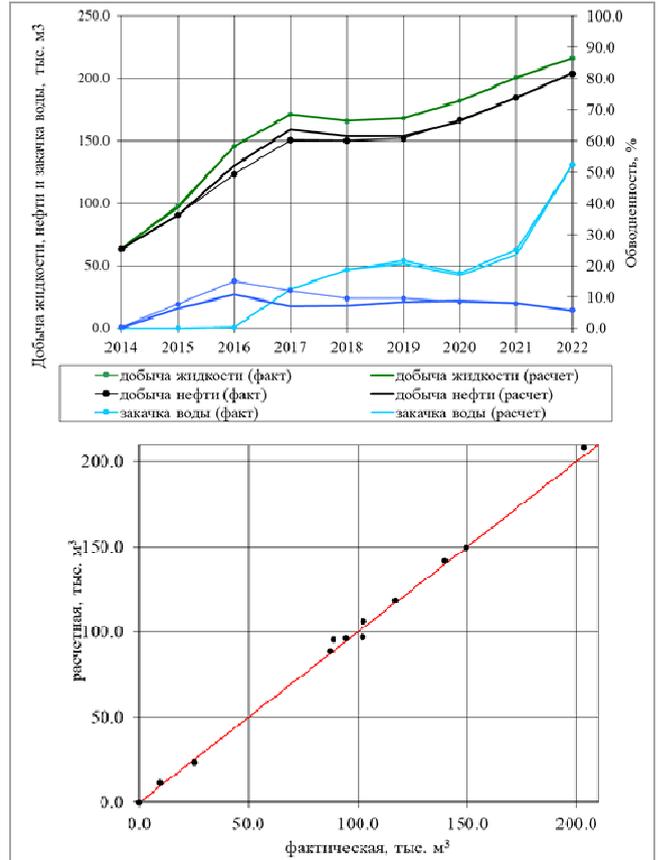


Рис. 28. График результатов адаптации и кроссплот по накопленной добыче нефти по скважинам. Пласт Т-Фм

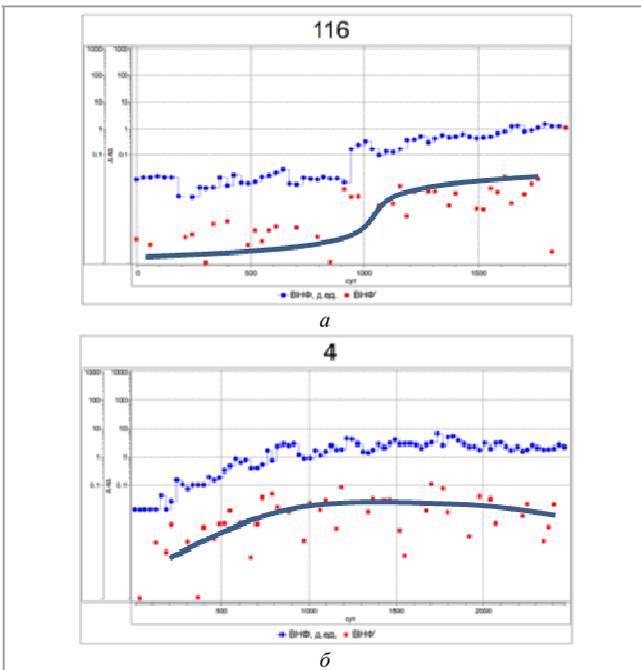


Рис. 26. График Чена: а – по скв. №116. Пласт Т-Фм; б – по скв. №4. Пласт Т-Фм

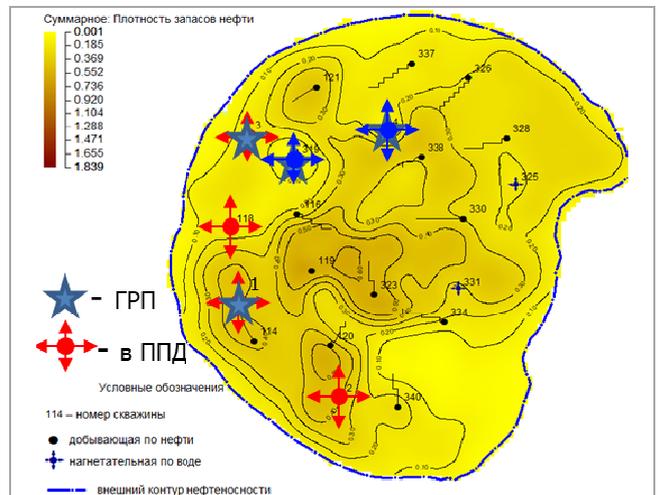


Рис. 29. Карта плотности подвижных запасов нефти на 01.01.2023. Вариант ОИП

Таблица 8

Мероприятия программы ОПР

№ скважины	Год проведения	ГТМ
2	2024	Перевод по закачке
118	2025	Перевод по закачке
319	2024	ГРП
1	2027	Ввод новой нагнет. + ГРП
3	2029	ГРП
4	2033	ГРП

Таблица 9

Скорректированная программа рекомендуемых ОПР

Скв.	Год	ГТМ	Оптимизация
2	2024	Перевод под закачку	+ Увеличение закачки до 160 м ³ /сут
118	2025	Перевод под закачку	Отказ
319	2024	ГРП	Отказ + отключение в 2024 г.
1	2027	Ввод новой нагнет. + ГРП	+ Перенос на 2025 год + увеличение закачки до 150 м ³ /сут
3	2029	Перевод под закачку + ГРП	+ Перенос на 2024 г.
4	2033	ГРП	Отказ
325	2024	-	ГРП + увеличение закачки до 220 м ³ /сут

Данные предположения подтверждаются графиками Чена (рис. 25, 26), представляющими собой зависимость водонефтяного фактора и производной данной зависимости в логарифмических координатах от времени.

Район № 3

Разработка данного района ведется с 2020 г. с помощью четырех скважин, две из которых нагнетательные. Накопленная добыча нефти на 01.01.2023 составляет 51 тыс. т, что составляет 4 % от общей. График динамики пластового давления представлен на рис. 27.

В силу небольшого периода разработки данного района выполнить анализ динамики пластового давления не представляется возможным, однако начальные замеры в диапазоне от 12–16 МПа говорят, что органогенный рифовый массив представляет собой единую гидродинамическую систему.

Результаты адаптации ГГДМ

Результатом этапа является настроенная на фактические показатели разработки ГГДМ на основе новой концептуальной геологической модели с учетом фильтрационных особенностей залежи. Результаты адаптации ГГДМ представлены на рис. 28.

Отклонение по накопленной добыче нефти от фактической составляет 1,5 %. Данная ГГДМ позволяет выполнять корректные расчеты прогнозных вариантов.

Расчет прогнозных вариантов

В силу того, что последний проектный документ по месторождению выполнен в 2015 г. и размещение проектных скважин не совпадает с фактическим, за основу расчетов прогнозных вариантов взят план геолого-технических мероприятий согласно программе отраслевой программы развития (ОПР) на 2024–2033 гг. (табл. 8).

Необходимо отметить, что все планируемые мероприятия нацелены на усиление действующей системы ППД.

Ограничения для расчетов прогнозных вариантов в условиях падающей добычи нефти по действующим скважинам и уже фактическому падению пластового давления ниже насыщения:

- добывающие скважины:
 - отпущенный дебит по жидкости (максимальный исторический дебит по жидкости – как ограничитель потенциала);
 - средняя депрессия за последние 3 месяца;

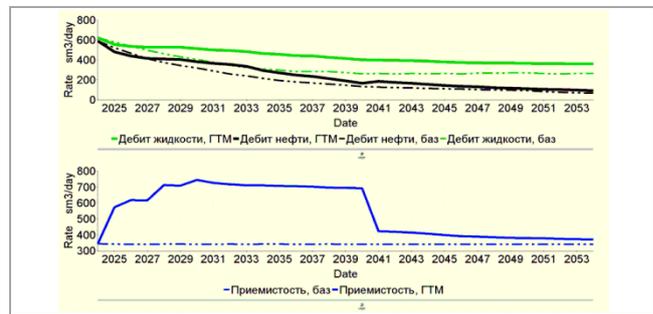


Рис. 30. График основных показателей разработки пласта Т-Фм

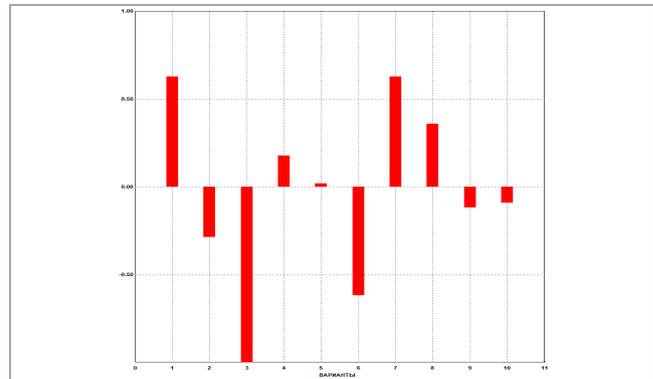


Рис. 31. Торнадо-диаграмма по накопленной добыче нефти

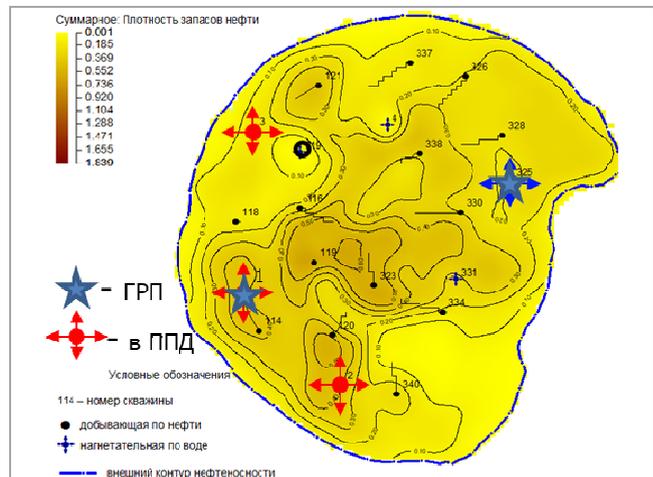


Рис. 32. Карта плотности подвижных запасов нефти на 01.01.2023. пласт Т-Фм. Вариант оптимизационный

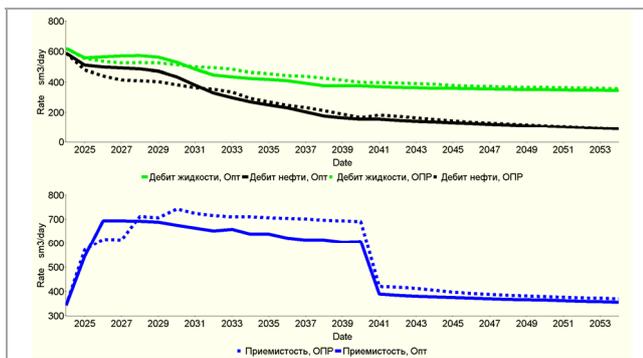


Рис. 33. График сравнения основных показателей разработки оптимизационного и варианта ОПР

- нагнетательные скважины:
 - средняя приемистость за последние 3 месяца;
 - забойное давление на уровне давления авто-ГРП (45 МПа).

Прогноз выполнен на среднесрочную перспективу на 30 лет, начиная с 01.01.2023.

На первом этапе выполнены расчеты базового варианта при текущих условиях разработки и вариант ОПР (рис. 29). По результатам расчета прирост по накопленной добыче нефти в варианте ОПР относительно базового составил 381 тыс. т нефти. Необходимо отметить, что с 2040 г. после стабилизации пластового давления установлен групповой контроль (VREP) по закачке на уровне компенсации 100 % для исключения преждевременного обводнения добывающего фонда и роста пластового давления выше начального (рис. 30).

На втором этапе работ при помощи программного комплекса ResView на основе варианта ОПР выполнены многовариантные расчеты (10 вариантов) на прокси-модели с целью поиска оптимальной закачки для каждой скважины. Согласно торнадо-диаграмме, выбран наилучший вариант по накопленной добыче нефти (рис. 31). Однако при расчете на полноценной ГГДМ эффекта от данных мероприятий не выявлено. Поэтому принято решение сформировать вариант за счет корректировки мероприятий в программе ОПР.

На третьем этапе с учетом анализа действующего нагнетательного фонда и фильтрационных особенностей скорректирована программа ОПР (табл. 9, рис. 32).

Библиографический список

1. Закиров А.А. Особенности изменения параметров пласта и пластовых флюидов в зависимости от динамики пластового давления // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 6. – С. 25–27.
2. Восстановление системности в современной нефтегазовой науке / С.Н. Закиров, И.М. Индуский, Э.С. Закиров, И.С. Закиров [и др.]. – Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2011. – Ч. 2. – 484 с.
3. Захарова А.А. Модели, алгоритмы и программы, развивающие тех-нологии 3D-моделирования нефтегазовых месторождений: автореф. ... дис. д-ра техн. наук: 05.13.01: – Томск, 2010. – 35 с.
4. Майк Р. Карлсон. Практическое моделирование нефтегазовых пластов. – М.: Изд-во Институт компьютерных исследований, 2012. – 944 с.
5. Руководство пользователя программного продукта IRAP RMS. – 2014.
6. Дердюга А.В., Ншуты М.И. Построение геологической и гидродинамической модели Владимирского месторождения // Отраслевые научные и прикладные исследования. Науки о Земле. КГУ. – 2020. – С. 266–280.
7. Закревский К.Е. Геологическое 3D-моделирование. – М., 2009. – 376 с.
8. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. – М.: ЕАГЕ, 2014. – 232 с.
9. Фанчи Д.Р. Интегрированный подход к моделированию фильтрационных потоков. – М. – Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 256 с.
10. Пороскун В.И. Теоретические и методические основы принятия решений при поисках и разведке месторождений нефти и газа с использованием компьютерных технологий: автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук: ВНИГНИ. – М., 2006.
11. Некрасов А.С. Геолого-геофизические исследования карбонатных коллекторов нефтяных месторождений / Перм. ун-т. – Пермь, 2006. – 422 с.
12. Лебединец Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – М.: Наука, 1997. – 397 с.
13. Колганов В.И. Влияние трещиноватости карбонатных коллекторов на показатели разработки при заводнении // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 11. – С. 68–72.
14. Вилесов А.П., Имамов Р.Р., Путилов И.С. Фациальные комплексы девонской терригенной толщи юго-запада Пермского края // Верхний палеозой России: стратиграфия и фациальный анализ. – Казань: Изд-во Казан. гос. ун-та, 2009. – С. 88–90.
15. Вилесов А.П. Разнообразие типов трещиноватости в верхнедевонских органогенных постройкиках Березниковской карбонатной платформы (Пермский край) // Рифы и карбонатные псифитолиты: материалы Всероссийского литологического совещания. – Сыктывкар: Геопринт, 2010. – С. 45–47.
16. Беляева Н.В., Хипели Р.В. Влияние темпов погружения на формирование коллекторов в карбонатных постройкиках востока Европейской платформы // Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России: материалы XIV Геологического съезда Республики Коми. – Сыктывкар, 2004. – Т. III. – С. 11–12.
17. Амилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В. Значение переобработки данных 3D-сейсмозаписки с точки зрения повышения надежности интерпретации и выявления особенностей геологического строения // Геонауки – от новых идей к новым открытиям, SEG-EAGE. – СПб., 2008.

Район скважины № 1 и 2 обладает самым худшим энергетическим состоянием, поэтому рекомендуется увеличение плановой закачки по двум скважинам, а также более ранний перевод в 2025 г. под закачку скважины № 1.

Отказ от перевода в ППД скважине № 118 связан с тем, что на текущий момент при низком пластовом давлении 5 МПа обводненность продукции составляет 0 %. При организации закачки на скважине № 1 к 2030 г. удается стабилизировать давление в скважине № 118 и дополнительно отобрать 10 тыс. т нефти.

Отказ от ГРП в скважине № 319 связан с тем, что фронт воды дошел до забоя скважины № 116, проведение данного мероприятия усугубит сложившуюся ситуацию. С учетом перевода скважины № 3 под закачку рекомендуется отключить в 2024 г. нагнетательную скважину № 319.

Дополнительно рекомендуется усилить закачку в восточной части залежи проведением ГРП по скв. №325, что позволит дополнительно отобрать 16 тыс. т нефти из скв. № 328.

В целом накопленная добыча оптимизационного выше варианта ОПР на 5 тыс. т, но за счет уменьшения количества мероприятий (один перевод и один ГРП), плюс лучший темп отбора до 2031 г. расчет экономических показателей повысит положительный эффект.

По результатам расчетов построен график сравнения оптимизационного и варианта ОПР (рис. 33).

Заключение

Результатом данной работы является новая концептуальная геологическая модель фаменско-турнейской залежи месторождения с учетом особенностей осадконакопления и фильтрации флюида в процессе разработки.

На основе концептуальной ГМ создана ГГДМ и построена на фактические показатели разработки. Выполнены прогнозные расчеты с учетом мероприятий по оптимизации системы поддержания пластового давления и подготовлены рекомендации.

Данный подход рекомендуется использовать для моделирования и проектирования разработки залежей нефти, приуроченных к органогенным рифовым постройкикам Пермского Прикамья и сопредельных районов Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций.

18. Совершенствование методик построения карт трещиноватости коллекторов / О.И. Бутурин, И.В. Владимиров, Р.С. Нурмухаметов, Н.З. Ахметов, Ш.М. Юнусов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 8. – С. 88–91.
19. Особенности изучения фильтрационных характеристик ориентированного керна сложнопостроенных карбонатных коллекторов / И.П. Гурбатова, В.В. Плотников, Н.А. Попов, И.В. Сысоев // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 9. – С. 79–86.
20. Тиаб Дж., Доналдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / пер. с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 868 с.
21. Потехин Д.В., Путилов И.С., Галкин В.И. Повышение достоверности геологических моделей залежей нефти и газа на основе усовершенствованной технологии многовариантного трехмерного моделирования // Нефтяное хозяйство. – М., 2014. – № 6. – С. 16–19.
22. Путилов И.С., Потехин Д.В. Разработка методики многовариантного 3D моделирования с контролем качества реализацией для повышения достоверности геологических моделей // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 15–17.
23. Козлова И.А., Филькина Н.А., Путилов И.С. Использование методов литолого-фашиального анализа для уточнения геологического строения карбонатных залежей месторождений Соликамской депрессии. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-т, 2010. – 35 с.
24. Черницкий А.В. Методические особенности геолого-математического моделирования залежей в карбонатных коллекторах // Геология нефти и газа. – 1998. – № 3. – С. 39–44.
25. Экспериментальное изучение фильтрационных свойств анизотропных коллекторов углеводородного сырья / Н.М. Дмитриев, А.Н. Кузьмичев, Н.Н. Михайлов, В.М. Максимов // Бурение и нефть. – 2015. – № 11. – С. 6–9.
26. Aguilera R. Multiple-rate Analysis for Pressure Buildup Tests in Reservoirs With Tectonic, Regional and Constructional Natural Fractures // SPE Form. – 1987. – Vol. 2, № 3. – P. 239–252. DOI: 10.2118/13827-PA
27. Гладков Е.А. Особенности разработки трещиновато-кавернозных коллекторов Восточной Сибири // Газовая промышленность. – 2011. – № 8. – С. 36–38.
28. Гладков Е.А. О полигенной природе формирования углеводородсодержащих трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов // Бурение и нефть. – 2011. – № 10. – С. 16–19.
29. Interference Testing in Reservoirs With Conductive Faults or Fractures. SPE Reservoir Evaluation & Engineering / M. Abbaszadeh, K. Asakawa, H. Cinco-Ley, H. Arihara // SPE RESERV EVAL ENG. – 2000. – Vol. 3, no. 5. – P. 426–434. DOI: 10.2118/66406-PA
30. DeSwaan A. Analytic solutions for determining naturally fractured reservoir properties by well testing // Soc. Pet. Eng. J. (June 1976). – 1976. – Vol. 117–122. DOI: 10.2118/5346-PA
31. Kazemi H., Seth M.S., Thomas G.W. The interpretation of interference tests in naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. – SPEJ, December. – 1969. – P. 463–472. DOI: 10.2118/2156-B
32. Фортунатова Н.К. Седиментологическое моделирование карбонатных осадочных комплексов / Рос. эколог. федер. информ. агентство. – М., 2000. – 239 с.
33. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Расповов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – 335 с.
34. Odeh A.S. Unsteady-state behavior of naturally fractured reservoirs // Soc. Petrol. Eng. J. – 1965. – P. 60–66. DOI: 10.2118/966-PA
35. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs // Soc. Petrol. Eng. J. – 1963. – P. 245–255. DOI: 10.2118/426-PA
36. Вахитова Г.Р., Галин Н.Н., Гумерова А.С. Анализ заводнения продуктивных пластов при наличии пространственной неоднородности // Сборник научных трудов SWORLD по материалам международной научно-практической конференции. – 2011. – Т 13, № 2. – С. 80–90.
37. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / пер. с англ. Бардиной Н.А., Голованова П.К. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
38. Влияние трещиноватости турнейско-фаменских карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей (на примере Сибирского месторождения) / Р.А. Захаров, Т.Ю. Паршина, И.С. Путилов, К.Б. Сопильник // Пятая уральская молодежная научная школа по геофизике. – Екатеринбург, 2004. – С. 47–50.
39. Экспериментально-аналитические исследования изменения трещиновой проницаемости вследствие смыкания трещин / Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин, Д.В. Шустов, А.А. Антоненко, Н.Б. Красильникова // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 40–43.
40. «Проведение геомеханических исследований и создание геомеханических моделей карбонатных продуктивных объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» для целей повышения эффективности их разработки» / Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин, Д.В. Шустов [и др.]. – 2022.
41. Ашихмин С.Г., Кашников Ю.А., Якимов С.Ю. Теоретико-экспериментальные исследования проницаемости трещиноватых коллекторов // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2012. – № 3. – С. 14–24.
42. Мординов В.А., Поплыгин В.В. Изменение продуктивности добывающих скважин при снижении пластовых и забойных давлений // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 120–122.
43. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.
44. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С.С. Черепанов, И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев, С.В. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 94–96.
45. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена-Рута с использованием данных сейсмофашиального анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 6–12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1
46. The Fracture Characterization and Fracture Modeling of a Tight Carbonate Reservoir -The Najmah-Sargelu of West Kuwait / Olivier Fonta, Naveen Verma, Saad Matar, Vincent Divry, Hanadi Al-Qallaf // SPE Reservoir Evaluation & Engineering – SPERESERV EVAL ENG. – 2007. – Vol. 10, no. 6. – P. 695–710. DOI: 10.2118/93557-PA
47. Practical Flow-Simulation Method for a Naturally Fractured Reservoir: A Field Study / Salem Salem, Maged El Deeb, Medhat Abdou, Steef Linthorst, Asnul Bahar, Mohan Kelkar // SPE Reservoir Evaluation & Engineering – SPE RESERV EVAL ENG. – 2006. – Vol. 9, no. 2. – P. 173–185. DOI: 10.2118/88761-PA
48. Salimi S., Alikarami R. Mechanism of fluid invasion in naturally fractured reservoirs: Experimental study // International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held Lafayette, Louisiana U.S.A., 15-17 February, 2006 (SPE paper 98292). DOI: 10.2118/98292-MS
49. Satter A., Baldwin J., Jespersen R. Computer-Assister reservoir management. – Oclahoma, 2000. – 278 p.
50. A new laboratory method for evaluating formation damage in fractured carbonate reservoirs / Ye Yan, Yan Jienian, Zou Shengli, Wang Shuqi, Lu Rende // Petroleum Science. – 2008. – Vol. 5(2). – P. 45–51. DOI: 10.1007/s12182-008-0007-3

References

1. Zakirov A.A. Osobennosti izmeneniia parametrov plasta i plastovykh fluidov v zavisimosti ot dinamiki plastovogo davleniia [Features of changes in reservoir parameters and reservoir fluids depending on the dynamics of reservoir pressure]. *Neftpromylovoe delo*, 2005, no. 6, pp. 25–27.
2. Zakirov S.N., Induski I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S. et al. Vostanovlenie sistemnosti v sovremennoi neftegazovoi nauke [Restoring systematicity in modern oil and gas science]. Izhevsk: Institut komp'iuternykh issledovani, 2011, part. 2, 484 p.
3. Zakharova A.A. Modeli, algoritmy i programmy, razvivaiushchie tekh-nologiiu 3D-modelirovaniia neftegazovykh mestorozhdenii [Models, algorithms and programs that develop the technology of 3D modeling of oil and gas fields]. Abstract of Doctor's degree dissertation. Tomsk, 2010, 35 p.
4. Maik R. Karlson. Prakticheskoe modelirovanie neftegazovykh plastov [Practical modeling of oil and gas reservoirs]. Moscow: Institut komp'iuternykh issledovani, 2012, 944 p.
5. Rukovodstvo pol'zovatel'ia programmnogo produkta IRAP RMS [IRAP RMS Software User's Guide], 2014.
6. Derdiuga A.V., Nshuti M.I. Postroenie geologicheskoi i gidrodinamicheskoi modeli Vladimirskego mestorozhdeniia [Construction of geological and hydrodynamic models of the Vladimirske field]. *Otraslevye nauchnye i prikladnye issledovaniia. Nauki o Zemle. KGU*, 2020, pp. 266–280.
7. Zakrevskii K.E. Geologicheskoe 3D-modelirovanie [Geological 3D modeling]. Moscow, 2009, 376 p.
8. Zhemchugova V.A. Rezervuarinaia sedimentologiya karbonatnykh otlozhenii [Reservoir sedimentology of carbonate sediments]. Moscow: EAGE, 2014, 232 p.
9. Fanchi D.R. Integrirovannyi podkhod k modelirovaniu filtratsionnykh potokov [An integrated approach to modeling filtration flows]. Moscow, Izhevsk: Izhevskii institut komp'iuternykh issle-dovani, NITs "Reguliarnaia i khaoticheskaia dinamika", 2010, 256 p.
10. Poroskun V.I. Teoreticheskie i metodicheskie osnovy priniatiia reshenii pri poiskakh i razvedke mestorozhdenii nefiti i gaza s ispol'zovaniem komp'iuternykh tekhnologii [Theoretical and methodological foundations of decision-making in the search and exploration of oil and gas fields using computer technology]. Abstract of Doctor's degree dissertation; VNIGNI. Moscow, 2006.
11. Nekrasov A.S. Geologo-geofizicheskie issledovaniia karbonatnykh kolektorov nefitynykh mestorozhdenii [Geological and geophysical studies of carbonate reservoirs of oil fields]. Perm', Permskii universitet. 2006, 422 p.
12. Lebedinets N.P. Izuchenie i razrabotka nefitynykh mestorozhdenii s treshchinovatyimi kolektorami [Study and development of oil fields with fractured reservoirs]. Moscow: Nauka, 1997, 397 p.
13. Kolganov V.I. Vliianie treshchinovosti karbonatnykh kolektorov na pokazateli razrabotki pri zavodnenii [The influence of fracturing of carbonate reservoirs on development performance during waterflooding]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2003, no. 11, pp. 68–72.
14. Vilesov A.P., Imamov R.R., Putilov I.S. Fatsial'nye komplekсы devonskoi terriogennoi tolschki iugo-zapada Permskogo kraia. Verkhniy paleozoi Rossii: stratigrafia i fatsial'nyi analiz [Facies complexes of the Devonian terrigenous strata in the southwest of the Perm region. Upper Paleozoic of Russia: stratigraphy and facies analysis]. Kazan': Kazanski gosudarstvennyi universitet, 2009, pp. 88–90.
15. Vilesov A.P. Raznoobrazie tipov treshchinovosti v verkhnedevonskikh organogennykh postroukakh Bereznikovskoi karbonatnoi platformy (Permskii kraj) [Diversity of fracturing types in the Upper Devonian organogenic structures of the Berezniki carbonate platform (Perm region)]. *Rify i karbonatnye psefitolity. Materialy Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniia*. Syktyvkar: Geoprint, 2010, pp. 45–47.
16. Beliaeva N.V., Khipeli R.V. Vliianie tempov pogruzheniia na formirovanie kolektorov v karbonatnykh postroukakh vostoka Evropeiskoi platformy [The influence of subsidence rates on the formation of reservoirs in carbonate structures of the eastern European Platform]. *Geologiya i mineral'nye resursy Evropeiskogo severo-vostoka Rossii. Materialy XIV Geologicheskogo s'ezda Respubliki Komi*. Syktyvkar, 2004, vol. III, pp. 11–12.

17. Ampilov Iu.P., Barkov A.Iu., Iakovlev I.V. Znachenie pereobrabotki dannykh 3D-seismorazvedki s tochki zreniia povysheniia nadezhnosti interpretatsii i vyavleniia osobennosti geologicheskogo stroeniia [The importance of reprocessing 3D seismic data from the point of view of increasing the reliability of interpretation and identifying features of the geological structure]. *Geonauki - ot novykh idei k novym otkrytiim, SEG-EAGE*. Saint Petersburg, 2008.
18. Butorin O.I., Vladimirov I.V., Nurmukhametov R.S., Akhmetov N.Z., Iunusov Sh.M. Sovershenstvovanie metodik postroeniia kart treshchinovosti kollektorov [Improving methods for constructing reservoir fracturing maps]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2008, no. 8, pp. 88-91.
19. Gurbatova I.P., Plotnikov V.V., Popov N.A., Sysoev I.V. Osobennosti izucheniia fil'tratsionnykh kharakteristik orientirovannogo kerna slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorov [Peculiarities of research of filtration characteristics of the oriented core from complex carbonate reservoirs]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2013, no. 9, pp. 79-86.
20. Tiab Dzh., Donaldson Erl Ch. Petrofizika: teoriia i praktika izucheniia kollektorskiikh svoystv gornyykh porod i dvizheniia plastovykh fluידov [Petrophysics: theory and practice of studying reservoir properties of rocks and movement of formation fluids]. Moscow: OOO "Premium Inzhiniring", 2009, 868 p.
21. Potekhin D.V., Putilov I.S., Galkin V.I. Povyshenie dostovernosti geologicheskikh modelei zalezhei nefi i gaza na osnove uovershenstvovannoi tekhnologii mnogovariantnogo trekhmernogo modelirovaniia [Improve the reliability of geological models of oil fields on basis of optimized technological settings multivariate 3D modeling]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 6, pp. 16-19.
22. Putilov I.S., Potekhin D.V. Razrabotka metodiki mnogovariantnogo 3D modelirovaniia s kontrolem kachestva realizatsiei dlia povysheniia dostovernosti geologicheskikh modelei [Development of a methodology for multivariate 3D modeling with quality control of implementation to increase the reliability of geological models]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 1, pp. 15-17.
23. Kozlova I.A., Filkina N.A., Putilov I.S. Ispol'zovanie metodov litologo-fatsial'nogo analiza dlia utocneniia geologicheskogo stroeniia karbonatnykh zalezhei mestorozhdenii Solikamskoi depressii [Using lithological-facial analysis methods to clarify the geological structure of carbonate deposits in the Solikamsk Depression fields]. Perm: Permskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet, 2010, 35 p.
24. Chernitskii A.V. Metodicheskie osobennosti geologo-matematicheskogo modelirovaniia zalezhei v karbonatnykh kollektorakh [Methodological features of geological and mathematical modeling of deposits in carbonate reservoirs]. *Geologiya nefi i gaza*, 1998, no. 3, pp. 39-44.
25. Dmitriev N.M., Kuz'michev A.N., Mikhailov N.N., Maksimov V.M. Eksperimental'noe izuchenie fil'tratsionnykh svoystv anizotropnykh kollektorov uglevodorodnogo syr'ia [Experimental study of filtration properties of hydrocarbons anisotropic fields]. *Burenie i nefi*, 2015, no. 11, pp. 6-9.
26. Aguilera R. Multiple-rate Analysis for Pressure Buildup Tests in Reservoirs With Tectonic, Regional and Constructional Natural Fractures. *SPE Form*, 1987, vol. 2, no. 3, pp. 239-252. DOI: 10.2118/13827-PA
27. Gladkov E.A. Osobennosti razrabotki treshchinovato-kavernoznykh kollektorov Vostochnoi Sibiri [Features of the development of fractured-cavernous reservoirs in Eastern Siberia]. *Gazovaiia promyshlennost'*, 2011, no. 8, pp. 36-38.
28. Gladkov E.A. O poligennoi prirode formirovaniia uglevodorodsozderzhashchikh treshchinovato-kavernoznykh karbonatnykh kollektorov [On pulsation regime of development of Urnskoie oil field]. *Burenie i nefi*, 2011, no. 10, pp. 16-19.
29. Abbaszadeh M., Asakawa K., Cinco-Ley H., Arihara H. Interference Testing in Reservoirs With Conductive Faults or Fractures. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering. SPE RESERV EVAL ENG*, 2000, vol. 3, no. 5, pp. 426-434. DOI: 10.2118/66406-PA
30. DeSwaan A. Analytic solutions for determining naturally fractured reservoir properties by well testing. *Soc. Pet. Eng. J. (June 1976)*, 1976, vol. 117-122. DOI: 10.2118/5346-PA
31. Kazemi H., Seth M.S., Thomas G.W. The interpretation of interference tests in naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. *SPEJ*, December, 1969, pp. 463-472. DOI: 10.2118/2156-B
32. Fortunatova N.K. Sedimentologicheskoe modelirovanie karbonatnykh osadochnykh kompleksov [Sedimentological modeling of carbonate sedimentary complexes]. Moscow: Rossiiskoe ekologicheskoe federal'noe informatsionnoe agentstvo, 2000, 239 p.
33. Liadova N.A., Iakovlev Iu.A., Raspopov A.V. Geologiya i razrabotka nefiannykh mestorozhdenii Permskogo kraia [Geology and development of oil fields in the Perm Krai]. Moscow: VNIIOENG, 2010, 335 p.
34. Odeh A.S. Unsteady-state behavior of naturally fractured reservoirs. *Soc. Petrol. Eng. J.*, 1965, pp. 60-66. DOI: 10.2118/966-PA
35. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs. *Soc. Petrol. Eng. J.*, 1963, pp. 245-255. DOI: 10.2118/426-PA
36. Vakhitova G.R., Galin N.N., Gumerova A.S. Analiz zavodneniia produktivnykh plastov pri nalichii prostranstvennoi neodnorodnosti [Analysis of waterflooding of productive formations in the presence of spatial heterogeneity]. *Chornik nauchnykh trudov SWORLD po materialam mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*, 2011, vol. 13, no. 2, pp. 80-90.
37. Golf-Rakht T.D. Osnovy neftepromyslovoi geologii i razrabotki treshchinovatykh kollektorov [Fundamentals of oilfield geology and development of fractured reservoirs]. Moscow: Nedra, 1986, 608 p.
38. Zakharov R.A., Parshina T.Iu., Putilov I.S., Sopil'niak K.B. Vliianie treshchinovosti turneisko-famenskikh karbonatnykh kollektorov na effektivnost' razrabotki nefiannykh zalezhei (na primere Sibirskogo mestorozhdeniia) [The influence of fracturing of Tournaissian-Famennian carbonate reservoirs on the efficiency of development of oil deposits (using the example of the Sibirskoye field)]. *Piataia ural'skaia molodezhnaia nauchnaia shkola po geofizike*. Ekaterinburg, 2004, pp. 47-50.
39. Kashnikov Iu.A., Ashikhmin S.G., Shustov D.V., Antonenko A.A., Krasil'nikova N.B. Eksperimental'no-analiticheskie issledovaniia izmeneniia treshchinnoi pronitsaemosti vsledstvie smykanii treshchin [Experimental and analytical studies of fracture permeability changes due to crack closure]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 4, pp. 40-43.
40. Kashnikov Iu.A., Ashikhmin S.G., Shustov D.V. et al. Provedenie geomekhanicheskikh issledovaniia i sozhanie geomekhanicheskikh modelei karbonatnykh produktivnykh ob'ektov OOO "LUKOIL-PERM" dlia tselei povysheniia effektivnosti ikh razrabotki [Conducting geomechanical studies and creating geomechanical models of carbonate productive objects of LLC LUKOIL-PERM in order to increase the efficiency of their development], 2022.
41. Ashikhmin S.G., Kashnikov Iu.A., Iakimov S.Iu. Teoretiko-eksperimental'nye issledovaniia pronitsaemosti treshchinovatykh kollektorov [Theoretical and experimental studies of the permeability of fractured reservoirs]. *Fiziko-tekhnicheskie problemy razrabotki poleznykh iskopaemykh*, 2012, no. 3, pp. 14-24.
42. Mordvinov V.A., Poplygin V.V. Izmenenie produktivnosti dobyvaiushchikh skvazhin pri snizhenii plastovykh i zaboinykh davlenii [Changes in the productivity of production wells with a decrease in reservoir and bottomhole pressures]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 8, pp. 120-122.
43. Cherepanov S.S., Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka fil'tratsionno-emkostnykh svoystv treshchinovatykh karbonatnykh kollektorov mestorozhdenii Predural'skogo kraevogo progiba [Evaluation of filtration-capacitive properties of fractured carbonate reservoir of Predural'skogo edge deflection]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, pp. 62-65.
44. Cherepanov S.S., Ponomareva I.N., Erofeev A.A., Galkin S.V. Opredelenie parametrov treshchinovosti porod na osnove kompleksnogo analiza dannykh izucheniia kerna, gidrodinamicheskikh i geofizicheskikh issledovaniia skvazhin [Determination of fractured rock parameters based on a comprehensive analysis of the data core studies, hydrodynamic and geophysical well tests]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 2, pp. 94-96.
45. Cherepanov S.S. Kompleksnoe izuchenie treshchinovosti karbonatnykh zalezhei metodom Uorrrena-Ruta s ispol'zovaniem dannykh seismofatsial'nogo analiza (na primere turne-famenskoi zalezhi Ozernogo mestorozhdeniia) [Integrated research of carbonate reservoir fracturing by Warren-Root method using seismic facies analysis (evidence from Tournaissian-Famennian deposit of Ozernoe field)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2015, no. 14, pp. 6-12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1
46. Fonta Olivier, Verma Naveen, Matar Saad, Divry Vincent, Al-Qallaf Hanadi The Fracture Characterization and Fracture Modeling of a Tight Carbonate Reservoir - The Najmah-Sargelu of West Kuwait. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering - SPERESERV EVAL ENG*, 2007, vol. 10, no. 6, pp. 695-710. DOI: 10.2118/93557-PA
47. Salem Salem, Maged El Deeb, Medhat Abdou, Steef Linthorst, Asnul Bahar, Mohan Kelkar. Practical Flow-Simulation Method for a Naturally Fractured Reservoir: A Field Study. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering - SPE RESERV EVAL ENG*, 2006, vol. 9, no. 2, pp. 173-185. DOI: 10.2118/88761-PA
48. Salimi S., Alikarami R. Mechanism of fluid invasion in naturally fractured reservoirs: Experimental study. *International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held Lafayette, Louisiana U.S.A., 15-17 February, 2006 (SPE paper 98292)*. DOI: 10.2118/98292-MS
49. Satter A., Baldwin J., Jaspersen R. Computer-Assister reservoir management. Oclahoma, 2000, 278 p.
50. Ye Yan, Yan Jienian, Zou Shengli, Wang Shuqi, Lu Rende. A new laboratory method for evaluating formation damage in fractured carbonate reservoirs. *Petroleum Science*, 2008, vol. 5(2), pp. 45-51. DOI: 10.1007/s12182-008-0007-3

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
 Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
 Вклад авторов равноценен.