

Научная статья / Original research article

УДК 622.276

DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-132-147>

EDN: OEILJU



Комплексный подход по выбору системы разработки карбонатного коллектора на месторождениях Оренбургской области

М. В. Тряпышко

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

tryapysenko.mv@gmail.com

Аннотация. Несмотря на длительный период разработки месторождений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, регион по-прежнему содержит существенные запасы углеводородов в карбонатных пластах, низкая проницаемость и малые нефтенасыщенные толщины которых не позволяют проводить рентабельную разработку. В статье представлен созданный автором комплексный метод проектирования систем разработки таких запасов на примере Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Классический подход по проектированию разработки для терригенных коллекторов является неэффективным для сложнопостроенного коллектора, что говорит о необходимости пересмотра подхода. Тип коллектора в статье определяется на основе исходных данных: керновых, сейсмических, геофизических и гидродинамических по скважинам, с применением современных инструментов по обработке сейсмических данных. Определение типа коллектора и характера его распространения по пласту позволяет подобрать наиболее эффективные технологические решения, такие как конструкция скважин и метод интенсификации, что на раннем этапе разработки выступает ключевым фактором. Применение рассмотренного комплексного подхода повышает экономическую эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов до 20 % за счет увеличения добычных показателей на начальной стадии освоения.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, конструкция скважин, система разработки, трещинно-поровый коллектор

Для цитирования: Тряпышко М. В. Комплексный подход по выбору системы разработки карбонатного коллектора на месторождениях Оренбургской области. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(4):132–147. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-132-147> EDN: OEILJU

A comprehensive approach to developing carbonate reservoir in the fields of the Orenburg region

Michael V. Tryapysenko

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

tryapysenko.mv@gmail.com

Abstract. The oil-and-gas fields of the Volga-Ural basin have been developed for many decades. Nevertheless, the region still contains significant hydrocarbon reserves in carbonate formations. However, the low permeability and thin oil-bearing intervals prevent their cost-effective development. This article presents a comprehensive approach for designing development systems for such

reserves, using the Orenburg oil and gas condensate field as an example. Conventional development planning method designed for terrigenous reservoir is often ineffective for complex reservoir, necessitating a revision of the method. This work focuses on identifying reservoir types by using all available data, including core, seismic, well logging, and well testing data, along with modern seismic processing techniques. By gaining a deeper understanding of the reservoir types and their spatial distribution, the author can select the most effective development strategies, including well design and stimulation methods, at the early stages of field development. The proposed comprehensive approach improves the economic performance of developing hard-to-recover reserves by up to 20% through increased production rates during the early stages of field development.

Key words: carbonate reservoir, well design, development system, fractured-pore reservoir

For citation: Tryapyshe M. V. A comprehensive approach to developing carbonate reservoir in the fields of the Orenburg region. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(4):132–147. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-132-147>

Введение

В настоящее время вовлекаемые в разработку запасы нефти большей частью относятся к трудноизвлекаемым, и в некоторых случаях их разработка становится низкорентабельной или нерентабельной. Значительная часть запасов месторождений углеводородов Урало-Поволжья сосредоточена в низкопроницаемых и неоднородных карбонатных коллекторах, разработка которых сопряжена с определенными трудностями, связанными с высокой неоднородностью порового пространства и почти полной невозможностью прогнозирования ее распространения на ранних этапах разработки месторождения.

Неоднородность карбонатных коллекторов, обусловленная широким развитием в них вторичных процессов, приводит к необходимости изучать не только данные по керну, но и задействовать весь перечень методов и инструментов по исследованию данной неоднородности. Опыт разработки карбонатных коллекторов, насчитывающий более 70 лет, достаточно обширен и разнообразен по успешности.

Кроме того, около 60 % мировой добычи нефти извлекается именно из карбонатных коллекторов, благодаря чему можно опираться на мировой опыт для решения различных задач. Проблемы нефтедобычи из карбонатных отложений освещены в научно-технической литературе довольно широко. В то же время результаты большого количества исследований карбонатных коллекторов слабо применяются на практике.

Это объясняется, с одной стороны, традиционными подходами в разработке карбонатов, основывающимися на применении подходов разработки терригенных залежей нефти. С другой стороны, разнообразие геологических условий залегания карбонатных отложений, сложность прогнозирования их свойств и особенностей разработки затрудняют выбор оптимальных технологий выработки запасов.

По этим причинам значения коэффициентов извлечения нефти при разработке карбонатных коллекторов существенно ниже, чем при разработке терригенных.

Таким образом, ключевая задача статьи — разработать комплексный подход к выбору стратегии.

При разработке подхода будут рассмотрены всевозможные методы и инструменты, определяющие геологическую особенность каждого место-

рождения, что позволит подобрать оптимальные технологические решения с целью максимизации нефтеизвлечения.

Объект и методы исследования

Рассматриваемый объект представлен карбонатными отложениями филипповского горизонта нижней Перми (плоскостные доломиты) с преобладанием гидрофобной составляющей. По результатам отбора керна выявлена трещиноватость. Наличие трещиноватости также подтверждается активной тектоникой района, способствующей образованию складчатых структур.

Образование таких типов структур выступает фактором формирования зон с наличием трещиноватости [1, 2].

По описанным данным, коллектор объекта относится к порово-трещиноватому типу.

Запасы нефти представлены нефтяной оторочкой с обширной газовой шапкой.

Эффективность разработки такого типа коллектора зависит от индивидуального подхода к выбору системы, что усложняет задачу проектировщика по сравнению с классическим терригенным коллектором.

В связи с этим первоочередной задачей при проектировании разработки карбонатных коллекторов является выявление зон с различным типом коллектора (поровый, трещиновато-поровый, кавернозный), с привлечением всего перечня данных и методов для определения типов коллектора.

Решение поставленной задачи позволит определить оптимальную конструкцию скважины и подобрать для нее эффективный метод стимулирования притока нефти и газа при разработке пласта на режиме истощения.

Для порового типа коллектора карбонатного пласта аналогом служит классический терригенный коллектор, поэтому тиражирование накопленного опыта разработки Западной Сибири является оптимальным решением.

Для выбора системы разработки порово-трещиноватого коллектора необходимо провести дополнительные исследования и применить различные методики.

Исследований по прогнозированию зон с различным типом коллектора по площади не много, и у каждого метода свои особенности и ограничения.

Кроме того, следует учитывать, что входные данные, крайне необходимые для качественного проектирования, ограничены на ранних этапах разработки месторождения.

Потенциальные методы прогноза трещиноватости можно разделить на следующие группы: *геологические, промыслово-геофизические, сейсмические*.

Геологические (изучение обнажений и керна; палеотектонический анализ; микроскопические исследования керна; седиментологический анализ).

При исследованиях на керне одним из наиболее распространенных методов анализа трещиноватости горных пород является исследование шлифов. Определение трещиноватости по шлифам используется в петрофизике и литологии для количественной и качественной оценки трещиноватости коллектора. Суть метода в том, что под микроскопом фиксируются трещины в породе, их количество, ориентация, характер заполнения и соотношение с поровым пространством [3].

Промыслово-геофизические (каротаж скважин; гидродинамические исследования).

При геофизических исследованиях наибольшую результативность показали такие методы, как акустические каротажи и имидж-логи, позволяющие визуализировать трещины в стволе скважины.

Несмотря на широкое распространение данных методов в современной практике и их преимущества перед стандартными, они имеют ряд особенностей при применении:

- за природную трещиноватость ошибочно могут быть приняты техногенные трещины;
- ограничения по типу применяемого бурового раствора (только на водной основе);
- трудноразличимы трещины с высокой и низкой проводимостью.

При этом многие эксперты пришли к выводу, что различные каротажи оценки трещиноватости показывают неоднозначные результаты при изучении одних и тех же интервалов геологического разреза [3]. К дополнительным методам изучения трещиноватости относятся гидродинамические исследования скважин (ГДИ).

Анализ поведения кривой давления позволяет определить наличие трещиноватости в коллекторе. При этом целый ряд факторов приводит к искажению индикаторной кривой (приток к скважине, выделение газа из нефти при снижении давления ниже давления насыщения, скин-фактор). Достоверно разделить влияние каждого из них на форму кривой давления затруднительно [4].

Сейсмические. Это основной инструмент для прогнозирования трещиноватости по площади, который включает атрибутивный анализ, сейсмическую инверсию, азимутальную сейсморазведку.

Экспериментальная часть

Рассмотрим пример применения атрибутивного анализа для выбранного объекта исследования.

Для прогнозирования трещиноватости применялся инструмент Ant Tracking в программном обеспечении Petrel «Fracture detect». [5].

Анализ включал следующие этапы:

Ввод атрибутов	Использует coherence, curvature и другие признаки разломов
Инициация Ants (муравьев)	Алгоритм моделирует поведение виртуальных агентов ("ants") по аналогии с муравьями: • каждый "ант" начинает движение из случайной точки в объеме; • движется вдоль направлений максимального сейсмического контраста; • использует локальную информацию о структуре сигнала. Цель — обнаружить линейные и плоскостные зоны разрыва.
Поиск разломов	Движение стабилизируется в зонах резких изменений сигнала
Накопление трасс	Формируется плотностная карта вероятных трещин
Сегментация	Выделение сетки трещин и разломов
Интерпретация	Создание модели трещиноватости

По результату проведенного анализа были выбраны кубы с признаками наличия трещиноватости в направлении, близком к региональному стрессу и азимутам трещин, определенным по керну (рис. 1).

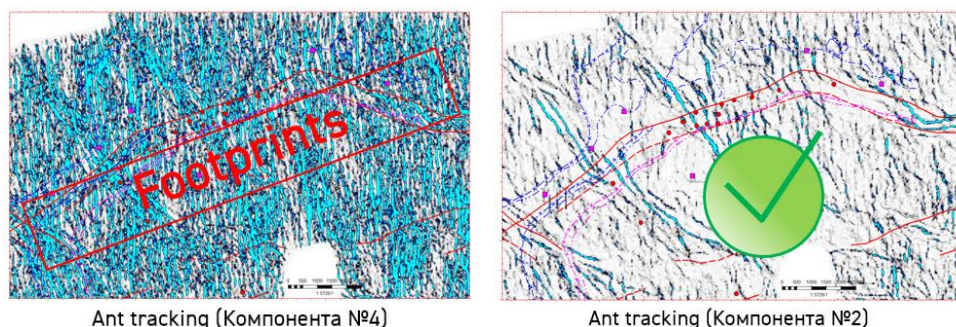


Рис. 1. Примеры построенных сейсмических кубов
Fig. 1. Seismic cubes

Для повышения точности расположения зон трещиноватости на объекте исследования были выполнены следующие шаги:

1. Проанализированы различные методы оценки трещиноватости (ГИС, ГДИ, описание керна разведочных скважин). Определены параметры, косвенно/прямо указывающие на ее наличие.
2. Произведен поиск корреляции между выбранными параметрами;
3. Повторно построены карты атрибутов площадного распространения зон с трещиноватостью с учетом выявленных корреляций.

В результате выполненных этапов была построена карта трещиноватости (рис. 2), выбранная на основе наибольшей корреляции между параметром гидропроводности, полученным по ГДИ, и атрибутом Ant Tracking. Коэффициент корреляции составил 0,88 (рис. 3) [6].

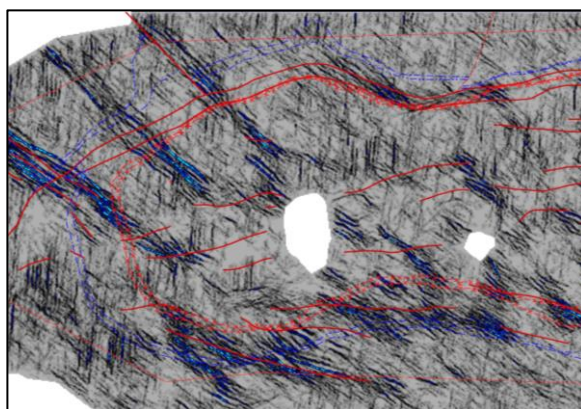
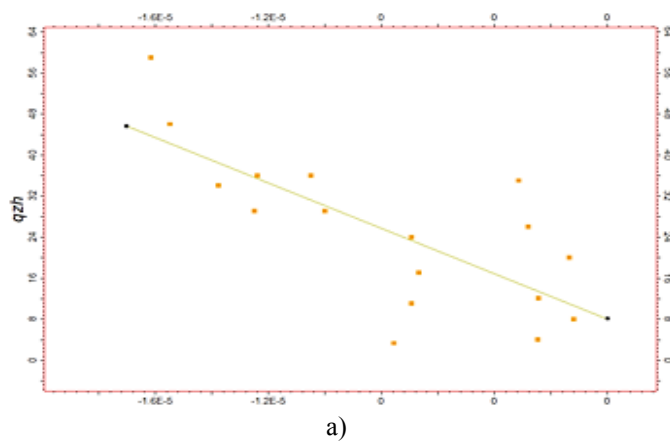
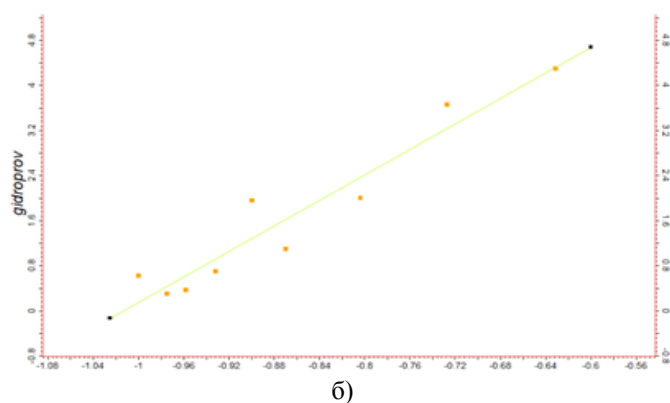


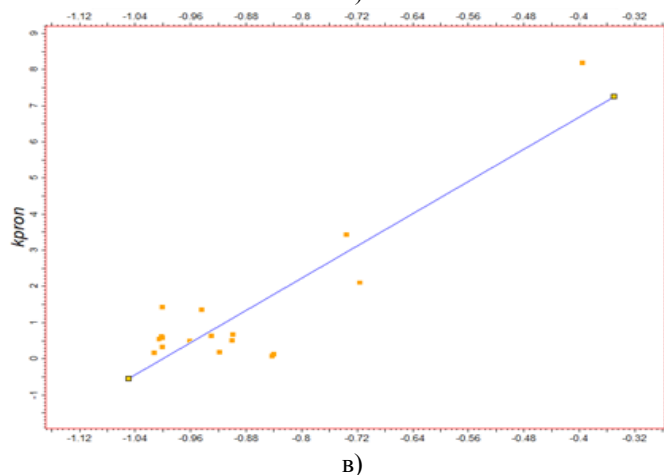
Рис. 2. Полученная карта трещиноватости
Fig. 2. Fracture density map



а)



б)



в)

Рис 3.
а) корреляция дебита жидкости и атрибута кривизны;
б) корреляция гидропроводности и атрибута Ant tracking;
в) корреляция $K_{пр}$ и атрибута Ant tracking

Fig.3.
Correlations between:
(a) liquid production rate and the curvature attribute;
(b) transmissibility and the Ant Tracking attribute;
(c) permeability and the Ant Tracking attribute

Учет трещиноватости при расчете

Для описания потока в трещиновато-поровом коллекторе необходимо рассмотреть другие методы, описывающие процесс протекания фильтрационных процессов в пласте, такие как Уоррена — Рита/Каземи и метод Полларда [8].

Остановимся на наиболее распространенном методе Уоррена — Рута:

$$\frac{kfx}{\mu} \frac{\delta^2 Pf}{\delta x^2} + \frac{kfy}{\mu} \frac{\delta^2 Pf}{\delta y^2} - \phi_m c_m \frac{\delta p_m}{\delta t} = \phi_f Cef \frac{\delta P_m}{\delta t} \quad (1)$$

$$\phi_m c_m \frac{\delta p_m}{\delta t} = \frac{\alpha k_m}{\mu} (Pf - Pm) \quad (2)$$

где k_f , k_m — трещинная и матричная проницаемость, P_f , P_m — давление в трещинах и блоках, μ — вязкость, Cef , Cem — полные эффективные сжимаемости трещин и блоков, ϕ_f , ϕ_m — трещинная и блочная пористость, α — коэффициент обмена.

Первое уравнение (1) описывает поток в сети трещин. Второе уравнение отражает обмен флюидом между этой сетью и трещинами. Параметр α является коэффициентом формы, характеризующим геометрию и свойства блоков.

На рисунке 4 представлено графическое решение уравнения Уоррена — Рута, на котором можно выделить три характерные области. Первая область соответствует начальной стадии добычи, когда жидкость поступает преимущественно из трещин.

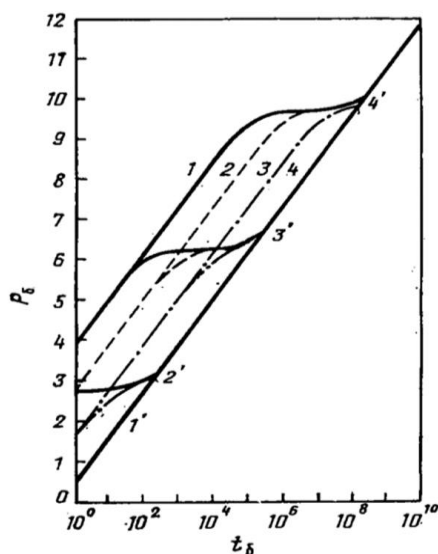


Рис. 4. Графическая иллюстрация решения Уоррена-Рута

Fig. 4. The Warren — Root solution

Если пренебречь вмещающей способностью трещиноватой системы, то начало добычи характеризуется скачком давления. Вторая область соответствует переходной стадии, на которой зависимость давления от времени в трещинах остается приблизительно постоянной, что соответствует ранним стадиям снабжения трещинной системы жидкостью из блоков. Третья область соответствует большим значениям времени, когда достигается псевдоустановившееся течение и весь пласт работает как эквивалентный

однородный. Поскольку проницаемость блоков низка по сравнению с проницаемостью трещин и ею можно пренебречь, добыча из эквивалентного однородного пласта определяется проницаемостью трещин.

Наклон позднего линейного участка совпадает с наклоном раннего линейного [8].

Систему описывают два параметра.

Доля связанного порового объема, занятого трещинами, определяет глубину «провала»:

$$\omega = \frac{\phi_f V C e f}{\phi_f V C e f + \phi_m V C e m}. \quad (3)$$

И параметр межпоровых перетоков:

$$\lambda = \frac{\alpha k_m (r_w)^2}{k f}. \quad (4)$$

Учет трещиноватости в гидродинамическом симуляторе

Задание зон трещиноватости в пласте при гидродинамическом моделировании затруднено из-за недостатка исходных данных на ранних этапах, что вынуждает использовать простые модели трещиновато-пористого коллектора, а в отдельных случаях — данные по ближайшим пластам-аналогам.

Для учета трещиноватости в гидродинамическом симуляторе предусмотрены различные инструменты:

1. Модель двойной пористости (Dual-porosity) — матрица и трещины аппроксимируются как две взаимосвязанные поровые системы;
2. Discrete Fracture Network (DFN) — стохастическое /детерминированное моделирование отдельных трещин;
3. Embedded Discrete Fracture Model (EDFM) — трещины представлены дискретно, но встраиваются в сетку через специальные источники/стоки.

Детальное описание каждого инструмента со своими допущениями представлено в статьях [5].

Поскольку данных по пласту недостаточно, воспользуемся упрощенным методом моделирования трещиновато-пористого коллектора dual-porosity (двойной пористости) в симуляторе tNavigator.

Основными элементами данной модели являются

Параметры матрицы:

- пористость ϕ_m ;
- проницаемость k_m (часто $\ll 1$ мД);
- насыщенность S .

Параметры трещин (fractures):

- пористость ϕ_f (очень мала, $< 1\%$);

- проницаемость k_f .
- «Shape factor» σ — коэффициент, описывающий интенсивность перетока матрица → трещина. Для кубического блока матрицы размером L :

$$\sigma = \frac{2d}{L^2}$$

где d — число направлений симметрии (для 3D куба $d=3$).

Для задания геометрии блоков матрицы сделаем следующие допущения:

- 1) блоки имеют кубическую форму;
- 2) блок с трех направлений симметричен;
- 3) размер кубической ячейки матрицы взят по ближайшему аналогу с описанием керна.

В связи с тем, что параметр σ является величиной ориентировочный, был проведен анализ чувствительности перетока между блоком и трещиной (рис. 5).

Ключевые наблюдения.

- При любых рассмотренных вариантах давление в трещине быстро догоняет матричное (из-за малого объема трещин и высокой чувствительности), но скорость релаксации растет с увеличением σ и/или k_m .
- Увеличение k_m на порядок делает переток значительно быстрее (переход к равновесию происходит быстрее). Аналогично — рост σ ускоряет переток.

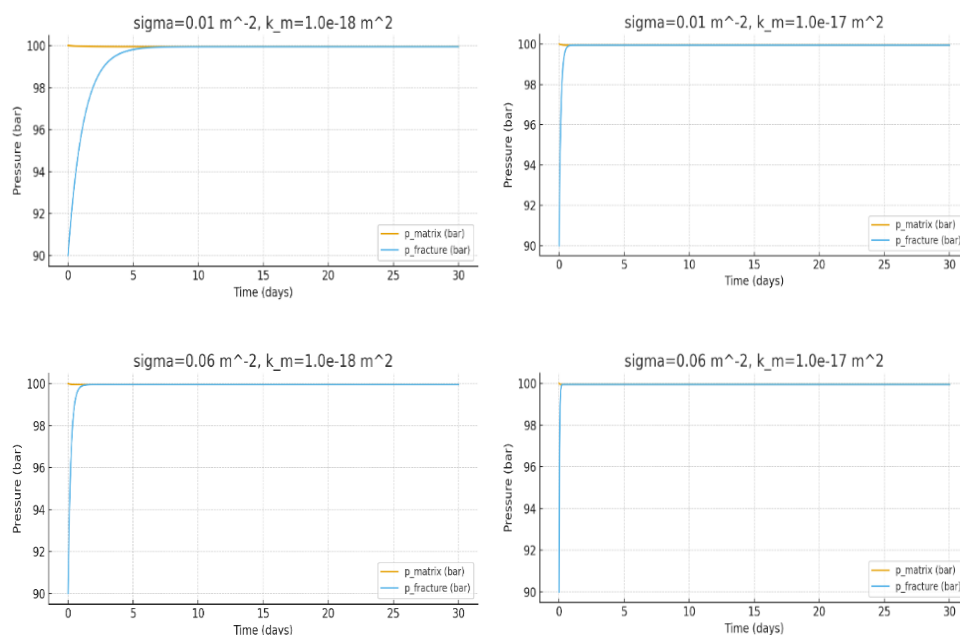


Рис. 5. Анализ чувствительности σ

Fig. 5. Sensitivity analysis of σ

Для определения параметра σ возможно использовать различные методы, такие как адаптация на историю эксплуатации скважины и результаты гидродинамических исследований (кривая восстановления давления) на разведочных скважинах [8].

Результат

Для зон пласта с поровым типом коллектора с низкой проницаемостью хорошо себя зарекомендовала конструкция скважин с многостадийным ГРП (МСГРП).

Для зон же с трещиноватостью стояла задача определить оптимальную конструкцию. При помощи построенной карты трещиноватости был выбран полигон и спроектировано три типа конструкций скважин: 1) горизонтальная скважина с МСГРП; 2) двухствольная скважина (МС) и 3) скважина по типу многозабойной (МЗС) (рис. 6).

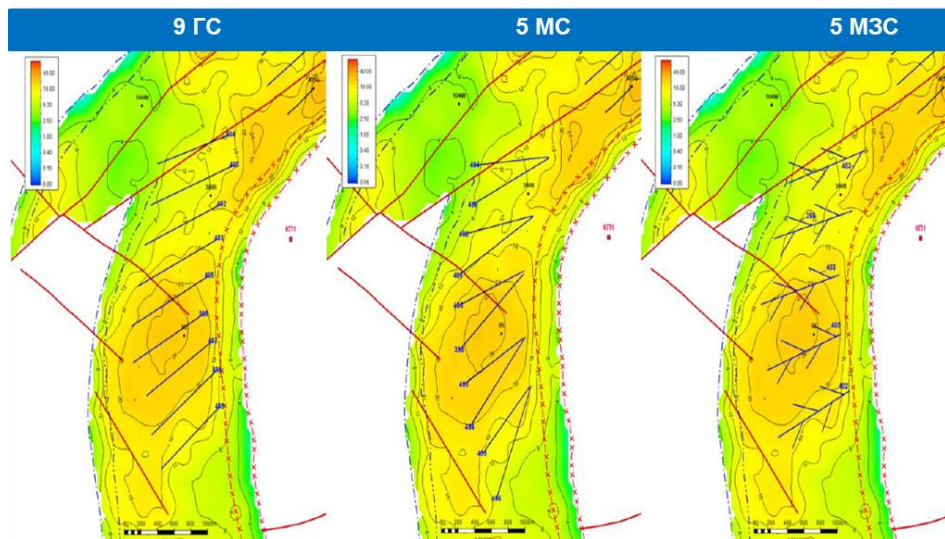


Рис. 6. Рассматриваемые конструкции скважин

Fig. 6. Well designs

Анализ динамики работы скважин показал (рис. 7), что наиболее эффективными конструкциями скважин для рассматриваемого объекта с трещиновато-поровым коллектором являются МС и МЗС. Запускной дебит нефти составил 66 т/сут. и 80 т/сут. соответственно (рис. 7).

При этом, с учетом результатов работы [6] (в части эффективности равномерной обработки всего горизонтального ствола скважины кислотными составами и возникновением возможных рисков), скважины с конструкцией «рыбья кость» дают наибольший потенциал добычи нефти и газа.

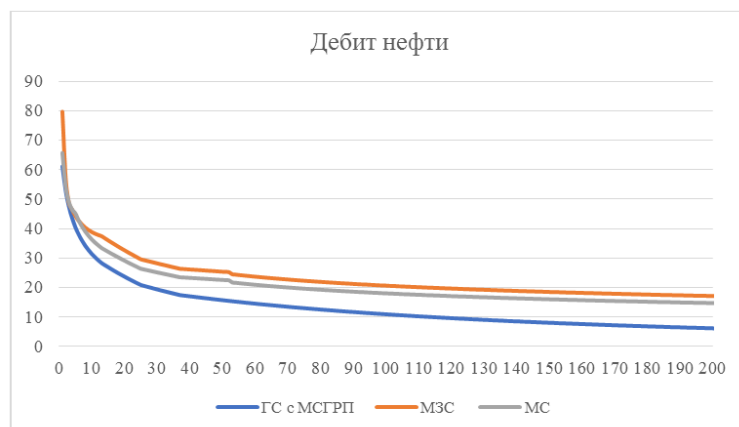


Рис. 7. Динамика дебита нефти для различных конструкций скважин
Fig. 7. Oil rate dynamics for various well designs

Ключевым фактором эффективности таких скважин является увеличение площадного охвата и вовлечение сети трещин в зону дренирования за счет проницывания отростками от основного ствола различных зон.

Учитывая высокую латеральную неоднородность карбонатного пласта из-за вторичных изменений и низкую способность известных методов прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств, применение сложных конструкций скважин позволяет нивелировать данную неопределенность.

При проектировании системы разработки месторождений на начальном этапе, когда исходные данные для качественного планирования ограничены, получение первого представления о возможных типах коллектора и его распространения по пласту позволяет более эффективно спроектировать систему разработки путем ранжирования бурения скважин по величине запускового дебита нефти и накопленной добычи.

Кроме того, в особых случаях, когда разработка ряда месторождений с карбонатным коллектором ранее считалась экономически неэффективной, знание о площадном распространении различных типов коллектора позволяет сделать такие месторождения рентабельными за счет получения повышенных добычных параметров по скважинам в начальный период разработки.

Обсуждение

Анализ фактически полученных данных

Фактические данные бурения первых проектных скважин на рассматриваемом полигоне показали следующие параметры по проницаемости (рис. 8).

Проницаемость используется в работе как индикатор, демонстрирующий интервалы с наличием трещин вдоль горизонтального ствола [1].

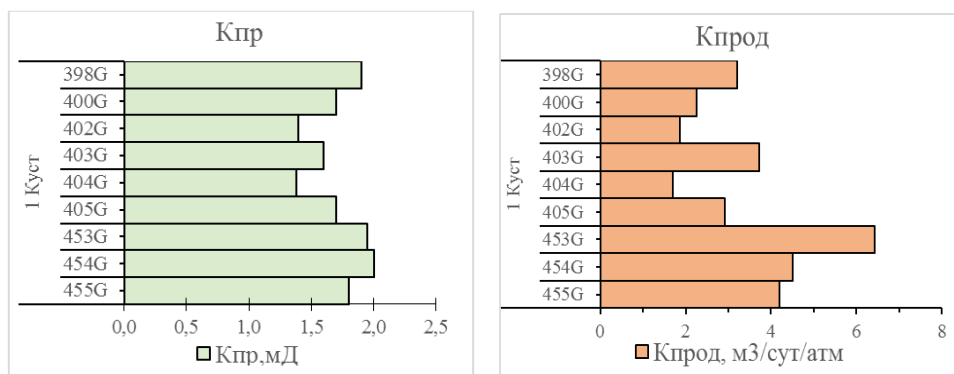


Рис. 8. Показатели по скважинам
Fig. 8. Well performance indicators

Анализ полученных показателей позволяет выделить три группы скважин по проницаемости (рис. 9):

- пробуренные в зону с поровым типом коллектора;
- пробуренные в зону с наличием трещиноватости;
- пробуренные в комбинированную зону, в которой присутствует поровый и трещиноватый тип коллектора.

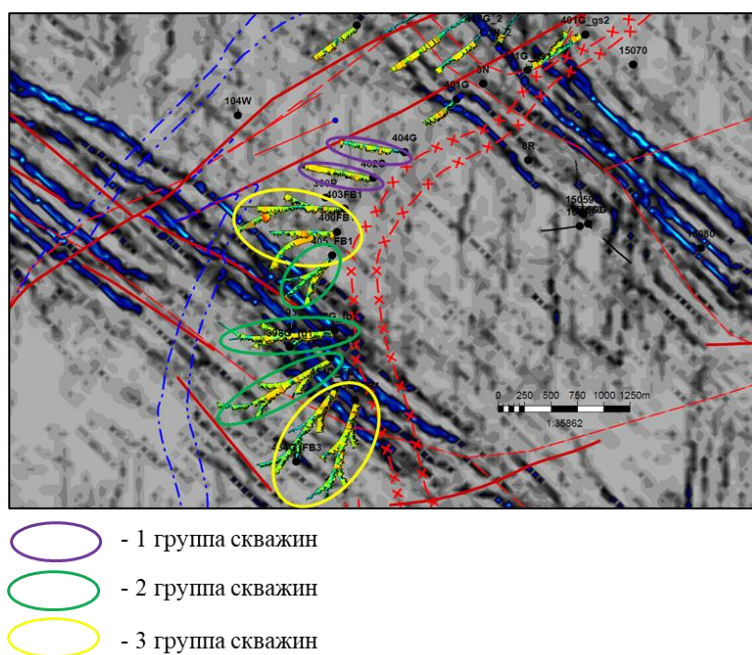


Рис. 9. Фактические скважины
Fig. 9. Existing wells

Фактическое бурение скважин подтвердило прогнозную способность построенной карты трещиноватости, помимо используемых маркеров трещиноватости. Кроме того, прогнозная способность подтверждается фактическими коэффициентами продуктивности этих скважин.

Выводы

Проектирование системы разработки для сложнопостроенных пластов карбонатного типа с трудноизвлекаемыми запасами является трудной задачей для инженеров-проектировщиков. Посредством комплексного подхода к выбору системы разработки, включающего применение как прямых, так и косвенных методов определения типа коллектора, проектируется комбинированная система разработки, которая позволяет:

- на начальном этапе максимизировать экономическую составляющую разработки месторождения за счет повышенных запусковых дебитов нефти в результате ранжирования проектных скважин;
- увеличить рентабельный КИН за счет подбора конструкции скважины и метода интенсификации для каждого типа коллектора;
- исключить неверные подходы при проектировании системы разработки, которые хорошо себя зарекомендовали для терригенных коллекторов, с учетом труднопрогнозируемой структуры порового пространства карбонатного коллектора.

Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests. The author declares no conflict of interests.

Список источников

1. Попова Л. М., Тюрин А. М. *Отчет «Сейсморазведочные работы в пределах восточного борта Предуральяского прогиба и передовых складок Урала»*. Оренбург: Оренбургский филиал ФГУ «ГФГИ по Приволжскому федеральному округу»; 2013:254–262.
2. Багринцева К. И. *Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа*. Москва. 1999. 312 с.
3. Кринари Г. А., Ескина Г. М., Кольчугин А., Королев Э. А., Морозов В. П. История и механизмы формирования залежей нефти в карбонатных породах по минералого-литологическим данным. *Литосфера*. 2013;(1):146–157.
4. Тряпышко М. В., Иванов А. А. Комплексный подход по оценке трещиноватости карбонатных коллекторов. В сб.: *трудов XVIII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. Пермь, 09–12 ноября 2025 года*. Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2025:164–167
5. Burlakov N. «Fracture Detect» plug-in testing. *Lectures SIS*. 2019:1–24.
6. Тряпышко М. В., Вернигора Д. Е. Выбор оптимальной конструкции скважин для порового-трещиноватого карбонатного коллектора на месторождениях Оренбургской области. В сб. *Международной научно-практической конференции «Science and technologies — 2025»*. 2025.

7. Белонская Л. Г., Булач М. Х., Гмид Л. П., Дорофеева Т. В., Калачева В. Н., Леви С. Ш. [и др.]. *Закономерности размещения карбонатных трещинных коллекторов нефти и газа. Опыт методических исследований*. Ленинград: Недра; 1977, 120 с.
8. Голф-Рахт Т. Д. *Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов*. Осло; 1986. 1-607 с.
9. Reiss L. H. *The reservoir engineering aspects of fractured formations*. Editions technip 27 RUE Ginoux №15. 1980:1–99.
10. Гавура А. В. *Новые подходы к проблеме увеличения нефтеотдачи из залежей нефти с карбонатными коллекторами. Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: материалы 4 Международного научного симпозиума*. Москва: ВНИИнефть, 2013;(1):67–74.
11. Чилингара Дж., Бисселла Г., Фэйрбриджа Р. *Карбонатные породы. Т. 2. Физико-химическая характеристика и методы исследования*; пер. с англ. П. П. Смолина и С. С. Чекина под ред. и с предисл. В. Н. Холодова. Москва: Мир; 1971. 267 с.
12. Куштанова Г. Г. *Волновые и импульсные методы исследования скважин: учебно-методическое пособие*. Казань: Издательство Казанского (Приволжского) федерального университета; 2010. 59 с.
13. Абдулмазитов Р. Г., Ахметов Н. З. *Проблемы и методы разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах Татарстана*. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти: тр. 12-го Европейского симпозиума. Казань; 2003:505–507.
14. Морозов В. В., Мельников С. И., Позднякова В. А., Идрисова С. А., Растегаев Р. А., Загребельный Е. В. [и др.]. Концептуальное геологическое моделирование как основа разработки карбонатных коллекторов на примере месторождения Ближнего Востока. *Нефтяное хозяйство*. 2018;(12):57–59.
15. Economides M. J., Mikhailov D. N., Nikolaevskiy V. N. On the problem of fluid leakoff during hydraulic fracturing. *Transport Porous media*. 2007;(67):487–499.
16. Al-Muhareb M. A., Nasr-El-Din H. A., Samuel E., Marcinew R. P., Samuel M. *Acid fracturing of power water injectors: a new field application using polymer-free fluids*. In SPE European Formation Damage Conference and Exhibition (pp. SPE-82210). <https://doi.org/10.2118/82210-MS>
17. Антонов С. М. *Взаимодействие вязких растворов HCl с карбонатной породой и их фильтрация в модели пласта: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата химических наук*. Екатеринбург; 2018. 24 с.
18. Palazzo A., van der Merve J., Combrink G. The accuracy of calcium-carbonate-based saturation indices in predicting the corrosivity of hot brackish water towards mild steel. *Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*. 2015;115(12):1229–1238. <http://doi.org/10.17159/2411-9717/2015/v115n12a12>.
19. McLeod, H. O. (1984). Matrix acidizing. *Journal of Petroleum Technology*, 1984;36(12):2055–2069. Paper Number: SPE-13752-PA. <https://doi.org/10.2118/13752-PA>
20. Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В. *Исследования проникновения фильтратов технологических жидкостей в породы-коллекторы: обзорная информация*. Москва: ООО «Газпром экспо»; 2009. 109 с.
21. Guo J, Gou B, Qin N, Zhao J, Wu L, Wang K [et al]. An innovative concept on deep carbonate reservoir stimulation: three-dimensional acid fracturing technology. *Nat Gas Ind*. 2020;40(2):61–74.
22. Викторин В. Д. *Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей*. Москва: Недра; 1988.150 с.

References

1. Popova L. M., Turin A. M. *Report: Seismic exploration work within the eastern edge of the Pre-Ural trough and the Ural frontal folds*, Orenburg: Orenburg branch of the Federal State Institution "Territorial Fund for the Volga Federal District"; 2013:254–262 (In Russ.).
2. Bagrintseva K. I. *Formation conditions and properties of carbonate oil and gas reservoirs*. Moscow. 1999. 312 (In Russ.).
3. Krinari G. A., Eskina G. M., Kolchugin A. N., Korolev E. A., Morozov V. P. Lithology and mineralogy data as characteristic of identification of history and mechanisms of formations of oil deposits in carbonate rocks. *Lithosphere*. 2013;(1):146–157. (In Russ.).
4. Tryapyshko M. V., Ivanov A. A. An integrated approach to assessing the fracturing of carbonate reservoirs. In.: *trudov XVIII Vserossijskoj konferencii «Problemy razrabotki mestorozhdenij uglevodorodnyh i rudnyh poleznyh iskopaemyh. Perm', 09–12 noyabrya 2025 goda*. Perm': Permskij nacional'nyj issledovatel'skij politekhnicheskij universitet, 2025:164–167. (In Russ.).
5. Burlakov N. «Fracture Detect» plug-in testing. *Lectures SIS*. 2019:1–24.
6. Tryapyshko M. V., Vernigora D. E. Selection of optimal well design for a porous-fractured carbonate reservoir at fields in the Orenburg region. In: *International scientific and practical conference "Science and technologies — 2025"*. 2025. (In Russ.).
7. Belonskaya L. G., Bulach M. Kh., Gmid L. P., Dorofeeva T. V., Kalacheva V. N., Levi S. Sh. [et al.]. *Patterns of Distribution of Carbonate Fractured Oil and Gas Reservoirs. Experience of Methodological Research*. Leningrad: Nedra; 1977. (In Russ.).
8. Golf-Racht T. D. *Fundamentals of fractured reservoir engineering*. Oslo; 1985.
9. Reiss L. H. *The reservoir engineering aspects of fractured formations*. Editions technip 27 RUE Ginoux №15. 1980:1–99.
10. Gavura A. V. *New approaches to the problem of enhanced oil recovery from oil deposits with carbonate reservoirs. Theory and practice of application of enhanced oil recovery methods: Proc. of the 4th International Scientific Symposium*. Moscow: VNIIneft, 2013;(1):67–74. (In Russ.).
11. Chilingara J., Bissell G. R. *Fairbridge Carbonate Rocks. Vol. 2. Physicochemical Characteristics and Research Methods*. Moscow: Mir; 1971. (In Russ.).
12. Kushtanova G. G. *Wave and Pulse Methods of Well Research*. Kazan: Kazan (Volga Region) Federal University Publishing House; 2010. (In Russ.).
13. Abdulmazitov R. G., Akhmetov N. Z. *Problems and methods of developing oil deposits in carbonate reservoirs of Tatarstan. Development of hard-to-recover oil reserves: t. 12th European Symposium*. Kazan; 2003:505–507 (In Russ.).
14. Morozov V. V., Melnikov S. I., Pozdnyakova V. A., Idrisova S. A., Rastegaev R. A., Zagrebelnyi E. V. [et al.]. Improving the carbonate reservoir development by creation of conceptual geological model on the example of the Middle East oil-field. *Oil Industry*. 2018;(12):57–59. (In Russ.).
15. Economides M. J., Mikhailov D. N., Nikolaevskiy V. N. On the problem of fluid leakoff during hydraulic fracturing. *Transport Porous media*. 2007;(67): 487–499.
16. Al-Muhareb, M. A., Nasr-El-Din, H. A., Samuel, E., Marcinew, R. P., Samuel, M. *Acid fracturing of power water injectors: a new field application using polymer-free fluids*. In SPE European Formation Damage Conference and Exhibition (pp. SPE-82210). <https://doi.org/10.2118/82210-MS>
17. Antonov S. M. *Interaction of viscous HCl solutions with carbonate rock and their filtration in a reservoir model: Abstract of a thesis for the degree of Candidate of Chemical Sciences*. Yekaterinburg; 2018. (In Russ.).

18. Palazzo A., van der Merve J., Combrink G. The accuracy of calcium-carbonate-based saturation indices in predicting the corrosivity of hot brackish water towards mild steel. *Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*. 2015;115(12):1229–1238. <http://doi.org/10.17159/2411-9717/2015/v115n12a12>.
19. McLeod, H. O. (1984). Matrix acidizing. *Journal of Petroleum Technology*, 1984;36(12):2055–2069. Paper Number: SPE-13752-PA. <https://doi.org/10.2118/13752-PA>
20. Panikarovskiy V. V., Panikarovskiy E. V. *Studies of penetration of process fluid filtrates into reservoir rocks: Review information*. Moscow: Gazprom Expo LLC; 2009. (In Russ.).
21. Guo J, Gou B, Qin N, Zhao J, Wu L, Wang K. [et al]. An innovative concept on deep carbonate reservoir stimulation: three-dimensional acid fracturing technology. *Nat Gas Ind.* 2020;40(2):61–74.
22. Viktorin V. D. *The Influence of Carbonate Reservoir Features on the Efficiency of Oil Deposit Development*. Moscow: Nedra; 1988. (In Russ.).

Информация об авторе / Information about the author

Михаил Вячеславович Тряпыш- **Michael V. Tryapysenko**, Postgraduate
ко, аспирант, Тюменский индустриаль- **Student, Industrial University of Tyumen,**
ный университет, г. Тюмень, **tryapysenko.mv@gmail.com**
tryapysenko.mv@gmail.com

Поступила в редакцию / Received 26.09.2025

Поступила после рецензирования / Revised 12.02.2026

Принята к публикации / Accepted 14.03.2026