ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №4 2025
Домашняя страница журнала: https://ered.pstu.ru/index.php/geo
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Апробация теории прогнозирования показателей разработки при проектировании скважин на карбонатных залежах

И.В. Давлетшина[1], Р.Р. Давлетшин[1], Э.А. Гимаздинова[2], И.Ф. Галиуллина[2]

[1]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (Российская Федерация, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 168а)
[2]ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»
(Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1)

Testing the Theory of Forecasting Development Indicators when Designing Wells in Carbonate Deposits

Irina V. Davletshina[1], Rishat R. Davletshin[1], Elvira A. Gimaztdinova[2], Irida F. Galiullina[2]

[1]Institute of the PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin (186a Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation)
[2]FSBEI HE "Ufa State Petroleum Technological University" (1 Kosmonavtov st., Ufa, 450064, Russian Federation)

Получена / Received: 02.06.2025. Принята / Accepted: 31.10.2025. Опубликована / Published: 21.11.2025

Ключевые слова:
трещиноватость, карбонатные отложения, залежь, фильтрационно-емкостные свойства матрицы, башкирский и серпуховский ярусы, дебит нефти, зоны деструкции, обводненность, 3D геологическая модель, горизонтальные скважины, инвестиционная программа.

На текущем этапе развития технологий 3D-моделирования сохраняется актуальность решения проблемы построения детализированных полноразмерных моделей месторождений с карбонатными коллекторами, а также выработки/разработки остаточных запасов за счет бурения проектного фонда скважины. Основные сложности обусловлены необходимостью точного воспроизведения геологической среды, включая учет трещиноватости и разломов различного генезиса, а также моделирование системы двойной пористости и проницаемости, связанной с пространственной неоднородностью распределения трещин как по латерали, так и по разрезу. Дополнительные осложнения возникают при проектировании траекторий скважин, особенно в части оптимизации проводки их горизонтальных участков. Современные вычислительные мощности не позволяют в полной мере воссоздавать сложные системы трещин при построении детализированных геолого-гидродинамических моделей.
Проведенные исследования демонстрируют, что анализ влияния отдельных факторов или ограниченных групп факторов не является методологически обоснованным. Даже при наличии высококачественных данных гидродинамических исследований (ГДИ), сейсмических исследований и расширенного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) установление достоверных корреляционных зависимостей не представляется возможным.
Повышение эффективности разработки месторождения, в частности снижение обводненности продукции и выработки запасов, требует внедрения комплексного подхода к управлению эксплуатацией отдельных блоков. Такой подход должен интегрировать:

- оптимизацию размещения скважин,
- методы заканчивания скважин и интенсификации притока,
- режимы отбора скважин и поддержания пластового давления,
- технологии стимуляции в пласте,
- методики и периодичность проведения внутрискважинных ремонтных работ,
- выбор оптимальных технологий добычи.

Общая эффективность разработки зависит от каждого компонента системы, низкая эффективность отдельных операций снижает конечный результат, не компенсируясь преимуществами других элементов.

Keywords:
fracturing, carbonate deposits, reservoir, filtration-capacitive properties of the matrix, Bashkirian and Serpukhovian stages, oil flow rate, destruction zones, water cut, 3D geological model, horizontal wells, investment program.

At the current stage of 3D modeling technology development, the challenge of constructing detailed full-scale models of carbonate reservoirs, as well as the development of residual reserves by drilling the planned well stock, remains relevant. The main challenges stem from the need to accurately reproduce the geological environment, including accounting for fracturing and faults of various origins, as well as modeling the dual porosity and permeability system associated with spatial heterogeneity in fracture distribution both laterally and vertically. Additional complications arise when designing well trajectories, particularly when optimizing the placement of horizontal sections. Current computing power does not allow for the full reconstruction of complex fracture systems when constructing detailed geological and hydrodynamic models.
Studies demonstrate that analyzing the influence of individual factors or limited groups of factors is not methodologically sound. Even with high-quality data from well testing, seismic surveys, and extensive well logging systems, establishing reliable correlations is not possible.
Improving field development efficiency, particularly reducing water cut and reserve depletion, requires the implementation of an integrated approach to managing the operation of individual blocks. This approach should integrate:

- well placement optimization,
- well completion and stimulation methods,
- well production and reservoir pressure maintenance regimes,
- formation stimulation technologies,
- well intervention methods and frequency,
- selection of optimal production technologies.

Overall development efficiency depends on each component of the system; poor efficiency of individual operations reduces the final result without being offset by the advantages of other elements.

Давлетшина Ирина Вилевна – начальник отдела (e-mail: niv1991@mail.ru, тел.: +007 (987) 407 00 05).
Давлетшин Ришат Ринатович – заведующий сектором (e-mail: davletshinrr@tatneft.ru, тел.: +007 (937) 293 15 19).
Гимаздинова Эльвира Азатовна – кандидат технических наук, доцент (e-mail: egimaztdinova@mail.ru, тел.: +007 (917) 446 88 92).
Галиуллина Ирида Фларитовна – ассистент (e-mail: irida2017@mail.ru, тел.: +007 (937) 352 68 28).

Irina V. Davletshina (Author ID in Scopus: 6506328288, ORCID: 0009-0008-6539-553X) – Head of Department (tel.: +007 (987) 407 00 05, e-mail: niv1991@mail.ru).
Rishat R. Davletshin (ORCID: 0009-0003-2585-8871) Head of Sector (tel.: +007 (937) 293 15 19, e-mail: davletshinrr@tatneft.ru). The contact person for correspondence.
Elvira A. Gimaztdinova (Author ID in Scopus: 57209805735, ORCID: 0009-0005-7728-6873) – PhD in Engineering, Associate Professor (tel.: +007 (917) 446 88 92, e-mail: egimaztdinova@mail.ru).
Irida F. Galiullina (Author ID in Scopus: 57204835548, ORCID: 0009-0006-8447-7499) – Assistant (tel.: +007 (937) 352 68 28, e-mail: irida2017@mail.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Апробация теории прогнозирования показателей разработки при проектировании скважин на карбонатных залежах/ И.В. Давлетшина, Р.Р. Давлетшин, Э.А. Гимаздинова, И.Ф. Галиуллина // Недропользование. – 2025. – Т.25, №4. – С. 356–363. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.4.10

Please cite this article in English as:
Davletshina I.V., Davletshin R.R., Gimaztdinova E.A., Galiullina I.F. Testing the Theory of Forecasting Development Indicators when Designing Wells in Carbonate Deposits. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.4, pp. 356-363. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.4.10

Введение

После детального анализа геологичского строения юго-западного участка [1–3] исследуемых карбонатных отложений авторами были идентифицированы разрывные нарушения и зоны повышенной трещиноватости (ГАЗН). На основании проведенного анализа разработана трехмерная геологическая модель с выделением прогнозируемых зон деструкции [4–6], включающих субширотные и субмеридиональные разломы, а также участки развития ГАЗН (рис. 1) [5–12].

Планирование куста № 1. Результаты

Проектирование куста № 1 выполнено на базе 3D-геологической модели с расположением скважин согласно рекомендациям авторов (2014) [4], учитывающим обновленную геологическую концепцию участка.

После бурения проектных горизонтальных скважин 2014 г. [5] №№ **87Г, **84Г, **91Г, **29Г, **23Г и наклонно направленных скважин №№ **86, **08, **25 на данном участке положение предполагаемых выделенных авторами разломов подтвердилось. Рассмотрим, в частности, пробуренные скважины (рис. 2).

Бурение скважин №**87Г, **86, **08 доказало наличие зон, приуроченных к мелекесскому субмеридиональному разлому. Трещинные системы, первоначально идентифицированные сейсморазведкой как закрытые, по данным ГИС сохраняют свою изолированность в настоящее время.

Продуктивные характеристики скважин дополнительно подтверждают локализацию разлома (скважины №**87Г: дебит нефти составляет 2,5 т/сут, воды – 3,5 м^3/сут, по скважине №**86: дебит нефти составляет 1,0 т/сут, воды – 1,2 м^3/сут, по скважине №**08 дебит нефти составляет 1,3 т/сут, воды – 1,6 м^3/сут). Характерные низкодебитные показатели обусловлены фильтрацией исключительно через каверны в условиях закрытой трещиноватости, что существенно снижает скорость фильтрации флюидов.

Скважина №**87Г является примером успешного бурения, так как горизонтальный ствол скважины не пересекает разломы, пробурена в верхнебашкирских отложениях (более плотных карбонатных отложениях рассматриваемых залежей). Дебит нефти падает за 20 месяцев с 5,9 т/сут до 2,2 т/сут. Доля обводнения первые шесть месяцев не превышали 10 %, постепенно растет – за последующие 26 месяцев достигает всего 30 % (рис. 3, *а*). Обводнение низкое и медленно растет на протяжении всего периода работы скважины, авторами предполагается, что это обусловлено тем, что скважина не пересекает субширотный межблоковый разлом с открытыми трещинами и не пересекает ГАЗН. Добыча ведется не из трещин, а из каверн, которые подпитывает ГАЗН седьмого ранга СЗ направления, приграничная зона которого расположена в 40 м от интервала перфорации.

В скважине №**91Г, пробуренной вблизи субмеридионального разлома, выявлена иная динамика. В скважине по данным ГИС выделяются закрытые трещины, систему трещин разлома горизонтальный ствол вскрывает на глубине 991 м. Входной дебит нефти составляет 8,6 т/сут, жидкости – 10 м^3/сут. Кавернование происходило вдоль закрытых трещин, что подтверждается материалами ГИС. Горизонтальный ствол проведен практически вдоль разлома, в нижней, хорошо кавернованной части башкирского яруса. Это и обусловило повышение давлений и дебита (рис. 3, *б*).

Местоположение южного линеамента подтверждено данными скважин №**84Г, **23Г. Согласно

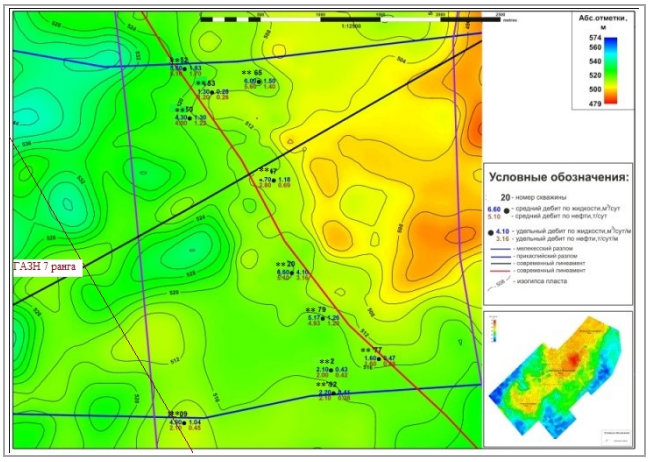


Рис. 1. Юго-западный участок карбонатных залежей. Структурная карта по кровле башкирского яруса с указанием средних и удельных дебитов по жидкости и нефти на момент планирования куста бурения

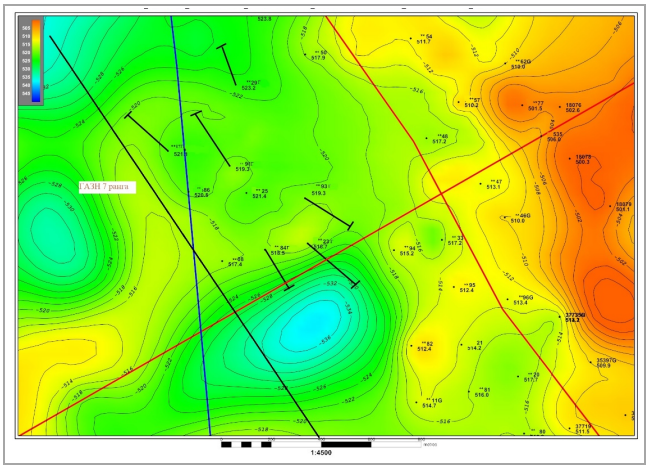


Рис. 2. Юго-западный участок карбонатных залежей. Структурная карта по кровле башкирского яруса по результатам бурения проектных скважин куста № 1

результатам ГИС, в скважине №**84Г зафиксированы открытые трещины и хорошо выраженные зоны каверн. В разрезе скважины №**23Г, пробуренной в верхнебашкирских отложениях, каверны наблюдаются только в зоне трещиноватости, тогда как остальные интервалы сложены плотными породами. Это подтверждает, что верхнебашкирские отложения менее склонны к кавернообразованию по сравнению с нижнебашкирскими. В скважине №**29Г по данным ГИС преобладают закрытые трещины, обнаружена лишь одна открытая трещина, а породы отличаются низкой кавернозностью, что типично для зон, удаленных от разломов (рис. 3, *в*, *г*).

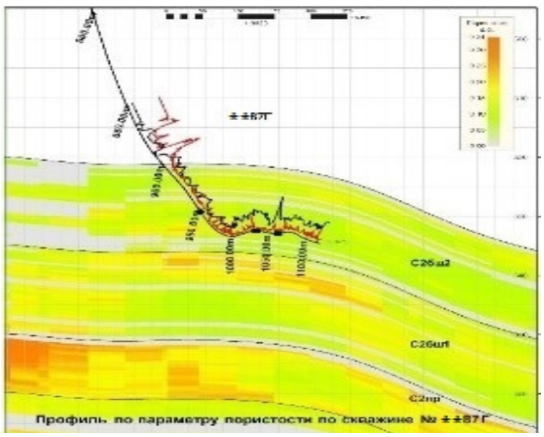
Итак, представленная модель строения рассмотренных залежей подтверждается данными, полученными в результате бурения новых скважин куста № 1.

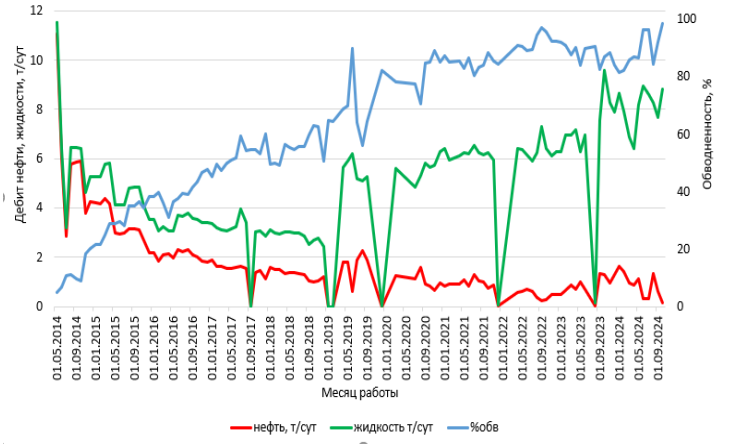
Планирование куста № 2. Результаты

По результатам проведенных исследований, полученных результатов бурения куста № 1, была предложена схема разбуривания проектного куста № 2 на 2017 г. На рис. 4 представлено сравнительное расположение проектных скважин:

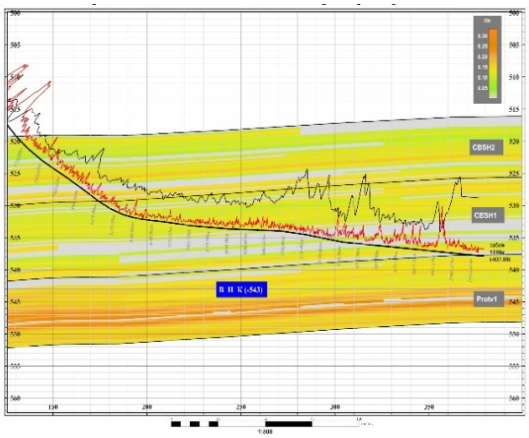
– предложенных в рамках инвестиционной программы (ИП), обозначены зелеными траекториями,

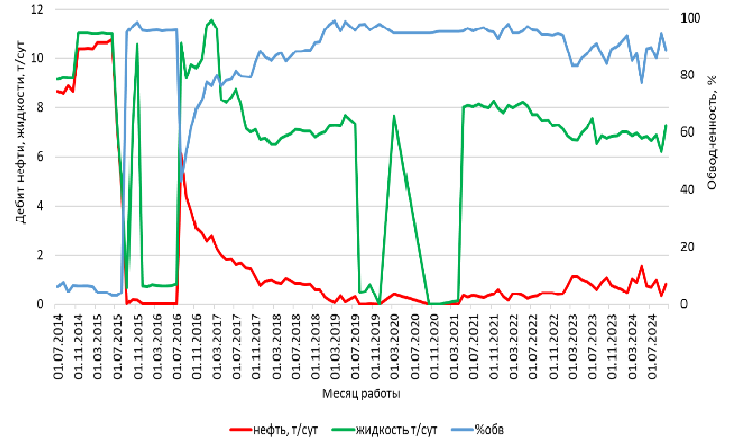
– альтернативные варианты, предложенные авторами исследования, обозначены коричневой траекторией.



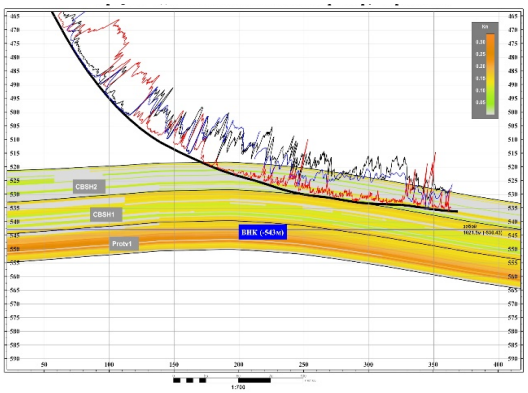


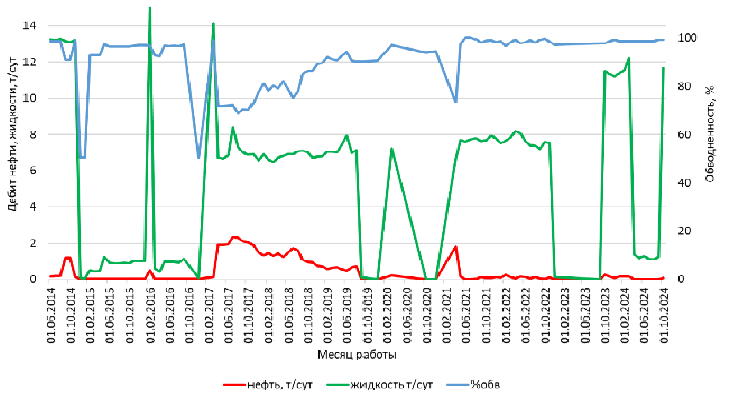
а



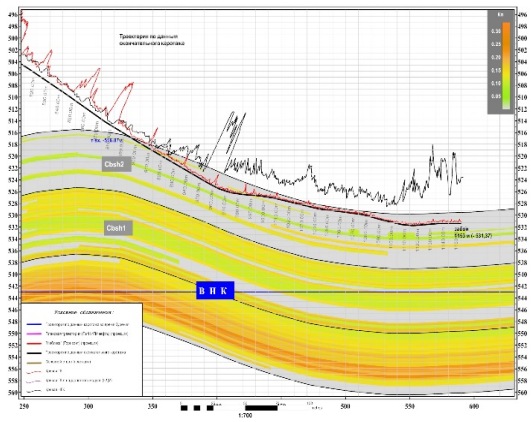


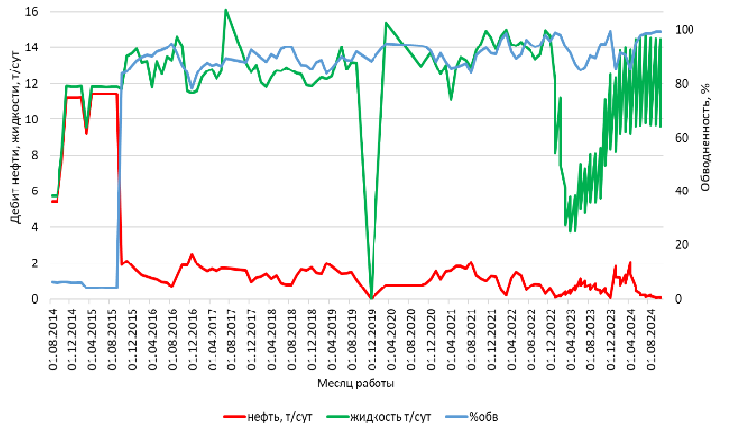
б





в





г

Рис. 3. Профиль и динамика работы: *а* – скважины №**87Г; *б* – скважины №**91Г; *в* – скважины №**84Г; *г* – скважины №**23Г

В ходе работы выполнен комплексный анализ проектных решений в рамках корректировки формирования ИП, включавший:

1) сравнительную оценку проектных траекторий бурения;

2) анализ эффективности аналогичных действующих скважин, эксплуатируемых в аналогичных геологических условиях;

3) расчет прогнозных показателей добычи для различных вариантов размещения.

Особое внимание уделялось сравнительному анализу геолого-технологических параметров проектируемых и действующих скважин с целью оптимизации системы разработки.

Все скважины проектного фонда куста № 2 расположены внутри ГАЗН 4-го и 5-го рангов, что предопределяет максимальный безводный период (не более 10 месяцев). В пределах блока, ограниченного разломами, уже работают 9 скважин, что означает обводнение открытых вертикальных трещин. При вскрытии скважинами трещин субширотного простирания степень обводнения добываемой продукции может превышать 50 %.

Согласно инвестиционной программе, скважина №**30 при бурении по проектной траектории, пересечет внутриблоковый субширотный разлом, что приведет к получению обводненной продукции за счет вскрытия вертикальных открытых трещин. Все три интервала вскрываемого разреза будут характеризоваться максимальной интенсивностью кавернообразования. Расположение проектного ствола скважины аналогично таковому скважины №**81 (рис. 5, *а*), пробуренной в январе 2013 г. (30 м до субширотного и 80 м до субмеридиональнального). Отличие заключается лишь в том, что блок до этого не разрабатывался и отсутствуют ГАЗН. Первоначальный дебит был 8,6 т/сут с 5%-ным обводнением, но за 2,5 года дебит по нефти упал до 1,0 т/сут, а обводнение достигло 97 %.

По проектной траектории скважины №**34 от точки входа в башкирские отложения до внутриблокового субширотного разлома 175 м. Область кавернования от субширотного разлома в пласте Сбш2 распространяется на расстояние около 120 м, а в Сбш1 – около 200 м, на таком расстоянии приток воды будет сначала подниматься по трещинам субширотного разлома, затем проходить по трещинам кавернования. При таком расположении ствола значительная часть продуктивных интервалов в нижних горизонтах останется вне зоны дренирования. Отмеченная геометрия ствола имеет аналогии со скважиной №**75 (рис. 6), пробуренной в феврале 2013 г., где наблюдалась аналогичная ситуация с неполным охватом продуктивных пластов [12–19]. Проведенный анализ эксплуатационных характеристик данной скважины свидетельствует о:

1) сниженных дебитах из нижнебашкирских отложений;

2) повышенной обводненности продукции;

3) неравномерной выработке запасов по разрезу.

Это подтверждает необходимость пересмотра предлагаемой траектории бурения для обеспечения полноценного доступа ко всем продуктивным интервалам [20–25].

Входной дебит составлял 8,7 т/сут с 10%-ным обводнением, но за 1,8 года добыча снизилась до 4,0 т/сут и доля обводнения достигли 52 %. Дважды проводились водоизоляционные работы (ВИР), которые давали временный положительный эффект (на 4–8 месяцев), снижение обводненности происходило до 5 %, однако после нарастал процент обводнения в скважине. Увеличения отборов приводили к прорывам воды в скважину. В этих случаях нарушался баланс притока и отбора (рис. 5, *б*).

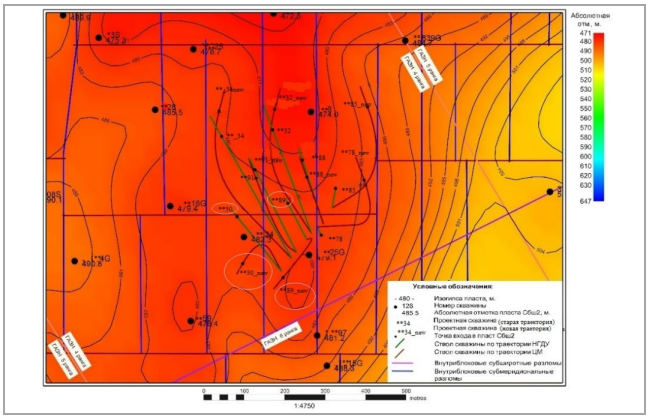


Рис. 4. Структурная карта по кровле пласта Сбш2. Размещение проектных скважин в рамках ИП авторов статьи

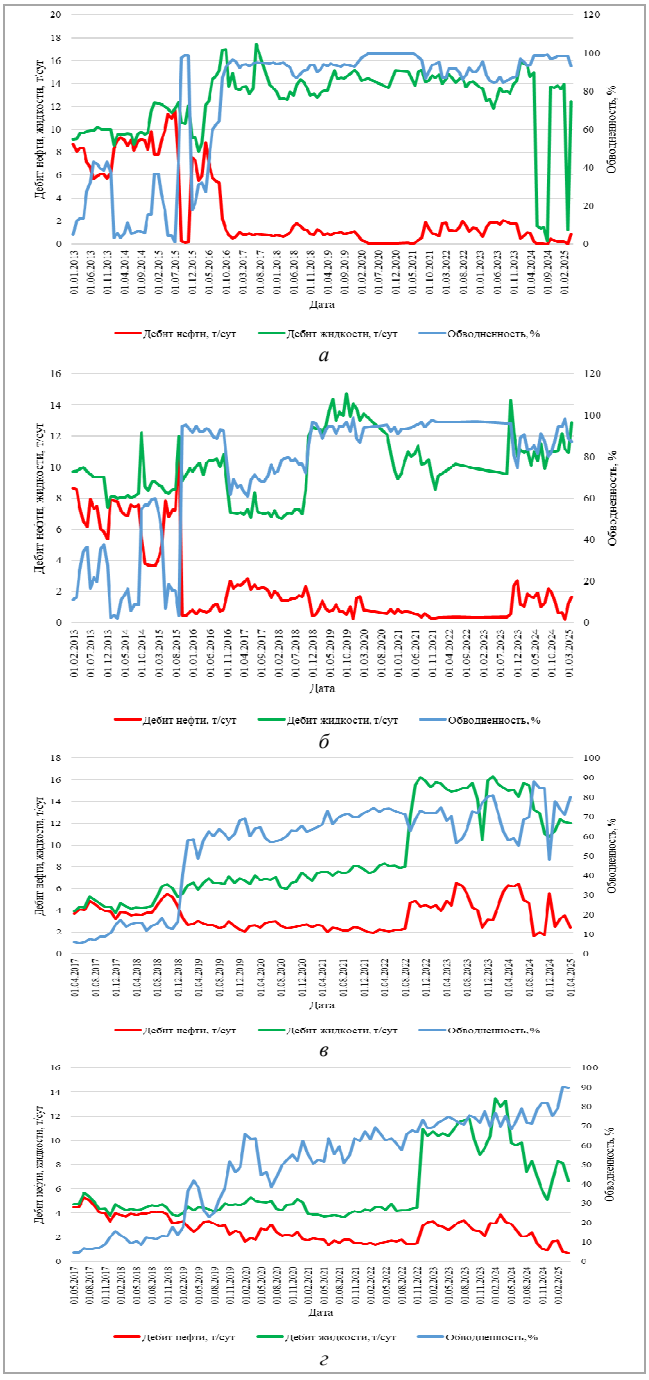


Рис. 5. График динамики работы: *а* – скважины №**81; *б* – скважины №**75; *в* – скважины №**30; *г* – скважины №**89

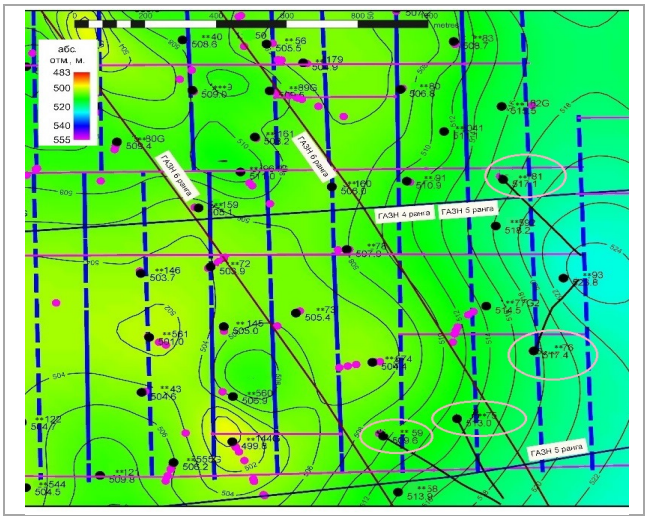


Рис. 6. Расположение скважин-аналогов **81, **75, **76, **59

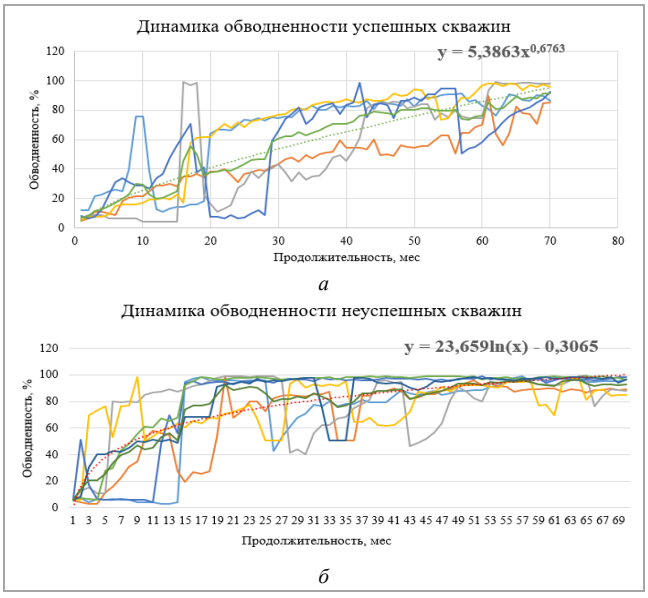


Рис. 7. Динамика обводненности в скважинах с размещением: *а* – согласно выделенным блокам; *б* – без учета выделенных блоков

В ходе проведенного исследования авторами был выполнен анализ двух проектных скважин куста № 2, при этом остальные скважины расположены в сопоставимых геолого-технологических условиях. Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Скважины №№ **32, **34, **91 и **78 характеризуются высоким риском критического обводнения в начальный период эксплуатации (до 6 месяцев).

2. Остальные скважины демонстрируют потенциал для продолжительного безводного периода эксплуатации при условии корректировки проектных координат забоев.

Полученные данные подтверждают необходимость пересмотра исходных проектных решений с целью оптимизации системы разработки [7].

Предлагаемая авторами концепция размещения скважин: предложена альтернативная схема размещения наклонно направленных скважин [6]: стволы наклонно направленных скважин нужно располагать внутри мелких блоков, с точкой входа на расстоянии до 20 м от осевой линии субмеридионального разлома и на 1/3 и 2/3 расстояния между субширотными разломами (см. рис. 4). Учитывая расположение блока в зоне ГАЗН и текущую стадию разработки, следует ожидать начальную обводненность продукции на уровне ≥ 30 %.

Рекомендуемая конструкция скважин: эксплуатационную колонну желательно оснастить тремя пакерами, с целью разделения продуктивных интервалов (протвинский, нижнебашкирский, верхнебашкирский)

– установка порт-муфт для обеспечения возможности селективной добычи [26–28];

– проведения ВИР по отдельным интервалам;

– изоляции неэксплуатируемых горизонтов [29].

Последовательность ввода интервалов в разработку:

1. Начало эксплуатации с нижнего (протвинского) интервала.

2. При достижении обводненности 98 % – проведение ВИР.

3. При отсутствии эффекта – изоляция интервала и переход на вышележащий горизонт.

4. Повторение цикла для среднего (нижнебашкирского) интервала.

На стадии планирования была реализована возможность значительного смещения скважин №№**30, **89, скважины №№**34, **32, **85, **88 удалось сместить незначительно ввиду технических ограничений. По скважинам №№**30, **89 (new) достигнут продолжительный безводный период (4–5 лет вместо прогнозируемых 6 месяцев), что подтверждается динамикой работы данных скважин.

Проведен анализ эффективности предложенных рекомендаций на основе данных по пробуренным скважинам, подтверждающий их практическую применимость. Доказано, что применение предложенных рекомендаций по размещению скважин с учетом зон повышенной трещиноватости и структурно-блокового строения пласта позволяет увеличить безводный период эксплуатации скважин до 48 месяцев и более.

Зависимость темпа обводненности скважин (рис. 7, *а*), которые учитывают блочное строение и выделенные зоны трещиноватости описывается зависимостью (1):

$$y = 5{,}3863x0{,}6763, \quad (1)$$

где x – количество месяцев работы скважины; y – планируемый процент обводненности.

Зависимость темпа обводненности скважин (рис. 7, *б*), которые не учитывают блочное строение и выделенные зоны трещиноватости, описывается зависимостью (2):

$$y = 23{,}659\ln(x) - 0{,}3065, \quad (2)$$

где x – количество месяцев работы скважины; y – планируемый процент обводненности.

Заключение

В результате проведенной работы авторами даны следующие рекомендации по дальнейшей разработке карбонатных высокотрещиноватых залежей:

1. Оптимизация сейсмических исследований. Атрибутный анализ выявил, что зоны деструкции не имеют четкой пространственной корреляции с построенными сейсмическими кубами (когерентность, косинус фазы, первая производная). В связи с этим рекомендуется выполнение новых 3D-сейсморазведочных работ МОГТ и НВСП, предварительно с проведением сейсмогеологического моделированием. Это позволит оценить потенциал методов для картирования зон разуплотнения и трещиноватости в пределах исследуемой территории [8].

2. Блочное проектирование разработки. Проектирование следует осуществлять на основе выделения структурных блоков, ограниченных субширотными и субмеридиональными разломами. В пределах каждого блока необходимо размещать сетку

эксплуатационных скважин с учетом гидродинамической взаимосвязи между нефтенасыщенными интервалами.

3. Оптимальное расположение добывающих скважин. Скважины следует проектировать с учетом вертикального и латерального охвата трех кавернозных интервалов, учитывая, что их толщина и пористость уменьшаются по мере удаления от разломов. Траектория ствола должна быть с отклонением от осевой линии разлома:

Первая ступень – верхнебашкирские отложения,

Вторая ступень – нижнебашкирские отложения,

Третья ступень – протвинские отложения. Конструкция скважины должна предусматривать разделение на три секции, соответствующие заранее выделенным кавернозным интервалам.

4. Уточнение характеристик коллектора после каротажа. После завершения каротажных исследований необходимо:

– уточнить границы кавернозных интервалов;

– оценить степень кавернозности и трещиноватости;

– определить наличие вертикальных открытых и закрытых трещин;

– выбрать оптимальные места установки пакеров для разделения ствола на секции [29–32];

– определить необходимость применения заглушек или щелевых фильтр.

5. Определение предельно допустимых дебитов. Для нижнего интервала (протвинские отложения) требуется установить предельно допустимые дебиты жидкости на основе анализа эксплуатационных показателей скважин-аналогов, расположенных в аналогичных геологических условиях. Превышение рекомендованных дебитов может привести к преждевременному обводнению продукции, поэтому необходимо строго контролировать депрессию [33–39].

6. Последовательность ввода интервалов в эксплуатацию. При подтверждении нефтенасыщенности (по данным ГИС) разработку следует начинать с протвинских отложений. В случае обводнения рекомендуется проведение внутрискважинных интенсификационных работ (ВИР) по стандартной технологии. При отсутствии эффекта следует перейти на нижнебашкирские отложения с изоляцией протвинского горизонта. Аналогичная последовательность применяется до исчерпания эффективности ВИР, после чего разработка переносится на верхнебашкирские отложения.

7. Оптимизация конструкции скважины. Компоновка скважинного оборудования должна обеспечивать оперативное переключение между интервалами с возможностью их изоляции [39–43]. Переход между горизонтами должен быть максимально быстрым и экономически эффективным.

Данные рекомендации направлены на повышение эффективности разработки залежей [9] с учетом геолого-геофизических особенностей исследуемого месторождения.

Библиографический список

1. Новый взгляд на геологическое строение залежей 302, 303 с учетом распределения трещиноватости и кавернозности / С.Г. Агафонов, И.В. Нигмадзянова (Давлетшина И.В), И.И. Бакиров // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – 2014. – Вып. 82. – 68–78 с.
2. Давлетшина, И.В. Систематизация групп трещиноватости при разработке карбонатных коллекторов / И.В. Давлетшина, И.Г. Фаттахов // Молодые нефтяники: сборник материалов регион. конф. – Альметьевск, 2025. – № 7. – С. 25–26.
3. Драгунов, А.А. Формирование геодинамически активных зон и их разделение на подзоны флюидоперетоков и флюидонакопления / А.А. Драгунов, Г.С. Хамидуллина, К.Р. Гареев // Геофизика. – 2003. – Спец. вып. – С. 59–63.
4. Патент № 2 599 650 C1. Способ определения наличия интервалов трещин и их характеристик в пластах, пересекаемых скважиной / Лощева З.А., Агафонов С.Г.
5. Применение технологии разделения горизонтальных скважин на секции пакерами в увязке с новым представлением о геологическом строении залежей 302-303 Ромашкинского месторождения / З.А. Лощева, И.В. Нигмадзянова (И.В. Давлетшина), А.А. Назаров, М.К. Букатов // Георесурсы. – 2018. – Т. 20, № 1.
6. Киселев, В.М. Определение оптимального направления ствола добывающей скважины в трещиноватых карбонатных коллекторах / В.М. Киселев, А.Р. Кинсфатор, А.А. Антоненко // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – № 4. – С. 16–20.
7. Фаттахов, И.Г. Классификация объектов разработки с использованием метода главных компонент / И.Г. Фаттахов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 4. – С. 6–9.
8. Хабибуллин, Т.Д. Оценка геологических рисков при бурении скважин с применением секторных геолого-гидродинамических моделей / Т.Д. Хабибуллин, И.А. Ступак // Математическое моделирование и компьютерные технолонии в процессе разработки месторождений: сборник статей. – 2021. – 166 с.
9. Arthur, P.C. Lavenu, ADNOC Onshore, PO Box 270, Abu Dhabi, UAE; Alan Irving, TotalEnergies, CSTJF, AvenueLarribau, 64018 Pau Cedex, France; Elena Niculescu, Nepal Singh, Amirul Kusyairi, and Hela Douik, ADNOCOnshore, PO Box 270, Abu Dhabi, UAE, Modeling Fractures in a Heterogeneous Carbonate Reservoir Onshore UAE: A Case Study / P.C. Arthur // Society of Petroleum Engineers. – P. 1–14. DOI: 10.2118/216679-MS
10. Влияние геомеханических свойств пласта на успешность геолого-технических мероприятий при разработке месторождений Восточного Предкавказья / Р.А. Гасумов, С.В. Нелепов, М.В. Нелепов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 11. – С. 59–65. – EDN ZSIXUP.
11. Салимов, Ф.С. Вовлечение в разработку слабодренируемых, трудноизвлекаемых запасов нефти путем изменения направления трещин ГРП / Ф.С. Салимов // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 6(59). – С. 47–51. – EDN ZMZNHR.
12. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения / В.А. Мордвинов, Д.А. Мартюшев, Т.С. Ладейщикова, Н.П. Горланов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, № 14. – С. 32–38. – EDN TMZMJR. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.4
13. Кузьмин, А.Ю. Анализ эффективности работы боковых стволов в триасовых залежах нефти в зависимости от направления развития трещиноватости / А.Ю. Кузьмин // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 1. – С. 8–10. – EDN YTTQLJ.
14. Проблемы бурения и технологические решения при освоении залежей нефти в трещиноватых карбонатных коллекторах / А.В. Мельников, Ш.Х. Султанов, А.А. Махмутов, А.В. Чибисов // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. – 2024. – Т. 16, № 6. – С. 567–575. – EDN JDBAZF. DOI: 10.15828/2075-8545-2024-16-6-567-575
15. Лапотников, А.Г. Геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и проект разведочного бурения на месторождении Пильтун-Астохское / А.Г. Лапотников, А.С. Котельников, Й.К. Аппо // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 153–165. – EDN UWULPG.
16. Способ разработки нефтяной оторочки и подгазовой зоны сложнопостроенных залежей на основе испарения нефти в закачиваемый сухой газ / М.Ю. Данько, Л.С. Бриллиант, В.Н. Архипов, Д.В. Грандов // Недропользование XXI век. – 2017. – № 1(64). – С. 86–95. – EDN YIPRJV.
17. Agaronian, G.A. Justifying the optimal parameters of a blasted block in a quarry when scaling-up rock extraction / G.A. Agaronian, I.S. Avanesova, V.G. Ovsepian // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – 2024. – No. 5. – P. 89–102. – EDN LJLHCQ. DOI: 10.21440/0536-1028-2024-5-89-102
18. Шатровский, А.Г. Группирование проектных скважин для размещения кустовых площадок на примере многопластового месторождения / А.Г. Шатровский, А.С. Чинаров, М.Р. Салихов // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2020. – № 3(17). – С. 44–49. – EDN MCREEZ. DOI: 10.7868/S2587739920030064
19. Хисамов, Р.С. Увеличение продуктивности карбонатных коллекторов нефтяных месторождений / Р.С. Хисамов, М.Х. Мусабиров, А.Ф. Яртиев. – Казань: Ихлас, 2015. – 191 с. – EDN VWHZXV.
20. От оценки геологической неопределенности к стратегии разбуривания участка (опыт применения подхода при планировании бурения на пласты АВ 1-2 Нивагальского месторождения) / А.Ю. Сенцов, О.В. Крамар, Е.И. Овчинникова, С.В. Арефьев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 50–58. – EDN SUCNRJ.
21. Совершенствование системы разработки 4 блока залежи № 31 Ромашкинского месторождения по результатам переинтерпретации ГИС и моделирования / И.С. Каримов, М.М. Салихов, И.Р. Мухлиев [и др.] // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 3-2. – С. 222–227. – EDN WXFKIL. DOI: 10.18599/grs.18.3.13
22. Алгоритм поддержки принятия решений при разбуривании новых участков карбонатного коллектора / А.И. Саяхутдинов, С.И. Бойко, А.А. Сонных [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 11. – С. 108–112. – EDN EEUGNO. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-11-108-112
23. Пример оптимизации размещения стволов скважин с горизонтальным окончанием в верхнеюрских отложениях Средне-Назымского месторождения Западной Сибири / Д.А. Метт, А.Е. Привознова, Т.Н. Николаева, Е.В. Собаева // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 11(635). – С. 85–91. – EDN EAAGVT. DOI: 10.33285/0207-2351-2021-11(635)-85-91
24. Влияние вязкости технологической жидкости на геометрию трещин гидроразрыва / А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов, Р.З. Сахабутдинов, В.Г. Салимов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 4. – С. 29–34. – EDN ZCJIWN.
25. Рекомендации по подбору конструкций многозабойных скважин в разных геологических условиях с учетом накопленного опыта / А.А. Зернин, Е.С. Зюзев, А.С. Сергеев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 5(149). – С. 159–167. – EDN NHYZFY. DOI: 10.31660/0445-0108-2021-5-159-167
26. Автоматизация процесса подбора конструкции скважин / Р.И. Шафигуллин, Р.Ф. Сагатов, А.И. Аслямов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 6. – С. 32–36. – EDN LLKOBC. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-6-32-36

27. Тихонов, А.С. Оптимизация конструкции скважины путем применения потайных колонн / А.С. Тихонов // СБОРНИК ТЕЗИСОВ XII, XIII конференций молодых специалистов АО «ТомскНИПИнефть», Томск, 03 марта 2020 года. – Томск: ООО «Дельтаплан», 2020. – С. 108–118. – EDN CRJREL.
28. Оптимальные конструкции поисково-оценочных скважин для региона со сложными термобарическими условиями / А.А. Вольф, Е.М. Коба, К.В. Макаров [и др.] // Евразийское Научное Объединение. – 2020. – № 12-8(70). – С. 592–594. – EDN PSWIZX.
29. 3D geological modeling and reservoir production numerical simulation of multiple scenarios in fractured-karstified carbonate reservoirs using high-resolution outcrop characterization / Simone N. Corrêa, Francisco H.R. Bezerra, Vincenzo La Bruna, Mauro Ida, Rômulo C. Stohler, Mathieu A.G. Moriss, Tarsila B. Dantas, Fabio L. Bagni, Renata E.B. Araújo, Claudio Roisenberg, Francisco P. Lima-Filho // Geoenergy Science and Engineering. – 2025. – Vol. 251. – P. 213866. DOI: 10.1016/j.geoen.2025.213866
30. Fanxiang, Xu. Sluys, Multiscale extended finite element method (MS-XFEM): Analysis of fractured geological formations under compression / Fanxiang Xu, Hadi Hajibeygi, J. Lambertus // Journal of Computational Physics. – 2025. – Vol. 533. – P. 113998. DOI: 10.1016/j.jcp.2025.113998
31. HVPS-DFN-DL: Intelligent capture and characterization of geological fracture outcrops based on a hybrid vision-photogrammetric system and discrete fracture network / Mingyang Wang, Congcong Wang, Enzhi Wang, Xiaoli Liu, Yuhang Lu // Journal of Industrial Information Integration. – 2024. – Vol. 42. – P. 100685. DOI: 10.1016/J.JII.2024.100685
32. Luyu, Wang. A 3D framework for geological media with multiple intersected fractures: Coupled Darcy flow and Fickian diffusion / Luyu Wang, Weizhong Chen, Cornelis Vuik // Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering. – 2025. DOI: 10.1016/J.JRMGE.2024.11.043
33. A novel fracture-cavity reservoir outcrop geological knowledge base construction method considering parameter collection and processing, mutual transformation of data-knowledge, application and update / Qi-Qiang Ren, Jin-Liang Gao, Peng Zhu, Meng-Ping Li, Jian-Wei Feng, Qiang Jin, San Zhang // Petroleum Science. – 2024. – Vol. 21, iss. 4. – P. 2184–2202. DOI: 10.1016/J.PETSCI.2024.02.009
34. Modelling geological CO2 leakage: Integrating fracture permeability and fault zone outcrop analysis / Roberto Emanuele Rizzo, Nathaniel Forbes Inskip, Hossein Fazeli, Peter Betlem, Kevin Bisdom, Niko Kampman, Jeroen Snippe, Kim Senger, Florian Doster, Andreas Busch // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2024. – Vol. 133. – P. 104105. DOI: 10.1016/J.IJGGC.2024.104105
35. Investigation of REV scale and anisotropy for 2D permeable fracture Networks: The role of geological entropy / Ce Li, Jianlong Sheng, Zuyang Ye, Xincheng Fan, Qingli Fan // Journal of Hydrology. – 2024. – Vol. 633. – P. 130980. DOI: 10.1016/J.JHYDROL.2024.130980
36. Estimation of the anisotropy of hydraulic conductivity through 3D fracture networks using the directional geological entropy / Chuangbing Zhou, Zuyang Ye, Chi Yao, Xincheng Fan, Feng Xiong // International Journal of Mining Science and Technology. – 2024. – Vol. 34, iss. 2. – P. 137–148. DOI: 10.1016/J.IJMST.2024.01.004
37. Quantifying the impact of geological and construction factors on hydraulic fracture dynamics in heterogeneous rock layers using the phase field method / Song Xiankun, Liu Yuetian, Yang Xiaowen, Yuan Hai, Fan Pingtian, Liu Xinju // Computers and Geotechnics. – 2024. – Vol. 169. – P. 106223. DOI: 10.1016/J.COMPGEO.2024.106223
38. Evaluation of the combined influence of geological layer property and in-situ stresses on fracture height growth for layered formations / Peng Tan, Zhao-Wei Chen, Liu-Ke Huang, Qing Zhao, Sha-Rui Shao // Petroleum Science. – 2024. – Vol. 21, iss. 5. – P. 3222–3236. DOI: 10.1016/j.petsci.2024.07.014
39. A fuzzy system of candidate completion methods selection for multi-fractured horizontal wells in tight oil reservoirs / Hongwen Luo, Haitao Li, Junchao Wang, Chao Su, Ying Li, Xiaoping Zhu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 171. – P. 175–195. DOI: 10.1016/J.PETROL.2018.07.028
40. Progress and prospect of CNOOC's oil and gas well drilling and completion technologies / Zhong Li, Renjun Xie, Yi Wu, Junliang Yuan // Natural Gas Industry B. – 2022. – Vol. 9, iss. 2. – P. 209–217. DOI: 10.1016/j.ngib.2021.08.020
41. Artificial intelligence-driven fuzzy logic approach for optimal well selection in gas lift design: A brown field case study / Nnaemeka Princewill Ohia, Chadi Paul, Emmanuel Asolo, Taiwo Adetomiwa Adewa, Chidimma Favour Chukwu, Paschal Ateb Ubi, Daniel Hogan Itam, Daniel Ugochukwu Nnaji // Results in Engineering. – 2025. – Vol. 25. – P. 103927. DOI: 10.1016/J.RINENG.2025.103927
42. Development characteristics and controlling factors of fractures in lacustrine shale and their geological significance for evaluating shale oil sweet spots in the third member of the Shahejie Formation in the Qikou Sag, Bohai Bay Basin / Xu Zeng, Tao Yang, Jian-Wei Feng, Cong-Sheng Bian, Ming Guan, Wei Liu, Bing-Cheng Guo, Jin Dong // Petroleum Science. – 2024. – Vol. 21, iss. 2. – P. 791–805. DOI: 10.1016/J.PETSCI.2023.10.029
43. Geological characteristics and models of fault-fold-fracture body in deep tight sandstone of the second member of Upper Triassic Xujiahe Formation in Xinchang structural belt of Sichuan Basin, SW China / Junlong LIU, Zhongqun LIU, Zhenfeng LIU, Yali LIU, Baojian SHEN, Kaihua XIAO, Youyi BI, Xiaowen WANG, Ai WANG, Lingxiao FAN, Jitong LI // Petroleum Exploration and Development. – 2023. – Vol. 50, iss. 3. – P. 603–614. DOI: 10.1016/S1876-3804(23)60413-6

References

1. Agafonov S.G., Nigmadzianova I.V. (Davletshina I.V), Bakirov I.I. Novyi vzgliad na geologicheskoe stroenie zalezhei 302, 303 s uchetom raspredeleniia treshchinovatosti i kavernoznosti [New insight into geologic structure of deposits Nos. 302-303 with account of fracturing and vugular porosity distribution]. *Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft'*, 2014, iss. 82, pp. 68-78.
2. Davletshina I.V. Sistematizatsiia grupp treshchinovatosti karbonatnykh kollektorov [Systematization of fracture groups in carbonate reservoirs]. Molodye neftianiki. Sbornik materialov Regional'noi studencheskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, Al'met'evsk, 29 April 2025. Al'met'evsk: Al'met'evskii gosudarstvennyi neftianoi institut, 2025, pp. 25-26.
3. Dragunov A.A., Khamidullina G.S., Gareev K.R. Formirovanie geodinamicheski aktivnykh zon i ikh razdelenie na podzony fliuidoperetokov i fliuidonakoplniia [Formation of geodynamically active zones and their division into subzones of fluid flows and fluid accumulation]. *Geofizika*, 2003, spetsial'nyi vypusk, pp. 59-63.
4. Loshcheva Z.A., Agafonov S.G. Sposob opredeleniia nalichiia intervalov treshchin i ikh kharakteristik v plastakh, peresekaemykh skvazhinoi [Method for determining the presence of fracture intervals and their characteristics in formations intersected by a well]. Patent Rossiiskaia Federatsiia no. 2599650 C1 (2016).
5. Loshcheva Z.A., Nigmadzianova I.V. (I.V. Davletshina), Nazarov A.A., Bukatov M.K. Primenenie tekhnologii razdeleniia gorizontal'nykh skvazhin na sektsii pakerami v uviazke s novym predstavleniem o geologicheskom stroenii zalezhei 302-303 Romashkinskogo mestorozhdeniia [The use of technology of separating horizontal wells into sections by packers in conjunction with a new geological structure concept of deposits 302-302 of the Romashkino Field]. *Georesursy*, 2018, vol. 20, no. 1. DOI: 10.18599/grs.2018.L9-15
6. Kiselev V.M., Kinsfator A.R., Antonenko A.A. Opredelenie optimal'nogo napravleniia stvola dobyvaiushchei skvazhiny v treshchinovatykh karbonatnykh kollektorakh [Determining the optimal direction of a production wellbore in fractured carbonate reservoirs]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft'"*, 2012, no. 4, pp. 16-20.
7. Fattakhov I.G. Klassifikatsiia ob"ektov razrabotki s ispol'zovaniem metoda glavnykh komponent [Classification of development objects using the principal component method]. *Neftepromyslovoe delo*, 2009, no. 4, pp. 6-9.
8. Khabibullin T.D., Stupak I.A. Otsenka geologicheskikh riskov pri burenii skvazhin s primeneniem sektornykh geologo-gidrodinamicheskikh modelei [Assessment of geological risks when drilling wells using sectoral geological and hydrodynamic models]. *Matematicheskoe modelirovanie i komp'iuternye tekhnologii v protsesse razrabotki mestorozhdenii. Sbornik statei*, 2021, 166 p.
9. Arthur P.C. Lavenu, ADNOC Onshore, PO Box 270, Abu Dhabi, UAE; Alan Irving, TotalEnergies, CSTJF, AvenueLarribau, 64018 Pau Cedex, France; Elena Niculescu, Nepal Singh, Amirul Kusyairi, and Hela Douik, ADNOCOnshore, PO Box 270, Abu Dhabi, UAE, Modeling Fractures in a Heterogeneous Carbonate Reservoir Onshore UAE: A Case Study. *Society of Petroleum Engineers*, pp. 1-14. DOI: 10.2118/216679-MS
10. Gasumov R.A., Nelepov S.V., Nelepov M.V. et al. Vliianie geomekhanicheskikh svoistv plasta na uspeshnost' geologo-tekhnicheskikh meropriiatii pri razrabotke mestorozhdenii Vostochnogo Predkavkaz'ia [The influence of a formation geo-mechanical properties on the success of geological-technical measures when developing the fields of the eastern Pre-Caucasus]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2017, no. 11, pp. 59-65. EDN ZSIXUP.
11. Salimov F.S. Vovlechenie v razrabotku slabodreniruemykh, trudnoizvlekaemykh zapasov nefti putem izmeneniia napravleniia treshchin GRP [Development of poorly swept and hard-to-recover oil reserves by changing fracture orientation]. *Ekspozitsiia Neft' Gaz*, 2017, no. 6 (59), pp. 47-51. EDN ZMZNHR.
12. Mordvinov V.A., Martiushev D.A., Ladeishchikova T.S., Gorlanov N.P. Otsenka vliianiia estestvennoi treshchinovatosti kollektora na dinamiku produktivnosti dobyvaiushchikh skvazhin Ozernogo mestorozhdeniia [Estimation of effects of natural reservoir fracturing on producing well performance]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2015, vol. 14, no. 14, pp. 32-38. EDN TMZMJR. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.4
13. Kuz'min A.Iu. Analiz effektivnosti raboty bokovykh stvolov v triasovykh zalezhakh nefti v zavisimosti ot napravleniia razvitiia treshchinovatosti [Analysis of the efficiency of lateral wells in Triassic oil deposits depending on the direction of fracturing development]. *Inzhener-neftianik*, 2018, no. 1, pp. 8-10. EDN YTTQLJ.
14. Mel'nikov A.V., Sultanov Sh.Kh., Makhmutov A.A., Chibisov A.V. Problemy bureniia i tekhnologicheskie resheniia pri osvoenii zalezhei nefti v treshchinovatykh karbonatnykh kollektorakh [Drilling problems and technological solutions in the development of oil deposits in fractured carbonate reservoirs]. *Nanotekhnologii v stroitel'stve. Nauchnyi internet-zhurnal*, 2024, vol. 16, no. 6, pp. 567-575. EDN JDBAZF. DOI: 10.15828/2075-8545-2024-16-6-567-575
15. Lapotnikov A.G., Kotel'nikov A.S., Appo I.K. Geologicheskoe stroenie, perspektivy neftegazonosnosti i proekt razvedochnogo bureniia na mestorozhdenii Pil'tun-Astokhskoe [Geological structure, oil and gas perspectives and a design of exploration drilling on the Piltun-Astokhskoye field]. *Bulatovskie chteniia*, 2018, vol. 3, pp. 153-165. EDN UWULPG.
16. Dan'ko M.Iu., Brilliant L.S., Arkhipov V.N., Grandov D.V. Sposob razrabotki neftianoi otorochki i podgazovoi zony slozhnopostroennykh zalezhei na osnove ispareniia nefti v zakachivaemyi sukhoi gaz [The oil deposits of complex structure oil rim and under-gas-cap zone development on the basis of oil evaporation into the injected dry gas geosciences]. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2017, no. 1 (64), pp. 86-95. EDN YIPRJV.
17. Agaronian G.A., Avanesova I.S., Ovsepian V.G. Justifying the optimal parameters of a blasted block in a quarry when scaling-up rock extraction. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Gornyi Zhurnal*, 2024, no. 5, pp. 89-102. EDN LJLHCQ. DOI: 10.21440/0536-1028-2024-5-89-102
18. Shatrovskii A.G., Chinarov A.S., Salikhov M.R. Gruppirovanie proektnykh skvazhin dlia razmeshcheniia kustovykh ploshchadok na primere mnogoplastovogo mestorozhdeniia [The grouping of planned wells for well pads location by multi-layer field]. *PROneft'. Professional'no o nefti*, 2020, no. 3 (17), pp. 44-49. EDN MCREEZ. DOI: 10.7868/S2587739920030064
19. Khisamov R.S., Musabirov M.Kh., Iartiev A.F. Uvelichenie produktivnosti karbonatnykh kollektorov neftianykh mestorozhdenii [Increasing the productivity of carbonate reservoirs of oil fields]. Kazan': Ikhlas, 2015, 191 p. EDN VWHZXV.

20. Sentsov A.Iu., Kramar O.V., Ovchinnikova E.I., Aref'ev S.V. Ot otsenki geologicheskoi neopredelennosti k strategii razburivaniia uchastka (opyt primeneniia podkhoda pri planirovanii bureniia na plasty AV 1-2 Nivagal'skogo mestorozhdeniia) [From geological uncertanty assessment towards strategy of a field's part drilling (experience of the approach application when planning drilling of AV $_{1\text{-}2}$ formations of Nivagalsky field]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2014, no. 10, pp. 50-58. EDN SUCNRJ.
21. Karimov I.S., Salikhov M.M., Mukhliev I.R. et al. Sovershenstvovanie sistemy razrabotki 4 bloka zalezhi no. 31 Romashkinskogo mestorozhdeniia po rezul'tatam pereinterpretatsii GIS i modelirovaniia [Improving the Development System in the Block 4 of Deposit No. 31 of Romashkino Field According to the Logging Reinterpretation and Simulation]. *Georesurs*, 2016, vol. 18, no. 3-2, pp. 222-227. EDN WXFKIL. DOI: 10.18599/grs.18.3.13
22. Saiakhutdinov A.I., Boiko S.I., Sonnykh A.A. et al. Algoritm podderzhki priniatiia reshenii pri razburivanii novykh uchastkov karbonatnogo kollektora [Decision support algorithm for drilling new sections of a carbonate reservoir]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2023, no. 11, pp. 108-112. EDN EEUGNO. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-11-108-112
23. Mett D.A., Privoznova A.E., Nikolaeva T.N. Sobaeva, E.V. Primer optimizatsii razmeshcheniia stvolov skvazhin s gorizontal'nym okonchaniem v verkhneiurskikh otlozheniiakh Sredne-Nazymskogo mestorozhdeniia Zapadnoi Sibiri [An example of optimization of location of boreholes in the Upper Jurassic sediments of the Sredne-Nazymskiy deposit in the Siberia]. *Neftepromyslovoe delo*, 2021, no. 11 (635), pp. 85-91. EDN EAAGVT. DOI: 10.33285/0207-2351-2021-11(635)-85-91
24. Nasybullin A.V., Salimov O.V., Sakhabutdinov R.Z., Salimov V.G. Vliianie viazkosti tekhnologicheskoi zhidkosti na geometriiu treshchin gidrorazryva [The influence of process fluid viscosity on the geometry of hydraulic fractures]. *Oborudovanie i tekhnologii dlia neftegazovogo kompleksa*, 2017, no. 4, pp. 29-34. EDN ZCJIWN.
25. Zernin A.A., Ziuzev E.S., Sergeev A.S. et al. Rekomendatsii po podboru konstruktsii mnogozaboinykh skvazhin v raznykh geologicheskikh usloviiakh s uchetom nakoplennogo opyta [Recommendations for the multilateral wells design selection in various geological conditions based on lessons learned]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*, 2021, no. 5 (149), pp. 159-167. EDN NHYZFY. DOI: 10.31660/0445-0108-2021-5-159-167
26. Shafigullin R.I., Sagatov R.F., Asliamov A.I. et al. Avtomatizatsiia protsessa podbora konstruktsii skvazhin [Automation of well design selection process]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2023, no. 6, pp. 32-36. EDN LLKOBC. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-6-32-36
27. Tikhonov A.S. Optimizatsiia konstruktsii skvazhiny putem primeneniia potainykh kolonn [Well design optimization using hidden columns]. *Sbornik tezisov XII, XIII konferentsii molodykh spetsialistov AO "TomskNIPIneft", Tomsk, 03 March 2020*. Tomsk: OOO "Del'taplan", 2020, pp. 108-118. EDN CRJREL.
28. Vol'f A.A., Koba E.M., Makarov K.V. et al. Optimal'nye konstruktsii poiskovo-otsenochnykh skvazhin dlia regiona so slozhnymi termobaricheskimi usloviiami [Optimal designs of exploration and appraisal wells for a region with complex temperature and pressure conditions]. *Evraziiskoe Nauchnoe Ob"edinenie*, 2020, no. 12-8 (70), pp. 592-594. EDN PSWIZX.
29. Simone N. Corrêa, Francisco H.R. Bezerra, Vincenzo La Bruna, Mauro Ida, Rômulo C. Stohler, Mathieu A.G. Moriss, Tarsila B. Dantas, Fabio L. Bagni, Renata E.B. Araújo, Claudio Roisenberg, Francisco P. Lima-Filho. 3D geological modeling and reservoir production numerical simulation of multiple scenarios in fractured-karstified carbonate reservoirs using high-resolution outcrop characterization. *Geoenergy Science and Engineering*, 2025, vol. 251, 213866 p. DOI: 10.1016/j.geoen.2025.213866
30. Fanxiang Xu., Hajibeygi Hadi, Lambertus J. Sluys, Multiscale extended finite element method (MS-XFEM): Analysis of fractured geological formations under compression. *Journal of Computational Physics*, 2025, vol. 533, 113998 p. DOI: 10.1016/j.jcp.2025.113998
31. Wang Mingyang, Wang Congcong, Wang Enzhi, Liu Xiaoli, Lu Yuhang. HVPS-DFN-DL: Intelligent capture and characterization of geological fracture outcrops based on a hybrid vision-photogrammetric system and discrete fracture network. *Journal of Industrial Information Integration*, 2024, vol. 42, 100685 p. DOI: 10.1016/J.JII.2024.100685
32. Luyu Wang, Weizhong Chen, Cornelis Vuik. A 3D framework for geological media with multiple intersected fractures: Coupled Darcy flow and Fickian diffusion. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2025. DOI: 10.1016/J.JRMGE.2024.11.043
33. Qi-Qiang Ren, Jin-Liang Gao, Peng Zhu, Meng-Ping Li, Jian-Wei Feng, Qiang Jin, San Zhang. A novel fracture-cavity reservoir outcrop geological knowledge base construction method considering parameter collection and processing, mutual transformation of data-knowledge, application and update. *Petroleum Science*, 2024, vol. 21, iss. 4, pp. 2184-2202. DOI: 10.1016/J.PETSCI.2024.02.009
34. Roberto Emanuele Rizzo, Nathaniel Forbes Inskip, Hossein Fazeli, Peter Betlem, Kevin Bisdom, Niko Kampman, Jeroen Snippe, Kim Senger, Florian Doster, Andreas Busch. Modelling geological CO2 leakage: Integrating fracture permeability and fault zone outcrop analysis. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2024, vol. 133, 104105 p. DOI: 10.1016/J.IJGGC.2024.104105
35. Ce Li, Jianlong Sheng, Zuyang Ye, Xincheng Fan, Qingli Fan. Investigation of REV scale and anisotropy for 2D permeable fracture Networks: The role of geological entropy. *Journal of Hydrology*, 2024, vol. 633, 130980 p. DOI: 10.1016/J.JHYDROL.2024.130980
36. Chuangbing Zhou, Zuyang Ye, Chi Yao, Xincheng Fan, Feng Xiong. Estimation of the anisotropy of hydraulic conductivity through 3D fracture networks using the directional geological entropy. *International Journal of Mining Science and Technology*, 2024, vol. 34, iss. 2, pp. 137-148. DOI: 10.1016/J.IJMST.2024.01.004
37. Song Xiankun, Liu Yuetian, Yang Xiaowen, Yuan Hai, Fan Pingtian, Liu Xinju. Quantifying the impact of geological and construction factors on hydraulic fracture dynamics in heterogeneous rock layers using the phase field method. *Computers and Geotechnics*, 2024, Vol. 169, 106223 p. DOI: 10.1016/J.COMPGEO.2024.106223
38. Peng Tan, Zhao-Wei Chen, Liu-Ke Huang, Qing Zhao, Sha-Rui Shao. Evaluation of the combined influence of geological layer property and in-situ stresses on fracture height growth for layered formations. *Petroleum Science*, 2024, vol. 21, iss. 5, pp. 3222-3236. DOI: 10.1016/j.petsci.2024.07.014
39. Hongwen Luo, Haitao Li, Junchao Wang, Chao Su, Ying Li, Xiaoping Zhu. A fuzzy system of candidate completion methods selection for multi-fractured horizontal wells in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 171, pp. 175-195. DOI: 10.1016/J.PETROL.2018.07.028
40. Zhong Li, Renjun Xie, Yi Wu, Junliang Yuan. Progress and prospect of CNOOC's oil and gas well drilling and completion technologies. *Natural Gas Industry B*, 2022, vol. 9, iss. 2, pp. 209-217. DOI: 10.1016/j.ngib.2021.08.020
41. Nnaemeka Princewill Ohia, Chadi Paul, Emmanuel Asolo, Taiwo Adetomiwa Adewa, Chidimma Favour Chukwu, Paschal Ateb Ubi, Daniel Hogan Itam, Daniel Ugochukwu Nnaji. Artificial intelligence-driven fuzzy logic approach for optimal well selection in gas lift design: A brown field case study. *Results in Engineering*, 2025, vol. 25, 103927 p. DOI: 10.1016/J.RINENG.2025.103927
42. Xu Zeng, Tao Yang, Jian-Wei Feng, Cong-Sheng Bian, Ming Guan, Wei Liu, Bing-Cheng Guo, Jin Dong. Development characteristics and controlling factors of fractures in lacustrine shale and their geological significance for evaluating shale oil sweet spots in the third member of the Shahejie Formation in the Qikou Sag, Bohai Bay Basin. *Petroleum Science*, 2024, vol. 21, iss. 2, pp. 791-805. DOI: 10.1016/J.PETSCI.2023.10.029
43. Junlong LIU, Zhongqun LIU, Zhenfeng LIU, Yali LIU, Baojian SHEN, Kaihua XIAO, Youyi BI, Xiaowen WANG, Ai WANG, Lingxiao FAN, Jitong LI. Geological characteristics and models of fault-fold-fracture body in deep tight sandstone of the second member of Upper Triassic Xujiahe Formation in Xinchang structural belt of Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, vol. 50, iss. 3, pp. 603-614. DOI: 10.1016/S1876-3804(23)60413-6

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