ISSN 2712-8008
Том / Volume 26 №2 2026
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2026

Расчет приведенной плотности сетки скважин с учетом техногенных трещин в нагнетательных скважинах

А.А. Изотов[1], С.Ф. Мулявин[2]

[1]РН-Геология Исследования Разработка (Российская Федерация, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42)

[2]Тюменский индустриальный университет (Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38)

Calculation of the Reduced Well Pattern Density Taking Into Account Man-Made Fractures in Injection Wells

Aleksey A. Izotov[1], Semyon F. Mulyavin[2]

[1]RN-Geology Research Development (42 Maxim Gorky st., Tyumen, 625048, Russian Federation)

[2]Tyumen Industrial University (38 Volodarskogo st., Tyumen, 625000, Russian Federation)

Получена / Received: 02.10.2025. Принята / Accepted: 08.12.2025. Опубликована / Published: 14.05.2026

Ключевые слова:
плотность сетки скважин, заводнение, автоГРП, техногенная трещина, коэффициент охвата вытеснением, обводнение добывающих скважин, коэффициент извлечения нефти, ориентация техногенных трещин, проводимость трещины.

В инженерных методиках проектирования заводнения обычно предполагается неизменность геометрии потоков с применением классического определения коэффициента охвата. На практике же в нагнетательных скважинах часто формируются протяжённые техногенные трещины, которые радикально изменяют распределение потоков, могут приводить к раннему прорыву воды, локальному перераспределению давления и снижению фактического коэффициента охвата. В настоящей работе предложена методика, учитывающая два взаимосвязанных поправочных фактора при расчёте плотности сетки скважин: 1) геометрический множитель, моделирующий эквивалентный вклад протяжённой техногенной трещины от нагнетательной скважины в суммарную зону охваченную воздействием; 2) понижающий коэффициент к базовому коэффициенту охвата, зависящий от полудлины трещины, её ориентации относительно добывающих скважин и безразмерной проводимости трещины. Методика формализует влияние ориентации трещины: при трещинах, направленных в сторону добывающих скважин, модель показывает ухудшение охвата и ускорение обводнения, при трещинах, ориентированных под 90° к добывающим, возможны локальные улучшения охвата за счёт более равномерного вытеснения. Предложенная методика позволяет корректно учитывать плотность сетки скважин, как следствие, корректно планировать систему разработки на начальной стадии проектирования.

Keywords:
well pattern density, waterflooding, auto-fracturing, man-made fracture, displacement sweep efficiency, water flooding of production wells, oil recovery factor, orientation of man-made fractures, fracture conductivity.

Engineering methodologies for waterflooding design typically assume a constant flow geometry using the classical definition of sweep efficiency. In practice, however, extended man-made fractures often form in injection wells, radically altering the flow distribution and potentially leading to early water breakthrough, localized pressure redistribution, and a reduction in the actual sweep efficiency. This paper proposes a methodology that takes into account two interrelated correction factors when calculating well pattern density: 1) a geometric multiplier modeling the equivalent contribution of an extended man-made fracture from an injection well to the total area covered by the impact; 2) a reduction factor to the baseline sweep efficiency, dependent on the fracture half-length, its orientation relative to the production wells, and the dimensionless fracture conductivity. The methodology formalizes the influence of fracture orientation: for fractures oriented toward producing wells, the model shows reduced coverage and accelerated water cuts. For fractures oriented at 90° to producing wells, localized improvements in coverage are possible due to more uniform displacement. The proposed methodology allows for the accurate consideration of well pattern density, and therefore, for the correct planning of the development system at the initial design stage.

Изотов Алексей Александрович (Author ID in Scopus: 36709768000, ORCID: 0009-0006-9489-3410), e-mail: aaizotov@rn-gir.rosneft.ru.
Мулявин Семен Федорович (Author ID in Scopus: 57196261855, ORCID: 0000-0003-4768-8511) – доктор технических наук, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru. Контактное лицо для переписки.

Aleksey A. Izotov (Author ID in Scopus: 36709768000, ORCID: 0009-0006-9489-3410), e-mail: aaizotov@rn-gir.rosneft.ru.
Semyon F. Mulyavin (Author ID in Scopus: 57196261855, ORCID: 0000-0003-4768-8511) – Doctor of Science, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru. The contact person for correspondence.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Изотов, А.А. Расчет приведенной плотности сетки скважин с учетом техногенных трещин в нагнетательных скважинах / А.А. Изотов, С.Ф. Мулявин // Недропользование. – 2026. – Т. 26, № 2. – С. 107–113. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.2.3

Please cite this article in English as:
Izotov A.A., Mulyavin S.F. Calculation of the Reduced Well Pattern Density Taking Into Account Man-Made Fractures in Injection Wells. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering , 2026, vol. 26, no. 2, pp. 107–113. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.2.3

Введение

Коэффициент охвата вытеснением ($K_{охв}$) это ключевой показатель эффективности заводнения, который рассматривается как совокупность двух коэффициентов – охвата вытесняющим агентом по площади ($K_{охв}$ s) и по разрезу ($K_{охв}$ h) [1–4]. Стандартные расчёты предполагают фиксированную геометрию потоков в элементах системы и опираются на понятие радиуса дренирования скважины [5–7]. Всё больше работ показывают, что при длительной закачке воды, вокруг нагнетательных скважин, особенно в низкопроницаемых коллекторах, формируются и развиваются создаваемые энергией воды техногенные трещины [8–10]. Они ориентируются по направлению максимальных горизонтальных напряжений и могут достигать нескольких сотен метров, существенно меняя пути фильтрации [11–13]. С одной стороны, при благоприятной ориентации такие трещины могут содействовать повышению охвата пласта за счет большей площади фильтрации и распределения потока в объеме пласта (т.е. увеличение охвата по площади $K_{охв}$ s), с другой – могут стать причиной опережающего проектного обводнения добывающей скважины, забой которой расположен на траектории развития трещины (т.е. снижение эффективного охвата по разрезу $K_{охв}$ h)[14–17]. При этом существует методический пробел. В типовых схемах расчёта плотности сетки скважин (ПСС) и коэффициента охвата вклад техногенных трещин не учитывается. Между тем исследования и моделирование показывают, что динамика развития техногенных трещин распространённое и нередко определяющее явление в системах заводнения, особенно в низкопроницаемых терригенных коллекторах [18–20].

Методы решения

ПСС в значительной степени влияет на коэффициент охвата и конечный коэффициент извлечения нефти (КИН). Существует достаточное количество эмпирических уравнений, связывающих ПСС и $K_{охв}$ [21, 22]. Для сопоставления и выявления причин различной выработки запасов в схожих коллекторах бывает недостаточно сравнить отборы и обводненность. Сложные системы размещения скважин, сочетающие наклонно-направленные и горизонтальные скважины, различные направления и расстояния между ними, не позволяют оценить конечный охват, не приводя сравнение к единому базису. Для этого введено понятие приведенной ПСС.

Так, в работе [23] С.Ф. Мулявиным введено определение плотности сетки при разбуривании горизонтальными скважинами для нефтяных и газовых терригенных пластов малой толщины, которая рассчитывается по формуле:

$$S_v = S_{залежи} / \left(N_{ВС} + a(L) \cdot N_{ГС}\right), \quad (1)$$

где S_v – плотность сетки ГС, м^2/скв; $S_{залежи}$ – площадь залежи, м^2; $N_{ВС}$, $N_{ГС}$ – количество вертикальных и горизонтальных скважин; $a(L)$ – функция, учитывающая влияние длины ГС на плотность сетки скважин:

$$a(L) = \left(\pi \cdot R_k^2 + 2 \cdot L \cdot R_k\right) h / \left(\pi \cdot R_k^2 \cdot h\right) = \sin(\alpha) \frac{2L}{\pi R_k}, \quad (2)$$

где a – зенитный угол ГС, рад; R_k – радиус дренирования скважины, м; L – длина горизонтального ствола скважины, м. В частном случае при зенитном угле $a = 0$ оценивается обычная плотность сетки вертикальных скважин. Предлагается принимать параметр $a = 2{,}3$ при длине скважины 400 м и зенитном угле 90°. При длине ствола 1000 м параметр имеет значение, равное 4,2.

Данная формула нашла широкое применение при расчете плотности сетки скважин в задачах проектирования разработки месторождений.

Авторами предлагается совершенствование формулы плотности сетки (1) с учетом техногенных трещин. В [23] горизонтальная скважина учитывается как эквивалент нескольких вертикальных через множитель (2), где площадь дренирования горизонтальной скважины представлена как $\pi R_k^2 + 2LR_k$.

Для удобства, разделим скважины на три группы:

- $N_{ВС}$ – вертикальные без трещин;
- $N_{ГС}$ – горизонтальные без трещин (как в (1));
- $N_{ВТ}$ – вертикальные с двукрылой трещиной эффективной полудлины x_f.

Тогда число эквивалентных вертикальных скважин:

$$N_{ЭФФ} = N_{ВС} + a(L) N_{ВС} + a_F\left(x_f, \theta, F_{cd}, h_f / H\right) N_{ВТ}, \quad (3)$$

где x_f – полудлина трещины, м; Θ – угол между направлением трещины и скважиной, F_{cd} – проводимость трещины; h_f/H – отношение высоты трещины к нефтенасыщенной толщине пласта; $a_F(x_f, \Theta, F_{cd}, h_f/H)$ – функция, учитывающая влияние трещин на плотность сетки скважин.

Искомая плотность сетки:

$$S^* = S_{залежи} / N_{ЭФФ}. \quad (4)$$

В той же геометрической логике, что и для горизонтальных скважин, контур питания двукрылой вертикальной трещины длиной $2x_f$ аппроксимируем как $\pi R_k^2 + 4x_f \cdot R$. Эквивалент скважин $a_F^{(0)}(x_f)$ соответственно:

$$a_F^{(0)}\left(x_f\right) = \left(\pi \cdot R_k^2 + 4x_f \cdot R_k\right) / \left(\pi \cdot R_k^2\right) = 1 + 4x_f / \left(\pi \cdot R_k\right). \quad (5)$$

Однако на охват и распределение потоков дополнительно влияют: для нагнетательных скважин: ориентация трещины в плане, относительно добывающих (θ), полудлина трещины относительно расстояния между скважинами x_f/d, её проводимость (через безразмерную проводимость F_{cd}) и охват по разрезу (отношение высоты трещины к эффективной нефтенасыщенной толщине h_f/H).

Введем физически обоснованные поправки (рис. 1):

1. Θ – угол между траекторией трещины и главной линией тока между скважинами. Данная поправка учитывает ориентацию для нагнетательных скважин: трещина, направленная на добывающие скважины, может снижать охват [24–28].

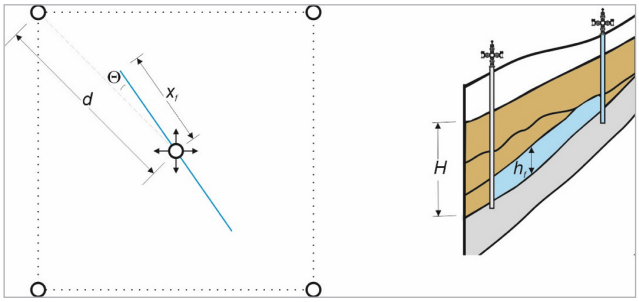


Рис. 1. Схема скважины с трещиной, поясняющая поправки

Согласно Р.И. Медведскому [29], «по мере увеличения размера трещины время начала обводнения добывающей скважины стремительно сокращается, как и следует из интуитивных представлений». Очевидно, это влияние определяется расстоянием между концом трещины и забоем добывающей скважины. В работе [29] выведена формула, описывающая время движения частицы жидкости вдоль линии тока от конца трещины до забоя добывающей скважины:

$$t = \frac{2\pi m}{q}\int_{x_f}^{d}\frac{(d-r)\left(r^2-x_f^2\right)}{4dr-r^2-x_f^2}dr, \qquad (6)$$

где m – пористость, d – расстояние между скважинами, x_f – полудлина трещины, q – мощность точечного источника с соответствующим знаком.

Когда частица воды пройдет расстояние от нагнетательной скважины до добывающей, то последняя начнет обводняться. Результат вычисления поправки $b(x_f)$ по формуле (6) приведен на рис. 2, значение относительного времени обводнения используется в качестве поправочного коэффициента, учитывающего длину трещины.

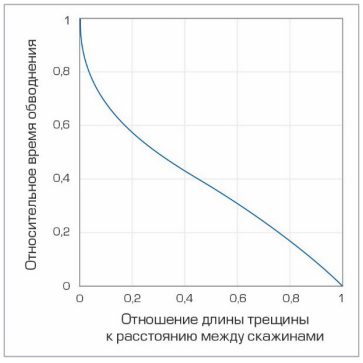


Рис. 2. Относительное время начала обводнения [29]

Увеличение протяженности трещины сокращает время обводнения добывающей скважины. Образование сквозной трещины, когда $x_f = d$ обводняет скважину, вне зависимости от степени выработки запасов. Это согласуется с моделями и промысловыми наблюдениями влияния техногенных трещин на охват [30–34].

Длина техногенных трещин в нагнетательных скважинах может быть определена, например, по результатам гидродинамических исследований методом падения давления [35–38]. Для практического использования Θ можно позаимствовать, например, по результатам акустического каротажа, микросейсмических исследований, геомеханического моделирования, где влияние ориентации трещин на охват подтверждено моделями и промысловым опытом [39–48].

2. F_{cd} – проводимость. Здесь используется функция $F_{cd}/(1+F_{cd})$, принимающая значения в интервале (0…1). При $F_{cd} \gg 1$ трещина практически «бесконечной» проводимости; при малых F_{cd} проводимость резко снижается. F_{cd} стандартно определяется как $F_{cd} = k_f \cdot w_f / k \cdot x_f$ [49].

Типовые значения F_{cd} можно взять из оценки k_f, w_f и матричной проницаемости [50].

3. h_f/H – охват по толщине: если высота трещины меньше нефтенасыщенной толщины пласта, то эффективный охват пропорционален h_f/H.

Для практического использования оценка параметров множителя (3) может быть выполнена следующим образом:

• R_k – из площади на одну вертикальную скважину (для шага 500 × 500 м получаем $R_k \approx 282$ м) [51];

• x_f, h_f – по падению давления (fall-off) на нагнетательных скважинах [52, 53] и/или истории закачки [54].

В результате функция (поправки), учитывающая влияние трещин на плотность сетки, скважин будет иметь следующий вид:

$$\alpha_F = \alpha_F^{(0)}\left(x_f\right)\cdot b\left(x_f\right)\cdot\left|\cos\theta\right|\cdot\frac{F_{cd}}{1+F_{cd}}\cdot\frac{h_f}{H}. \qquad (7)$$

Таким образом, для расчета для расчета приведенной плотности сетки, учитывающей техногенные трещины. Авторы предлагают следующую формулу:

$$S = S_{\text{залежи}}/N_{\text{ЭФФ}} \qquad (8)$$

где $N_{\text{ЭФФ}} = N_{\text{ВС}} + a_H\left(L\right)N_{\text{ГС}} + a_F\left(x_f,\theta,F_{cd},h_f/H\right)N_{\text{ВТ}}$, (9)

$$a_F\left(x_f,\theta,F_{cd},h_f/H\right) = \frac{1+4x_f}{\left(\pi\cdot R_k\right)\cdot b\left(x_f\right)\cdot\left|\cos\theta\right|\cdot\frac{F_{cd}}{1+F_{cd}}\cdot\frac{h_f}{H}}. \qquad (10)$$

Анализ результата. Эффект

Рассчитаем эквивалент вертикальных скважин для пятиточечной и семиточечной систем разработки с расстоянием между добывающими скважинами 500 м, с учетом образования техногенной трещины в нагнетательной скважине. И сопоставим результат с принятым расчетом по формуле (2).

Для одной пятиточечной ячейки 500 × 500 м с четырьмя добывающими (обычные вертикальные, вес = 1 каждая) и одной нагнетательной с трещиной получаем:

$N_{\text{ЭФФ}} = 4 + a_F$, $S^*/S_{\text{без трещины}} = 2/(4+a_F)$, где S^* – «эффективная» плотность (м^2/скв.) с учётом трещины, отношение < 1 означает более плотную эквивалентную сетку.

Примем $F_{cd} = 1$; $h_f/H = 1$, ориентация техногенной трещины в направлении пары добывающих скважин $\theta = 0$, $\cos(\theta) = 1$. Значение $b(x_f)$ для длин трещин 0, 100, 200, 300, 400 м согласно [29] и соответственно 0; 0,59; 0,41; 0,31, 0,18. Данный коэффициент применяется к скважинам, находящимся на одной линии с траекторией трещины. В нашем случае это две добывающие скважины. Аналогичный расчет выполнен для семиточечной системы разработки. Для расчета ПСС по формулам (1) и (4) примем площадь залежи 500 000 м^2, количество ННС 5 и 7 соответственно.

Таким образом, если считать по классической формуле расчета ПСС, то наличие техногенных трещин в скважинах не влияет на её величину. В частном случае отсутствия ГС, формула (2) также дает аналогичный результат (табл. 1, 2). Если считать приведенную ПСС по предлагаемой методике, то, например, при $x_f = 300$ м одна нагнетательная скважина с трещиной эквивалентна $a_F \approx 1{,}96$ вертикальной скважины. Это объясняется большей площадью фильтрации и распределению потока вглубь пласта [55, 56].

При правильной ориентации и растущей полудлине трещины эквивалентное число скважин увеличивается, а плотность сетки скважин снижается: трещины начинают «уплотнять» сетку. Тогда весь элемент эквивалентен $N_{\text{ЭФФ}} \approx 5{,}96$ вертикальным. Эквивалентная плотность сетки уменьшается до ~0,84 от базовой (т.е. сетка «уплотняется» на ~16 %).

Таблица 1

Результаты расчета для пятиточечной системы разработки

Полудлина трещины x_f, м	ПСС, га/скв [8]	a_F	$N_{ВС}$	$N_{ВС} \cdot f\left(\frac{x_f}{d}\right)$	$N_{ЭФФ} = N_{ВС} + N_{ВС} b(x_f) + a_F$	Отн. плотность $S^*/S_{без\ трещины}$	Авторский подход: приведенная ПСС, га/скв с учетом трещин
0	10	1,000	2	2	5,00	1,000	10,0
100	10	1,319	2	1,18	4,50	0,899	9,0
200	10	1,638	2	0,82	4,46	0,892	8,9
300	10	1,957	2	0,62	4,58	0,915	9,2
400	10	2,277	2	0,36	4,64	0,927	9,3

Таблица 2

Результаты расчета для семиточечной системы разработки

Полудлина трещины x_f, м	ПСС, га/скв [8]	a_F	$N_{ВС}$	$N_{ВС} \cdot f\left(\frac{x_f}{d}\right)$	$N_{ЭФФ} = N_{ВС} + N_{ВС} b(x_f) + a_F$	Отн. плотность $S^*/S_{без\ трещины}$	Авторский подход: приведенная ПСС, га/скв с учетом трещин
0	7,1	1,000	4	2	7,00	1,000	7,1
100	7,1	1,319	4	1,18	6,50	0,928	6,6
200	7,1	1,638	4	0,82	6,46	0,923	6,6
300	7,1	1,957	4	0,62	6,58	0,940	6,7
400	7,1	2,277	4	0,36	6,64	0,948	6,7

С одной стороны, при благоприятной ориентации такие трещины могут содействовать повышению охвата пласта [57, 58] за счет большей площади фильтрации и распределения потока в объеме пласта (т. е. увеличение охвата по площади). С другой – могут стать причиной опережающего проектного обводнения добывающей скважины, забой которой расположен на траектории развития трещины (т.е. снижение эффективного охвата по разрезу). Влияние трещины начинает нивелироваться потерей охвата для добывающих скважин, так как опережающее обводнение блокирует подвижные запасы в окрестности скважины. Это подчёркивает важность контроля ориентации трещин и сетки скважин [59, 60].

Предложенная авторами формула позволяет корректно учитывать плотность сетки скважин, как следствие, корректно планировать систему разработки на начальной стадии проектирования. А это в свою очередь дает возможность обеспечить достижение проектной нефтеотдачи при потенциальном сокращении капитальных затрат на бурение нагнетательных скважин при создании ориентированных трещин.

Заключение

1. Обосновано новое понятие при проектировании разработки: плотность сетки скважин с техногенными трещинами.

2. Предложена методика оценки коэффициента охвата учитывающая наличие техногенных трещин в наклонно направленных скважинах.

3. Предложен способ расчета охвата и плотности сетки скважин с техногенными трещинами.

Список литературы

1. Chappell, D. Waterflooding: Design and Development / D. Chappell// Society of Petroleum Engineers. – 2020. – Jan. DOI: 10.2118/9781613998021.
2. Warner, H.R. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding / H.R. Warner // Society of Petroleum Engineers. – 2015. DOI: 10.2118/9781613994214.
3. Datta-Gupta, Akhil. Streamline Simulation: Theory and Practice / Akhil Datta-Gupta, Michael King // Society of Petroleum Engineers. – 2007. DOI: 10.2118/9781555631116.
4. Обоснование систем разработки и их технологических параметров в условиях освоения трудноизвлекаемых запасов / М. М. Хасанов, А. М. Шагиахметов, Д. Е. Осадчий, В. А. Смирнов // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 12. – С. 39–43. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-12-39-43. – EDN MOTLGD
5. Post Frac Permeability and Drainage Area Estimation in Tight Gas Reservoirs Through Type Curves for Optimization of Economic Model / Zafar Jahangeer, Hussain Shah, Syed Shabbir, Ahmed, Raheel, Awase, Azar, Sabir, Umais, and Hafiz Muhammad Arsalan Ullah // Paper presented at the ADIPEC, Abu Dhabi, United Arab Emirates. – 2025. – November. DOI: 10.2118/229599-MS
6. Analysis of Production Data from Communicating Multifractured Horizontal Wells Using the Dynamic Drainage Area Concept /Ahmadi Hossein, Clarkson, Christopher R., Hamdi, Hamidreza, Hamid Behmanesh // SPE Res Eval & Eng. – 2021. – Vol. 24. – P. 495–513. DOI: 10.2118/199987-PA
7. A Practical Model for Production Forecast of Fractured Vertical Well in Coal bed Methane Reservoirs: Dynamic-Drainage-Area Concept / Sun Zheng, Wu, Keliu, Shi, Juntai, Fu, Jin, Shao, Changchun, Zhou, Yu, Liu, Chengyuan, Jia, Yanran, Fang, Jinhui, Ming Lv. // Paper presented at the Offshore Technology Conference Brasil, Rio de Janeiro, Brazil. – 2019. – October. DOI: 10.4043/29877-MS
8. Optimizing Recovery for Waterflooding Under Dynamic Induced Fracturing Conditions / van den Hoek, P. J., Al-Masfry, R. A., Zwarts, D., Jansen, J. D., Hustedt, B., and L. van Schijndel // SPE Res Eval & Eng. – 2009. – Vol. 12. – P. 671–682. DOI: 10.2118/110379-PA
9. Induced Fracturing in Reservoir Simulations: Application of a New Coupled Simulator to Waterflooding Field Examples / Hustedt Bernard, Zwart's, Dirk, Bjorndal, Hans-Petter, Al- Masfry, Rashid Ahemed, and Paul Jacob van den Hoek // Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Erudition. – San Antonio, Texas, USA, September, 2006. DOI: l0.2118/102467-MS

10. Разработка низкопроницаемых объектов Приобского месторождения в условиях образования техногенных трещин автоГРП / И.Я. Якупов, Е.Л. Егоров, И.И. Родионова [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 6(91). – С. 67–71. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-67-71. – EDN COOAMB.
11. The Myths of Waterfloods, EOR Floods and How to Optimize Real Injection Schemes / Baker Richard, Dieva, Rous, Jobling, Robert, Crystal Lok // Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference. – Tulsa, Oklahoma, USA, April 2016. DOI: 10.2118/179536-MS
12. Numerical Modeling of Waterflood Induced Fractures in Fractured Tight Reservoirs: Field Cases in as oilfield, China / Cai Dingning, Cheng, Shiqing, Bai, Wenpeng, Wei, Cao, Guo, Xinyang, and Yang Wang // Paper presented at the GOTECH. – Dubai, UAE, May, 2024. DOI: 10.2118/219387-MS
13. Янин, А.Н. Влияние направления трещин гидроразрыва пласта на показатели эксплуатации скважин / А.Н. Янин, С.А. Черевко // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 12.
14. Изотов, А.А. Влияние трещин авто-ГРП на коэффициент нефтеизвлечения и его прогнозирование / А.А. Изотов, Д.Г. Афонин // Нефтяная провинция. – 2021. – № 4–1 (28). – С. 109–121. DOI: 10.25689/NP.2021.4.109-121. – EDN ZHSQOP.
15. Numerical Simulation Study on Fracture Propagation Induced Flooding in Tight Reservoirs / Peng, Yan, Lv, Peihong, and Shengjie Wei // Paper presented at the 57th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – Atlanta, Georgia, USA, June, 2023. DOI: 10.56952/ARMA-2023-0397
16. Dynamic Fractures in Tight Low-Permeability Oil Sandstone Reservoirs / Li, Jiahong, Song, Xinmin, Yu, Tao, Hou, Jianfeng, and Zhengdong Lei // Paper presented at the SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition. – Abu Dhabi, UAE, May, 2017. DOI: 10.2118/185992-MS
17. Integrated Data Analysis and Dynamic Fracture Modeling Key To Understanding Complex Waterfloods: Case Study of the Pierce Field, North Sea / B. Hustedt [et al.] // SPE Res Eval & Eng. – 2010. – Vol. 13. – P. 82–94. DOI: 10.2118/132440-PA
18. Изотов, А. А. О взаимосвязи факторов, влияющих на эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов с применением заводнения / А. А. Изотов, Д. Г. Афонин // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 12. – С. 106–109. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-12-106-109. – EDN VMMSGY.
19. Impact of Production Scheme on Pressure-Sensitive Reservoirs After Hydraulic Fracturing / Liu, Sen, Zheng, Leyi, Li, Wenjie, He, Jiajun, and Tianbo Liang // Paper presented at the 57th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – Atlanta, Georgia, USA, June, 2023. DOI: 10.56952/ARMA-2023-0455
20. Izgec, Bulent. Injector Well Performance Optimization / Bulent Izgec, R.S. Prasad, Jim Ross // Paper presented at the Offshore Technology Conference. – Houston, Texas, USA, May, 2023. DOI: 10.4043/32442-MS
21. Express method for determining development system parameters taking into account geological heterogeneity (Russian) / E. A.Spirina, S.A. Rabtsevich, D.R. Mulyukov, A.V. Kolonskikh // OIJ. – 2020. – Vol. 2020. – P. 54–57. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-3-54-57
22. Onoyase, Akpevwen. Achieving World Class Oil Recovery Factors through the Application of Integrated Reservoir Management Best Practices – The Yoho IB1-Upper Reservoir Case Study / Akpevwen Onoyase, Sopreye Orupabo, Mkpasi Ernest // Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – Lagos, Nigeria, August, 2018. DOI: 10.2118/193499-MS
23. Мулявин С.Ф. Научно-методическое обоснование разработки залежей углеводородного сырья с трудноизвлекаемыми запасами: автореф. дис. … д-ра техн. наук: 25.00.17 / Мулявин Семен Федорович. – Томск, 2013. – 48 с.
24. Zhang, Junjing. Water-Induced Fracture Conductivity Damage in Shale Formations / Junjing Zhang, D. Zhu, A.D. Hill // Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. – The Woodlands, Texas, USA, February, 2015. DOI: 10.2118/SPE-173346-MS
25. Integrated Approach to Identify and Control the Water-Injection Induced Fractures in the Low-Permeability Reservoir / Jinfang Wang, Xingfan Zheng, Zhengmao Wang, Baozhu Li, Li Yong // Paper presented at the SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. – Astana, Kazakhstan, October, 2018. DOI: 10.2118/192595-MS
26. Chavez, J.C. Water Flooding Efficiency in a Scenario of Multiple Induced Fractures, an Applied Geomechanical Study / J.C. Chavez, J. Carruthers, P. McCurdy // Paper presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. – Kuala Lumpur, Malaysia, December, 2005. DOI: 10.2118/97526-MS
27. Modeling Water-Injection Induced Fractures in Reservoir Simulation / B. Hustedt, Y. Qiu, D. Zwarts, P. J. van den Hoek // Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dallas, Texas, October 2005. DOI: 10.2118/95726-MS
28. Impact of Shrinking Fracture Length and Decreasing Fracture Conductivity on Bottom-Hole Pressure Performance: A Semi-Analytical Model to Characterize Waterflood-Induced Fracture Around Water Injection Well / Y. Wang, S. Cheng, K. Zhang, H. Ayala, L.F., J. Qin, Y. He // Paper presented at the SPE Western Regional Meeting, Garden Grove. – California, USA, April 2018. DOI: 10.2118/190060-MS
29. Improvement of the efficiency of remaining oil reserves recovery at mature field / T.F. Manapov, A.A. Ruchkin, E.V. Ustyugova, A.N. Levanov // Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. – Moscow, Russia, October 2012. DOI: 10.2118/161968-MS
30. Gadde, Phani B. Growing Injection Well Fractures and Their Impact on Waterflood Performance / B. Phani Gadde, M. Mukul Sharma // Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans, Louisiana, September 2001. DOI: 10.2118/71614-MS
31. Опыт гидродинамического моделирования и обобщение результатов промысловых исследований развития трещин автоГРП в нагнетательных скважинах при рядной системе разработки / Г.Ф. Асалхузина, А.А. Мирзаянов, А.Р. Бикметова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 7. – С. 46–50. – DOI 10.24887/0028-2448-2023-7-46-50. – EDN ASFUTJ.
32. Integration of Fracturing Dynamics and Pressure Transient Analysis for Hydraulic Fracture Evaluation / N. Arihara, M. Abbaszadeh, C.A. Wright, M. Hyodo // Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Denver, Colorado, October 1996. DOI: 10.2118/36551-MS
33. Maximizing Production Efficiency: Geomechanical Assessment for Infill Well Optimization in Waterflood Developments in Crescent-Shaped Rim Structure Field, South of Oman / M. Aamri, A. Abri, M. Abry, A. Rawahi, F. Zaabi, S. Mandhari, Z. Rashdi // Paper presented at the International Geomechanics Conference. – Kuala Lumpur, Malaysia, November 2024. DOI: 10.56952/IGS-2024-0405
34. Ovens J.E.V. Making Sense of Water Injection Fractures in the Dan Field / J.E.V. Ovens, F. P.Larsen, D.R. Cowie // SPE Res Eval & Eng. – 1998. – Vol. 1. – P. 556–566. DOI: 10.2118/52669-PA
35. ctual and Optimal Hydraulic Fracture Design in a Tight Gas Reservoir / T. Zhang, W. Pang, J. Du, Y. He, Q. He, H.Liu, X. Feng, B. Song, C. A. Ehlig-Economides // Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. – The Woodlands, Texas, USA, February 2014. DOI: 10.2118/168613-MS]
36. Zhipeng Wang, Pressure-Transient Behavior of Vertical Wells Considering Dynamic Water Hammer and Dynamic Induced Fracture: Theory and Case Studies / Wang Zhipeng, Zhengfu Ning, Wenting Guo // ACS Omega. – 2023. – Vol. 8 (28). – P. 25549–25564. DOI: 10.1021/acsomega.3c03264
37. Methods of Research for the Development of Spontaneous Growth of Induced Fractures During Flooding in Low Permeability Reservoirs / A.Davletbaev, G. Asalkhuzina, D. Ivaschenko, A. Fedorov, G. Fursov, E. Nazargalin, A. Slabetsky, A. Sergeychev, I. Yamalov, E. Valeeva // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, October 2015. DOI: 10.2118/176562-MS
38. Опыт гидродинамического моделирования и обобщение результатов промысловых исследований развития трещин автоГРП в нагнетательных скважинах при рядной системе разработки / Г. Ф. Асалхузина, А. А. Мирзаянов, А. Р. Бикметова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 7. – С. 46–50. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-7-46-50. – EDN ASFUTJ.
39. Диагностика геометрии трещины авто-ГРП с помощью гидродинамических исследований / В.М. Кричевский, Р.А. Мингараев, А.Н. Никонорова, Л.А. Зинуров // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2023. – Т. 8 (2). – С. 90–96. DOI: 10.51890/2587-7399-2023-8-2-90-96
40. Давлетбакова, Л.А. Практическая значимость разновременных исследований / Л.А. Давлетбакова, Д.В. Шуваев, В.Ю. Климов // Гидродинамический и геофизический контроль динамики трещины ГРП нагнетательных скважин в низкопроницаемых коллекторах. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2023. – Т. 8(2). – С. 58–67. DOI: 10.5/890/2587-7399-2023-8-2-58-67
41. Evaluating Hydraulic Fracture Geometry from Sonic Anisotropy and Radioactive Tracer Logs / Michael P. Scott, Raymond L. Johnson, Ashish Datey, Craig Vandenborn, Robert A. Woodroof // Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – Brisbane, Queensland, Australia, October 2010. DOI: 10.2118/133059-MS
42. Analysis of Fracture Growth Induced by the Injection of Water Above the Fracture Pressure in Nonconsolidated Sandstones and Soft Carbonates – Deviations from the Linear Elastic Elastic Model or Why Can't I Inject Even Above the Fracture Pressure? / Pedroso, Carlos Alberto, Marques, Luiz Carlos do Carmo, Paixão, Luiz Carlos Alves da, Pires, Paulo Roberto da Motta, and Eurípedes Barsanulpho Luz // Paper presented at the 8th European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands, May 2009. DOI: 10.2118/122180-MS
43. Trimonova, M. The Main Tendencies of Water-Induced Hydraulic Fracture Propagation / M. Trimonova, N. Dubinya. // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, October 2015. DOI: 10.2118/176638-MS
44. Anand, A. Induced Fracture Modelling and Its Integration with Pressure Transient Analysis: Study for Shallow-water Offshore Field, South-East Asia – Part 1 / A. Anand, S.G. Subrahmanyam // Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – Abu Dhabi, UAE, November 2014. DOI: 10.2118/171882-MS
45. Hall, Morris. Surface Microseismic Monitoring of Slick Water and Nitrogen Fracture Stimulations, Arkoma Basin, Oklahoma / Morris Hall, Jo Ellen Kilpatrick // Paper presented at the SPE Unconventional Gas Conference. – Pittsburgh, Pennsylvania, USA, February 2010. DOI: 10.2118/132371-MS
46. Analysis of waterflooding performance in mature fields (Russian) / I.G. Fattakhov, A.S.Semanov, A.I. Kuleshova, L.S. Semanova, V.A. Iktissanov // OIJ. – 2023. – Vol. 2023. – P. 42–46. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-8-42-46
47. Wang, Dashun. Predicting Waterflooding Performance in Low-Permeability Reservoirs With Linear Dynamical Systems / Dashun Wang, Di Niu, Huazhou Andy Li // SPE J. – 2017. – Vol. 22. – P. 1596–1608. DOI: 10.2118/185960-PA
48. Waterflood Direction and Front Characterization With Four-Step Work Flow: A Case Study in Changqing Oil Field China / Youwei He, Shiqing Cheng, Lei Li, Guoquan Mu, Tiantian Zhang, Hainan Xu, Jiazheng Qin, Haiyang Yu // SPE Res Eval & Eng. – 2017. – Vol. 20. – P. 708–725. DOI: 10.2118/178053-PA
49. A Comprehensive Simulation Study of Hydraulic Fracturing Test Site 2 (HFTS-2): Part I – Modeling Pressure-Dependent and Time-Dependent Fracture Conductivity in Fully Calibrated Fracture and Reservoir Models / Li, Han (Jake), Han, Jichao, Tan, Jiasen, Jones, Matt, Zhao, Yu, Esmaili, Soodabeh, Bessa, Fadila, Sahni, Vinay, Pudugramam, Sriram, Liu, Shunhua, Li, Qian, and James Kessler // Paper presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. – Denver, Colorado, USA, June, 2023. DOI: 10.15530/urtec-2023-3864710

50. The Conductivity of Proppant and Impacts of Proppant Flowback on Fracture Conductivity in Different Conditions / Wang, Bin, Zan, Jingge, Liang, Tianbo, Pan, Zhikun, Liu, Sen, and Fujian Zhou // Paper presented at the 56th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – Santa Fe, New Mexico, USA, June, 2022. DOI: 10.56952/ARMA-2022-0325
51. Permadi, P. A Method to Estimate the Drainage Area of a Horizontal Well / P. Permadi, Errid Putra, Marolop Butarbutar. – 2000. DOI: 10.2118/64436-MS.
52. Mayerhofer, M.J. Pressure Transient Analysis of Fracture Calibration Tests / M.J. Mayerhofer, C.A. Ehlig-Economides, M.J. Economides // J Pet Technol. – 1995. – Vol. 47. – P. 229–234. DOI: 10.2118/26527-PA
53. BinAkresh, Saud A. Modeling Pressure-Transient Data for Characterizing the Formation Damage in Water Injection Wells Operating above the Fracturing Pressure / Saud A. BinAkresh, N.M. Rahman // Paper presented at the SPE European Formation Damage Conference and Exhibition. – Budapest, Hungary, June, 2015. DOI: 10.2118/174278-MS
54. Wilson, Adam. Common Mistakes Associated With Diagnostic Fracture Injection Tests / Adam Wilson// J Pet Technol. – 2014. – Vol. 66. – P. 106–109. DOI: 10.2118/0914-0106-JPT
55. Gadde, Phani B. Growing Injection Well Fractures and Their Impact on Waterflood Performance / Phani B. Gadde, Mukul M. Sharma // Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans, Louisiana, September, 2001. DOI: 10.2118/71614-MS
56. Wu, C.H. Waterflood Performance Projection Using Classical Waterflood Models / C.H. Wu // Paper presented at the SPE Production Technology Symposium. – Hobbs, New Mexico, November, 1988. DOI: 10.2118/18597-MS
57. Unstable Waterflood Performance Diagnostic Methods / Edwin Tillero, Mogollón, Jose Luis, Gomez, Delfín , and Hector Zambrano // Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference. – Tulsa, Oklahoma, USA, April 2018. DOI: 10.2118/190324-MS
58. Accurate Tool for IOR/EOR Screening and Estimating Target Recovery Factors / Ellen Zijlstra, Wunnik, John Van, Doren, Jorn Van, Bimani, Aisha Al, Wilson, Ove , and Sultan Al Shidhani // Paper presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – Muscat, Oman, March 2014. DOI: 10.2118/169653-MS
59. Improved Oil Recovery Methods: Applicability Screening and Potential Evaluation / Leonid M. Surguchev, Eva-Maria Reich, Roman A. Berenblyum, Anton A. Schipanov // Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. – Moscow, Russia, October, 2010. DOI: 10.2118/134742-MS
60. Integrated Brownfield Opportunity Identification Using the Efficiency Factor Approach / Russell Julier, Craig Smalley, Karen Van der Molen, Rene Roeterink // Paper presented at the SPE Europec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition. – Amsterdam, The Netherlands, October, 2021. DOI: 10.2118/205201-MS

References

1. Chappell D. Waterflooding: Design and Development. Society of Petroleum Engineers, 2020, Jan. DOI: 10.2118/9781613998021
2. Warner H.R. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Society of Petroleum Engineers, 2015. DOI: 10.2118/9781613994214
3. Datta-Gupta Akhil., King Michael. Streamline Simulation: Theory and Practice. Society of Petroleum Engineers, 2007. DOI: 10.2118/9781555631116
4. Khasanov M.M., Shagiakhmetov A.M., Osadchii D.E., Smirnov V.A. Obosnovanie sistem razrabotki i ikh tekhnologicheskikh parametrov v usloviiakh osvoeniia trudnoizvlekaemykh zapasov [Substantiation of development systems and their technological parameters in the conditions of production of hard-to-recover reserves of oil-gas-condensate field]. Neftianoe khoziaistvo, 2021, no. 12, pp. 39-43. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-12-39-43. EDN MOTLGD
5. Jahangeer Zafar, Shah Hussain, Shabbir Syed, Ahmed Raheel, Awase Azar, Sabir Umais, Hafiz Muhammad Arsalan Ullah. Post Frac Permeability and Drainage Area Estimation in Tight Gas Reservoirs Through Type Curves for Optimization of Economic Model. Paper presented at the ADIPEC, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2025. November. DOI: 10.2118/229599-MS
6. Hossein Ahmadi, Clarkson Christopher R., Hamdi Hamidreza, Hamid Behmanesh. Analysis of Production Data from Communicating Multifractured Horizontal Wells Using the Dynamic Drainage Area Concept. SPE Res Eval & Eng., 2021, vol. 24, pp. 495-513. DOI: 10.2118/199987-PA
7. Sun Zheng, Wu Keliu, Shi Juntai, Fu Jin, Shao Changchun, Zhou Yu, Liu Chengyuan, Jia Yanran, Fang Jinhui, Ming Lv. A Practical Model for Production Forecast of Fractured Vertical Well in Coal bed Methane Reservoirs: Dynamic-Drainage-Area Concept. Paper presented at the Offshore Technology Conference Brasil, Rio de Janeiro, Brazil, 2019, October. DOI: 10.4043/29877-MS
8. Van den Hoek P.J., Al-Masfry R.A., Zwarts D., Jansen J.D., Hustedt B., Van Schijndel L. Optimizing Recovery for Waterflooding Under Dynamic Induced Fracturing Conditions. SPE Res Eval & Eng., 2009, vol. 12, pp. 671-682. DOI: 10.2118/110379-PA
9. Hustedt Bernard, Zwart's Dirk, Bjorndal Hans-Petter, Al- Masfry Rashid Ahemed, Paul Jacob van den Hoek. Induced Fracturing in Reservoir Simulations: Application of a New Coupled Simulator to Waterflooding Field Examples. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Erudition. San Antonio, Texas, USA, September, 2006. DOI: l0.2118/102467-MS
10. Iakupov I.Ia., Egorov E.L., Rodionova I.I. et al. Razrabotka nizkopronitsaemykh ob"ektov Priobskogo mestorozhdeniia v usloviiakh obrazovaniia tekhnogennykh treshchin avtoGRP [Development of low-permeability objects of the Priobskoye field in the conditions of the formation of auto-hydraulic fracturing technogenic fractures]. Ekspozitsiia Neft' Gaz, 2022, no. 6 (91), pp. 67-71. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-67-71. EDN COOAMB.
11. Baker Richard, Dieva Rous, Jobling Robert, Crystal Lok the Myths of Waterfloods, EOR Floods and How to Optimize Real Injection Schemes. Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference. Tulsa, Oklahoma, USA, April 2016. DOI: 10.2118/179536-MS
12. Cai Dingning, Cheng Shiqing, Bai Wenpeng, Wei Cao, Guo Xinyang, Yang Wang. Numerical Modeling of Waterflood Induced Fractures in Fractured Tight Reservoirs: Field Cases in as oilfield, China. Paper presented at the GOTECH. Dubai, UAE, May, 2024. DOI: 10.2118/219387-MS
13. Ianin A.N., Cherevko S.A. Vliianie napravleniia treshchin gidrorazryva plasta na pokazateli ekspluatatsii skvazhin [The Influence Of The Hydrofracturing Cracks Direction On The Performance Indicators Of Wells]. Territoriia Neftegaz, 2016, no. 12.
14. Izotov A.A., Afonin D.G. Vliianie treshchin avto-GRP na koeffitsient nefteizvlecheniia i ego prognozirovanie [Effects of self-induced hydraulic fractures on oil recovery factor and recovery prediction]. Neftianaia provintsiia, 2021, no. 4-1 (28), pp. 109-121. DOI: 10.25689/NP.2021.4.109-121. EDN ZHSQOP.
15. Peng Yan, Lv. Peihong, Shengjie Wei. Numerical Simulation Study on Fracture Propagation Induced Flooding in Tight Reservoirs. Paper presented at the 57th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. Atlanta, Georgia, USA, June, 2023. DOI: 10.56952/ARMA-2023-0397
16. Li Jiahong, Song Xinmin, Yu Tao, Hou Jianfeng, Zhengdong Lei Dynamic Fractures in Tight Low-Permeability Oil Sandstone Reservoirs. Paper presented at the SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition. Abu Dhabi, UAE, May, 2017. DOI: 10.2118/185992-MS
17. Hustedt B. et al. Integrated Data Analysis and Dynamic Fracture Modeling Key To Understanding Complex Waterfloods: Case Study of the Pierce Field, North Sea. SPE Res Eval & Eng., 2010, vol. 13, pp. 82-94. DOI: 10.2118/132440-PA
18. Izotov A.A., Afonin D.G. O vzaimosviazi faktorov, vliiaiushikh na effektivnost' razrabotki nizkopronitsaemykh kollektorov s primeneniem zavodneniia [The collection of factors affecting the efficiency of low-permeable reservoirs development using flooding]. Neftianoe khoziaistvo, 2020, no. 12, pp. 106-109. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-12-106-109. EDN VMMSGY.
19. Liu Sen, Zheng Leyi, Li Wenjie, He Jiajun, Tianbo Liang. Impact of Production Scheme on Pressure-Sensitive Reservoirs After Hydraulic Fracturing. Paper presented at the 57th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. Atlanta, Georgia, USA, June, 2023. DOI: 10.56952/ARMA-2023-0455
20. Izgec Bulent, Prasad R.S., Ross Jim. Injector Well Performance Optimization. Paper presented at the Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA, May, 2023. DOI: 10.4043/32442-MS
21. Spirina E.A., Rabtsevich S.A., Mulyukov D.R., Kolonskikh A.V. Express method for determining development system parameters taking into account geological heterogeneity (Russian). OIJ, 2020, vol. 2020, pp. 54-57. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-3-54-57
22. Onoyase Akpevwen, Orupabo Sopreye, Mkpasi Ernest. Achieving World Class Oil Recovery Factors through the Application of Integrated Reservoir Management Best Practices - The Yoho IB1-Upper Reservoir Case Study. Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. Lagos, Nigeria, August, 2018. DOI: 10.2118/193499-MS
23. Muliavin S.F. Nauchno-metodicheskoe obosnovanie razrabotki zalezhei uglevodorodnogo syr'ia s trudnoizvlekaemymi zapasami [Scientific and methodological substantiation of the development of hydrocarbon deposits with unconventional reserves]. Abstract of Doctor's degree dissertation. Tomsk, 2013, 48 p.
24. Zhang Junjing, Zhu D., Hill A.D. Water-Induced Fracture Conductivity Damage in Shale Formations. Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, Texas, USA, February, 2015. DOI: 10.2118/SPE-173346-MS
25. Wang Jinfang, Zheng Xingfan, Wang Zhengmao, Li Baozhu, Yong Li. Integrated Approach to Identify and Control the Water-Injection Induced Fractures in the Low-Permeability Reservoir. Paper presented at the SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. Astana, Kazakhstan, October, 2018. DOI: 10.2118/192595-MS
26. Chavez J.C., Carruthers J., McCurdy P. Water Flooding Efficiency in a Scenario of Multiple Induced Fractures, an Applied Geomechanical Study. Paper presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. Kuala Lumpur, Malaysia, December, 2005. DOI: 10.2118/97526-MS
27. Hustedt B., Qiu Y., Zwarts D., Van den Hoek P.J. Modeling Water-Injection Induced Fractures in Reservoir Simulation. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, October 2005. DOI: 10.2118/95726-MS
28. Wang Y., Cheng S., Zhang K., Ayala L.F., Qin J., He Y. Impact of Shrinking Fracture Length and Decreasing Fracture Conductivity on Bottom-Hole Pressure Performance: A Semi-Analytical Model to Characterize Waterflood-Induced Fracture Around Water Injection Well. Paper presented at the SPE Western Regional Meeting, Garden Grove. California, USA, April 2018. DOI: 10.2118/190060-MS
29. Manapov T.F., Ruchkin A.A., Ustyugova E.V., Levanov A.N. Improvement of the efficiency of remaining oil reserves recovery at mature field / // Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. Moscow, Russia, October 2012. DOI: 10.2118/161968-MS
30. Gadde Phani B., Mukul Sharma M. Growing Injection Well Fractures and Their Impact on Waterflood Performance. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, September 2001. DOI: 10.2118/71614-MS

31. Asalkhuzina G.F., Mirzaianov A.A., Bikmetova A.R. et al. Opyt gidrodinamicheskogo modelirovaniia i obobshchenie rezul'tatov promyslovykh issledovanii razvitiia treshchin avtoGRP v nagnetatel'nykh skvazhinakh pri riadnoi sisteme razrabotki [Reservoir modeling practice and field data generalization of the spontaneous growth of induced fractures researching in linear development system]. Neftianoe khoziaistvo, 2023, no. 7, pp. 46-50. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-7-46-50. EDN ASFUTJ.
32. Arihara N., Abbaszadeh M., Wright C.A., Hyodo M. Integration of Fracturing Dynamics and Pressure Transient Analysis for Hydraulic Fracture Evaluation. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, October 1996. DOI: 10.2118/36551-MS
33. Aamri M., Abri A., Abry M., Rawahi A., Zaabi F., Mandhari S., Rashdi Z. Maximizing Production Efficiency: Geomechanical Assessment for Infill Well Optimization in Waterflood Developments in Crescent-Shaped Rim Structure Field, South of Oman. Paper presented at the International Geomechanics Conference. Kuala Lumpur, Malaysia, November 2024. DOI: 10.56952/IGS-2024-0405
34. Ovens J.E.V. J, Larsen F.P., Cowie D.R. Making Sense of Water Injection Fractures in the Dan Field. SPE Res Eval & Eng., 1998, vol. 1, pp. 556-566. DOI: 10.2118/52669-PA
35. Zhang T., Pang W., Du J., He Y., He Q., Liu H., Feng X., Song B., Ehlig-Economides C.A. Actual and Optimal Hydraulic Fracture Design in a Tight Gas Reservoir. Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, Texas, USA, February 2014. DOI: 10.2118/168613-MS
36. Zhipeng Wang, Ning Zhengfu, Guo Wenting. Pressure-Transient Behavior of Vertical Wells Considering Dynamic Water Hammer and Dynamic Induced Fracture: Theory and Case Studies. ACS Omega, 2023, vol. 8 (28), pp. 25549-25564. DOI: 10.1021/acsomega.3c03264
37. Davletbaev A., Asalkhuzina G., Ivaschenko D., Fedorov A., Fursov G., Nazargalin E., Slabetsky A., Sergeychev A., Yamalov I., Valeeva E. Methods of Research for the Development of Spontaneous Growth of Induced Fractures During Flooding in Low Permeability Reservoirs. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia, October 2015. DOI: 10.2118/176562-MS
38. Asalkhuzina G.F., Mirzaianov A.A., Bikmetova A.R. et al. Opyt gidrodinamicheskogo modelirovaniia i obobshchenie rezul'tatov promyslovykh issledovanii razvitiia treshchin avtoGRP v nagnetatel'nykh skvazhinakh pri riadnoi sisteme razrabotki [Опыт гидродинамического моделирования и обобщение результатов промысловых исследований развития трещин автоГРП в нагнетательных скважинах при рядной системе разработки]. Neftianoe khoziaistvo, 2023, no. 7, pp. 46-50. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-7-46-50. EDN ASFUTJ. – повтор 31
39. Krichevskii V.M., Mingaraev R.A., Nikonorova A.N., Zinurov L.A. Diagnostika geometrii treshchiny avto-GRP s pomoshch'iu gidrodinamicheskikh issledovanii [Assessing injection-induced fracture geometry with well testing]. PRONEFT". Professional'no o nefti, 2023, vol. 8 (2), pp. 90-96. DOI: 10.51890/2587-7399-2023-8-2-90-96
40. Davletbakova L.A., Shuvaev D.V., Klimov V.Iu. Prakticheskaia znachimost' raznovremennykh issledovanii. Gidrodinamicheskii i geofizicheskii kontrol' dinamiki treshchiny GRP nagnetatel'nykh skvazhin v nizkopronitsaemykh kollektorakh [Usefulness of well test made in different time. Monitoring injection wells hydraulic fracture dynamics in low-permeability reservoirs by PLT and PTA]. PRONEFT". Professional'no o nefti, 2023, vol. 8 (2), pp. 58-67. DOI: 10.5/890/2587-7399-2023-8-2-58-67
41. Scott Michael P., Johnson Raymond L., Datey Ashish, Vandenborn Craig, Woodroof Robert A. Evaluating Hydraulic Fracture Geometry from Sonic Anisotropy and Radioactive Tracer Logs. Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Brisbane, Queensland, Australia, October 2010. DOI: 10.2118/133059-MS
42. Pedroso Carlos Alberto, Marques Luiz Carlos do Carmo, Paixão Luiz Carlos Alves da, Pires Paulo Roberto da Motta, Eurípedes Barsanulpho Luz. Analysis of Fracture Growth Induced by the Injection of Water Above the Fracture Pressure in Nonconsolidated Sandstones and Soft Carbonates - Deviations from the Linear Elastic Elastic Model or Why Can't I Inject Even Above the Fracture Pressure? Paper presented at the 8th European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands, May 2009. DOI: 10.2118/122180-MS
43. Trimonova M., Dubinya N. The Main Tendencies of Water-Induced Hydraulic Fracture Propagation. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia, October 2015. DOI: 10.2118/176638-MS
44. Anand A., Subrahmanyam S.G. Induced Fracture Modelling and Its Integration with Pressure Transient Analysis: Study for Shallow-water Offshore Field, South-East Asia - Part 1. Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi, UAE, November 2014. DOI: 10.2118/171882-MS
45. Hall Morris, Kilpatrick Jo Ellen Surface Microseismic Monitoring of Slick Water and Nitrogen Fracture Stimulations, Arkoma Basin, Oklahoma. Paper presented at the SPE Unconventional Gas Conference. Pittsburgh, Pennsylvania, USA, February 2010. DOI: 10.2118/132371-MS
46. Fattakhov I.G., Semanov A.S., Kuleshova A.I., Semanova L.S., Iktissanov V.A. Analysis of waterflooding performance in mature fields (Russian). OIJ, 2023, vol. 2023, pp. 42-46. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-8-42-46
47. Wang Dashun, Niu Di, Li Huazhou Andy. Predicting Waterflooding Performance in Low-Permeability Reservoirs With Linear Dynamical Systems. SPE J., 2017, vol. 22, pp. 1596-1608. DOI: 10.2118/185960-PA
48. He Youwei, Cheng Shiqing, Li Lei, Mu Guoquan, Zhang Tiantian, Xu Hainan, Qin Jiazheng, Yu Haiyang. Waterflood Direction and Front Characterization With Four-Step Work Flow: A Case Study in Changqing Oil Field China. SPE Res Eval & Eng., 2017, vol. 20, pp. 708-725. DOI: 10.2118/178053-PA
49. Li Han (Jake), Han Jichao, Tan Jiasen, Jones Matt, Zhao Yu, Esmaili Soodabeh, Bessa Fadila, Sahni Vinay, Pudugramam Sriram, Liu Shunhua, Li Qian, James Kessler. A Comprehensive Simulation Study of Hydraulic Fracturing Test Site 2 (HFTS-2): Part I - Modeling Pressure-Dependent and Time-Dependent Fracture Conductivity in Fully Calibrated Fracture and Reservoir Models. Paper presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Denver, Colorado, USA, June, 2023. DOI: 10.15530/urtec-2023-3864710
50. Wang Bin, Zan Jingge, Liang Tianbo, Pan Zhikun, Liu Sen, Fujian Zhou. The Conductivity of Proppant and Impacts of Proppant Flowback on Fracture Conductivity in Different Conditions. Paper presented at the 56th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. Santa Fe, New Mexico, USA, June, 2022. DOI: 10.56952/ARMA-2022-0325
51. Permadi P., Putra Errid, Butarbutar Marolop. A Method to Estimate the Drainage Area of a Horizontal Well, 2000. DOI: 10.2118/64436-MS
52. Mayerhofer M.J., Ehlig-Economides C.A., Economides M.J. Pressure Transient Analysis of Fracture Calibration Tests. J Pet Technol., 1995, vol. 47, pp. 229-234. DOI: 10.2118/26527-PA
53. BinAkresh Saud A., Rahman N.M. Modeling Pressure-Transient Data for Characterizing the Formation Damage in Water Injection Wells Operating above the Fracturing Pressure. Paper presented at the SPE European Formation Damage Conference and Exhibition. Budapest, Hungary, June, 2015. DOI: 10.2118/174278-MS
54. Wilson Adam. Common Mistakes Associated with Diagnostic Fracture Injection Tests. J Pet Technol., 2014, vol. 66, pp. 106-109. DOI: 10.2118/0914-0106-JPT
55. Phani B. Gadde, Mukul M. Sharma. Gadde Phani B. Growing Injection Well Fractures and Their Impact on Waterflood Performance. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, September, 2001. DOI: 10.2118/71614-MS
56. Wu C.H. Waterflood Performance Projection Using Classical Waterflood Models. Paper presented at the SPE Production Technology Symposium. Hobbs, New Mexico, November, 1988. DOI: 10.2118/18597-MS
57. Edwin Tillero, Mogollón Jose Luis, Gomez Delfín, Hector Zambrano. Unstable Waterflood Performance Diagnostic Methods. Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference. Tulsa, Oklahoma, USA, April 2018. DOI: 10.2118/190324-MS
58. Zijlstra Ellen, Van Wunnik John, Van Doren Jorn, Al Bimani Aisha, Ove Wilson, Al Shidhani Sultan. A ccurate Tool for IOR/EOR Screening and Estimating Target Recovery Factors. Paper presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Muscat, Oman, March 2014. DOI: 10.2118/169653-MS
59. Surguchev Leonid M., Reich Eva-Maria, Berenblyum Roman A., Schipanov Anton A. Improved Oil Recovery Methods: Applicability Screening and Potential Evaluation. Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. Moscow, Russia, October, 2010. DOI: 10.2118/134742-MS
60. Julier Russell, Smalley Craig, Van der Molen Karen, Roeterink Rene. Integrated Brownfield Opportunity Identification Using the Efficiency Factor Approach. Paper presented at the SPE Europec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition. Amsterdam, The Netherlands, October, 2021. DOI: 10.2118/205201-MS

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