

УДК 622.243.24

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2024

Системный анализ результатов исследования техногенно сформированной пространственно неоднородной зоны дренирования горизонтальных скважин**С.И. Грачев¹, А.В. Стрекалов², И.С. Соколов³, А.Ф. Семенов¹**¹Тюменский индустриальный университет (Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38)²Тюменский нефтяной научный центр (Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д.42)³Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени (Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, ул. Республики, 143а)**Systematic Analysis of the Results of Studying a Technogenically Formed Spatially Heterogeneous Drainage Zone of Horizontal Wells****Sergei I. Grachev¹, Aleksandr V. Strekalov², Ilya S. Sokolov³, Anastasiia F. Semenenko¹**¹Tyumen Industrial University (38 Volodarsky st., Tyumen, 625000, Russian Federation)²Tyumen Petroleum Scientific Center (42 Maxim Gorky st., Tyumen, 625000, Russian Federation)³KogalymNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen (143a Respubliki st., Tyumen, 625000, Russian Federation)

Получена / Received: 06.02.2024. Принята / Accepted: 06.07.2024. Опубликовано / Published: 30.08.2024

Ключевые слова:

пространственно неоднородная зона дренирования горизонтальных скважин, техногенные трещины, трассерные исследования, канал низкого фильтрационного сопротивления, модель гидросистемы продуктивных пластов, дизъюнктивные нарушения, флексурно-разрывные нарушения.

С применением системного анализа результатов исследования техногенно сформированной пространственно неоднородной зоны дренирования горизонтальных скважин изучены ее геолого-физические особенности, определяющие проектные решения и эксплуатационные характеристики скважин. Пространственно неоднородная зона возникает в результате применения заводнения как метода повышения нефтеотдачи месторождений.

Применение системного подхода и комплекса исследований, включающих геофизические и гидродинамические методы, моделирование и численные расчеты, позволило сделать вывод, что при интенсивной разработке порового коллектора фильтрация флюидов существенно определяется формируемой техногенной трещинной составляющей и характеризуется нелинейными эффектами. Происходит изменение порового типа коллектора, и в залежи формируется двойная среда. Использование системного подхода обосновано тем, что вместо трансформации системы расположения скважин следует ликвидировать зоны сверхпроводимости, вызванные дизъюнктивными нарушениями в области нефтяного месторождения. Техногенно сформированную зону дренирования горизонтальных скважин следует учитывать при разработке проектных решений на последней стадии эксплуатации продуктивного пласта. Результаты исследований данной статьи могут быть использованы для повышения эффективности добычи нефти за счет увеличения рентабельного периода эксплуатации горизонтальных скважин в терригенных коллекторах, в которых формируются зоны сверхпроводимости межскважинного пространства.

Keywords:

heterogeneous zone drainage of horizontal wells, technogenically formed cracks, tracer studies, low filtration resistance channel, model of the hydraulic system of productive formations, disjunctive faults, flexural-fractural faults.

In this article, using a system analysis of the results of studying a technogenically formed spatially heterogeneous drainage zone of horizontal wells, its geological and physical features that determine design decisions and operational characteristics of wells are studied.

A spatially heterogeneous zone arises as a result of the use of a system for maintaining reservoir pressure during waterflooding as a method of increasing oil recovery from fields.

The use of a systems approach and a set of studies, including geophysical and hydrodynamic methods, modeling and numerical calculations, allowed us to conclude that during intensive development of a pore reservoir, fluid filtration is significantly determined by the formed technogenic fracture component and is characterized by nonlinear effects. The pore type of the reservoir changes and a dual environment is formed in the deposit.

The use of a system approach is justified by the fact that instead of transforming the well arrangement system, superconductivity zones caused by disjunctive faults in the oil field area should be eliminated. The technogenically formed drainage zone of horizontal wells should be taken into account when developing design solutions at the last stage of exploitation of the productive formation.

The results of this research article can be used to improve the efficiency of oil production by increasing the profitable period of operation of horizontal wells in terrigenous reservoirs, in which zones of superconductivity of the interwell space are formed.

© **Грачев Сергей Иванович** – заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», доктор технических наук, профессор (тел.: +007 (345) 228 30 27, e-mail: grachevsi@tyuiu.ru). Контактное лицо для переписки.

© **Стрекалов Александр Владимирович** – старший эксперт Экспертно-аналитического управления Экспертного отдела (тел.: +007 (345) 228 30 27, e-mail: strekalovav@tyuiu.ru).

© **Соколов Илья Сергеевич** – заместитель директора филиала по научной работе в области разработки месторождений (тел.: +007 (345) 254 53 03, e-mail: SokolovIS@tmn.lukoil.com).

© **Семенов Анастасия Федоровна** – старший преподаватель кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» (тел. +007 (345) 239 03 63, e-mail: semenenkoaf@tyuiu.ru).

© **Sergey I. Grachev** (Author ID in Scopus: 57195921058) – Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields (tel.: +007 (345) 228 30 27, e-mail: grachevsi@tyuiu.ru). The contact person for correspondence.

© **Aleksandr V. Strekalov** (Author ID in Scopus: 26030742900) – Senior Expert of the Expert and Analytical Department of the Expert Department (tel. +007 (345) 228 30 27, e-mail: strekalovav@tyuiu.ru).

© **Ilya S. Sokolov** (Author ID in Scopus: 57194694538) – Deputy Director of the branch for scientific work in the field of field development (tel. +007 (345) 254 53 03, e-mail: SokolovIS@tmn.lukoil.com).

© **Anastasiia F. Semenenko** (Author ID in Scopus: 57223111651) – Senior Lecturer at the Department of Drilling of Oil and Gas Wells (tel. +007 (345) 239 03 63, e-mail: semenenkoaf@tyuiu.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Системный анализ результатов исследования техногенно сформированной пространственно неоднородной зоны дренирования горизонтальных скважин / С.И. Грачев, А.В. Стрекалов, И.С. Соколов, А.Ф. Семенов // Недропользование. – 2024. – Т.24, №3. – С.144–154. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.3.5

Please cite this article in English as:

Grachev S.I., Strekalov A.V., Sokolov I.S., Semenenko A.F. Systematic analysis of the results of studying a technogenically formed spatially heterogeneous drainage zone of horizontal wells. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.3, pp.144-154. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.3.5

Введение

Длительность жизненного цикла и медленная динамика процессов разработки месторождений и вызываемые необратимые техногенные воздействия на геологическую среду определяют важность применения системного анализа при принятии решений прикладных задач эксплуатации и мониторинга освоения месторождений углеводородного сырья. Признанные научным сообществом достижения академика РАН А.Э. Конторовича доказали эффективность использования системного подхода, охватывающего последовательно развитие фундаментальных наук о Земле до использования полученных результатов для решения конкретных задач в рамках прикладных исследований процесса разработки и внедрения технологий. Это подтверждают результаты исследований последователей и учеников научной школы А.Э. Конторовича [1–5] при решении проблем освоения запасов нефти и газа Западной Сибири [3, 5] и разработки, адаптации и внедрения новых технологий добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья [4, 6, 7].

Известно, что тенденцию добычи нефти Западной Сибири на ближайшие десятилетия будет определять эффективная разработка трудноизвлекаемых запасов в верхнеюрском и среднеюрском комплексах, доля которых превышает 30 % в общей структуре запасов нефтегазоносной провинции [4]. В условиях продуктивных низкопроницаемых пластов, характеризующихся отсутствием фронтальной составляющей процесса равномерного вытеснения нефти водой, основой нефтеизвлечения является капиллярная подпитка разветвленной системы трещин.

Научный и практический интерес представляет изучение геометрии техногенных трещин, образовавшихся при эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин, закономерности их пространственного размещения, а также связи между трещинообразованием и технологическими показателями разработки нефтяного месторождения. Оценка причин, определяющих пространственное расположение техногенных трещин, и геолого-технологические условия, определяющие направление их приоритетного развития, позволит организовать системы поддержания пластового давления (ППД). Учет сформированной пространственно неоднородной зоны дренирования создает благоприятную основу для повышения рентабельного периода эксплуатации скважин и коэффициента нефтеизвлечения.

Техногенная зона дренирования продуктивного пласта

В проектно-технологических документах разработки месторождений [8] обосновано применение плотных сеток скважин и избирательное заводнение. На первом этапе были введены в разработку продуктивные пласты и участки, имеющие лучшие коллекторские свойства. В отложениях тюменской свиты сформирована очагово-избирательная система заводнения с плотностью сетки 16 га/скв. Анализом результатов разработки за одинаковый период времени выявлено существенное различие в эффективности выработки запасов нефти на месторождениях (рис. 1).

При интерпретации результатов 250 гидродинамических исследований (ГДИ) с применением на месторождениях 2 и 3 выявлены коллекторы с двойной средой, которые не были установлены в начале разработки [8]. Процесс фильтрации флюида описывается моделью Баренблатта – Уоррена – Рута (см. рис. 1). Наличие двойной

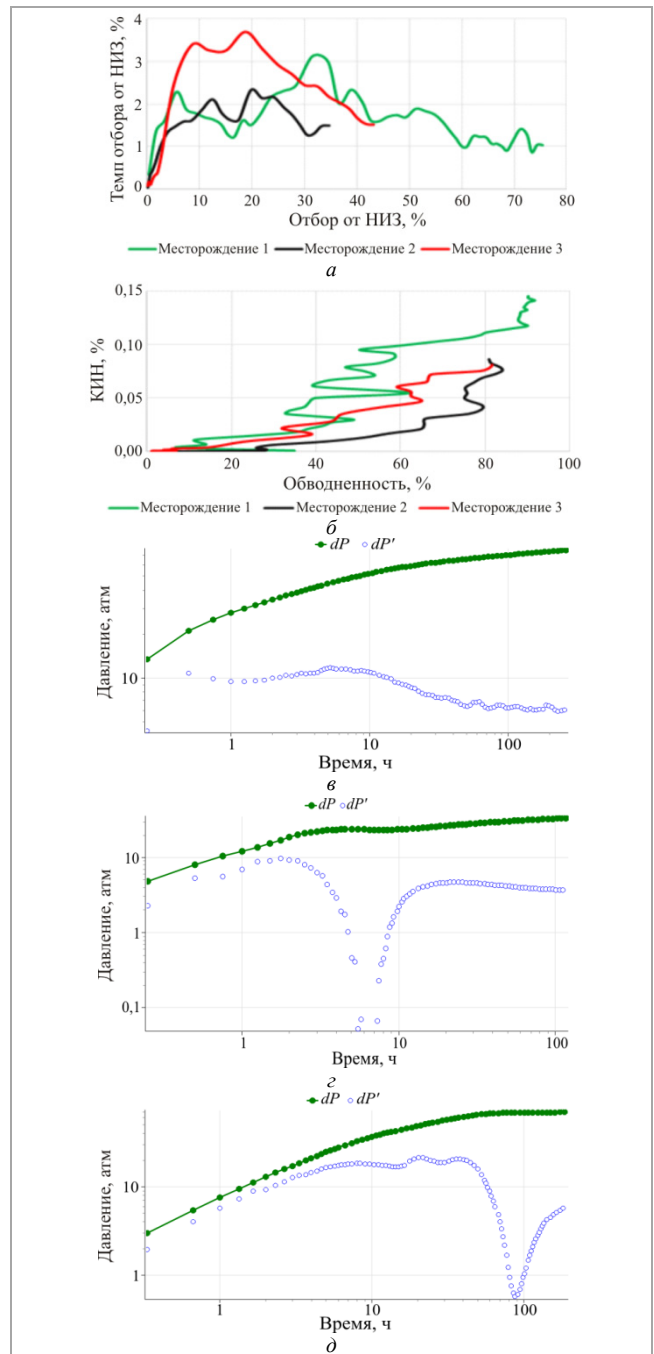


Рис. 1. Показатели разработки объектов исследования: а, б – показатели разработки; в – диагностический график КВД, характерный для скважин месторождения 1; г – диагностический график КВД, характерный для коллектора с двойной средой на скважинах месторождения 2; д – диагностический график КВД, характерный для коллектора с двойной средой на скважинах месторождения 3

проницаемости подтверждено результатами исследований фильтрационно-емкостных свойств керна. На месторождениях 2 и 3 наблюдаются аномальные значения проницаемости образцов керна (~3–5 % определений), что указывает на наличие трещинной составляющей.

Установлено, что наличие коллекторов с двойной средой на месторождениях 2 и 3 отрицательно влияет на эффективность технологии заводнения: низкое значение текущего коэффициента извлечения нефти (менее 10 %); высокая обводненность добываемой продукции (более 80 %).

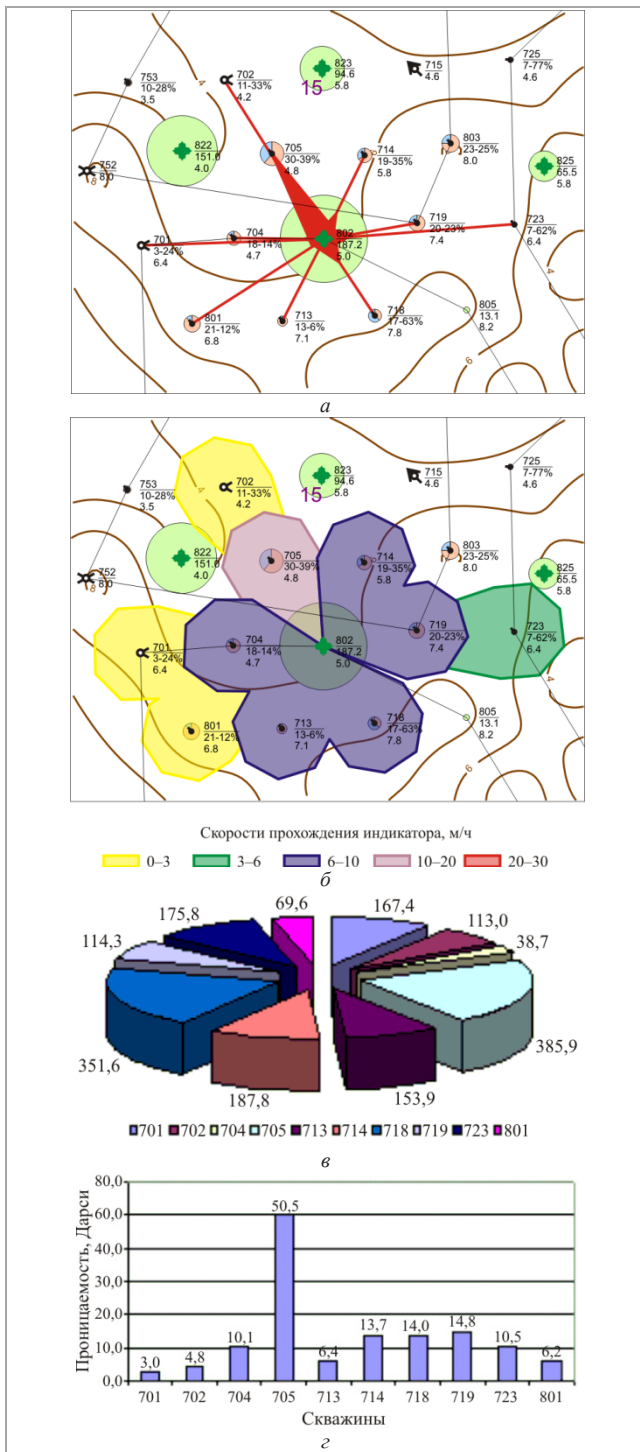


Рис. 2. Интерпретация результатов трассерных исследований: а – роза-диаграмма приведенных скоростей перемещения индикатора от скважины № 802; б – после скоростей движения индикатора от скважины № 802; в – распределение объемов каналов НФС к добывающим скважинам от скважины № 802; г – проницаемость каналов НФС к добывающим скважинам от скважины № 802

Известно, что интерпретацией результатов трассерных исследований устанавливаются наличие или отсутствие гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, выявляется наличие в коллекторе мощных трещинных систем низкого фильтрационного сопротивления (НФС), влекущих непроизводительную фильтрацию нагнетаемой воды [9, 10]. Комплексный анализ результатов индикаторных исследований, геолого-геофизических и промысловых данных по скважинам

месторождения X позволил выявить распределение закачиваемой воды по площади и разрезу продуктивных пластов и охват вытеснением (рис. 2).

Выявлено, что причиной высокой обводненности скважин в пределах исследованного участка в районе нагнетательной скважины 802 является наличие каналов НФС, протяженность которых соизмерима с межскважинным пространством залежи.

По нашему мнению, исследователей, проводивших и интерпретирующих результаты индикаторных исследований с применением методического руководства СевКавНИПИнефть, выявляемые каналы НФС могут быть весьма малыми по сечению и не оказывать существенного влияния на процесс вытеснения.

В связи с этим предлагается проводить системный анализ технологических показателей эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин (обеспечивается поддержание пластового давления заводнением залежи) [11]. Проводится математическая обработка данных динамики приемистости и забойного давления с учетом гидравлического взаимодействия с группой смежных добывающих скважин и предположением, что в нагнетательных скважинах, где рост приемистости сопровождается падением забойного давления, имеет место дестабилизация пластового давления вследствие формирования техногенных длинных трещин, направленных в зону отбора.

На рис. 3 представлены результаты динамики приемистости нагнетательной скважины в виде табулированной функции $R(t)$, устьевого давления $p_v(t)$ и дебитов жидкости добывающих скважин в виде табулированной зависимости $Q(t)$.

Применяется принцип отсечения по расстоянию или триангуляционная схема на основании метода Делоне для определения потенциальных линий взаимодействия между нагнетательной с динамикой – $R_0(t)$, $P_0(t)$ и N добывающими скважинами с динамикой $Q_i(t)$.

Исследуется динамика забойного давления в опорной нагнетательной скважине $p_0(t)$ на основании телеметрии динамики ее приемистости $R_0(t)$ и динамик дебитов $Q_i(t)$ смежных с ней скважин. Искомая функция $p_0(t)$ рассчитывается, исходя из искомым величин проницаемости (или пьезопроводности) по выбранным линиям взаимодействия так, чтобы сумма квадратов отклонений в точках фактических замеров забойного давления $P_0(t)$ сводилась к минимуму

$$\sum [p_0(t) - P_0(t)]^2 \rightarrow \min, \quad (1)$$

где суммирование происходит по всем доступным замерам забойного давления в опорной скважине.

Известно, что

$$p_0(t) = P_0(t_0) + \mu_0 \frac{R_0(t) - R_0(t_0)}{4\pi k_0 h_0} Ei \left(\frac{\mu_0 (m\beta_x + \beta_n) r_c^2}{4k_0 (t - t_0)} \right) + \sum_{i=1}^N \mu_i \frac{Q_i(t) - Q_i(t_0)}{4\pi k_i h_i} Ei \left(\frac{\mu_i (m\beta_x + \beta_n) r_i^2}{4k_i (t - t_0)} \right) \quad (2)$$

будет корректна только при $t > t_0$. Диапазоны замеров по всем скважинам различны (так как пуск скважин происходит неодновременно), необходимо, чтобы при отсутствии замеров и $t < t_0$, $R_0(t) = 0$, $Q_i(t) = 0$, $P_0(t) = P_{пл}$, где $P_{пл}$ – начальное пластовое давление.

В (2) имеет место $N+1$ неизвестных – k_0 и k_i при $i \in [1...N]$, а их определение относится к задаче нелинейного программирования для поиска минимума функции относительно неизвестных проницаемостей по линиям взаимодействия скважин

$$\Omega(k_0, k_1, \dots, k_j, \dots, k_N) = \sum_{j=1}^M [P_0(t_j) - P_0(r_j)]^2 \rightarrow \min, \quad (3)$$

где j – номер замера забойного давления в опорной скважине; t_j – время, соответствующее замеру j ; M – количество замеров забойного давления в опорной нагнетательной скважине. Подставим (2) в (3) и получаем, что

$$\Omega(k_0, k_1, \dots, k_j, \dots, k_N) = \sum_{j=1}^M \left[P_0(t_0) + \mu_0 \frac{R_0(t) - R_0(t_0)}{4\pi k_0 h_0} Ei \left(\frac{\mu_{0(m\beta_{ж} + \beta_n) r_c^2}}{4k_0(t - t_0)} \right) + \sum_{i=1}^N \mu \frac{Q_i(t) - Q_i(t_0)}{4\pi k_i h_i} Ei \left(\frac{\mu_{(m\beta_{ж} + \beta_n) r_i^2}}{4k_i(t - t_0)} \right) - P_0(r_j) \right]^2 \rightarrow \min, \quad (4)$$

где Ei – интегрально-показательная функция; k_i – проницаемость по линии взаимодействия опорной нагнетательной скважины и смежной с ней скважины i ; h_i – средняя эффективная толщина пласта в зоне между скважинами, определяемая по результатам геофизических исследований; μ – некоторая осредненная динамическая вязкость фильтрующихся нефти и воды в пластовых условиях; $\beta_{ж}$ – осредненный коэффициент сжимаемости жидкости; β_n – коэффициент сжимаемости породы; m – коэффициент открытой пористости; r_i – расстояние между забоями опорной скважины и смежными с ней; k_0 , h_0 – проницаемость и толщина пласта в непосредственной близости от забоя опорной нагнетательной скважины; μ_0 – динамическая вязкость нагнетаемой воды в пластовых условиях в опорной нагнетательной скважине; r_c – приведенный радиус опорной скважины.

Метод имеет ограничение, связанное со временем наблюдения, а точнее, с разницей времени изменения режима скважин и времени наблюдения. При малых значениях пьезопроводности и длительном наблюдении при расчете динамики забойного давления прохождение импульсов давления не будет выявляться. Будут присутствовать недопустимо большие погрешности при интервалах разброса величины давления менее 0,2 МПа. Предлагается периодически изменять значение приемистости нагнетательных скважин в пределах 20–40 %.

Ряд авторов [12, 13] описывают формирование техногенных трещин, исходя из гипотезы равномерного распределения прочностных свойств пласта и напряженностей скелета, основываясь на условиях расположения пласта. При этом направление трещины определяется наибольшим градиентом пластового давления, превышающим критический градиент разрыва (рис. 4).

Форма трещины, скорее всего, будет соответствовать изображению на рис. 4. Отметим, что распределение давления внутри трещины будет неравномерным вследствие непредказуемости условий фильтрации текучей среды при формировании трещины.

Как видно из схем на рис. 4, предполагается возможность одновременного распространения трещин от центра ячейки к периферии (схемы 5–15). При моделировании исследуется два варианта: 1 – разрыв происходит во всех направлениях, где выполняются данные условия; 2 – разрыв происходит в направлении максимального из всех градиентов давления, соответствующих данным условиям.

При системном анализе результатов исследования созданного нового гидродинамического симулятора

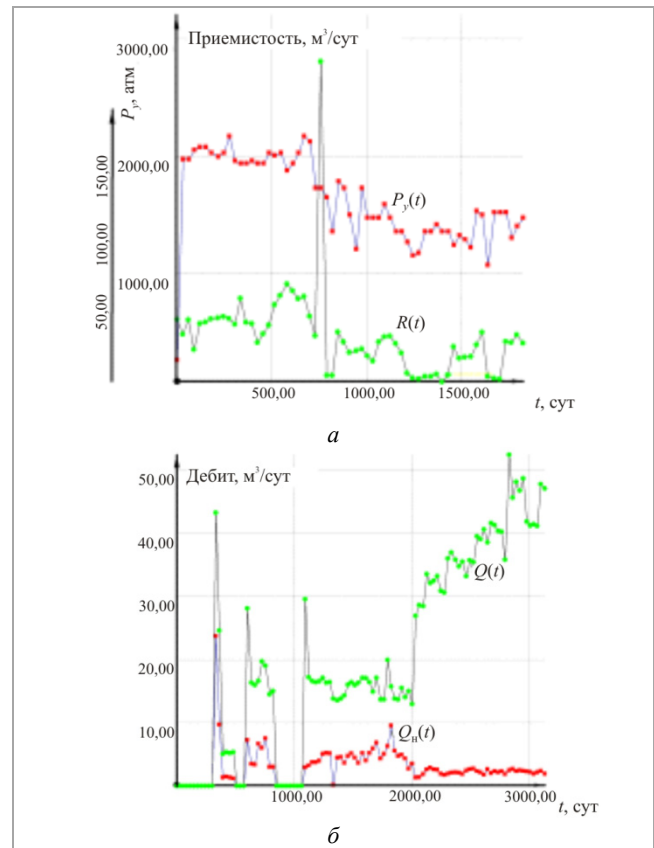


Рис. 3. Примеры исходных данных режимов работы нагнетательных и добывающих скважин Ван-Еганского месторождения: а – динамика устьевого давления и приемистости нагнетательной скв. 306; б – динамика дебитов жидкости и нефти скв. 1748

«Немезида 2.0», позволяющего учитывать высокодетализированную нестационарную пространственную фильтрацию многофазных сред в трещинно-поровых коллекторах с выраженной геологической неоднородностью и нелинейными межфазными взаимодействиями [13], было установлено формирование трещин в зонах нагнетания с распространением их в область отбора, которое, в свою очередь, способствует быстрому обводнению добывающих скважин.

На рис. 5 показана динамика постепенного развития трещины в зоне воздействия нагнетательной скважины (ЗВС) на пласт. Согласно принятой гипотезе, развитие системы трещин в ЗВС нагнетательных скважин, а также между скважинами зависит от проводимости трещин и градиента разрыва. Чем больше проницаемость трещин и выше градиент разрыва, тем крупнее образующиеся трещины. А так как давление в ЗВС в условиях малых значений градиента разрыва и невысоких проницаемостей трещин распределяется практически равномерно, то вблизи нагнетательных скважин создается сеть мелких трещин относительно небольших размеров.

Результаты вычислительных экспериментов над моделью гидросистемы продуктивного пласта представлены в табл. 1.

Даже при соблюдении баланса отбора и закачки, в призабойных зонах нагнетательных скважин неизбежно возникают трещины. Однако при своевременном запуске таких нагнетательных скважин это не приводит к прорыву воды в добывающие. Согласно результатам вычислительного эксперимента, установлено, что зоны низкого пластового давления образуются на расстоянии менее 300–350 м от забоя нагнетательной скважины,

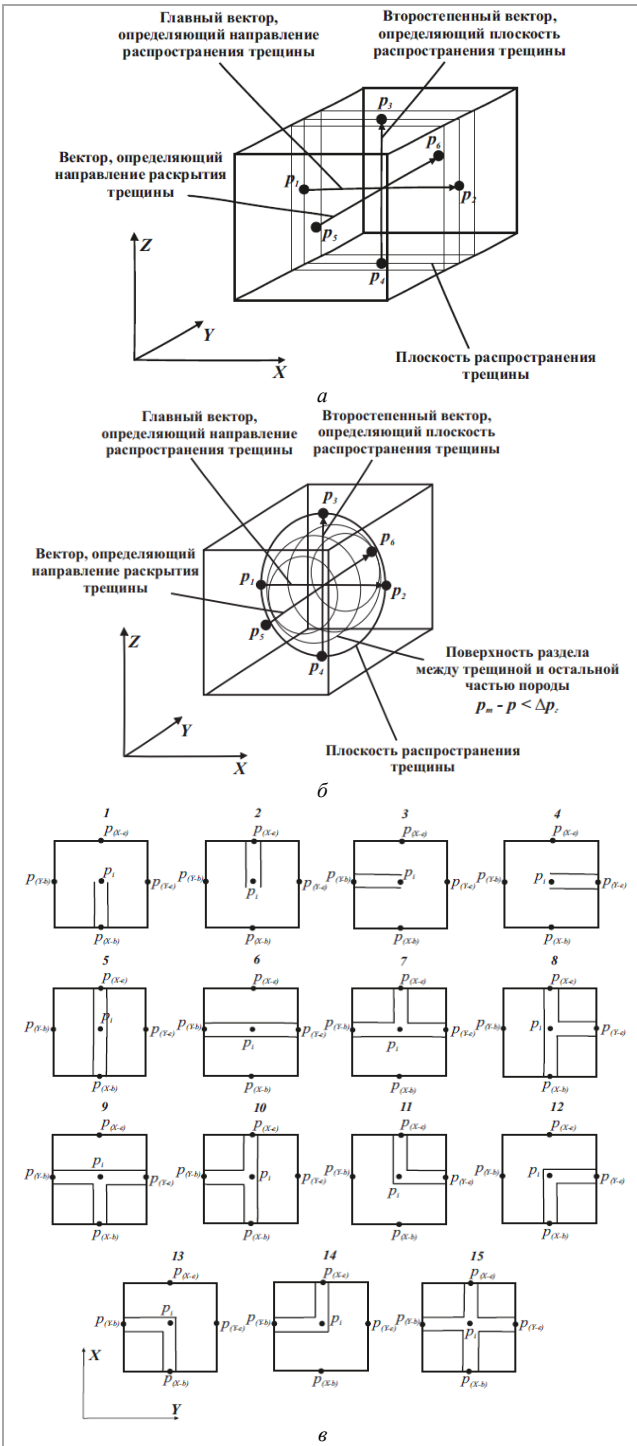


Рис. 4. Процесс формирования техногенных трещин: а – гипотеза формирования техногенного нарушения в элементе пласта; б – форма трещины, близкая к природной; в – возможные комбинации полутрещин в ячейке

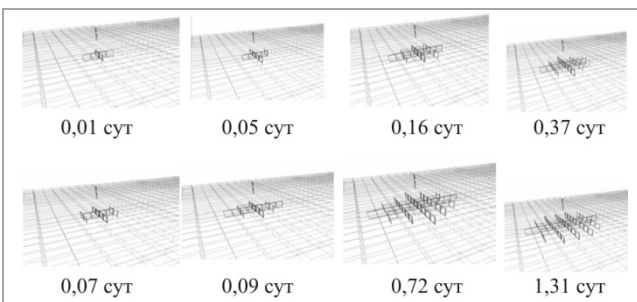


Рис. 5. Динамика распространения трещины от нагнетательной скважины

что и является условием развития трещин при запуске нагнетательных скважин. Поэтому необходимо скорректировать технологию заводнения таким образом, чтобы обеспечить нагнетание воды по сети образующихся трещин без попадания в забои добывающих скважин, которые находятся на концевых трещинах сети скважин. Что приведет к кратному увеличению периода рентабельной эксплуатации месторождения (рис. 6).

Далее рассмотрим методический подход проектирования разработки (рис. 7), основанный на использовании в качестве элемента организованной системы сети техногенно-сформированных каналов на примере объекта ЮС1. Как обычно, за основу для построения гидродинамической модели принята исходная трехмерная геологическая модель, описывающая продуктивный пласт как коллекторы порового типа и ультранизкой проницаемости. Трещинная составляющая привносится в модель уже на этапе создания и адаптации гидродинамической модели на историю разработки. При этом используются данные дизайнов выполненных ГРП, акустических исследований, а также результаты интерпретации гидродинамических и трассерных исследований.

Однако даже идеальная адаптация модели и восстановление трещинной составляющей на определенную дату не решают поставленную задачу воспроизведения динамического преобразования коллектора в виде именно роста и раскрытия трещин ГРП при изменении поля пластовых давлений.

Для этого в модель была задана установленная в результате расчетных экспериментов зависимость (рис. 8) изменения проницаемости от пластового давления, имитирующая известные результаты преобразования коллектора в процессе создания забойных давлений, превышающих давления разрыва горной породы.

Преимущественное направление развития техногенной трещиноватости, определяющее движение потоков пластовых флюидов, было задано параметром анизотропии по проницаемости в координатах (X, Y) и локальным измельчением сетки в районах нагнетательных скважин. Параметры измельчения сетки подбирались в зависимости от геологического строения объекта, времени расчетов и т.д. Для исследуемого объекта в районах нагнетательных скважин принято измельчение в 10 раз.

Использованные подходы позволили создать гидродинамическую модель, в которой не только воспроизведена система трещин на определенную дату, но и заложен механизм, имитирующий результаты развития системы техногенной трещиноватости при изменении динамики пластовых давлений в районах эксплуатационных скважин.

Достоверность воспроизведения результатов техногенного преобразования коллектора, помимо адаптации гидродинамической модели на историю разработки, следует подтвердить результатами специальных гидродинамических исследований, позволяющих определить параметры трещин ГРП в нагнетательных скважинах.

Ключевой особенностью и отличием от стандартно используемых на практике подходов к моделированию низкопроницаемых объектов является геолого-промысловое обоснование параметров и задание в гидродинамической модели нового элемента – динамической системы техногенных преобразований коллектора.

На данной гидродинамической модели были выполнены многовариантные расчеты, которые позволили с большей степенью достоверности оценить технологические показатели и выбрать лучший вариант для разработки исследуемой залежи.

Таблица 1

Результаты вычислительных экспериментов над моделью гидросистемы продуктивного пласта

№ п/п	Период времени	Элемент исследуемого процесса вытеснения нефти водой	Результат
1	1–1,5 года	Эксплуатационные скважины на расстоянии менее 800 м от НС (толщина пласта менее 20 м)	На расстоянии менее 300–350 м формируется зона низкого пластового давления
2	Следующие 1–1,5 года	Запуск НС	1 – образование трещин после пуска НС на расстоянии 200 м в течение 10–100 сут; 2 – развитие трещин в направлении зон с низким давлением через 200–300 сут после пуска НС; 3 – соединение трещин от ДС и НС через 350–500 сут

Предлагается корректировка технологии заводнения.

1. Те добывающие скважины, которые оказались на концах сформировавшейся сети трещин, переводить под нагнетание. Причем, чем ближе к трещине находится скважина, тем раньше ее следует перевести.
2. Для обеспечения интенсивности вытеснения предлагается бурение новых или боковых скважин с горизонтальным окончанием, контуры питания которых будут эффективно поддерживаться образованной сетью трещин.
3. Предлагается использовать технологию периодического нагнетания с циклами от 1 до 2 лет

Примечание: ДС – добывающая скважина; НС – нагнетательная скважина.

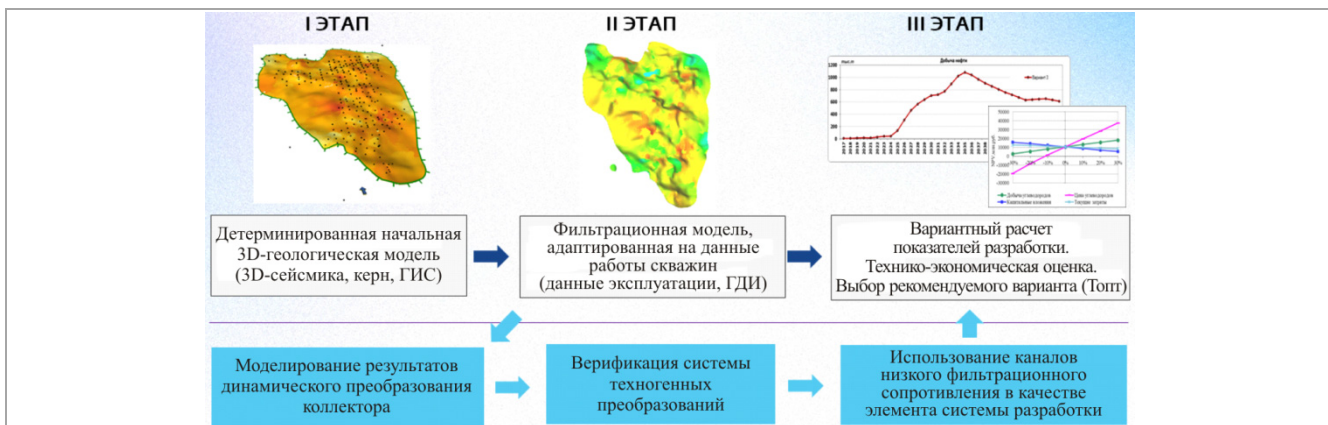


Рис. 6. Принципиальная схема проектирования разработки с применением динамического преобразования низкопроницаемого коллектора

По результатам технико-экономической оценки предложены:

- корректировка режима эксплуатации нагнетательных скважин;
- увеличение протяженности горизонтальных стволов;
- увеличение количества стадий ГРП;
- сближение зон закачки и отбора;
- организация рядной системы разработки.

По предложенному наилучшему варианту прирост накопленной добычи нефти составит более 1,5 млн т или 17 %. Результаты практической апробации метода позволили сделать вывод, что область его применения следует расширить.

Дизъюнктивные нарушения на нефтяных месторождениях

Однако эффективное применение предлагаемого методического подхода осложняется (по сравнению с моделью) более значительной неоднородностью залежей углеводородного сырья и наличием дизъюнктивных нарушений различного ранга на нефтяных месторождениях. Особенности их фильтрационной структуры оказывают влияние на процесс разработки с применением заводнения [14].

Подходы к изучению сложнопостроенных объектов разработки нестандартны и многовариантны. Среди других природных факторов, осложняющих моделирование и разработку таких объектов, выделяются следующие:

- низкие значения коэффициентов проницаемости матрицы;
- присутствие сети трещинных систем;
- очень высокая фильтрационная неоднородность;

– сложная геометрия пластовых систем.

История формирования таких продуктивных объектов не исключает наличие комбинаций вышеперечисленных факторов, что может быть следствием выраженной разломной тектоники. Отличительная особенность таких объектов – аномальность фильтрационно-емкостных свойств трещинно-поровых коллекторов с так называемыми «быстрыми» или проводящими и «питающими» низкопроницаемыми блоками.

Особенностью таких залежей является то, что все перечисленные осложняющие факторы негативно в той или иной степени влияют на эффективность их разработки.

Обычно моделирование трещиноватых коллекторов проводят, представляя их моделью сплошной среды, с различными версиями использования «двойной» пористости [15]. Но такие подходы реализуются в основном для проектирования долгосрочных прогнозов разработки [16]. Поскольку в трещинных коллекторах роль «быстрой» среды увеличивается значительно, то локальные задачи по детальному анализу разработки или планированию адресных ГТМ на таких моделях не решаются.

Кроме того, такие объекты некачественно определяются стандартными методами [17], они не интерпретируются методами ГИС, не характеризуются однозначно по керну и находятся за пределами разрешающей способности сейсморазведки. И если за всей картиной, принятой в моделях однофазной фильтрации, на ранних этапах разработки роль таких локальных задач не заметна, то на следующих этапах онакратно возрастает. Это приводит к кинжальным прорывам вытесняющего агента, резкому росту его доли в добываемой продукции и, как следствие, остановке скважин.

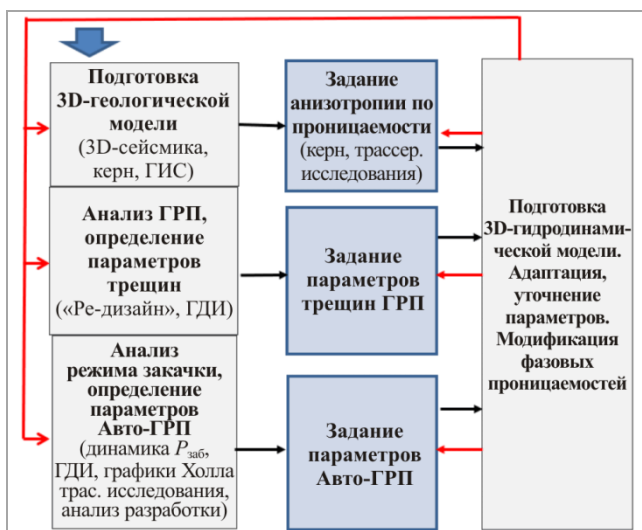


Рис. 7. Блок-схема методического подхода обоснования корректировки системы разработки низкопроницаемого терригенного коллектора в связи с его техногенным изменением

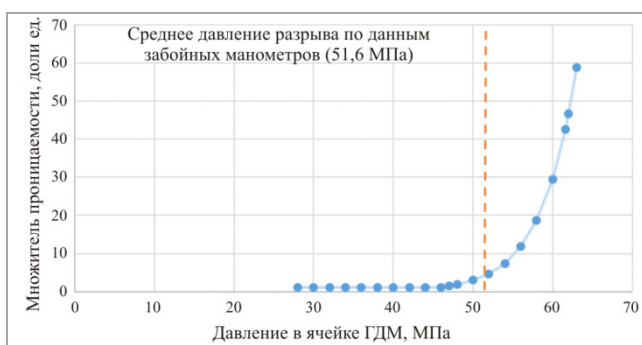


Рис. 8. Зависимость множителя проницаемости от давления в ячейке гидродинамической модели, используемая для моделирования эффекта динамического преобразования коллектора

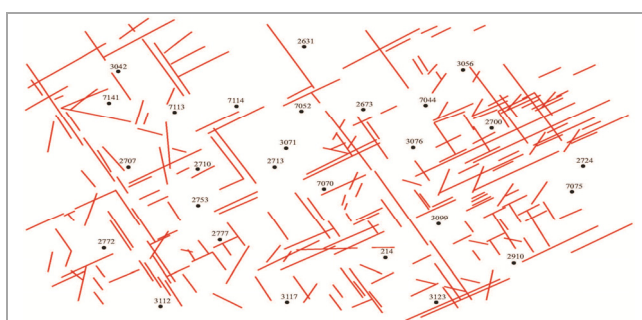


Рис. 9. Флексурно-разрывные нарушения и динамо-напряженные зоны на участке месторождения N

В этих случаях актуальной задачей является выделение таких локальных объектов в сложнопостроенной залежи. Скорее всего, это будет некое геологическое тело, по размеру не больше ячейки гидродинамической модели и обладающее либо высокими, либо низкими значениями по отношению к окружающей среде и вносящее существенные изменения в направлении фильтрационных потоков [18].

Результатами выполненных индикаторных и аэрофотокосмических исследований [10] установлена тесная взаимосвязь преимущественного распределения трассера по пласту и направленность лениаментов, являющихся индикаторами флексурно-разрывных или динамо-напряженных зон осадочного чехла. На рис. 9

показаны дизъюнктивные нарушения на участке месторождения N. Выявлено, что изолинии обводнения по пласту преимущественно параллельны или перпендикулярны флексурным нарушениям и динамо-напряженным зонам. Совмещением карты накопленных отборов нефти с картой флексурно-разрывных нарушений и динамо-напряженных зон выявлено, что накопленные отборы нефти преимущественно находятся в разломах и в зонах наиболее развитого коллектора. Скважины, забои которых находятся в разломах, наиболее продуктивны: дополнительный приток нефти осуществляется из матрицы пласта по каналам НФС. При запуске системы поддержания пластового давления начинается преждевременное обводнение большинства скважин объекта, что сказывается на снижении текущих и конечных коэффициентов охвата заводнением и нефтеотдачи, а также энергетике работы залежи [19–25].

В работе [21] исследован процесс фильтрации в элементе пятиточечной системы при наличии системы каналов НФС, соединяющих нагнетательную и добывающую скважины. Установлены условия, при выполнении которых каналы располагаются в горизонтальной плоскости. Если они не выполняются, то каналы НФС располагаются в вертикальной плоскости.

В работе [22] установлено, что на размер зоны двухфазной фильтрации и на долю воды в произвольной точке пласта градиент давления практически не влияет, существенное влияние оказывают изменения коэффициента водонасыщенности и сжимаемости коллектора. Если при постоянной приемистости нагнетательной скважины репрессия превышает предел прочности породы, то формируются техногенные трещины. Разработанная методика позволяет установить по региону увеличения коэффициента обводненности скважинной продукции границу фильтрации конкретной добывающей скважины.

Но применение полученных результатов [21, 22] может быть осложнено следующим. В процессе разработки нефтяного месторождения в сложнопостроенном коллекторе возникают перетоки между пропластками, изменяется характер движения флюидов в областях эксплуатационных скважин, происходит трансформация фильтрационных потоков. Часть закачиваемой в канал НФС жидкости при движении воды от нагнетательной к добывающим скважинам перетекает в окружающую канал зону с низкими фильтрационными параметрами (матрица). При проведении трассерных исследований в соответствии с законом сохранения массы следует, что часть индикатора перетекает в матрицу. Линейные размеры области перетока зависят от фильтрационно-емкостных свойств канала высокой проницаемости и матрицы. Из решения уравнения диффузии следует, что начальная концентрация трассера уменьшается. Предположим, что существует несколько каналов НФС между нагнетательной и добывающей скважинами. Если фиксируется несколько выходов индикатора различной концентрации, то следует вывод, что траектории каналов имеют сложное положение нефтенасыщенной толщины пласта (криволинейное).

Экранирующая способность дизъюнктивного нарушения обусловлена смещением пород и соседством проницаемых и непроницаемых прослоев по обе стороны от нарушения. В работе [26] авторы разделяют экранирующую способность нарушений на три категории. Первая, это полное отсутствие проводимости вдоль нарушения, наличие многочисленных отклонений пластов и ярко выраженный контакт проницаемых пластов с одной стороны нарушения с непроницаемыми

Таблица 2

Варианты интерпретационных моделей для анализа добычи

Модель скважины	Модель пласта	Модель границ (непроницаемых и постоянного давления)
Вертикальная.	Однородный.	Бесконечный пласт.
Наклонная.	Двойная пористость.	Одна граница.
С частичным вскрытием.	Двойная проницаемость.	Две параллельные границы.
Горизонтальная.	Радиальный композитный.	Две пересекающиеся границы.
Вертикальная с ГРП.	Линейный композитный	Круговая граница.
Горизонтальная с ГРП		Прямоугольная граница

пластами – с другой стороны нарушения. Вторая – наличие проницаемости внутренней зоны нарушения и перетока вдоль него, независимо от амплитуды смещения. Третья – характеризуется соотношением, тангенциальных и нормальных напряжений к плоскости нарушения. Оно определяет возможность активации нарушения, которое первоначально было экраном, при новых механических воздействиях на массив пород и, соответственно, появление возможности фильтрации пластового флюида по нему.

Экранирующую способность нарушений в терригенных породах можно оценить по данным ГИС соседних скважин по величине коэффициента SGR – доле глины в магистральной зоне нарушения [57]. Нарушение является экраном при значении $SGR > 15-20\%$. Если значение SGR меньше 15 %, то экран имеет пропускную способность по жидкости. Однако в работе [27] для участка Xingbei месторождения Daqing минимальное значение SGR указывается равным 35 %.

Отметим следующее: современные технологии, определяющие и картирующие дизъюнктивные нарушения, на конкретных объектах не могут определить, являются ли данные нарушения экранами, или же это каналы вертикальной миграции флюидов, или же эти дизъюнктивные дислокации особой роли не играют.

Авторы работы [14] по результатам проведенного численного моделирования делают вывод, что учет фильтрационных структур дизъюнктивных нарушений крайне необходим при моделировании систем размещения и назначения скважин как в случае присутствия нарушений со смещениями пород по обе стороны, так и без такого смещения. Воплощение проектных решений, которые не учитывают фактические свойства дизъюнктивных нарушений, безусловно, приведет к существенным потерям в текущей и конечной величинах коэффициента извлечения нефти [20].

Вне всякого сомнения, процесс вытеснения нефти водой будет зависеть от влияния фильтрационных свойств дизъюнктивных нарушений как в отношении характера фильтрационных потоков, так и коэффициента продуктивности скважин, которые расположены между нарушениями [21–23].

Однако в работе [14] указывается, что известные подходы, в совокупности обеспечивающие выявление дизъюнктивных нарушений, не позволяют определить их роль в осуществлении разработки.

Учет прогнозируемых нарушений при формировании системы размещения и назначения скважин возможен по данным разработки [24]. Например, в работе [28] предложен подход, который позволяет определить проницаемость, скин-фактор и радиус дренирования скважины в пласте. Его применение требует постоянных величин забойного давления скин-фактора и зоны дренирования скважины

Известны [59] математические модели процесса добычи нефти, которые описывают условия эксплуатации различных типов скважин, условия на внешней границе пласта и различные модели коллектора. Однако из таблицы 2 видно, что случаи конечной или сверхвысокой проницаемости нарушения исследованы, когда возле нарушения расположена зона трещиноватых или

трещинных коллекторов. Таким образом, для применения на объектах с типами нарушений более сложной структуры, чем простая непроницаемая граница, – требуется комплексный анализ разработки с использованием данных промысловых измерений (дебиты нефти газа и воды) и результатов гидродинамических исследований.

Решение задач с учетом нарушений в случае двухфазной фильтрации значительно осложняется, а получение простых аналитических решений практически невозможно. При создании же численной модели необходимо будет использовать всю априорную информацию, учитывать результаты расчета забойных давлений и дебитов, сравнивая с результатами промысловых измерений, задавать сложное строение зоны динамического влияния нарушения [59].

Известен метод пассивного гидропрослушивания, который наиболее информативен тогда, когда между скважинами наблюдается заметная интерференция при поддержании пластового давления закачкой воды. Появились технические и программные средства, позволяющие реализовать такие «пассивные» гидропрослушивания в большом объеме [23, 56], так как постоянно действующими датчиками давления на забое и дебита на устье скважины оборудуются все большее число скважин [32, 36, 48, 49]. То есть появилась возможность при благоприятных условиях оценивать не только параметры самого пласта, но и характеристики гидродинамического барьера между скважинами [31]. Применяя специальные методы и программы обработки временных рядов данных измерений, можно получать информацию о гидродинамической сообщаемости [33–47]. Опубликованная в 2006 г. схема анализа продолжительных по времени измерений давления [50], проводимых постоянными забойными датчиками, позволяет решать ряд практических задач исследования пласта по разработанным алгоритмам и программам обработки [32, 51–55].

Однако узкополосность дизъюнктивных нарушений и их частичная проводимость вызывают усложнение интерпретационных моделей при их исследовании методами ГДИС. Это обусловлено зональным строением области пласта, примыкающей к нарушению (composite model) [58, 59]. В работе [60] рассмотрен один из вариантов многозонной модели, в которой вторая зона – узкая.

Для определения геолого-физических характеристик пластов, наличия в них фильтрационных параметров различных нарушений можно использовать весь набор интегральных показателей (накопленные дебиты воды, нефти), истории работы отдельных скважин (абсолютные величины дебитов воды и нефти, их зависимость от времени). К сожалению, информативными и достоверными эти данные становятся только спустя некоторое время уже после введения объектов в разработку, когда уже фонд скважин сформирован. В таких случаях корректировка расположения скважин с учетом наличия нарушений и их свойств практически невозможна по финансовым и

административным причинам. Эту проблему решит разработка отечественного программного продукта для полного анализа одновременных измерений термобарических параметров скважин.

Для выделения нарушений и распространяющихся вдоль них высокопроницаемых зон весьма полезны трассерные исследования. Но положительные результаты этих данных могут быть интерпретированы только на качественном уровне. А для правильной интерпретации нарушений трассерными методами необходимо существенно уточнить как методику их проведения, так и осуществить значительный объем численных экспериментов на моделях пластов, учитывающих фильтрационную структуру и параметры дизъюнктивных нарушений.

Известные результаты исследований НИИ системных исследований РАН [14] учета выявленных дизъюнктивных нарушений при проектировании и оптимизации разработки ярко демонстрируют (несмотря на различие мнений разных авторов), что система расположения скважин должна выбираться исключительно в соответствии с дислокацией системы нарушений, с учетом величин фильтрационных параметров самих нарушений и пластов, примыкающих к этим нарушениям. Сетка скважин становится в значительной степени нерегулярной.

Бесспорно, что принятие решения о пересмотре системы расположения и назначения скважин будет очень сложным и приведет к увеличению экономических затрат. Однако такое решение может быть предпринято, только если игнорирование нарушений приведет к существенному ухудшению технологических и экономических показателей разработки.

Выявлена закономерность [10], что технологическая эффективность проявляется в нагнетательных скважинах, забой которых расположен в зонах максимальной концентрации разломов и трещин. В результате подтверждаются полученные выводы: закачку осадкообразующих систем необходимо производить в тех нагнетательных скважинах, забой которых также расположен во флексурно-разрывных нарушениях и динамо-напряженных зонах; обработки ПЗП в зонах разломов низкоэффективны; ее необходимо производить в тех скважинах, которые находятся в зонах отсутствия флексурно-разрывных нарушений и динамонапряженных зон.

Для обоснования системы разбуривания пологими и горизонтальными скважинами и повышения эффективности изоляции водопритоков сложнопостроенных нефтяных залежей на основе промысловых исследований их гидродинамического состояния предложена следующая схема комплексного подхода:

– выделение областей флексурно-разрывных нарушений, динамонапряженных зон и каналов низкого фильтрационного сопротивления с применением индикаторных исследований;

– расположение интервалов вскрытия продуктивных пластов добывающими скважинами на максимально возможном удалении от флексурно-разрывных нарушений, динамонапряженных зон и каналов низкого фильтрационного сопротивления;

– при вскрытии пологими и горизонтальными скважинами указанных зон производить предварительную закачку тампонирующих систем через нагнетательные скважины с последующей селективной водоизоляцией нефтеводонасыщенной приствольной части добывающих скважин.

Заключение

1. Таким образом, повышение периода рентабельного применения заводнения нефтяного месторождения возможно при прогнозируемом учете структурной гидродинамической неоднородности пластов, вызванной наличием естественных трещин и техногенным образованием сети каналов НФС.

2. Разработан метод прогнозирования геометрии образования трещин, дополняющий известную гидродинамическую модель пластовой системы с произвольными геолого-физическими свойствами. В нем реализуется поэтапный вариационный анализ гидродинамической ситуации в исследуемом участке пласта и учитывается напряжение, возникающее вследствие внутрипорового вязкостного трения при фильтрации, горного напряжения на сжатие и растяжение, а также упругих свойств скелета пласта.

3. Выявлено, что высокое значение давления нагнетания и превышение градиентов давления над критическим значением не является необходимым и достаточным для бесконечно долгого развития трещин вследствие как потерь давления при фильтрации в трещинах, так и с выравниванием распределения пластового давления по мере удаления от зоны нагнетания.

Установлено, что развитие сети трещин обусловлено формированием зон низкого пластового давления в районе будущей нагнетательной скважины с минимальным давлением в точке, к которой стремится пройти трещина от зоны последующего нагнетания.

4. Для повышения периода рентабельной эксплуатации скважин предлагается переводить под нагнетание добывающие скважины, находящиеся на периферии сети трещин. Для обеспечения эффективности отбора горизонтальными скважинами, их контуры питания следует поддерживать сетью техногенных трещин.

Библиографический список

1. Конторович, А.Э. Геотехнология разработки месторождений нефти и газа / А.Э. Конторович, О.М. Ермилов, А.Н. Лапердин // Вестник Российской Академии наук. – 2013. – Т. 83, № 9. – С. 788–799. DOI: 10.7868/S08869587313090041
2. Конторович, А.Э. Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России / А.Э. Конторович // Наука из первых рук. – №1. – 2016. – С. 6–17.
3. Хафизов, Ф.З. Нефть и газ Тюмени / Ф.З. Хафизов; науч. ред. акад. РАН А.Э. Конторович. – Тюмень: Изд-во «Зауралье», 2012. – 524 с.
4. Шпуров, И.В. Научно-методические обоснование эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов нефти юрских отложений Западной Сибири на основе детального геолого-технологического моделирования: дис... д-ра техн. наук / И.В. Шпуров. – Тюмень, 2015. – 356 с.
5. Курчиков, А.Р. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин; Зап.-Сиб. филиал Ин-та нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2015. – 140 с.
6. Грачев, С.И. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: монография / С.И. Грачев, А.В. Стрекалов, А.С. Самойлов. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 203 с.
7. Грачев, С.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений: монография / С.И. Грачев, Е.И. Краснова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 98 с.
8. Особенности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти неоднородных коллекторов тюменской свиты (на примере месторождений ООО «Лукойл-Западная Сибирь») / С.И. Грачев, В.В. Юдчиц, В.С. Дручин, Р.Р. Юнусов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, №10. – С. 192–201. DOI: 10.18799/24131830/2021/10/3172
9. Грачев, С.И. Интерпретация результатов трассерных исследований с учетом конвективного массопереноса / С.И. Грачев, В.А. Коротенко, А.Б. Кряквин // Записки Горного института. – 2019. – Т. 236. – С. 185–193. DOI: 10.31897/PMI.2019.2.185
10. Грачев, С.И. Теоретические и прикладные основы строительства пологих и горизонтальных скважин на сложнопостроенных нефтяных месторождениях: специальность 05.15.10. Бурение скважин : дис... д-ра техн. наук / С.И. Грачев; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2000. – 316 с.

11. Грачев, С.И. Исследования каналов сверхпроводимостей межскважинного пространства / С.И. Грачев, А.В. Стрекалов, А.Т. Хусаинов // Нефть и газ: Тюменский индустриальный университет. – 2016. № 5, – С. 46–56. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-5-46-56
12. Грачев, С.И. Детерминированные и стохастические модели для контроля и регулирования гидросистем нефтяных промыслов : монография: в 2 т. / С.И. Грачев, А.В. Стрекалов, А.Т. Хусаинов. – Тюмень: ТИУ, 2016. – Т. 1. – 396 с.
13. Программный комплекс гидродинамического моделирования природных и технических систем «Немезида Гидрасим»: свидетельство о государственной регистрации программы ЭВМ №2014614505.2014 / С.И. Грачев, А.В. Стрекалов.
14. Возможность определения фильтрационных параметров дизъюнктивных нарушений на нефтяных месторождениях по данным гидродинамических исследований пластов и скважин / С.Г. Вольпин, И.В. Афанаскин, В.А. Юдин, Н.П. Ефимова. – М., 2018. – 262 с.
15. Грачев, С.И. Детерминированные и стохастические модели для контроля и регулирования гидросистем нефтяных промыслов: монография: в 2 т. / С.И. Грачев, А.В. Стрекалов, А.Т. Хусаинов. – Тюмень: ТИУ, 2016. Т. 2. – 156 с.
16. Коваленко, И.В. Разработка низкопроницаемых коллекторов нефти и газа горизонтальными скважинами с многостадийным гидроразрывом / И.В. Коваленко, С.К. Сохошко, С.И. Грачев. – Монография. – Тюмень: ТИУ, 2020. – 162 с.
17. Коваленко, И.В. Гидродинамические исследования горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов : монография / И.В. Коваленко, С.К. Сохошко, С.И. Грачев. – Тюмень: ТИУ, 2020. – 162 с.
18. Методические основы построения, актуализации и оценки качества цифровых моделей месторождений с залежами газа : монография / С.А. Кирсанов, Р.Ф. Шарафутдинов, С.И. Грачев, А.С. Самойлов. – Тюмень: ИПЦ Экспресс, 2021. – 161 с.
19. Грачев, С.И. Аппроксимация производной функции Баклея-Левверетта / С.И. Грачев, Ам.Ат. Хайруллин, Аз.Ам. Хайруллин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 2. – С. 44–48. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-2-44-48
20. Грачев, С.И. Фильтрация жидкостей в аномальных коллекторах / С.И. Грачев, Ам.Ат. Хайруллин, Аз. Ам. Хайруллин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 7. – С. 104–113. DOI: 10.18799/24131830/2019/7/2183
21. Грачев, С.И. Исследование влияния трансформации двухфазной фильтрации на формирование зон невыработанных запасов нефти / С.И. Грачев, В.А. Коротенко, Н.П. Кушакова // Записки Горного института. – 2020. – Т. 241. – С. 68–82. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.68
22. Оценка влияния градиентов водонасыщенности и капиллярного давления на формирование зоны двухфазной фильтрации в сжимаемом низкопроницаемом коллекторе / С.И. Грачев, В.А. Коротенко, Н.П. Кушакова, С.Ф. Мулявин // Записки Горного института. – 2020. – Т. 245. – С. 428–438. DOI: 10.31897/PMI.2020.5.9
23. Грачев, С.И. Геолого-физические особенности разработки слабоконсолидированных коллекторов вязкой нефти / С.И. Грачев, И.Р. Ильясов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, №2. – С. 153–165. DOI 10.18799/24131830/2021/02/3052
24. Грачев, С.И. Проектирование траектории горизонтальной скважины и бокового ствола с использованием геолого-гидродинамической модели сложностроенной залежи / С.И. Грачев, Д.А. Ходанович, С.К.Сохошко // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 9. – С. 56–59. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-9-56-59
25. Исследование влияния подвижности двухфазного потока в коллекторе нижнекомской свиты на снижение коэффициента продуктивности / С.И. Грачев, Ю.В. Земцов, А.Ф. Семенов, Д.В. Акиннин // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 2. – С. 85–87. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-2-85-87
26. Kumar, S. Multi-Disciplinary Approach to Fault Seal Integrity Analysis: A Case Study from Jambusar Field Cambay Basin, India / S. Kumar, M. Sahoo, S.K. Chakrabarti // 10th Biennial International Conference & Exposition. – 2013. – P. 058.
27. Wang, Chao. The lower limit prediction method of fault lateral sealing and its application in the sand-shale interbed / Chao Wang, Yingjie Dong // IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN). – 2016. – Vol. 06, issue 05. – P. 14–16.
28. Arps, J.J. Analysis of Decline Curve / J.J. Arps // Trans AIME. – 1945. – Vol. 160. – P. 228–247.
29. Decline Curve Analysis Using Material Balance Tame / D.E. Doublet, P.K. Oande, T.J. McCollum, T.A. Blasingame // Paper SPE 28688. – 1994. – P. 1–23. DOI: 10.2118/28688-MS
30. Blasingame, T.A. Type Curve Analysis Using the Pressure Integral Method / T.A. Blasingame, J.L. Johnston, W.J. Lee // Paper SPE 18799. Presented at the SPE California Regional Meeting held in Bakers Field. – 1989. DOI: 10.2118/18799-MS
31. Landa, J.L. “A Procedure to Integrate Well Test Data, Reservoir Performance History and 4-D Seismic Information into a Reservoir Description” / J.L. Landa, R.N. Horne // Paper SPE, presented at the 1997 Annual Technical Conference. – San-Antonio, Texas, 1997. DOI: 10.2118/38653-MS
32. Field-wide Interference Nest for Understanding the Hydraulic Communication between Two Stacked Reservoirs / B.I. Al-Quaimi, J. Ansah, M.A. Al-Shehab, F.A. Al-Ajmi // SaudAramco Journal of Technology. – 2010. – Summer. DOI: 10.4043/20571-MS
33. Practical Application of a Probabilistic Approach to Estimate Reserves Using Production Decline Data / Y. Cheng, Y. Wang, D.A. McVay, W.J. Lee // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2005. – P. 1–13. DOI: 10.2118/95974-MS
34. Von Schroeter, Th. Analysis of well test data from permanent downhole gauges by deconvolution / Th. Von Schroeter, F. Hollaender, A.C. Gringarten // SPE 77688. – SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2002. DOI: 10.2118/77688-MS
35. Ilk, D. Deconvolution of Variable-Rate Reservoir-Performance Data Using B-Splines / D. Ilk, P.P. Valko, T.A. Blasingame // SPEREE. – 2006. – Vol. 9, №4. – P. 582–595. DOI: 10.2118/95571-PA
36. Xiaogang, Li. Processing and Analysis of Transient Data from Permanent Down-hole Gauges (PDG) / Li. Xiaogang // PhD thesis. – Heriot-Watt University. – Institute of Petroleum Engineering. – 2009.
37. Zheng, Shi Yi. Analyzing Transient Pressure From Permanent Downhole Gauge (PDG) using wavelet method / Shi Yi. Zheng, Li. Xiaogang // Heriot-Watt University. – Institute of Petroleum Engineering. – Paper SPE 107521. – 2007. DOI: 10.2118/107521-MS
38. Zheng, Shi Yi. Transient Pressure analysis of 4D reservoir system response from permanent downhole gauge (PDG) for reservoir monitoring, testing and management / Shi Yi. Zheng, Li. Xiaogang // Heriot-Watt University. – Institute of Petroleum Engineering. – Paper SPE109112. – 2007. DOI: 10.2118/109112-MS
39. Zheng, Shi Yi. Individual well flow rate recovery from transient pressure with either assigned daily rate or total cumulative production of the well or group of wells through wavelet approach / Shi Yi. Zheng, Li. Xiaogang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2009. – Vol. 68(3). – P. 277–286. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.06.014
40. Horne, R.N. Listening to the Reservoir—Interpreting Data From Permanent Downhole Gauges / R.N. Horne // Journal of Petroleum Technology. – Vol. 59, №12. – P.78–86. DOI: 10.2118/103513-JPT
41. Zhuoyi, Li. Interpreting horizontal well flow profiles and optimizing well performance by downhole temperature and pressure data: PhD thesis / Li. Zhuoyi. – Texas A&M University, 2010.
42. Masahiko, Nomura. Processing and interpretation of pressure transient data from permanent downhole gauges: PhD thesis / Nomura. Masahiko. – Stanford University – 2006.
43. Ilk, D. A Deconvolution Method Based on Cumulative Production for Continuously Measured Flowrate and Pressure Data / D. Ilk, P.P. Valko, T.A. Blasingame // SPE 111269. – 2007. DOI: 10.2118/111269-MS
44. A Comprehensive Statistically-Based Method to Interpret Real-Time Flowing Measurements / K. Yoshioka, P. Dawkrjai, A.A. Romero, Ding Zhu, A.D. Hill, L.W. Lake. – Texas A&M University Report, 2007.
45. Ilk, D. Production Data Analysis — Future Practices for Analysis and Interpretation / D. Ilk, L. Mattar, T.A. Blasingame // 8th Canadian International Petroleum Conference. – Paper 2007-174. – 2007.
46. Athichanagorn, S. Development of an Interpretation Methodology for Long-term Pressure Data from Permanent Downhole Gauges: PhD thesis / S. Athichanagorn. – Stanford University, 1999.
47. Athichanagorn, S. Processing and Interpretation of Long-Term Data Acquired from Permanent Pressure Gauges / S. Athichanagorn, R.N. Horne, J. Kikani // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2002. – Vol. 5, №5. – P. 384–391. DOI: 10.2118/80287-PA
48. Kuchuk, F. The Future of Reservoir Management / F. Kuchuk, A. Carnegie, M. Sengul // Middle East & Asia Reservoir Review. – 2004. – №5. – P.51 – 67.
49. Konopczynski, M. Intelligent well technology maximizes recovery, reduces costs / M. Konopczynski // Offshore. – 2003. – Vol. 63, № 1. – P.58 – 63.
50. Olsen, S. Experience from the use of automatic well-test analysis / S. Olsen, J. Nordtvedt // Paper SPE 102920. – 2006. DOI: 10.2118/102920-MS
51. Use and application of permanent downhole pressure gauges in the Balmoral Field and satellite structures / C.E. Shepherd [et al.] // SPE Production Engineering. – 1991. – Vol. 6, №3. – P. 271–276. DOI: 10.2118/20831-PA
52. Decline curves from deconvolution of pressure and flow-rate measurements for production optimization and prediction / K. Kuchuk [et al.] // Paper SPE 96002. – 2005. DOI: 10.2118/96002-MS
53. Permanent downhole pressure gauges help underpin feasibility of miscible gas flood / M.S. Laws [et al.] // Paper SPE 93553. – 2005. DOI: 10.2118/93553-MS
54. A method to diagnose depletion, skin, kh and drive mechanism effects using reservoir monitoring data / S. Haddad [et al.] // Paper SPE 90032. – 2004. DOI: 10.2118/90032-MS
55. Unneland, T. PDGs used in reservoir management of complex North sea oil fields / T. Unneland, T. Haugland // SPE Production & Engineering. – 1994. – Vol. 9, №3. – P. 195–203. DOI: 10.2118/26781-PA
56. Permanent Monitoring - Looking at Lifetime Reservoir Dynamics / J. Jeffery, A. Thomas, T. Veneruso, T. Unneland // Oilfield review. – 1995. Winter. – P. 32–46.
57. Sorkhabi, R. Structural Evaluation of Petroleum Sealing Capacity of Faults / R. Sorkhabi, U. Suterud, D. Sato // SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Manager. – Yokohama, 2000. – S. 230–239. DOI: 10.2118/59405-MS
58. Spivey, John P. Applied Well Test Interpretation / John P. Spivey, W. John. Lee // SPE Textbooks Series. – Vol. 13. – 2013.
59. Houze, Olivier. Dynamic Data Analysis. – V 5.12. / Olivier. Houze, Viturat Didier, S. Ole Fjaere. – Kappa Engineering, 2017. – 743 p.
60. Kuchuk, F.J. Pressure Behavior of Laterally Composite Reservoirs / F.J. Kuchuk, T. Habashy // SPE-24678-PA. – 1997.

References

1. Kontorovich A.E., Ermilov O.M., Laperdin A.N. Geotekhnologiya razrabotki mestorozhdenii nefi i gaza [Geotechnology of oil and gas deposit development]. *Vestnik Rossiiskoi Akademii nauk*, 2013, vol. 83, no. 9, pp. 788–799. DOI: 10.7868/S0869587313090041
2. Kontorovich A.E. Global'nye problemy nefi i gaza i novaia paradigma razvitiia neftegazovogo kompleksa Rossii [Global oil and gas problems and a new paradigm for the development of the Russian oil and gas complex]. *Nauka iz pervykh ruk*, 2016, no. 1, pp. 6–17.
3. Khafizov F.Z. Neft' i gaz Tiumeni [Oil and gas of Tyumen]. Ed. akademik Rossiiskoi akademii nauk A.E. Kontorovich. Tyumen': Zaural'e, 2012, 524 p.
4. Shpurov I.V. Nauchno-metodicheskie obosnovanie effektivnoi razrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov nefi iurskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri na osnove detal'nogo geologo-tekhnologicheskogo modelirovaniia [Scientific and methodological substantiation of the effective development of hard-to-recover oil reserves of the Jurassic deposits of Western Siberia based on detailed geological and technological modeling]. Doctor's degree dissertation. Tyumen', 2015, 356 p.
5. Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Kharakteristika geologicheskogo stroeniia i neftegazonosti iurskogo neftegazonosnogo kompleksa Zapadnoi Sibiri [Characteristics of the geological structure and oil and gas potential of the Jurassic oil and gas complex of Western Siberia]. Zapadno-Sibirskii filial Instituta neftegazovoi geologii i geofiziki imeni A.A. Trofimuka Sibirskogo otdeleniia Rossiiskoi akademii nauk. Novosibirsk: Sibirskoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 2015, 140 p.

6. Grachev S.I., Strekalov A.V., Samoilov A.S. Povyshenie effektivnosti razrabotki nefitnykh mestorozhdenii gorizontальnymi skvazhinami [Improving the efficiency of oil field development with horizontal wells: monograph]. Tiumen': Tiumenskii industrial'nyi universitet, 2016, 203 p.
7. Grachev S.I., Krasnova E.I. Termodinamicheskie protsessy pri razrabotke neftegazokondensatnykh mestorozhdenii [Thermodynamic processes in the development of oil and gas condensate fields: monograph]. Tiumen': Tiumenskii gosudarstvennyi neftegazovyi universitet, 2015, 98 p.
8. Grachev S.I., Iudchits V.V., Druchin V.S., Iunusov R.R. Osobennosti vyrabotki trudnoizlekaemykh zapasov nefi neodnorodnykh kollektorov tiumenskoi svity (na primere mestorozhdenii OOO "Lukoil-Zapadnaia Sibir") [Specific aspects of oil reserves development from discontinuous low-productive reservoirs of Tiumen geological interval (on the example of JSC LUKOIL-West Siberian fields)]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2021, vol. 332, no. 10, pp. 192-201. DOI: 10.18799/24131830/2021/10/3172
9. Grachev S.I., Korotenko V.A., Kriakvin A.B. Interpretatsiia rezul'tatov trassernykh issledovaniy s uchedom konvektivnogo massopereosha [Interpretation of the tracer investigation results considering convective mass transfer]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2019, vol. 236, pp. 185-193. DOI: 10.31897/PMI.2019.2.185
10. Grachev S.I. Teoreticheskie i prikladnye osnovy stroitel'stva pologikh i gorizontальnykh skvazhin na slozhnopostroennykh nefitnykh mestorozhdeniakh: spetsial'nost' 05.15.10. Burenie skvazhin [Theoretical and applied principles of construction of flat and horizontal wells in complex oil fields: specialty 05.15.10. Well drilling]. Doctor's degree dissertation. Tiumen': Tiumenskii gosudarstvennyi neftegazovyi universitet, 2000, 316 p.
11. Grachev S.I., Strekalov A.V., Khusainov A.T. [Issledovaniia kanalov sverkhprovodimostei mezhskvazhinogo prostranstva [Research of channels of super conductivity of the interwell space]. *Izvestiia vuzov. Nef' i gaz*, 2016, no. 5, pp. 46-56. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-5-46-56
12. Grachev S.I., Strekalov A.V., Khusainov A.T. Determinirovannye i stokhasticheskie modeli dlia kontrolya i regulirovaniia gidrosistem nefitnykh promyslov [Deterministic and stochastic models for monitoring and regulation of hydraulic systems of oil fields]. Tiumen': Tiumenskii industrial'nyi universitet, 2016, vol. 1, 396 p.
13. Grachev S.I., Strekalov A.V. Programmi kompleks gidrodinamicheskogo modelirovaniia prirodnykh i tekhnicheskikh sistem "Nemezida Gidrasim" [Software package for hydrodynamic modeling of natural and technical systems "Nemezida Hydrasim"]. Svidetel'stvo o gosudarstvennoi registratsii programmy EVM no. 2014614505.2014 (2014).
14. Vol'pin S.G., Afanaskin I.V., Iudin V.A., Efimova N.P. Vozmozhnost' opredeleniia fil'tratsionnykh parametrov diz'iunktivnykh narushenii na nefitnykh mestorozhdeniakh po dannym gidrodinamicheskikh issledovaniy plastov i skvazhin [Possibility of determining filtration parameters of disjunctive disturbances in oil fields based on data from hydrodynamic studies of formations and wells]. Moscow, 2018, 262 p.
15. Grachev S.I., Strekalov A.V., Khusainov A.T. Determinirovannye i stokhasticheskie modeli dlia kontrolya i regulirovaniia gidrosistem nefitnykh promyslov [Deterministic and stochastic models for monitoring and regulation of hydraulic systems of oil fields]. Tiumen': Tiumenskii industrial'nyi universitet, 2016, vol. 2, 156 p.
16. Kovalenko I.V., Sokhoshko S.K., Grachev S.I. Razrabotka nizkopronitsaemykh kollektorov nefi i gaza gorizontальnymi skvazhinami s mnogostadiinym gidrorazryvom [Development of low-permeability oil and gas reservoirs using horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing]. Tiumen': Tiumenskii industrial'nyi universitet, 2020, 162 p.
17. Kovalenko I.V., Sokhoshko S.K., Grachev S.I. Gidrodinamicheskie issledovaniia gorizontальnykh skvazhin s mnogostadiinym gidrorazryvom plastov pri razrabotke nizkopronitsaemykh kollektorov [Hydrodynamic studies of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing in the development of low-permeability reservoirs]. Tiumen': Tiumenskii industrial'nyi universitet, 2020, 162 p.
18. Kirsanov S.A., Sharafutdinov R.F., Grachev S.I., Samoilov A.S. Metodicheskie osnovy postroeniia, aktualizatsii i otsenki kachestva tsifrovoykh modelei mestorozhdenii s zalezhami gaza [Methodological principles for constructing, updating and assessing the quality of digital models of fields with gas deposits: monograph]. Tiumen': IPTs Ekspres, 2021, 161 p.
19. Grachev S.I., Khairullin A.M., Khairullin A.M. Approksimatsiia proizvodnoi funktsii Bakleia-Leveretta [Approximating the derivative of the Buckley - Leverett function]. *Nefitnoe khoziaistvo*, 2019, no. 2, pp. 44-48. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-2-44-48
20. Grachev S.I., Khairullin A.M., Khairullin A.M. Fil'tratsiia zhidkostei v anomal'nykh kollektorakh [Liquid filtration in anomalous collectors]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2019, vol. 330, no. 7, pp. 104-113. DOI: 10.18799/24131830/2019/7/2183
21. Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P. Issledovanie vliianiia transformatsii dvukhfaznoi fil'tratsii na formirovanie zon nevyrabotannykh zapasov nefi [Study on influence of two-phase filtration transformation on formation of zones of undeveloped oil reserves]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2020, vol. 241, pp. 68-82. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.68
22. Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P., Muliavin S.F. Otsenka vlianiia gradientov vodonasychennosti i kapillarnogo davleniia na formirovanie razmera zony dvukhfaznoi fil'tratsii v szhimaemom nizkopronitsaemom kollektore [Assessment of the Influence of Water Saturation and Capillary Pressure Gradients on Size Formation of Two-Phase Filtration Zone in Compressed Low-Permeable Reservoir]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2020, vol. 245, pp. 428-438. DOI: 10.31897/PMI.2020.5.9
23. Grachev S.I., Il'iasov I.R. Geologo-fizicheskie osobennosti razrabotki slabokonsolidirovannykh kollektorov viazkoj nefi [Geological and physical characteristics of the field development of unconsolidated viscous oil reservoirs]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2021, vol. 332, no. 2, pp. 153-165. DOI: 10.18799/24131830/2021/02/3052
24. Grachev S.I., Khodanovich D.A., Sokhoshko S.K. Proektirovanie traektorii gorizontальnoi skvazhiny i bokovogo stvola s ispol'zovaniem geologo-gidrodinamicheskoi modeli slozhnopostroennoi zalezhi [Sidetrack and horizontal wells trajectories planning on the complex reservoirs based on hydrodynamic models analysis]. *Nefitnoe khoziaistvo*, 2021, no. 9, pp. 56-59. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-9-56-59
25. Grachev S.I., Zemtsov Iu.V., Semenenko A.F., Akinin D.V. Issledovanie vliianiia podvizhnosti dvukhfaznogo potoka v kollektore nizhekomskei svity na snizhenie koeffitsienta produktivnosti [Study of the influence of the mobility of a two-phase flow in the reservoir of the Lower Neokomian subformation on the decrease in the productivity index]. *Nefitnoe khoziaistvo*, 2022, no. 2, pp. 85-87. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-2-85-87
26. Kumar S., Sahoo M., Chakrabarti S.K. Multi-Disciplinary Approach to Fault Seal Integrity Analysis: A Case Study from Jambusar Field Cambay Basin, India. *10th Biennial International Conference & Exposition*, 2013, 058 p.
27. Wang Chao, Dong Yingjie. The lower limit prediction method of fault lateral sealing and its application in the sand-shale interbed. *IOSR Journal of Engineering (IOSRJE)*, 2016, vol. 06, iss. 05, pp. 14-16.
28. Arps J.J. Analysis of Decline Curve. *Trans AIME*, 1945, vol. 160, pp. 228-247.
29. Doublet D.E., Oande P.K., McCollum T.J., Blassingame T.A. Decline Curve Analysis Using Material Balance Tame. *Paper SPE 28688*, 1994, pp. 1-23. DOI: 10.2118/28688-MS
30. Blassingame T.A., Johnston J.L., Lee W.J. Type Curve Analysis Using the Pressure Integral Method. *Paper SPE 18799*. Presented at the SPE California Regional Meeting held in Bakers Field, 1989. DOI: 10.2118/18799-MS
31. Landa J.L., Horne R.N. A Procedure to Integrate Well Test Data, Reservoir Performance History and 4-D Seismic Information into a Reservoir Description. *Paper SPE, presented at the 1997 Annual Technical Conference*. San Antonio, Texas, 1997. DOI: 10.2118/38653-MS
32. Al-Quaimi B.I., Anshah J., Al-Shehab M.A., Al-Ajmi F.A. Field-wide Interference Nest for Understanding the Hydraulic Communication between Two Stacked Reservoirs. *SaudAramco Journal of Technology*, 2010. Summer. DOI: 10.4043/20571-MS
33. Cheng Y., Wang Y., McVay D.A., Lee W.J. Practical Application of a Probabilistic Approach to Estimate Reserves Using Production Decline Data. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2005, pp. 1-13. DOI: 10.2118/95974-MS
34. Von Schroeter Th., Hollaender F., Gringarten A.C. Analysis of well test data from permanent downhole gauges by deconvolution. *SPE 77688. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2002. DOI: 10.2118/77688-MS
35. Ilk D., Valko P.P., Blasingame T.A. Deconvolution of Variable-Rate Reservoir-Performance Data Using B-Splines. *SPEE*, vol. 9, no. 4, pp. 582-595. DOI: 10.2118/95571-PA
36. Xiaogang Li. Processing and Analysis of Transient Data from Permanent Down-hole Gauges (PDG). PhD thesis. Heriot-Watt University. Institute of Petroleum Engineering, 2009.
37. Zheng Shi Yi., Xiaogang Li. Analyzing Transient Pressure From Permanent Downhole Gauge (PDG) using wavelet method. Heriot-Watt University. Institute of Petroleum Engineering. Paper SPE 107521, 2007. DOI: 10.2118/107521-MS
38. Zheng Shi Yi., Xiaogang Li. Transient Pressure analysis of 4D reservoir system response from permanent downhole gauge (PDG) for reservoir monitoring, testing and management. Heriot-Watt University. Institute of Petroleum Engineering. Paper SPE109112, 2007. DOI: 10.2118/109112-MS
39. Zheng Shi Yi., Xiaogang Li. Individual well flowing rate recovery from transient pressure with either assigned daily rate or total cumulative production of the well or group of wells through wavelet approach. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009, vol. 68, no. 3, pp. 277-286. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.06.014
40. Horne R.N. Listening to the Reservoir - Interpreting Data From Permanent Downhole Gauges. *Journal of Petroleum Technology*, 2007, vol. 59, no. 12, pp. 78-86. DOI: 10.2118/103513-JPT
41. Zhuoyi Li. Interpreting horizontal well flow profiles and optimizing well performance by downhole temperature and pressure data: PhD thesis. Texas A&M University, 2010.
42. Masahiko Nomura. Processing and interpretation of pressure transient data from permanent downhole gauges: PhD thesis. Stanford University, 2006.
43. Ilk D., Valko P.P., Blasingame T.A. A Deconvolution Method Based on Cumulative Production for Continuously Measured Flowrate and Pressure Data. *SPE 111269*, 2007. DOI: 10.2118/111269-MS
44. Yoshioka K., Dawkrjai P., Romero A.A., Zhu Ding, Hill A.D., Lake L.W. A Comprehensive Statistically-Based Method to Interpret Real-Time Flowing Measurements. Texas A&M University Report, 2007.
45. Ilk D., Mattar L., Blasingame T.A. Production Data Analysis - Future Practices for Analysis and Interpretation. *8th Canadian International Petroleum Conference* Paper 2007-174, 2007.
46. Athichanagorn S. Development of an Interpretation Methodology for Long-term Pressure Data from Permanent Downhole Gauges: PhD thesis. Stanford University, 1999.
47. Athichanagorn S., Horne R.N., Kikani J. Processing and Interpretation of Long-Term Data Acquired from Permanent Pressure Gauges. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2002, vol. 5, no. 5, pp. 384-391. DOI: 10.2118/80287-PA
48. Kuchuk F., Carnegie A., Sengul M. The Future of Reservoir Management. *Middle East & Asia Reservoir Review*, 2004, no. 5, pp. 51-67.
49. Konopczynski M. Intelligent well technology maximizes recovery, reduces costs. *Offshore*, 2003, vol. 63, no. 1, pp. 58-63.
50. Olsen S., Nordtvedt J. Experience from the use of automatic well-test analysis. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA*, September 2006. DOI: 10.2118/102920-MS
51. Shepherd C.E. et al. Use and application of permanent downhole pressure gauges in the Balmoral Field and satellite structures. *SPE Production Engineering*, 1991, vol. 6, no. 3, pp. 271-276. DOI: 10.2118/20831-PA
52. Kuchuk K. et al. Decline curves from deconvolution of pressure and flow-rate measurements for production optimization and prediction. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas*, October 2005. DOI: 10.2118/96002-MS
53. Laws M.S. et al. Permanent downhole pressure gauges help underpin feasibility of miscible gas flood. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Kingdom of Bahrain*, March 2005. DOI: 10.2118/93553-MS
54. Haddad S. et al. A method to diagnose depletion, skin, kh and drive mechanism effects using reservoir monitoring data. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas*, September 2004. DOI: 10.2118/90032-MS.
55. Unneland T., Haugland T. Permanent Downhole Gauges used in reservoir management of complex North sea oil fields. *SPE Production & Engineering*, 1994, vol. 9, no. 3, pp. 195-203. DOI: 10.2118/26781-PA
56. Jeffery J., Thomas A., Veneruso T., Unneland T. Permanent Monitoring - Looking at Lifetime Reservoir Dynamics. *Oilfield review*, 1995, Winter, pp. 32-46.
57. Sorkhabi R., Suzuki U., Sato D. Structural Evaluation of Petroleum Sealing Capacity of Faults. *SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Management*. Yokohama, 2000, pp. 230-239. DOI: 10.2118/59405-MS
58. Spivey John P., John Lee W. Applied Well Test Interpretation. *SPE Textbooks Series*, 2013, vol. 13.
59. Houze Olivier, Didier Viturat, Ole Fjaere S. Dynamic Data Analysis. V 5.12. *Kappa Engineering*, 2017, 743 p.
60. Kuchuk F.J., Habashy T. Pressure Behavior of Laterally Composite Reservoirs. *SPE Formation Evaluation*, 1997. DOI: 10.2118/24678-PA

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