

**Интерпретация данных после проведения Step-rate-test в многослойных,
неконсолидированных и слабосцементированных породах**

Р. Р. Алекберов^{1, 2*}, А. А. Вольф²

¹ООО «ЭПУ-Сервис», Когалым, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*1a2s3d4f5gw@mail.ru

Аннотация. Предпосылками данного исследования является сложность в интерпретации данных после проведения стимуляции призабойной зоны пласта (ПЗП). Данная работа преследует следующие цели: применимость и интерпретация данных после проведения Step-rate-test (SRT) для оценки подходящих режимов закачки в многослойных, неконсолидированных и слабосцементированных пластах и прослеживание в графическом формате взаимосвязи между скоростью и давлением закачки. Авторы исследовали устойчивость скелета пласта на градиенты давлений методом увеличения давления при закачке жидкости через нагнетательный фонд скважин и пришли к выводу, что с течением времени эта устойчивость меняется не в лучшую сторону. Это означает, что практическая значимость данного метода сказывается на изменении градиента давления при закачке жидкости для поддержания постоянного дебита, градиент давления очень важен в своем постоянстве и влияет на ПЗП, следовательно, можно прийти к выводу, что фильтрационно-емкостные свойства в ПЗП имеют динамический характер и могут изменяться с течением времени. Также стоит отметить, что вторым результатом проведения исследования является то, что для рыхлых пластов изменение порового давления может также повлиять на фазовую (эффективную) проницаемость, которая сама по себе может влиять на требуемые градиенты давлений при закачке.

Ключевые слова: Two-step-rate-test, FPP, psi

Для цитирования: Алекберов, Р. Р. Интерпретация данных после проведения Step-rate-test в многослойных, неконсолидированных и слабосцементированных породах / Р. Р. Алекберов, А. А. Вольф. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-6-11-24 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 6. – С. 11–24.

**An interpretation of data after performing Step-rate-test in multi-layered,
unconsolidated and weakly consolidated reservoirs**

Rashit R. Alekberov^{1, 2*}, Albert A. Volf²

¹*EPU Service LLC, Kogalym, Russia*

²*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

**1a2s3d4f5gw@mail.ru*

Abstract. The prerequisite for this study is the difficulty in interpreting data after stimulation of the bottomhole formation zone has been carried out. The objectives of this work are the applicability and interpretation of Step-rate-test (SRT) data to evaluate suitable injection regimes in multi-layered, unconsolidated and weakly consolidated reservoirs and the demonstration of the correlation between injection rate and pressure in a graphical format. We investigated the stability of the reservoir structure to pressure gradients by increasing pressure and injecting fluid through the injection well stock. We concluded that this stability does not improve over time. This means that the practical significance of this method lies in its ability to alter the pressure gradient when injecting fluid to maintain a constant flow rate. The constancy of the pressure gradient has a major impact on the stimulation of the bottomhole formation zone and therefore it can be concluded that the reservoir properties in the bottomhole formation zone are dynamic in nature and can change over time. It should be noted that the study found that a change in pore pressure within the loose rock can also affect the phase (effective) permeability, which in turn can affect the required pressure gradients during injection.

Keywords: Two-step-rate-test, FPP, psi

For citation: Alekberov, R. R., & Volf, A. A. (2023). An interpretation of data after performing Step-rate-test in multi-layered, unconsolidated and weakly consolidated reservoirs. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 11-24. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-11-24

Введение

При современной разработке месторождений нефти и газа рекомендуется начинать заводнение заблаговременно, чтобы избежать «конусообразования» вблизи призабойной зоны пласта (ПЗП), которое, в свою очередь, может привести к прорыву газа или подошвенной жидкости, и защитить чувствительные к напряжениям пласты ввиду снижения пластового давления. Для сохранения приемистости пластов с начальным поровым давлением, близким к гидростатическому давлению столба жидкости в стволе скважины, давление нагнетания в объекты разработки, сложенные в основном из песчаника, должно быть либо равно начальному пластовому давлению, либо быть на порядок выше. Количество закачиваемой воды, поступающей в пласт, можно примерно определить исходя из значений относительной проницаемости, когда давление закачки на поверхности превышает поровое давление, а закачиваемая жидкость постепенно увеличивает поровое давление в пласте вокруг нагнетательной скважины.

Помимо увеличения порового давления, еще одним преобладающим источником сопротивления поступающей в скважину жидкости являются «внутрипластовая фильтрация» и эффекты изменения проницаемости, другими словами — анизотропия пласта. Одна из проблем заключается в том, чтобы оценить безопасный градиент давления при закачке жидкости для пластов, чувствительных к напряжениям при поровом давлении выше гидростатического.

Для плотных песков давление разрушения представляет собой сумму напряжения и прочности породы на растяжение. Избыточное давление на забое скважины заставляет пласт принимать жидкость. В высокопроницаемых породах жидкость может легко поступать в поровое пространство и распространяться в пласт под действием градиента давления. Фактически искусственный «гидроразрыв» плотных пород (его еще называют Step-rate-test (SRT)), обычная практика, она заключалась в том, чтобы увеличить эффективность давления, создаваемого жидкостью, за счет обеспечения максимально возможной энергии закачиваемой жидкости. Для очень плотных пластов во время проведения определения приемистости приемистость скважины сильно снижена, на помощь приходит SRT, при проведении может использоваться обычная вода как рабочий агент.

FPP или давление раскрытия трещины определяется как давление, которое разрушает пласт, что приводит к образованию трещины. Во многих источниках обсуждалось, что давление разрыва действительно выше, чем давление начала роста трещины. На многих нефтяных месторождениях закачка жидкости использовалась, как эффективный метод для поддержания пластового давления, а также для увеличения коэффициента извлечения нефти. Ключом к эффективному заводнению является разумное размещение и управление давлением закачки нагнетательных и отборами добывающих скважин. Закачка жидкости должна быть постоянной и стабильной, в особенности в случае применения на рыхлых породах [1]. Для неконсолидированных и слабосцементированных пород управление заводнением требует постоянного мониторинга и подсчета компенсации отбора жидкости. Необходимо своевременно производить ревизию и замену наземного оборудования (замену штуцеров, запорной арматуры, устранение разгерметизаций и т. д.).

Объект исследования

Главный вопрос: какие давления при закачке жидкости следует нагнетать в новых и существующих нагнетательных скважинах? Решения, предложенные в различных источниках для оценки градиентов давлений в нагнетательных скважинах, включают использование формулировки баланса напряжений с учетом геомеханических свойств пласта, SRT (Step-rate-test). Цель данного исследования состоит в том, чтобы сделать обзор на SRT для оценки безопасных давлений нагнетания, а также провести интерпретацию данных после проведения SRT в неконсолидированных и слабосцементированных породах, многослойных системах.

Метод исследования

Выбор соответствующих давлений закачки имеет важное значение для определения максимальной скорости закачки. Регламентирующие документы требуют, чтобы давления закачки поддерживались на таком уровне, при котором не возникнут разломы в верхнем/нижнем горизонтах

относительно целевого пласта. SRT, проводимый на нагнетательных скважинах, предназначен для определения давления, при котором происходит увеличение трещины. Эта информация важна при эксплуатации и наблюдении за проектами по заводнению и помогает оптимизировать конечную нефтеотдачу за счет регулировки давления и скорости закачки [2].

Было предложено использовать SRT для оценки давления, при котором происходит образование/развитие трещины. На рисунке 1 увеличение давления нагнетания жидкости и скорости закачки происходит до определенного предела, предел для всех объектов разный. После переломного момента происходит раскрытие трещины, при этом в приоритете начинает расти скорость закачки. Причина такого высокого давления/скорости закачки жидкости может быть связана с трещиноватостью пласта и более высокой приемистостью. Раскрытие трещины может быть вызвано несколькими факторами, включая преодоление поверхностного сопротивления и порового давления.

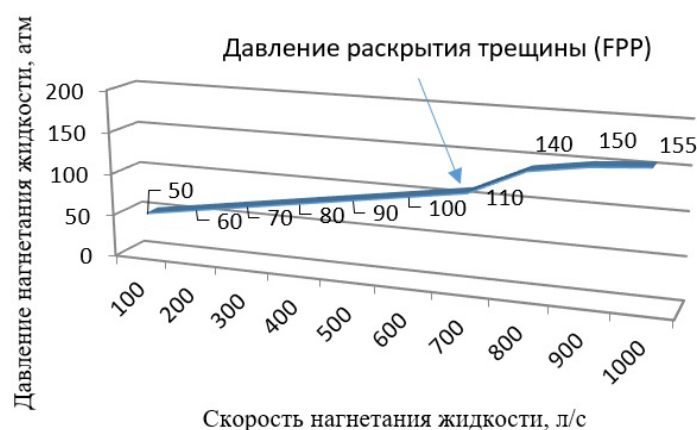


Рис. 1. Типовой график зависимости давления от скорости закачки жидкости

При проведении SRT вода закачивается в нефтенасыщенную зону на определенный период и регистрируется давление. По мере увеличения давления закачки, шаг за шагом, контролируется скорость закачки, когда наблюдается отчетливый разрыв, давление в точке разрыва рассматривается как давление разрыва трещины (FPP) (см. рис. 1).

Результаты и обсуждение

В данном исследовании мы отметили проблемы с интерпретацией данных после проведения SRT в рыхлых породах (рис. 2). Некоторые зарубежные авторы также отметили сложность проведения SRT в рыхлых породах, например, обсуждались проблемы в интерпретации SRT даже в жестких ачимовских и юрских объектах. Так, В. И. Мандал указал, что интерпретация давления разрыва из SRT была сложной, с использованием

классического подхода к построению графиков — скорость закачки в зависимости от давления нагнетания жидкости. Также он отметил, что изменение наклона прямой над давлением разрыва трещины было очень незначительным, что приводит к неопределенностям в определении давления увеличения трещины, и предложил использовать эффект Манро (кумулятивный) на единицу давления по сравнению с забойным давлением.

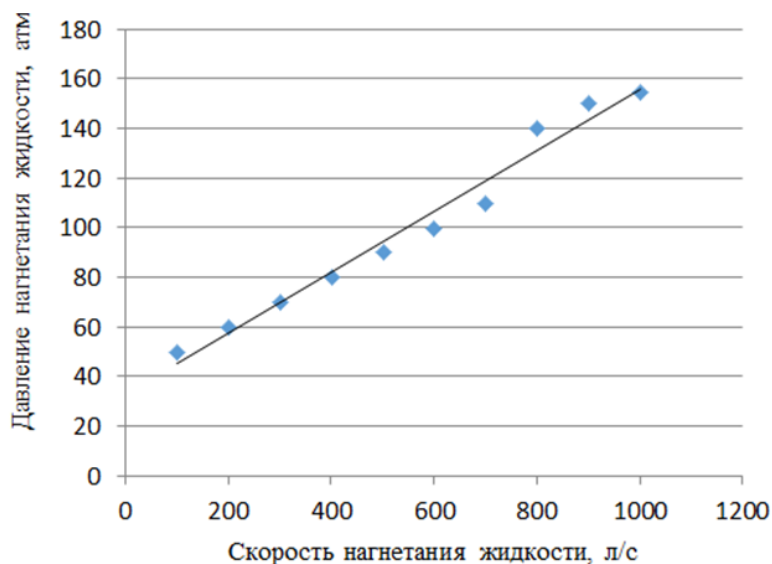


Рис. 2. Пример неопределенности в интерпретации данных после проведения SRT на скв. 5551

Изменение матрицы породы — это процесс, при котором загрязняющие вещества осаждаются в поровых пространствах скелета горной породы без фактического разрушения порового формирования. Основной фактор, влияющий на приемистость скважины, — это скорость образования/засорения матрицы. При введении матрицы отложение загрязняющих веществ [твердых и масло-в-воде (OIW)] и закупорка пор пласта происходят в ограниченной области вокруг зоны закачки агента. Протяженность и размерность этой области зависит от пор пласта, размера воронки репрессии/депрессии и размера загрязняющих частиц, которые производят закупорку пласта. Поэтому со временем все больше и больше загрязняющих элементов откладывается на ограниченной территории вокруг нагнетательной скважины.

Данное накопление загрязняющих веществ связано с постоянным увеличением требуемого давления закачки при заданном режиме работы. Закачка матрицы характеризуется уменьшающимся индексом приемистости ($\text{м}^3/\text{барр}/\text{сут}/\text{фунт}/\text{кв. дюйм}$). Ниже обозначены другие проблемы, связанные с изменением матрицы породы.

1. Ошибка в определении забойного давления.
2. На момент проведения SRT отсутствие адекватных данных по пластовому давлению, динамике изменения пластового давления с момента начала разработки месторождения.
3. Для поддержания потребной закачки в матрицу горной породы может потребоваться значительная зона фильтрации. Необходимо ввиду различных особенностей объекта разработки проведение пилотных тестов.
4. Иногда закачка предполагается в хаотичном режиме с разным градиентом давления, ПЗП к тому моменту может быть уже частично разрушена.
5. Существует множество методов/моделей для прогнозирования показателей по закачке жидкости. Они по-прежнему имеют недоработанные аспекты, и большинство из них требуют оформления в соответствии с передовой полевой практикой.

Тем не менее долгосрочная закачка в матрицу горной породы представляет операционные проблемы.

Например, регулирование фильтрации мелких частиц и качество воды могут позволить поддерживать долгосрочную приемистость. Полевые случаи в слабоконсолидированных песках показывают, что иногда даже этого может быть недостаточно. К сожалению, даже при исчерпывающих и дорогостоящих мероприятиях часто наблюдается быстрое снижение приемистости.

Учитывая нехватку проверенных методов уменьшения последствий, долгосрочное воздействие на матрицу по-прежнему представляет огромные проблемы. Знания, полученные в ходе проведенных операций, привели к разработке некоторых рекомендаций по применению этой технологии с целью сведения к минимуму негативных факторов. Первым шагом является правильная конструкция скважины и определение потребности в жидкости для закачки.

Как упоминалось ранее, размер порового канала пласта ограничивает закачку. Знание вероятных механизмов повреждения в формации может помочь выявить важную информацию для выбора метода стимуляции, используемого для восстановления потребной приемистости, иногда даже помочь в добыче высоковязких пластовых флюидов: например, можно использовать более теплые жидкости для закачки, которые изменят вязкость жидкости и таким образом поспособствуют течению пластового флюида. Второе требование включает анализ совместимости нагнетательной воды с пластовой. Закачиваемая вода может содержать растворенный кислород, химикаты и бактериальные компоненты, которые могут привести к образованию накали и шлама [3].

Рассмотрим одну из основных причин, по которой на графике интерпретации данных SRT может произойти изменение угла наклона графика — загрязнения ПЗП.

Увеличение скин-фактора вызывает постепенное сопротивление проникновению закачиваемой жидкости. Изменение проницаемости связа-

но с компонентным составом жидкости, набуханием глин, склонностью к солеотложению, несовместимостью нагнетаемой воды с пластовой водой, все это может привести к снижению приемистости. Присутствие взвешенных частиц в закачиваемой воде также приводит к снижению приемистости. Эти твердые частицы в нагнетаемой воде поступают из самых разных источников, включая добытую пластовую воду, в которой содержатся глины, песок и ил, различные осадки, окалина, твердые органические вещества, шламы и продукты коррозии. Химические (загрязняющие) вещества также могут отрицательно сказаться на приемистости. Как правило, большинство этих химических веществ из числа нескольких видов ингибиторов коррозии, деэмульгаторов, ингибиторов образования солеотложений, поверхностно-активных веществ, все они могут способствовать коагуляции тяжелых углеводородных комплексов в результате образования стабильных высокомолекулярных соединений с высоким содержанием углерода, которые со временем могут снизить приемистость.

В принципе для одного пласта, если отслеживается ряд скоростей нагнетания и соответствующих давлений нагнетания, происходит переломный момент, когда формация ломается. Исследования, проведенные Р. Г. Агарвалом и П. Сингхом, подтверждают, что течение жидкости по мере достижения этой точки соответствует радиальному режиму течения, и, как только пласт разрушается, режим потока изменяется на линейный.

Р. Г. Агарвал и П. Сингх сосредотачиваются на однофазном потоке и не затрагивают вопросы, связанные с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) вокруг нагнетательных скважин.

Логика, используемая в этой работе, заключается в том, что для одного объекта разработки после увеличения давления закачки выше определенного значения происходит разрушение пласта, следовательно, это ведет к увеличению приемистости из-за образования трещин. Трещины создаются ограниченной протяженности, скин-фактор меняет значение в отрицательном направлении, расчет дебита может и дальше производиться по уравнению Дарси [4].

Когда пласт имеет выраженную слоистую неоднородность, может быть несколько точек разрыва по мере продолжения SRT, пример указан на рисунке 3. В многопластовых системах могут быть разные значения проницаемости, что подтверждается различными исследованиями керна и исследованиями профиля закачки.

При работе с рыхлыми пластами наблюдаемое увеличение приемистости может также относиться к изменению в большую сторону абсолютной проницаемости. Повышение давления закачки может улучшить проницаемость, что приведет к увеличению приемистости скважины. Закачка в пласты с высокой проницаемостью может привести к увеличению коэффициента охвата коллектора, это, соответственно, влияет на напряжение внутри пластовой системы. Такое давление нагнетания говорит о том, что

внутрипластовое напряжение тоже может изменяться, что, в свою очередь, не будет обязательно приводить к образованию новых трещин.

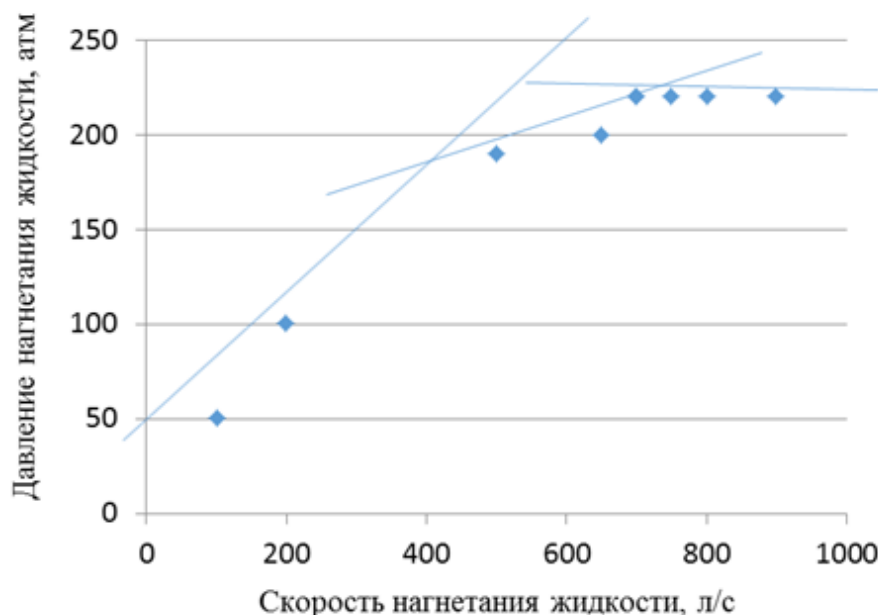


Рис. 3. Множественные контрольные точки во время SRT в многослойном коллекторе (скв. 5425)

Изменения наклона кривой на графике при более высоких давлениях могут быть связаны с увеличением приемистости в более плотных слоях и увеличением относительной проницаемости. Если интервал закачки охватывает зоны различной проницаемости, в рыхлых пластах, когда вода закачивается в пласт, матрица пласта может расширяться, вызывая повышение порового давления по сравнению с начальным, не вызывая при этом гидравлического давления расширения трещины.

Проницаемость регулирует изменения порового давления в суммарных напряжениях при закачке. Таким образом, слои с низкой проницаемостью разрушаются лучше, чем слои с высокой проницаемостью. Теория упругости предопределяет давление, при котором трещина может начать образовываться, а не когда происходит истинное разрушение вблизи ПЗП.

Полевые измерения геомеханических свойств в рыхлых породах могут быть выполнены с использованием специального оборудования. Мягкие, рыхлые пласты имеют высокий коэффициент Пуассона и низкие значения модуля Юнга. В целом породы с более низкой проницаемостью более подвержены трещинообразованию, а проницаемость пласта влияет на изменения напряжения.

Как показывают неоднократные исследования профилей приемистости, закачка вызывает некоторое увеличение охвата коллектора водой, что

подразумевает, что давление закачки выше, чем общее минимальное внутрипластовое напряжение, трещины при этом не образуются.

Интервалы закачки могут быть чувствительными к перепадам давления. При проведении множества тестов SRT отмечаются некоторые интересные моменты, в которых более узкие интервалы принимали большее количество закачиваемой жидкости после того, как подвергались непрерывному увеличению давления (рис. 4). Следующие шаги рекомендуются для мониторинга.

Что необходимо сделать при проведении операции.

1. Запустите PLT, чтобы проверить распределение давления.
2. Установите стационарные забойные датчики давления и температуры.
3. Создайте журнал калипера перед запуском.
4. Используйте расходомеры.
5. Выполните многоскоростные испытания и испытания на падение давления для оценки пластового давления и минимального горизонтального напряжения.

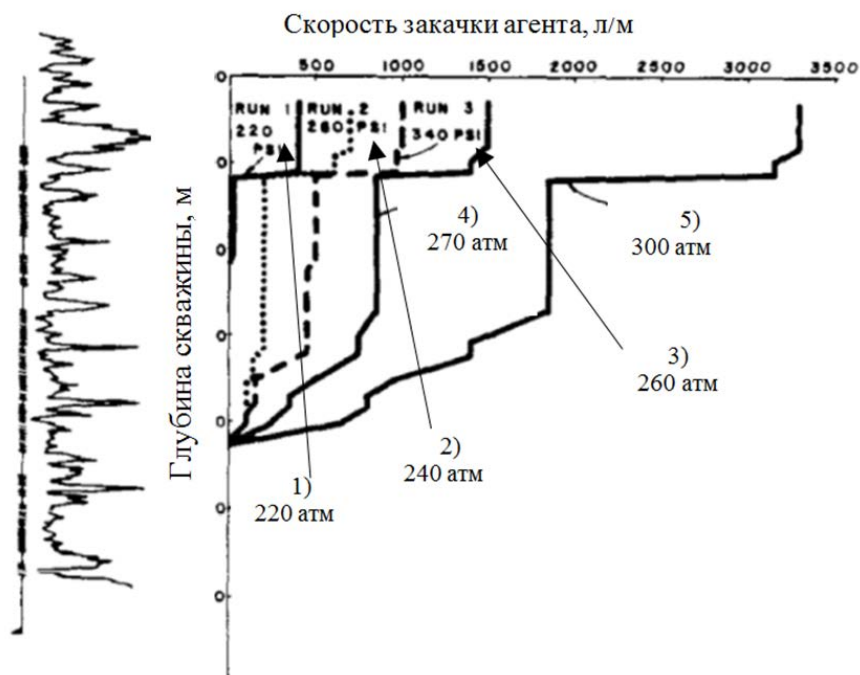


Рис. 4. ГИС и результаты проведенного SRT в рыхлых породах (скв. 5425)

На градиенты давлений при закачке влияют поровое давление пласта, проницаемость, скин-фактор. Снижение приемистости на протяжении всей истории эксплуатации может возникать из-за тампонирувания пород в ПЗП. Кислотные обработки помогают восстановить приемистость, но проведение SRT является хорошим дополнением к данной процедуре.

В исследуемые объекты нагнетание агента (жидкости) началось в конце 2022 года с планируемой приемистостью 50–90 м³/сут. К концу декабря 2022 года было установлено, что нагнетание будет происходить в большинстве своем на терригенных коллекторах. Комплекс мероприятий по нагнетанию был приостановлен для технического обслуживания (ТО) оборудования, задействованного в проведении данного процесса.

После проведения ТО и анализа приемистости по фонду нагнетательных скважин в первом квартале 2023 года выявили ряд скважин с приемистостью ниже потребной, в основном это были скважины с рядом проблем помимо низкой приемистости (негерметичность эксплуатационной колонны (НЭК), отсутствие забоя, слабая приемистость, неисправность устьевой арматуры, блока гребенки (БГ) и т. д.).

Для достижения желаемой скорости закачки не стоит также забывать про диаметр подводящего трубопровода с БГ и проходное сечение на устье скважины, ведь с увеличением проходного диаметра скорость потока снижается, давление закачки, наоборот, увеличивается.

Были проведены различные обзоры зарубежной и отечественной литературы для поиска решения проблемы, связанной с низкой приемистостью скважин. Несоответствующая техника (которая не может развить определенное давление закачки в процессе проведения работ), некачественные трубы с пластиковым покрытием были выявлены в процессе проверок и ревизий и впоследствии заменены. Также было выявлено некачественное проведение прострелочно-взрывных работ, что привело к неглубоким перфорационным отверстиям и напрямую сказалось на скин-факторе и приеме жидкости в процессе эксплуатации.

Были предприняты различные меры по исправлению текущего положения, к примеру, такие как: 1) кислотные обработки; 2) промывка забоя, наложение пластырей при капитальном ремонте скважин для ликвидации НЭК; 3) реперфорация.

В целом по месторождению потребная закачка выровнялась к необходимым показателям.

В мае 2023 года после очередной эксплуатации отобрали кандидата для проведения SRT с последующей интерпретацией данных. Результаты представлены ниже.

На рисунке 4 видно, что давление при проведении SRT меняется в пределах от 220 до 300 атм. Приемистость при 220 атм составляла, согласно потребной закачке, 10 м³/сут, по мере увеличения давления ГИС-АК (график слева) в первую очередь начал фиксировать увеличение закачки в рыхлых интервалах, это подтвердилось увеличением приемистости до 50 м³. Скорость закачки, соответственно, тоже пошла в рост. По мере окончания опытно-промышленных испытаний SRT приемистость скважины (общая, всех интервалов) составляла 80 м³/сут.

Таким образом, эта новая технология устранила возникающую неопределенность результатов. Полученные результаты помогли в определе-

нии устьевых давлений закачки, что было ключевым фактором для перспективного планирования и проектирования объектов наземных коммуникаций.

Необходимо отметить, что данная методика также применялась в скважинах с горизонтальным окончанием.

Сформулированы предположения о воздействии термических напряжений для получения контролируемого роста трещины.

Первым шагом является установка скорости закачки на ожидаемую при давлении разрушения с нулевым скин-фактором. Ступенчатый тест должен подтвердить давление разрушения. Нагнетание должно происходить с постоянной скоростью.

Если скин-фактор положительный, по предварительным данным ожидается в формации, скорость должна быть в состоянии преодолеть его и создать «разлом» породы. По мере нагнетания в трещину фронт вытеснения перемещается к зоне отбора. Однако, поскольку скорость закачки фиксирована, разлом распространяется только со скоростью перемещения фронта вытеснения. Как результат, рост трещины приурочен только к нагнетаемой зоне, давление закачки впоследствии снижается. Повышение давления нагнетания при этом только увеличит ширину трещины.

Следующим шагом является увеличение давления нагнетания до исходного значения пластового напряжения с соответствующим увеличением нагнетания определенного количества жидкости. Нагнетание теперь происходит с постоянной скоростью, равной скорости, когда давление нагнетания равно начальному пластовому напряжению.

Поскольку трещина расширяется только по мере распространения зоны нагнетания, может начать образовываться вторая трещина. Как показывает практика, рост отдельной трещины в результате контролируемой закачки происходит совместно с тепловым воздействием. После того как разломы были инициированы в желаемых местах, скорость закачки увеличивается до целевого уровня, и закачка продолжает способствовать распространению трещины и ее расширению в желаемом месте. Расположение последовательных разломов породы можно оценить, глядя на график изменения общего напряжения вдоль горизонтального ствола скважины.

Первое образование трещины приведет к увеличению напряжения в пласте. Это увеличение напряжения является максимальным при начальном разрушении и уменьшается по мере удаления трещины вдоль ствола скважины [5].

Несмотря на технические различия между SRT и другими похожими процедурами, экономика данных операций играет важную роль при выборе процесса. Опробование гидроразрыва пласта, например, увеличивает CAPEX и OPEX в связи с повышенными требованиями к фильтрации и регулярной кислотной обработке. Таким образом, в дополнение к техническим соображениям двух способов обработки ПЗП должны быть отображены затраты и экономические аспекты, чтобы ранжировать различные варианты закачки или заканчивания скважин. Фильтрация (использование

мембран) несет самые высокие ежегодные расходы, потому что подтоварная вода с высоким содержанием нефти при повторной закачке, несмотря на то, что процесс очистки выделяет гораздо меньшее количество загрязняющих веществ, имеет значительно меньшие эксплуатационные расходы.

Выводы

1. Несколько факторов могут вызвать сглаживание графика зависимости давления от скорости закачки при проведении SRT. При SRT градиенты давления закачки зависят от порового давления пласта, проницаемости пласта, скин-фактора.

2. Потери приемистости на протяжении всего процесса могут возникать из-за внутрискважинной закупорки призабойной зоны. Для преодоления снижения приемистости скважины, вызванного плохим качеством закачиваемой воды, необходимо увеличить давление закачки. Одним из таких решений является SRT.

3. В рыхлых пластах повышение или понижение порового давления вокруг нагнетательной скважины может вызвать изменения проницаемости рыхлых пластов и напряжений.

Процедура интерпретации была разработана для анализа данных испытаний со ступенчатой скоростью с последующей оценкой разрушения породы. Данные гидродинамических исследований скважин (ГДИС) были проанализированы для определения градиента давления образования трещины, коэффициента приемистости, длины трещины, ширины и суммарного коэффициента жидкости на технические нужды. Эти дополнительные данные были успешно использованы в моделировании конструкции трещин и применении заводнения.

- Приемистость в скважинах без ГРП остается примерно постоянной для градиентов закачки ниже градиента распространения трещины, тогда как приемистость скважин с существующими большими трещинами возрастает и зависит от градиента закачки, который изрядно выше градиента разрушения. Положительный наклон, который возникает, когда индекс приемистости построен в зависимости от градиента закачки, является показателем площади поверхности разлома. Отрицательный наклон, который иногда возникает при низком давлении нагнетания, связан с ранее имевшимися открытыми трещинами.

- Данные ГДИС были успешно проанализированы на многих нагнетательных скважинах в двух пластах с общей проницаемостью от 20 до 300 мд. Возникновение множественных трещин во многих резервуарах может быть объяснено дополнительным разрушением перфорации вблизи ПЗП.

- В зависимости от свойств пласта и закачки агента длина трещин варьировалась от 30 до 300 м, показатели приемистости — от 50 до 90 м³/сут. Нагнетание при градиентах выше градиента расширения трещины значительно увеличит приемистость скважины, так как определя-

ется параметром чувствительности, который представляет собой наклон зависимости приемистости от данных градиента давления закачки.

Список источников

1. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах / В. А. Байков, А. Я. Давлетбаев, Р. Н. Асмандияров [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 65–75.
2. Фатихов, С. З. К вопросу вычисления относительных фазовых проницаемостей / С. З. Фатихов, В. Р. Сыртланов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – С. 324–332.
3. Хагурт, Дж. Моделирование распространения трещины / Дж. Хагурт, Б. Д. Уэзерилл, А. Сеттари. – 1980. – 310 с. – Текст : непосредственный.
4. Тримонова, М. А. Основные закономерности развития трещины автоГРП / М. А. Тримонова, Н. В. Дубиня. – Текст : непосредственный // Триггерные эффекты в геосистемах : материалы третьего Всероссийского семинара-совещания (Москва, 16–19 июня 2015 г.) / Под редакцией В. В. Адушкина, Г. Г. Кочаряна. Москва : ГЕОС, 2015. – С. 106–113.
5. Промысловые исследования по изучению самопроизвольного развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах / А. Я. Давлетбаев, В. А. Байков, Г. Р. Бикбулатова [и др.]. – Текст : электронный // Российская техническая конференция и выставка SPE по разведке и добыче нефти и газа 2014 : сборник материалов. – URL: <http://dx.doi.org/10.2118/171232-MS>. – Дата публикации: 14 октября 2014.

References

1. Baikov, V. A., Davletbaev, A. Ya., Asmandiyarov, R. N., Usmanov, T. S., & Stepanova, Z. Yu. (2011). Special well tests to fractured water injection wells. *Neftegazovoye delo*, (1), pp. 65-75. (In Russian).
2. Fatikhov, S. Z., & Syrtlanov, V. R. (2012). On computing relative permeabilities. *Neftegazovoye delo*, (1), pp. 324-332. (In Russian).
3. Hagurt, J., Wetherill, B. D., & Settari, A. (1980). Modeling of crack propagation. 310 p. (In Russian).
4. Trimonova, M. A., & Dubinya, N. V. (2015). Osnovnye zakonomernosti razvitiya treshchiny avtoGRP. Triggernye efekty v geosistemakh: materialy tret'ego Vserossiyskogo seminarasoveshchaniya. Moscow, June, 16-19, 2015. Moscow, GEOS Publ., pp. 106-113. (In Russian).
5. Davletbaev, A. Ya., Baikov, V. A., Bikbulatova, G. R., Asmandiyarov, R. N., Nazargalin, E. R., Slabetskiy, A. A.,... Nuriev, R. I. (2014). Field studies of spontaneous growth of induced fractures in injection wells. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition 2014. (In English). Available at: <http://dx.doi.org/10.2118/171232-MS>. Published: October, 14, 2014.

Информация об авторах / Information about the authors

Алекберов Рашиит Расимович,
инженер-технолог, ООО «ЭПУ-Сервис», г. Когалым; магистрант, соискатель к. т. н., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, 1a2s3d4f5gw@mail.ru

Rashit R. Alekberov, Process Engineer, EPU Service LLC, Kogalym; Master's Student, Applicant Candidate of Engineering, Industrial University of Tyumen, 1a2s3d4f5gw@mail.ru

Вольф Альберт Альбертович,
кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Albert A. Volf, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 08.10.2023; одобрена после рецензирования 10.11.2023; принята к публикации 14.11.2023.

The article was submitted 08.10.2023; approved after reviewing 10.11.2023; accepted for publication 14.11.2023.