

Особенности методики моделирования многостадийного гидроразрыва пласта на скважинах газоконденсатного месторождения X

К.В. Присмотров*, А.И. Варавва, Я.Г. Воронинская
ООО «Газпромнефть НТЦ», Тюмень, Россия

Целью данной работы является выбор оптимальной методики моделирования многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) на скважинах крупного газоконденсатного месторождения X в условиях низкопроницаемых коллекторов и наличия риска выпадения конденсата в призабойной зоне пласта (ПЗП) при снижении пластового давления.

На текущий момент существуют множество способов моделирования ГРП, каждый из которых характеризуется своими преимуществами и недостатками. Для конкретных условий моделирования необходимо выбирать наиболее оптимальный метод моделирования ГРП, который позволяет корректно смоделировать все ожидаемые при разработке эффекты. В рамках настоящей работы описываются наиболее распространенные численные методы моделирования ГРП, отражены их преимущества и недостатки для конкретных условий моделирования месторождения X. Отдельное внимание уделено сравнению методик моделирования ГРП с использованием виртуальных перфораций и логарифмического измельчения, так как эти методики являются наиболее распространенными способами задания ГРП в существующих гидродинамических симуляторах. Проведены сценарные расчеты, которые позволили определить границы применимости различных методов, сравнить корректность воспроизведения прискважинных эффектов, количественно определить отклонение результатов расчетов разных методов от эталонного расчета. Описаны особенности применения метода моделирования ГРП через логарифмическое измельчение, выявленные опытным путем.

В результате для моделирования многостадийного ГРП выбран метод, при котором ячейки с ГРП логарифмически измельчаются относительно исходной сетки. Данный метод позволяет воспроизвести фактические темпы падения продуктивности скважин в условиях низкой проницаемости коллектора, а также воспроизвести в гидродинамической модели эффект от выпадения конденсата в ПЗП и последующего снижения продуктивности по газу.

Ключевые слова: гидродинамическая модель, многостадийный гидроразрыв пласта, гидроразрыв, моделирование, методика, газоконденсатные скважины

Для цитирования: Присмотров К.В., Варавва А.И., Воронинская Я.Г. (2023). Особенности методики моделирования многостадийного гидроразрыва пласта на скважинах газоконденсатного месторождения X. *Георесурсы*, 25(4), с. 82–91. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.5>

Введение

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – это один из методов интенсификации работы скважин, основанный на создании высокопроводимых трещин в пласте при помощи закачки под высоким давлением жидкости разрыва. ГРП на данный момент является одним из самых распространённых способов интенсификации притока флюида в скважину. Особое значение данная технология имеет при разработке месторождений с низко-проницаемыми коллекторами, так как зачастую скважины на такие пласты характеризуются низкими дебитами, а использование ГРП позволяет в разы увеличить продуктивность и повысить рентабельность. Тем самым применение технологии ГРП позволяет вовлечь в разработку различные трудноизвлекаемые запасы, разработка которых

еще до недавнего времени могла считаться экономически не целесообразной.

Важной задачей является правильное моделирование операции ГРП на скважинах и эффекта от его применения в гидродинамических моделях (ГДМ). В настоящее время существует множество различных методов моделирования ГРП на скважинах в ГДМ: на основе локального измельчения исходной сетки, тартановых сеток, виртуальных соединений с пластом и др. Зачастую при прогнозировании эффективности гидроразрыва требуется учет эффектов, происходящих вблизи и внутри трещин: образование и влияние конденсатных банок, отклонение от линейного закона Дарси при турбулизации потока (Alakbarov, Behr, 2020), что на практике учитывается с помощью явного моделирования (LGR – Local Grid Refinement) или специальных опций гидродинамического симулятора (уравнение притока GPP, D-фактор). Поэтому на текущий момент не существует универсального метода моделирования ГРП, который можно применять в любом случае вне зависимости от конкретных условий и целей моделирования. Каждый метод характеризуется своими

* Ответственный автор: Константин Васильевич Присмотров
e-mail: henysberg@yandex.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

преимуществами и недостатками, границами применимости, поэтому специалист-гидродинамик должен выбирать метод, наиболее подходящий под конкретные задачи моделирования и исходные данные.

Целью данной работы является выбор оптимальной методики моделирования многостадийного ГРП на скважинах крупного газоконденсатного месторождения X в условиях наличия низкопроницаемых коллекторов (коэффициент абсолютной проницаемости – 0.5–1.0 мД) и риска выпадения конденсата в призабойной зоне пласта (ПЗП) при снижении пластового давления. Кроме того, объект характеризуется крайне низкой степенью изученности, наличием зоны аномально высокого пластового давления (АВПД), наличием скважин со сложным заканчиванием (горизонтальный ствол длиной 1500 м с 8 стадиями ГРП). Сама же гидродинамическая модель объекта разработки характеризуется довольно большим количеством активных ячеек (1.4 млн ячеек) и крупным исходным размером сетки – 200×200×1 м (рис. 1). Для данных условий моделирования необходимо было подобрать наиболее оптимальный метод моделирования ГРП, который позволял бы учесть все вышеперечисленные особенности объекта разработки.

Методы моделирования ГРП

В ходе исследования были определены основные требования к инструменту моделирования ГРП, которые заключаются в том, что он, прежде всего, должен быть удобным и гибким в использовании, корректно воспроизводить различные физические процессы в ГДМ (в том числе динамику падения продуктивности в условиях выпадения конденсата в призабойной зоне пласта), должен обладать приемлемой скоростью расчета, при этом оставаясь стабильным, корректно работать на крупной сетке (200×200×1 м). В литературных источниках описано множество способов численного моделирования трещин ГРП в гидродинамических моделях. Один из наиболее

полных обзоров существующих способов моделирования представлен в работе (Lokhandwala et al., 2021).

Условно все существующие способы задания ГРП в ГДМ можно подразделить на следующие группы.

1. Способы, основанные на корректировке соединений скважина – пласт (well-connections). В настоящий момент существуют различные плагины в популярных ПО для геолого-гидродинамического моделирования, которые позволяют путем корректировки соединений скважины с пластом моделировать трещину ГРП.

2. Способы, основанные на использовании виртуальных перфораций. Это один из наиболее распространенных методов моделирования ГРП, реализованный во множестве симуляторов ГДМ. В этом способе трещина представлена виртуальным соединением, которое имеет заданные свойства, соответствующие трещине ГРП.

3. Способы, основанные на использовании логарифмического измельчения и таргетовых сеток. В этом случае трещина ГРП задается путем измельчения существующей исходной сетки (Alakbarov, Behr, 2020).

4. Способы, основанные на использовании неструктурированных сеток. К примеру, PEVI – PErpendicular BIsector, также называемой сеткой Вороного. Такие сетки распространены в различных гидродинамических симуляторах, трещина ГРП задается путем измельчения исходной сетки.

В ходе данной работы была проведена сравнительная характеристика наиболее распространенных способов моделирования ГРП в ГДМ – использование виртуальных перфораций через ключевое слово WFRACP, виртуальных перфорации через ключевое слово FRACTURE_SPECS совместно с применением локального измельчения сетки в пределах скважины до размера 50×50 м и способ моделирования ГРП через логарифмическое измельчение исходной сетки. Данные методы задания ГРП являются наиболее распространенными в современных гидродинамических симуляторах (рис. 2). Упрощенные методики

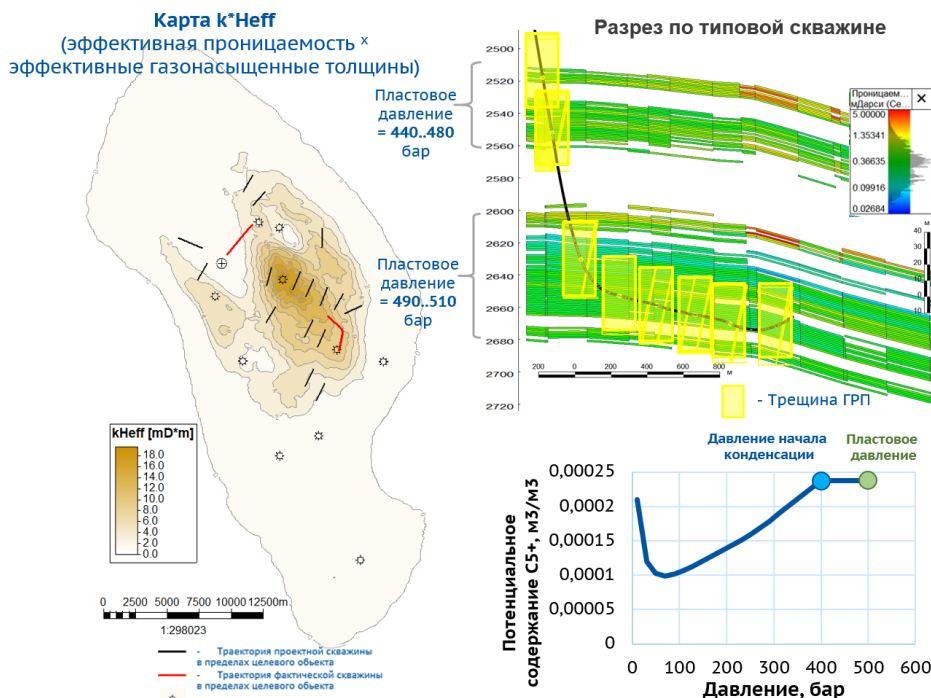


Рис. 1. Иллюстрация краткой характеристики объекта разработки

моделирования ГРП (корректировка скин-фактора, прямое задание трещины) не рассматривались, ввиду наличия заведомо сложных и комплексных исходных условий моделирования.

Методика моделирования ГРП с использованием виртуальных перфораций через ключевое слово WFRACP является наиболее распространённым способом задания ГРП, нашедшим свое применение еще в ранних версиях гидродинамического симулятора. Она характеризуется высокой скоростью расчета, что является важным преимуществом при прогнозных расчетах с большим количеством скважин. Кроме того, метод характеризуется определенной простотой в задании параметров, но при этом синтаксис при задании ГРП для большого количества скважин становится довольно объёмным и неудобным для использования. Сам же инструмент характеризуется низкой гибкостью и удобством использования ввиду того, что не учитывает множество различных параметров задания ГРП (сложные плоскости трещин ГРП, наличие зоны влияния трещины и др.). Отличительной чертой данного инструмента является то, что он инициализирует трещину в центре ячейки, поэтому при моделировании многостадийного ГРП на крупной сетке трещины могут «схлопываться» в одну ячейку, т.к. длина скважины не позволяет распределить их равномерно по всей траектории с учетом крупного исходного размера ячеек в ГДМ.

Эволюционным развитием метода моделирования ГРП с использованием виртуальных перфораций является задание ГРП через ключевое слово FRACTURE_SPECS в ГДМ. Данный метод исправляет множество недостатков ключевого слова WFRACP – теперь трещины не привязаны к центрам ячеек, добавлены новые параметры при моделировании трещин и расширен функционал инструмента. Инструмент также обладает высокой степенью стабильности и скоростью расчета. Основным

же недостатком инструмента для конкретных условий моделирования является возникновение численных ошибок и снижение точности расчетов при моделировании на крупной сетке. Так как ГРП задается через виртуальные перфорации на крупной сетке, в расчетах ГДМ не корректно воспроизводится динамика выпадения конденсата в ПЗП при снижении пластового давления ниже давления начала конденсации, кроме того задание зоны влияния около трещины также моделируется не всегда корректно из-за крупной сетки.

Альтернативой методу задания ГРП через виртуальные перфорации является использование метода задания ГРП через логарифмическое измельчение исходной сетки. Данная методика основана на том, что трещина ГРП задается путем дробления исходной сетки пополам n число раз, соответствующему количеству уровней измельчения (по умолчанию – 5 уровней). Далее проницаемость в измельченных ячейках, соответствующих трещине, нормируется таким образом, чтобы соответствовать проводимости, заданной в дизайне ГРП в ГДМ. Данный метод является наиболее продвинутым, характеризуется высокой гибкостью, удобством и простотой в задании параметров. Из-за несколько другого математического подхода для моделирования трещины ГРП данный метод обладает высокой чувствительностью к процессам и эффектам, происходящим в призабойной зоне пласта. Поэтому он наиболее подходит для учета таких эффектов, как например, выпадения «конденсатных банок» в пласте. Единственным же недостатком метода является крайне долгое время расчета, ввиду создания большого количества измельченных ячеек, которые в значительной степени замедляют скорость расчета. Таким образом, для применения данного метода с целью прогнозных расчетов с проектным фондом необходимо корректировать подходы для ускорения времени расчета.

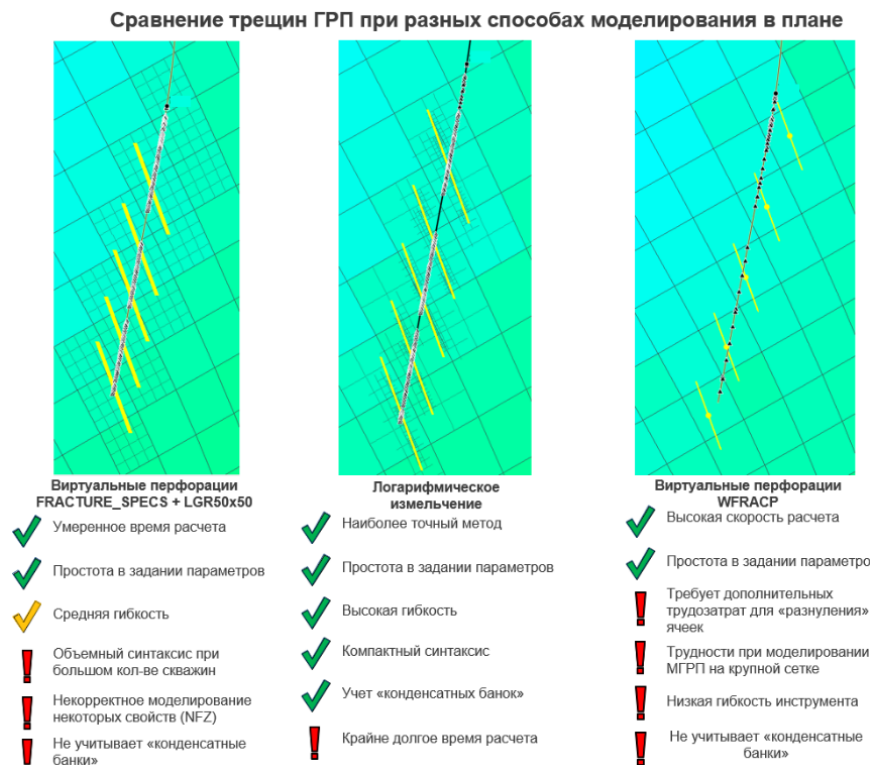


Рис. 2. Краткое сравнение способов задания трещин ГРП в ГДМ

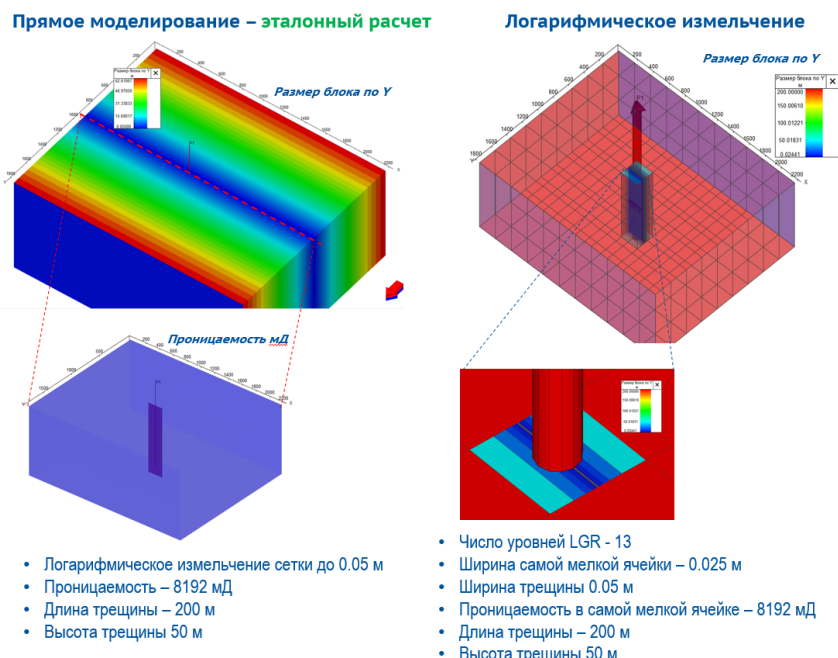


Рис. 3. Предпосылки сравнения расчетов с прямым моделированием трещины ГРП и моделированием трещины ГРП через логарифмическое измельчение

Далее описываются результаты сравнительных расчетов, которые были произведены для изучения особенностей методов задания ГРП через применение виртуальных перфораций и логарифмического измельчения.

Результаты

Сравнение с эталонным расчетом

Важным фактором оценки корректности и точности расчета с применением различных методов моделирования ГРП является сравнение результатов с эталонным расчетом. Для этих целей было произведено сравнение результатов расчета при задании трещины ГРП через логарифмическое измельчение с расчетом на билогарифмической сетке, где трещина ГРП задавалась в явном виде. Расчеты проводились на упрощенных моделях реального объекта разработки, параметры трещины и остальные исходные данные в обоих случаях были одинаковы. Модели были присвоены осредненные свойства реального объекта разработки, контроль по дебиту газа нормировался на одну трещину. Для расчета с логарифмическим измельчением было выбрано 13 уровней измельчения (максимальное возможное количество для используемых мощностей), минимальный размер ячейки LGR достигал 0.025 метров. В ходе расчетов сравнивалась динамика забойного давления в первый месяц после запуска скважины (наиболее выраженный период падения продуктивности скважины) (рис. 3).

По результатам сравнительных расчетов выявлено, что отклонение динамики забойного давления расчета с использованием метода логарифмического измельчения не превышает 1% в сравнении с методом прямого моделирования трещины ГРП (рис. 4).

Таким образом, сделан вывод о том, что метод задания ГРП через логарифмическое измельчение сетки обладает высокой точностью и максимально приближен к расчету, где трещина моделируется в явном виде.

Кроме того, в ходе данных расчетов была оценена ошибка в прогнозировании динамики забойного давления при разных уровнях измельчения исходной сетки (рис. 5).

Выявлено, что пять уровней измельчения, используемых по умолчанию в симуляторе, являются оптимальным значением. При дальнейшем увеличении вложенных уровней измельчения точность прогноза увеличивается незначительно, но при уменьшении уровней измельчения меньше пяти – ошибка начинает резко возрастать.

Методика моделирования ГРП с использованием виртуальных перфораций (ключевое слово FRACTURE_SPECS) при моделировании на синтетической модели с мелкой сеткой (с ячейками 20×20 м и менее) в условиях

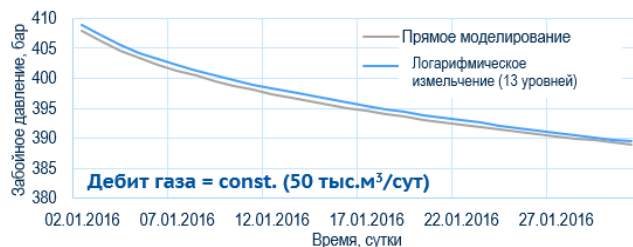


Рис. 4. Сравнение динамики забойного давления расчётов с прямым моделированием трещины ГРП и моделированием трещины ГРП через логарифмическое измельчение

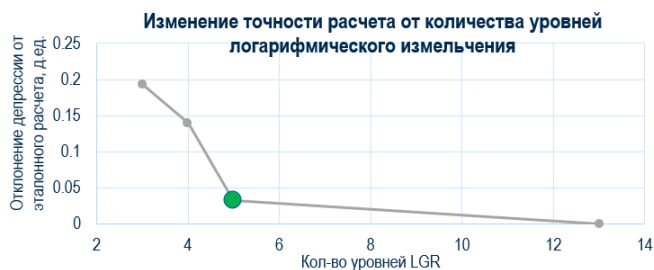


Рис. 5. Отклонение депрессии от эталонного расчета при разном количестве уровней измельчения исходной ячейки

однофазного течения газа также показывает высокую сходимость с прямым моделированием. Таким образом, в условиях синтетического упрощенного расчета оба метода показывают высокую сходимость с прямым моделированием трещины ГРП, принятым в качестве эталона.

Применение методов моделирования ГРП к описанию факта

Немаловажным фактором при прогнозировании продуктивности скважины является возможность воспроизведения фактических темпов падения продуктивности в ГДМ. Поэтому методика моделирования ГРП должна воспроизводить с достаточной точностью и минимальными корректировками фактическую динамику падения продуктивности. Для оценки этой характеристики инструмента было решено провести адаптацию работы скважины на фактическую историю с применением двух методов моделирования ГРП – виртуальных перфораций (ключевое слово FRACTURE_SPECS) и логарифмического измельчения. Ввиду отсутствия собственных результатов испытаний скважин, настройка проводилась на фактическую историю работы скважины-аналога с использованием упрощенной синтетической модели. При адаптации модели на фактические результаты с использование виртуальных

перфораций для адаптации темпов падения продуктивности необходимо было дополнительно задавать функцию затухания трещины в ГДМ, т.к. задание проницаемости трещин согласно дизайну в модели приводило к высокой расчетной продуктивности скважины (рис. 6).

Как уже было отмечено ранее, данный метод нечувствителен к эффектам, происходящим в призабойной зоне пласта, поэтому необходимо применение функции затухания, которая позволяет учесть все эти эффекты. С использованием данных подходов удалось добиться высокого качества адаптации модели, но, ввиду наличия крупной сетки, адаптация режима с КВД характеризуется наличием резкой и «нефизичной» динамики изменения забойного давления.

При адаптации модели с заданием ГРП с использованием логарифмического измельчения сетки таких особенностей отмечено не было. Удалось добиться высокого качества адаптации с использованием фактического дизайна ГРП, без введения иных корректировок (рис. 7).

Таким образом, вероятной причиной падения продуктивности скважины являются эффекты, происходящие в зоне вблизи трещины: высокие скорости фильтрации, нелинейные эффекты, выпадение конденсата. При этом, инструмент моделирования ГРП корректно учитывает эти

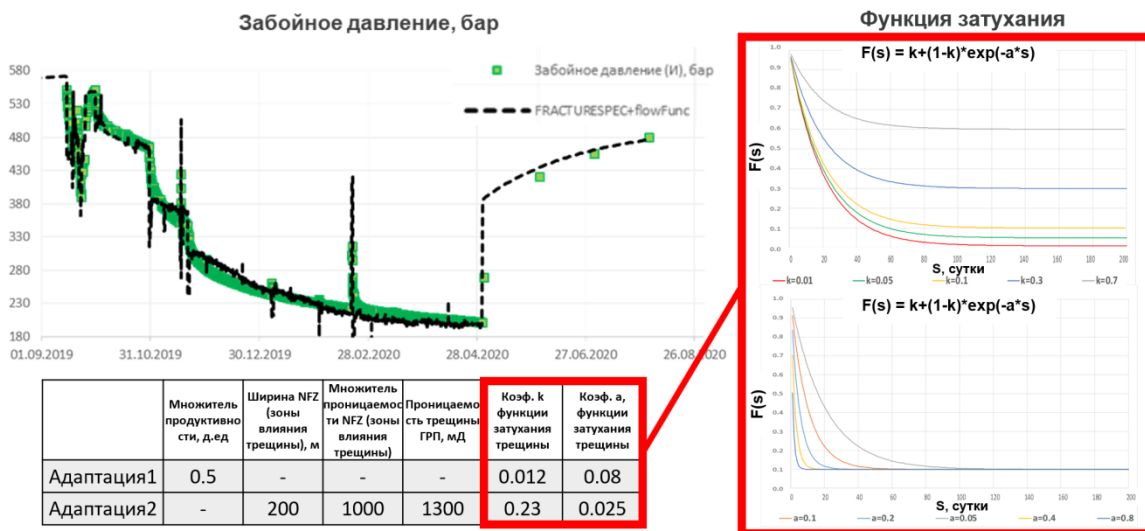


Рис. 6. Адаптация синтетической модели с использованием ключевого слова FRACTURE_SPECS

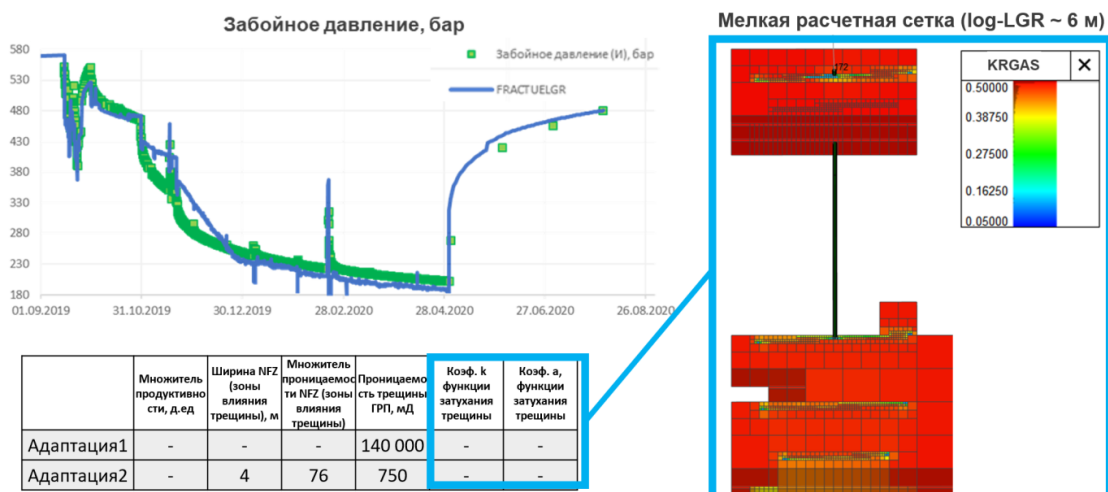


Рис. 7. Адаптация синтетической модели с использованием логарифмического измельчения сетки

эффекты. Кроме того, путем консолидации информации о темпах падения продуктивности скважин-аналогов, был построен сравнительный график удельных темпов падения продуктивности от времени. Продуктивность скважин-аналогов нормировалась на единицу kh (рис. 8). На рис. 8 по вертикальной оси представлена величина $Q/\Delta mkh$ – запись удельной продуктивности скважины, где Q – дебит газа, Δm – депрессия, выраженная через псевдодавление, k – средняя эффективная проницаемость по стволу скважины, h – средние эффективные толщины, вскрытые скважиной.

Для скважин-аналогов, пробуренных на низкопроницаемые газоконденсатные объекты, выделяется следующая зависимость удельных темпов падения продуктивности от времени – продуктивность скважины за первый месяц работы падает в 4–5 раз от начальной, далее скважина выходит на псевдостационарный режим работы, и темпы изменения продуктивности стабилизируются. В процессе написания статьи были получены собственные результаты отработки скважины. На рис. 8 видно, что расчетные темпы падения продуктивности в ГДМ, с использованием инструмента логарифмического измельчения сетки для задания трещин ГРП, воспроизводят темпы падения продуктивности как скважин-аналогов, так и собственной фактической скважины.

Воспроизведение прискважинных эффектов при притоке из ячейки в трещину

Важной особенностью моделирования процессов на объекте разработки является необходимость учета риска выпадения конденсата в призабойной зоне пласта

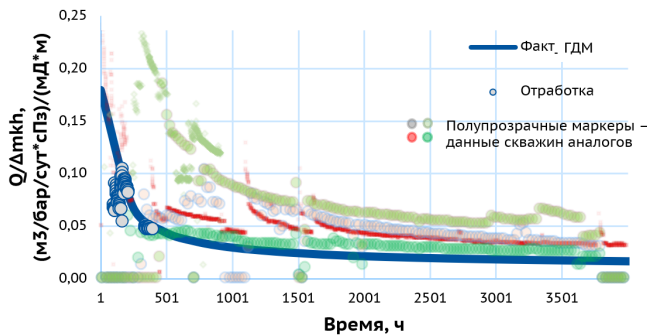


Рис. 8. График удельных темпов падения продуктивности скважин-аналогов от времени

при уменьшении пластового давления ниже давления начала конденсации. Ввиду отсутствия собственных исследований и наличия высокого уровня неопределенности, данный эффект в значительной степени может повлиять на разработку объекта. Поэтому важным критерием выбора метода моделирования ГРП является корректное воспроизведение эффекта выпадения конденсата в трещинах ГРП.

Для оценки корректности воспроизведения данного эффекта в ГДМ при использовании разных методов моделирования ГРП был произведен расчет, где работа скважины моделировалась на трех режимах с разным контролем по дебиту газа и с промежуточными КВД между ними для восстановления забойного давления (рис. 9): первый режим с минимальной депрессией, второй режим с умеренной депрессией и третий режим с максимальной депрессией. Данный подход был необходим для целей изучения динамики работы скважины и эффектов, происходящих в ПЗП, в максимально возможном потенциальном диапазоне режимов работы скважины. Как и в предыдущих расчетах, сравнивались два метода моделирования ГРП – через виртуальные перфорации (ключевое слово FRACTURE_SPECS) и через логарифмическое измельчение сетки. По результатам расчетов определено, что на режимах работы скважины, когда забойное давление выше давления начала конденсации, метод виртуальных перфораций занижает продуктивность, относительно метода с использованием логарифмических измельчений. При этом на режиме, когда забойное давление падает ниже давления начала конденсации, метод виртуальных перфораций, в сравнении с логарифмическим измельчением, не воспроизводит более резкую динамику падения забойного давления из-за выпадения конденсата в трещинах, т.к. из-за наличия более крупной сетки данный метод менее чувствителен к таким эффектам.

Было решено нивелировать влияние крупной сетки на расчет путем измельчения исходной сетки. Далее проводятся аналогичные расчеты с различной размерностью измельчения, и выявлено, что на режимах без риска выпадения конденсата разница, в сравнении с расчетом с логарифмическим измельчением, минимальна, но на режиме с риском выпадения конденсата в ПЗП виртуальные перфорации не воспроизводят эффект «конденсатной банки» даже при размере ячейки в 20×20 м (рис. 10).

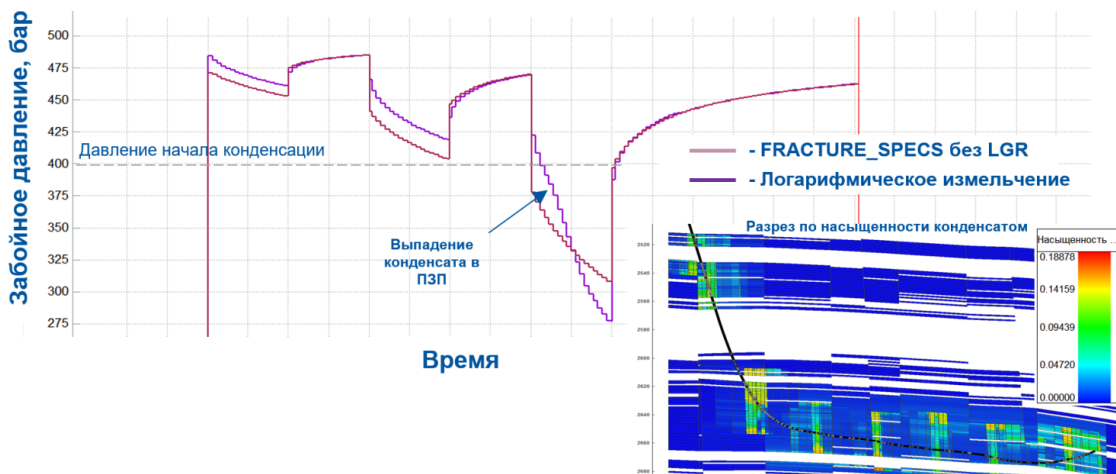


Рис. 9. Динамика забойного давления при моделировании работы скважины на трех режимах при разном способе задания ГРП

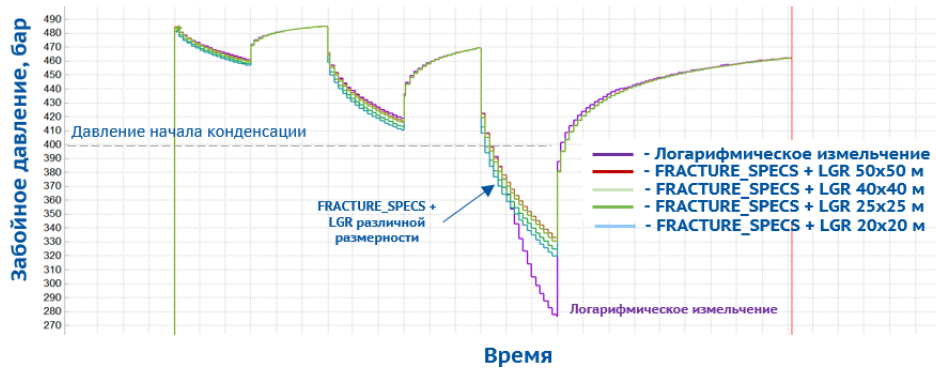


Рис. 10. Динамика забойного давления при моделировании работы скважины на трех режимах при разном измельчении ячейки с использованием виртуальных перфораций

Применение методов моделирования ГРП на прогнозном расчете

Как ранее было обозначено, важным недостатком метода моделирования ГРП через логарифмическое измельчение является медленное время расчета модели, ввиду «утяжеления» модели большим количеством измельченных ячеек. Данный факт в значительной степени ограничивает применение метода для прогнозных расчетов с большим фондом скважин. В текущих реалиях фонд скважин на объекте разработки представлен 17 скважинами, поэтому при данных условиях рассматривался вариант масштабирования метода для прогнозных расчетов с текущим фондом. Одним из предложенных вариантов ускорения расчета являлось сокращение уровней измельчений сетки с пяти (которые используются по умолчанию) до четырех. Для этого были проведены расчеты с различными уровнями измельчения сетки на реальной модели с единичной скважиной. Аналогично предыдущим расчетам, моделировались три режима работы скважины на разных депрессиях с промежуточными периодами восстановления давления (рис. 11).

Выявлено, что количество уровней измельчения в большей степени влияет на режимы с максимальной

депрессией, когда забойное давление опускается ниже давления начала конденсации, и происходит выпадение конденсата в трещинах ГРП. Чем более мелкие ячейки в ГДМ, тем конденсат будет более резко выпадать, он раньше становится подвижнее, и эффект от его присутствия будет более выраженный. Изменение тренда падения забойного давления позволяет диагностировать образование конденсатной банки в пласте, что снижает продуктивность скважины и влечет за собой уменьшение забойного давления для выполнения контроля по дебиту газа. Как видно по динамике забойного давления, увеличение уровней измельчения до шести почти никак не сказывается на динамике поведения забойного давления. При уменьшении уровней измельчения до четырех тренд падения забойного давления становится более резким, ниже давления начала конденсации (порядка 390 бар), что является индикатором начала выпадения конденсата в трещинах, но его подвижность меньше, чем при пяти уровнях измельчения, так как тренд падения забойного давления вследствие образования конденсатной банки не такой выраженный. В этом случае предложено скорректировать конечную точку SOGCR, отвечающую за критическое насыщение конденсатом в системе газ-конденсат, чтобы повысить

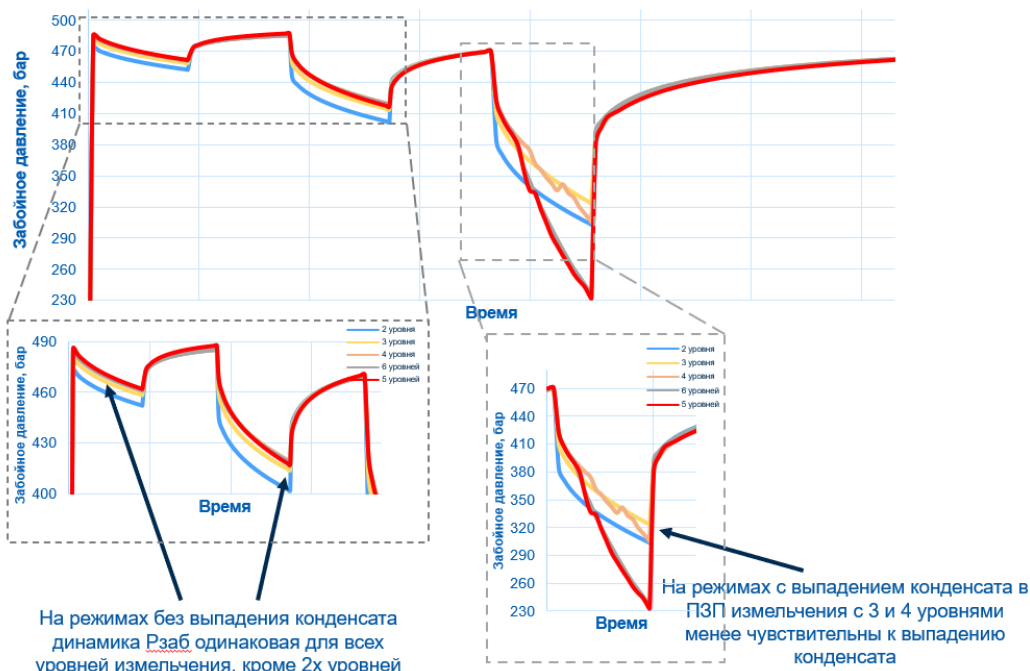


Рис. 11. Динамика забойного давления на трех режимах работы скважины при разных уровнях измельчения ячейки с трещиной ГРП

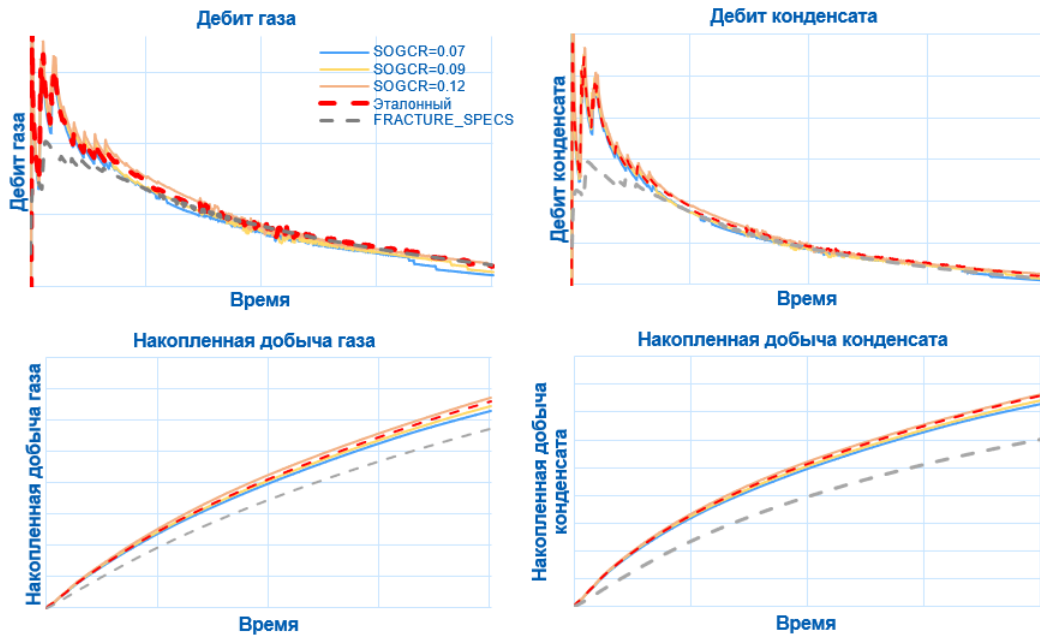


Рис. 12. Прогнозные показатели расчета в ГДМ с проектным фондом с четырьмя уровнями измельчения при разных значениях SOGCR

подвижность конденсата в более крупных ячейках и тем самым выйти на ту же динамику забойного давления, что была получена при применении пяти уровней измельчения.

Далее приводятся прогнозные расчеты с проектным фондом с использованием четырех уровней измельчения и разным значение SOGCR, произведено сравнение прогнозных показателей с расчетом с пятью уровнями измельчения, принятым за эталонный.

Полученные результаты показывают, что для использования четырех уровней измельчения необходимо уменьшить значение конечной точки SOGCR с 0.15 до 0.12 для выхода на те же прогнозные показатели, что и в эталонном расчете (рис. 12). При этом погрешность расчета при разных уровнях SOGCR небольшая. Динамика добычи газа и конденсата совпадает на всем прогнозном периоде. В качестве примера, на графиках представлены прогнозные показатели при моделировании ГРП через виртуальные перфорации с применением ключевого слова FRACTURE_SPECS в одинаковых предпосылках расчетов. По ним видно, что виртуальные перфорации занижают продуктивность скважин в начальный период времени и характеризуются меньшими темпами падения продуктивности. При использовании различных методик моделирования ГРП погрешность может достигать порядка 15–20%, что является существенной величиной. Кроме того, важным фактором является время расчетов данных методов.

При переходе от пяти уровней измельчения к четырем удалось сократить время расчета полномасштабной ГДМ в 2.5 раза (рис. 13). При этом расчет с виртуальными перфорациям обладает сравнимым временем расчета, но характеризуется гораздо менее точным результатом.

Сравнивая процентное отклонение расчета с четырьмя уровнями измельчения от эталонного, выявлено, что отклонение не превышает 2%, при этом скорость расчета значительно увеличилась (рис. 14).

Заключение

По результатам сравнительного анализа методов моделирования ГРП сформирована итоговая таблица, в которой тезисно отражены наиболее значимые пункты сравнения двух методов моделирования ГРП, получивших наибольшее распространение в гидродинамических симуляторах (табл. 1). Данные выводы справедливы

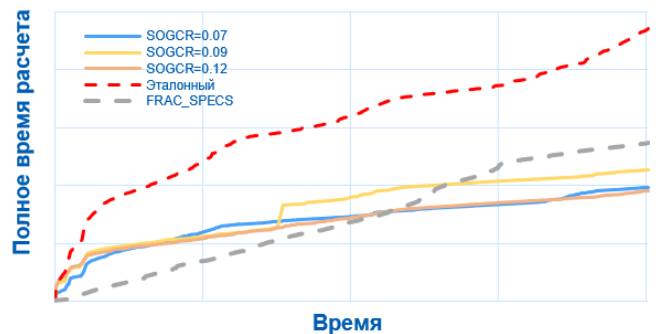


Рис. 13. Полное время расчета ГДМ при разных уровнях измельчения ячейки с трещиной ГРП

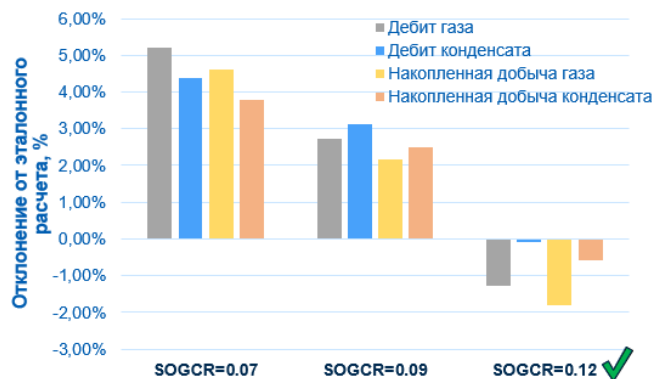


Рис. 14. Гистограмма отклонений прогнозных показателей от эталонного расчета при разных значениях конечной точки SOGCR

Метод моделирования ГРП	Виртуальные перфорации	Логарифмическое измельчение
Совпадение с эталонным расчетом	+	+
Адаптация на факт	+/- (необходимо задание функции затухания)	+
Воспроизведение эффекта "конденсатных банок"	-	+
Корректный учет полудлины трещины в сравнении с эталонным расчетом	+	+/- (необходимо введение доп. настройки)
Учет D-фактора	-	-
Время расчета	+	+/- (для прогнозных расчетов необходимо ускорять расчет)

Табл. 1. Итоговые результаты сравнения различных методов моделирования ГРП

исключительно для конкретных условий моделирования месторождения X.

Таким образом, в ходе работы выявлено, что методика моделирования ГРП с применением вложенного локального логарифмического измельчения сетки в ячейках с трещинами ГРП позволяет корректно воспроизвести все вышеперечисленные эффекты в ГДМ. Метод обладает широким функционалом и удобен при использовании, характеризуется наибольшей физичностью относительно остальных методов и фактических данных. Для применения LGR к долгосрочным прогнозным расчетам на интегрированной модели месторождения проведена оценка чувствительности результатов к количеству вложенных LGR, конечным точкам фазовых кривых (SOGCR) для ускорения расчетов.

По результатам данной работы выработаны рекомендации применения различных методов моделирования

МГРП на скважинах нижних объектов газоконденсатного месторождения X для дальнейшей адаптации фактических показателей работы скважин ОПР и расчетов ключевых показателей разработки. Полученные выводы и рекомендации применимы при моделировании МГРП на скважинах месторождений со сходными характерными особенностями.

Благодарность

Авторы выражают большую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

- Alakbarov S., Behr A. (2020). Explicit Numerical Evaluation of Productivity Impairment in Hydraulically Fractured Wells of Gas Condensate Reservoirs. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, October 2020, SPE-201953-RU. <https://doi.org/10.2118/201953-RU>
- Lokhandwala A., Joshi V., Dutt A. (2021). Utilizing Pseudo Well Connections to Simulate Multi-Stage Hydraulic Fracturing – Example Based On the Study of a Tight Gas Asset. *International Petroleum Technology Conference*, March 2021, IPTC-21318-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-21318-MS>

Сведения об авторах

Константин Васильевич Присмотров – ведущий специалист блока интегрированных решений

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 625048, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14
e-mail: henysberg@yandex.ru

Артём Игоревич Варавва – кандидат физ.-мат. наук, руководитель по разработке продукта блока интегрированных решений

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 625048, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14

Яна Геннадьевна Воронинская – ведущий специалист блока интегрированных решений

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 625048, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14

Статья поступила в редакцию 13.09.2023;

Принята к публикации 02.11.2023;

Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Multi-stage hydraulic fracturing simulation methodology at the wells of the gas condensate field X

K.V. Prismotrov*, A.I. Varavva, Ya.G. Voroninskaya

Gazpromneft NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Konstantin V. Prismotrov, e-mail: henysberg@yandex.ru

Abstract. The purpose of this work is to select the optimal method for multi-stage hydraulic fracturing simulation at the wells of a large gas condensate field X in conditions of low-permeability reservoirs and potential risk of condensate loss in the near bottomhole zone with a decrease in reservoir pressure.

At the moment, there are many ways to simulate hydraulic fracturing, each of which is characterized by its advantages

and disadvantages. For specific simulation conditions, it is necessary to choose the most optimal method of hydraulic fracturing simulation, which allows you to correctly simulate all the effects that are expected during development. Within the framework of the current work, the most common numerical methods of hydraulic fracturing simulation were described in abstract, their advantages and disadvantages for specific

conditions of field X were reflected. Special attention was paid to the comparison of hydraulic fracturing simulation techniques using virtual perforations and local grid refinement, since these techniques are the most common ways to set hydraulic fracturing in existing hydrodynamic simulators. Scenario calculations were carried out, which made it possible to determine the limits of applicability of various methods, compare the correctness of reproducing downhole effects, quantify the deviation of the calculation results of different methods from the reference calculation. In addition, in the course of the work, various features of the application of the hydraulic fracturing simulation through local grid refinement were described, which were revealed experimentally.

As a result, for multi-stage hydraulic fracturing simulation was used a method in which the cells with hydraulic fracturing are logarithmically chopped relative to the original grid. This method allows to simulate the actual rate of decline in well productivity in conditions of low reservoir permeability, and also allows to simulate in the hydrodynamic model the effect of condensate precipitation in the near bottomhole zone and the subsequent decrease in gas productivity.

Keywords: simulation model, multi-stage hydraulic fracturing, hydraulic fracturing, simulation, methodology, gas condensate wells

Recommended citation: Prismotrov K.V., Varavva A.I., Voroninskaya Ya.G. (2023). Multi-stage hydraulic fracturing simulation methodology at the wells of the gas condensate field X. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 82–91. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.5>

References

Alakbarov S., Behr A. (2020). Explicit Numerical Evaluation of Productivity Impairment in Hydraulically Fractured Wells of Gas Condensate Reservoirs. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, October 2020, SPE-201953-RU. <https://doi.org/10.2118/201953-RU>

Lokhandwala A., Joshi V., Dutt A. (2021). Utilizing Pseudo Well Connections to Simulate Multi-Stage Hydraulic Fracturing – Example Based On the Study of a Tight Gas Asset. *International Petroleum Technology Conference*, March 2021, IPTC-21318-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-21318-MS>

About the Authors

Konstantin V. Prismotrov – Leading Specialist of the Integrated Solutions Block
Gazpromneft NTC LLC
14, 50 Let Oktyabrya st., Tyumen, 625048, Russian Federation
e-mail: henysberg@yandex.ru

Artem I. Varavva – Cand Sci. (Physics and Mathematics), Head of Product Development, Integrated Solutions Block
Gazpromneft NTC LLC
14, 50 Let Oktyabrya st., Tyumen, 625048, Russian Federation

Yana G. Voroninskaya – Leading Specialist of the Integrated Solutions Block
Gazpromneft NTC LLC
14, 50 Let Oktyabrya st., Tyumen, 625048, Russian Federation

*Manuscript received 13 September 2023;
Accepted 2 November 2023; Published 30 December 2023*