

Эволюция ГРП с переходом на ТРИЗ в «Салым Петролеум Девелопмент»

Д.А. ЧАПЛЫГИН, ведущий технолог по добыче нефти и газа, **Д.М. ХАМАДАЛИЕВ**, руководитель направления трудноизвлекаемых запасов, «Салым Петролеум Девелопмент»



Д.А. Чаплыгин



Д.М. Хамадалиев

Технология гидроразрыва пласта давно и прочно зарекомендовала себя как эффективный метод стимуляции пластов, позволяющий оптимизировать экономические показатели проектов по разработке. В настоящее время при разработке трудноизвлекаемых запасов применение гидроразрыва является безальтернативным методом, без которого получение коммерческих притоков невозможно.

На Салымской группе месторождений первые работы по гидроразрыву пласта были проведены в 2005 году. К текущему моменту компания накопила большой опыт по проведению и оптимизации методов подготовки, проведения и освоения скважин с гидроразрывом.

Оптимизация подхода к гидроразрыву пласта

Основными объектами разработки долгое время являлись пласты черкашинской и ахской свит. Объекты разработки характеризуются низким газовым фактором (20–60 м³/м³), средней проницаемостью в районе от 10 до 50 мД, пластовыми давлениями в пределах 190–220 атм с глубиной залегания от 1900 до 2400 м. Давление гидроразрыва варьируется в пределах от 260 до 340 атм. Объекты имеют куполовидную структуру с водонефтяным контактом. Выше и ниже целевых объектов чаще всего находятся водонапорные пласты.

С 2006 года компания использовала

в качестве основы для жидкости ГРП дизельное топливо с целью предотвращения негативного влияния воды на пласт. Однако к 2009 году было принято решение переходить к жидкостям на водной основе из-за высокого риска проведения операций с горючими жидкостями. Пилотные работы показали, что смена жидкости ГРП не несет негативных последствий для последующей продуктивности пласта.

Как упоминалось ранее, близость к водонапорным пластам является одним из главных факторов, влияющих на дизайн и выбор технологии при проведении ГРП. Поскольку построение точной геомеханической модели на каждую скважину требует

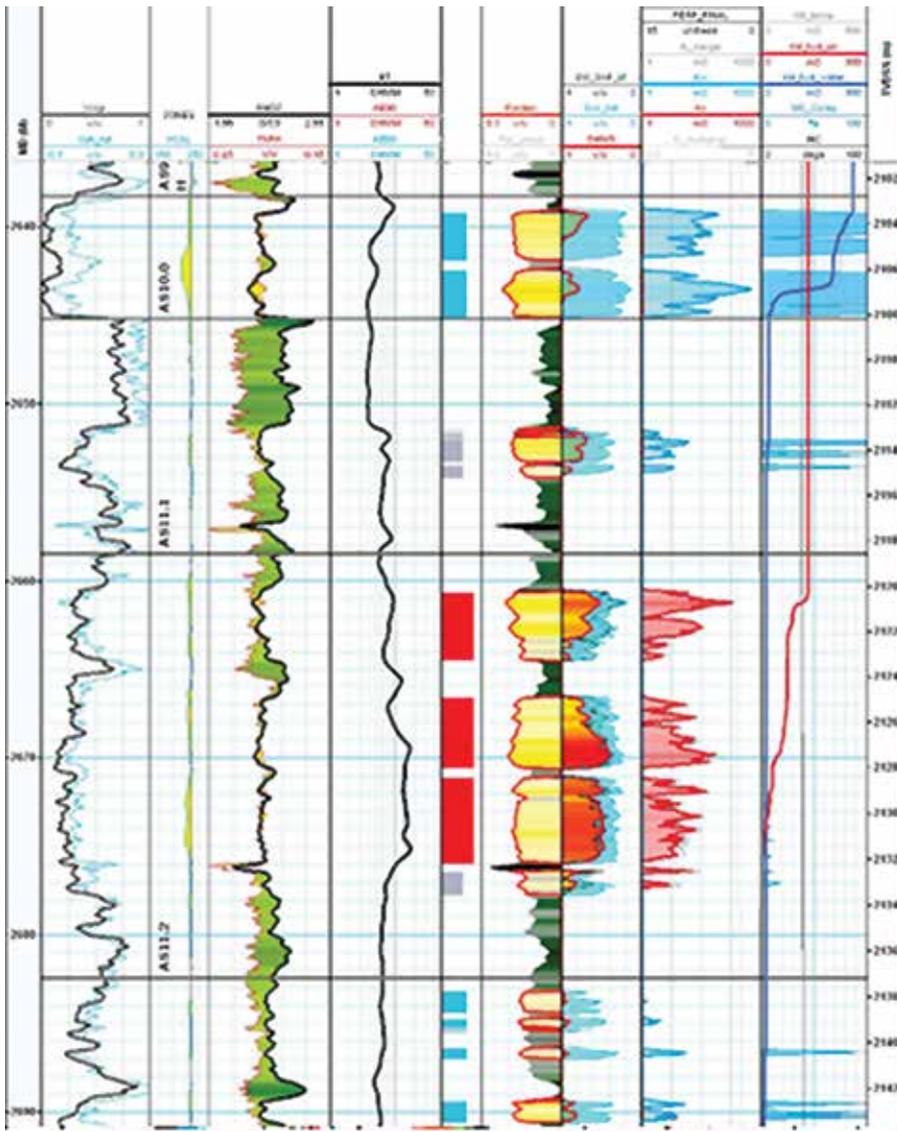


Рисунок 1 – Пример разреза объектов разработки

больших временных и материальных затрат, компания пришла к стратегии ограничения тоннажа пропанта для экранирования высоты трещины ГРП и снижению рисков получения притока воды из нецелевых пластов.

Постепенно, с накоплением опыта работ на месторождении, был осуществлен переход к стандартизированному расписанию закачки с шагом повышения концентрации пропанта на 200 кг/м³ и равными по объему чистой жидкости стадиями. Это позволило с большей достоверностью анализировать полученные результаты и работу скважин окружения.

Скорость закачки

гидроразрыва ограничивалась в пределах от 2 до 2,8 м³/минуту, в зависимости от массы пропанта, для снижения распространения трещины по высоте. Такое решение в сочетании с умеренно агрессивным дизайном позволило максимизировать упаковку трещины



Рисунок 2 – Гистограмма относительного распределения массы пропанта на мощность пласта

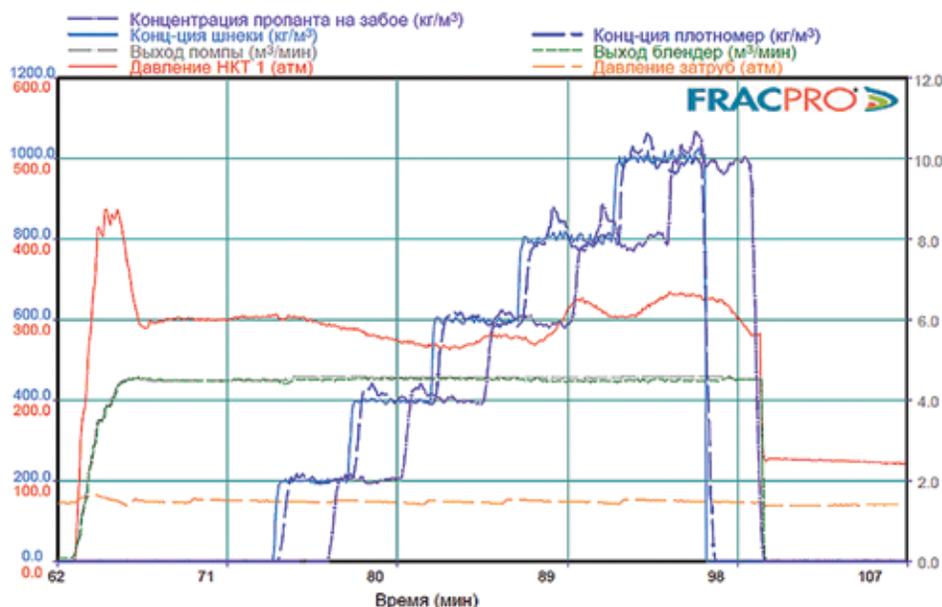


Рисунок 3 – Пример стандартизированного расписания закачки

для последующей долгосрочной эксплуатации в добыче.

Поскольку достижению значительной полудлины трещины препятствовали ограничения массы расклинивающего агента, цели были смещены на увеличение остаточной проводимости пропантной пачки. Были проведены опытно-промышленные работы с пропантами крупных фракций 12/18, 10/14 и 6/10. Для предотвращения преждевременного выпадения расклинивающего агента на низких скоростях закачки

дополнительно используется быстрый шиватель, позволяющий набирать целевую вязкость за 30 секунд.

По рекомендациям научно-технического центра «Газпром нефти» используется комбинация жидкого и капсулированного деструкторов, позволяющая

сочетать в себе преимущества обеих систем: снижение рисков преждевременного высвобождения персульфата из капсул и препятствие чрезмерной фильтрации деструктора в пласт. Загрузка жидкого деструктора варьируется от 0,5 до 4 л/м³ с постепенным увеличением, капсулированный брейкер используется с концентрацией 0,5 кг/м³ в течение всей работы. Последующий анализ показал, что на 80% скважин отрицательный скин сохраняется более пяти лет



Рисунок 4 – Фактические размеры пропантов крупных фракций

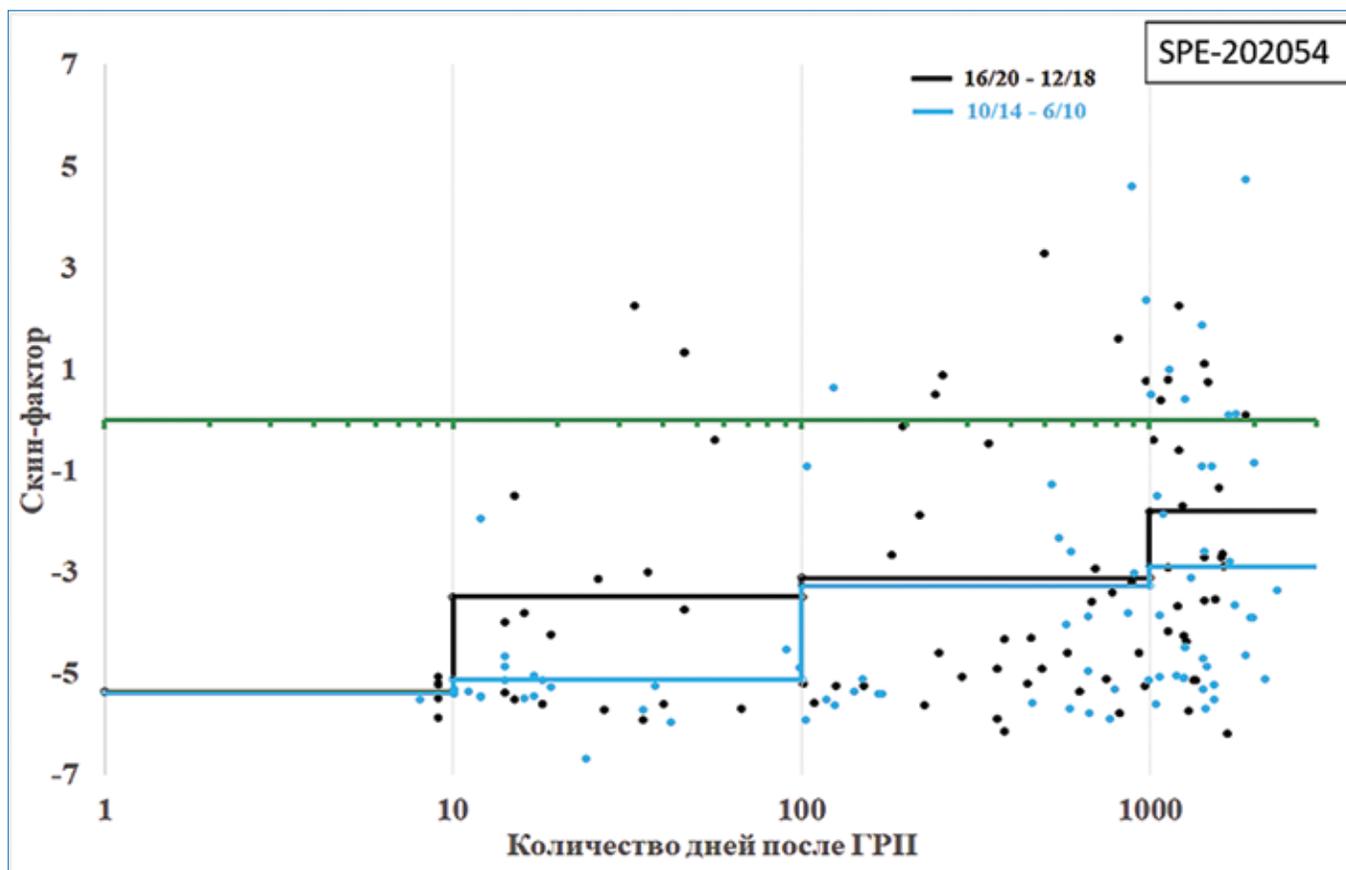


Рисунок 5 – Значения скин-фактора на скважинах с ГРП

даже при многократных ремонтах. На рис. 5 и в табл. 1 приведены результаты анализа применения крупного пропанта в сочетании с повышенной загрузкой деструктора [1].

перфорационного интервала в сочетании даже с небольшим углом наклона скважины в интервале вскрытия интенсивная упаковка трещины приводит к

Таблица 1 – Средние значения скин-фактора

| Используемый пропант | 0–10 дней с момента ГРП | 10–100 дней с момента ГРП | 100–1000 дней с момента ГРП | 100–3000 дней с момента ГРП | Общее среднее |
|----------------------|-------------------------|---------------------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------|
| 16–20 – 12/18 | -5,37 | -3,50 | -3,12 | -1,81 | -2,92 |
| 10/14 – 6/10 | -5,39 | -5,12 | -3,28 | -2,90 | -3,73 |

Дальнейшим этапом по оптимизации времени ввода скважин в эксплуатацию и снижению затрат стали опытно-промышленные работы по ограничению перфорационного интервала при проведении работ по стимуляции и перепродавке пропантной набивки во время проведения гидроразрыва.

При наличии большого

высоким давлениям на забое и может стать причиной раскрытия конкурирующих трещин. В такой ситуации буферная жидкость уйдет в первоначально созданную трещину. Конкурирующая трещина может раскрыться во время прокачки расклинивающего агента на высокой концентрации и вызвать защемление пропанта и нецелевые потери жидкости разрыва, что, в свою

очередь, приведет к получению СТОПа и невозможности выполнения работы согласно плану.

Ограничение перфорационного интервала до шести метров препятствует образованию конкурирующих трещин даже в сильно наклонных и субгоризонтальных скважинах с углом вскрытия целевого объекта выше 50 градусов. Опытно-промышленные работы с

ограничением перфорационного интервала

с последующим дострелом оставшейся части пласта показали, что дебит скважины не увеличивается, а иногда даже снижается вследствие кольматации трещины при проведении ремонта. Таким образом, было получено подтверждение, что трещина полностью подключает коллектор и обеспечивает максимально возможный приток через 6-метровый интервал.

При таком подходе перфорационный интервал смещается в нижнюю половину пласта, чтобы при последующем оседании пропанта, после остановки закачки не происходила потеря контакта между трещиной и скважиной.

Стратегия перфорирования нижней части продуктивного интервала позволила осуществлять

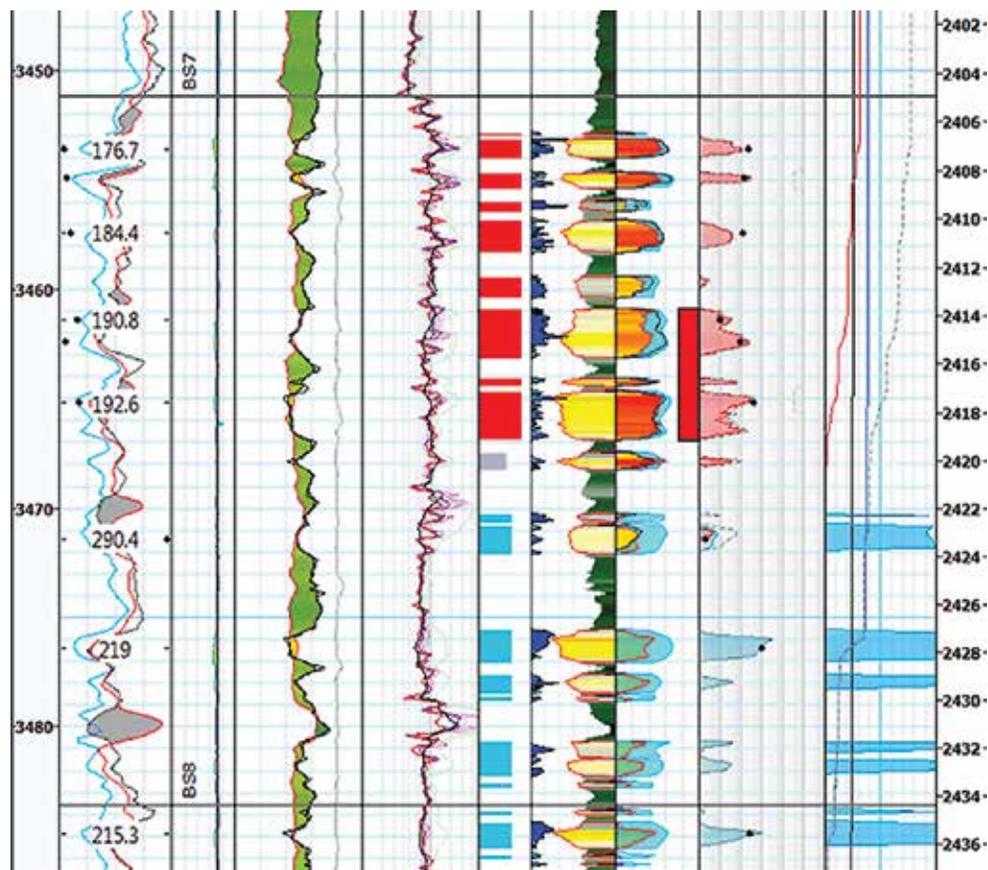


Рисунок 6 – Пример размещения перфорационного интервала в скважине с ГРП

перепродавку пропантной набивки в пласт. В хорошо выраженных пластах трещина стремится развиваться по всему коллектору, а после остановки закачки пропант начинает оседать, формируя каплевидный профиль трещины. Таким образом, при смещении интервала вскрытия в нижнюю половину пласта минимизируются риски снижения продуктивности.

Дебиты скважины не показали снижения продуктивности от внедрения практики перепродавки [2]. Данный подход позволил минимизировать время освоения скважин и исключить обязательную промывку горизонтальных стволов после многостадийного гидроразрыва пласта.

Таким образом, на протяжении пятнадцати лет компания шаг за шагом развивала стратегию создания высокопроницаемых

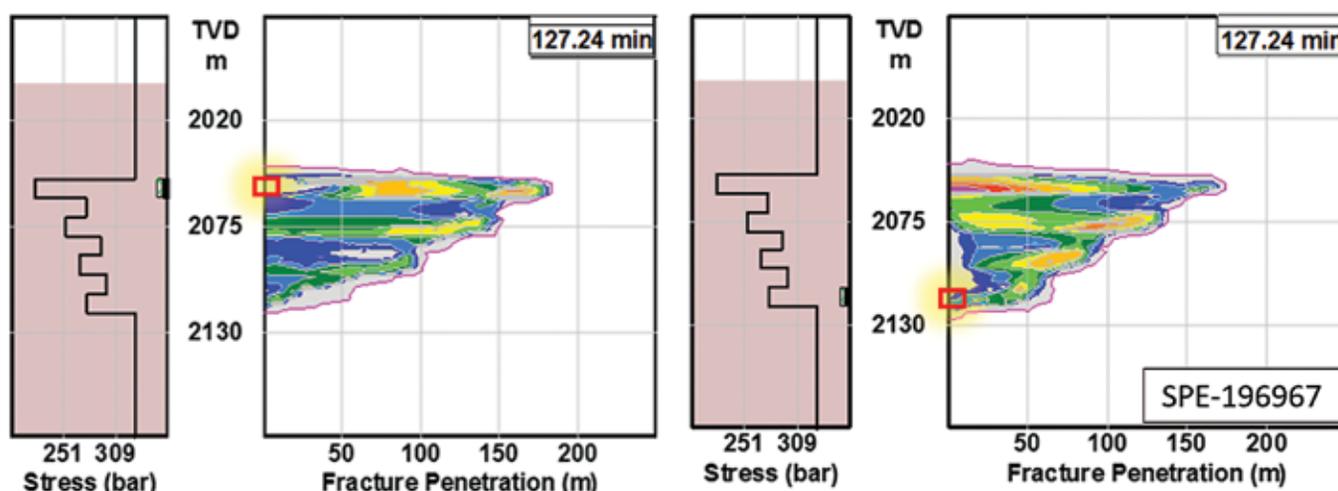


Рисунок 7 – Моделирование результатов перепродавки при инициации в верхней и нижней частях пласта

пропантных трещин гидроразрыва, способных в течение длительного времени сохранять высокую проводимость. Комплексование различных методик позволило значительно снизить затраты и увеличить экономическую отдачу от проводимых интенсификаций добычи на среднепроницаемых коллекторах. Для моделирования в компании используется современный симулятор гидроразрыва пласта, созданный в периметре нашего основного акционера ПАО «Газпром нефть».

Разработка ачимовских отложений

Ачимовская толща характеризуется сочетанием низкой проницаемости, высокой расчлененности и большой высотой объекта, достигающей 100 м. На сегодняшний день единственной подходящей технологией освоения является заканчивание с гидроразрывом пласта. На салымской группе месторождений были проведены пилотные работы по гидроразрыву на вертикальных скважинах. Всего к концу 2019 года были

проведены ГРП на 12 скважинах. Из них 10 на Западно-Салымском месторождении и 2 на Верхне-Салымском. Все работы проведены с использованием стандартного флота для гидроразрыва [3].

Первые работы по оценке продуктивности ачимовских скважин были проведены в 2006-2008 годах на Западно-Салымском месторождении. Отработка и последующая эксплуатация скважин показала возможность получения промышленного притока.

Еще на трех скважинах проведены ГРП, и скважины запущены в добычу. ГРП на двух скважинах проведен с закачкой по 105 тонн пропанта, на третьей скважине – 50 тонн. Уже на шестой месяц работы все скважины перешли в периодический режим работы ЭЦН. На графике ниже приведены средневзвешенные суточные дебиты скважин ежемесячно.

В 2014 году было принято решение провести повторную работу ГРП на скважине № 3 на ачимовский интервал с кратным увеличением массы пропанта до 350 тонн при повторной обработке.

Моделирование подрядчика



Рисунок 8 – Добыча жидкости со скважин ачимовской толщи

показало увеличение полудлины трещины с 120 до 300 м. На низкопроницаемых коллекторах полудлина трещины является ключевым фактором, влияющим на добычу. Скважина была запущена в работу. На рис. 9 показана сравнительная работа скважины после первого и повторного ГРП.

Как видно из графика, несмотря на высокие запускные параметры, спустя два месяца работы скважина вышла на те же уровни добычи, что и после первой работы по гидроразрыву. Также при работе скважины появилась проблема выноса пропанта даже несмотря на низкие показатели дебита.

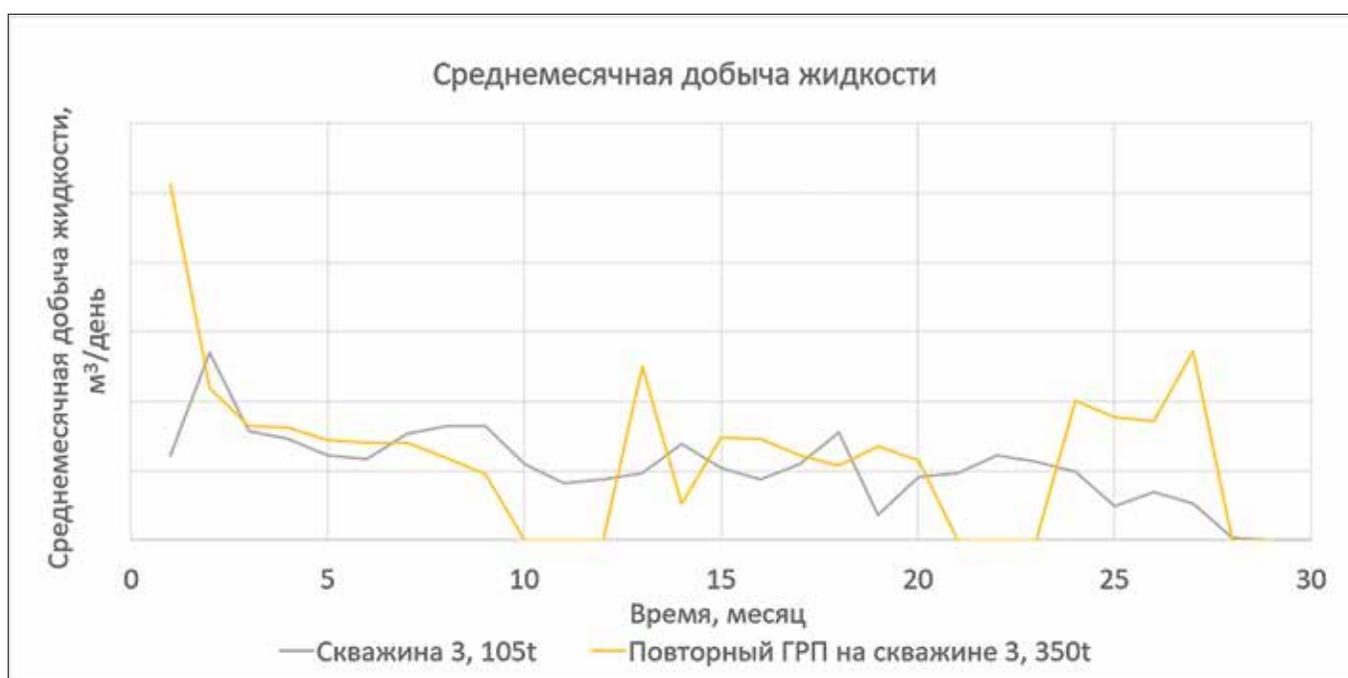


Рисунок 9 – Сравнительная работа скважин после первой обработки и повторной



Рисунок 10 – Сравнительная работа скважин после первой обработки и повторной

Первичный вывод – увеличение тоннажа не позволяеткратно увеличить приток скважин.

В 2017 году принято решение провести тестирование еще шести скважин с ГРП, две из них – горизонтальные скважины по 5 стадий. Поскольку результаты закачки различных тоннажей пропанта были неоднозначны, было принято решение также варьировать этот параметр. Две горизонтальные скважины закачаны по 50 и 150 тонн на стадию. При закачке применялись маркерные исследования, впоследствии подтвердившие, что все стадии участвуют в притоке.

Как видно из приведенных графиков, скважины работают менее года с примерно одинаковым дебитом. Стабильно работают только скважины с МГРП, поскольку приток с нескольких трещин достаточен для длительной стабильной работы ЭЦН. В одну из скважин закачан пропант фракции 10/14, что подтверждает высокую ширину создаваемой трещины ГРП.

На одной из скважин были проведены исследования для построения достоверной геомеханической модели 1D, которые показали, что трещина гидроразрыва сильно разрастается по высоте и ширине, с трудом увеличивая полудлину.

Стоит отметить, что такие результаты можно получить только при использовании симуляторов ГРП на основе Plannar3D или более продвинутых моделей. Полученные по моделированию результаты после закачки 350 тонн пропанта также подтвердили и гидродинамические исследования скважины, показавшие полудлину трещины в диапазоне от 50 до 70 м.

Простейшим способом снижения ширины и увеличения полудлины трещины является снижение вязкости рабочей жидкости и повышения расхода. Однако закачка большетоннажных ГРП на линейном геле сопровождается интенсивным оседанием пропанта в призабойной зоне и может привести

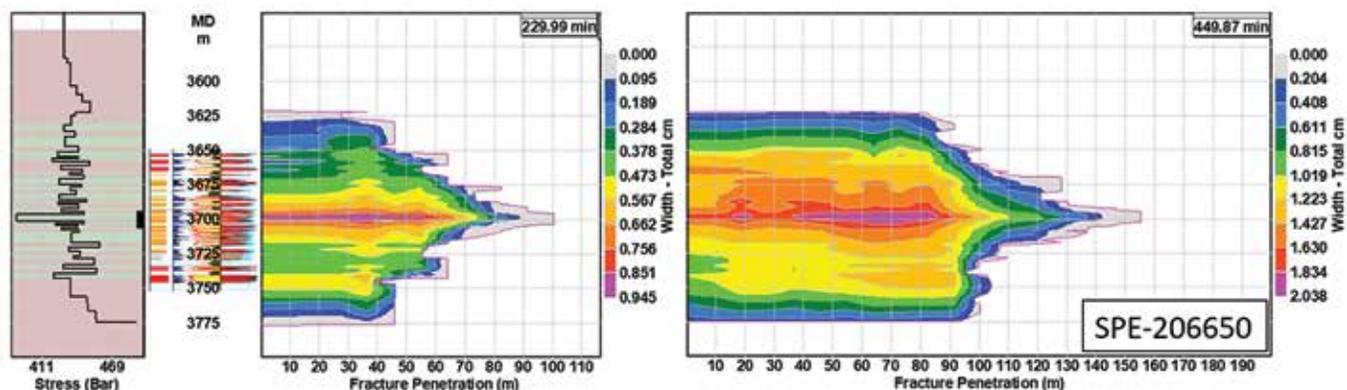


Рисунок 11 – Моделирование ГРП на откалиброванной геомеханической модели 100 тонн (слева) и 350 тонн (справа)

к получению СТОПа. В 2019 году проведены пилотные работы по закачке высокорасходного ГРП на низковязком синтетическом гелеобразователе – полиакриламиде (ПАА) [3]. На рис. 10 показана

опыту, где трудноизвлекаемые запасы осваивают уже более 15 лет, то их выводы достаточно просты: увеличение количества трещин на скважину и снижение удельной стоимости. На рис. 13 представлена

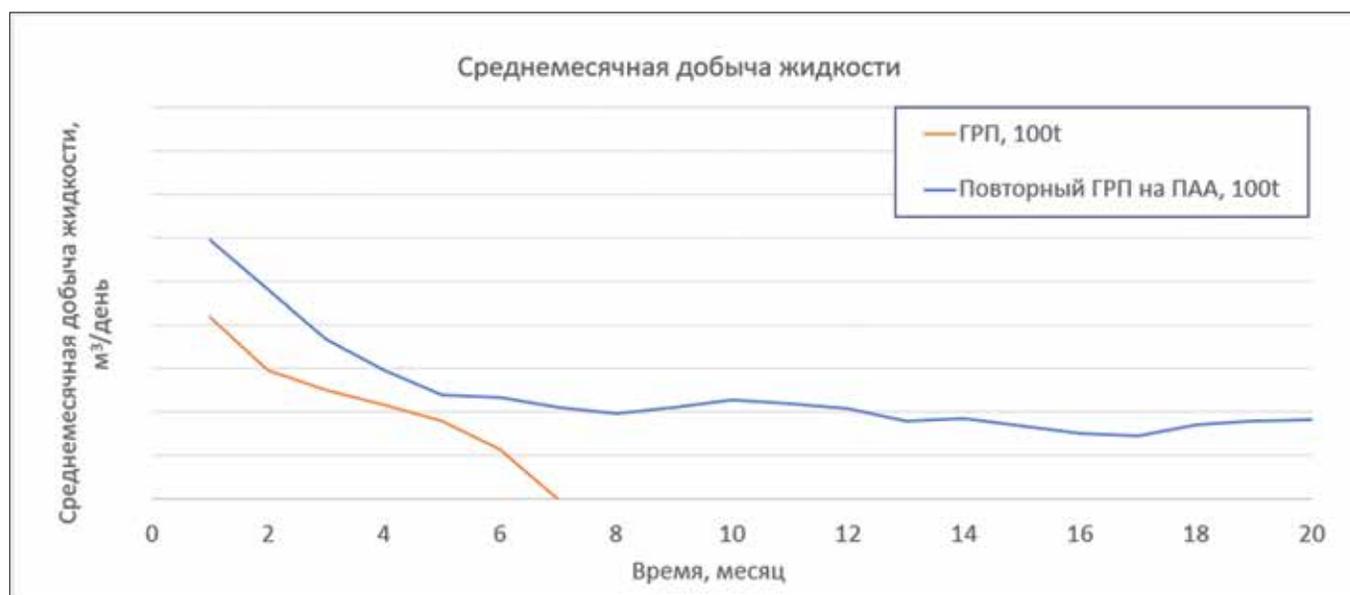


Рисунок 12 – Сравнительная работа скважин после первой обработки и повторной

сравнительная работа скважины после первого ГРП по стандартной технологии и повторного с новой системой жидкости.

Поиск эффективной системы разработки и заканчивания скважин

Если обратиться к мировому

оценка экономики и дебитов от 2009 года на одном из месторождений [4].

Наработанной практикой сейчас для многих добывающих компаний в России являются шаровые муфты в сочетании с изоляционными пакерами для разделения стадий гидроразрыва. На первом этапе увеличение длины горизонтального

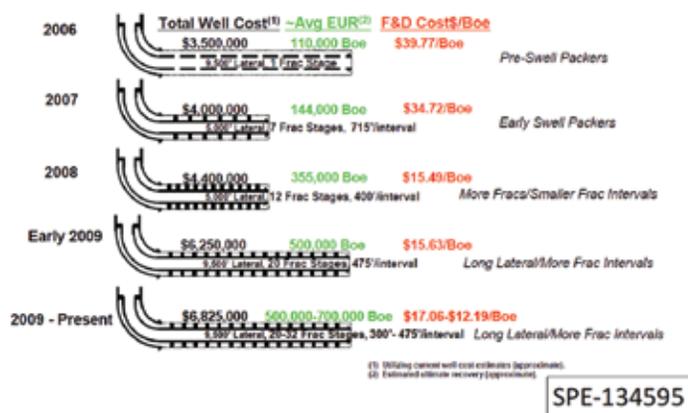
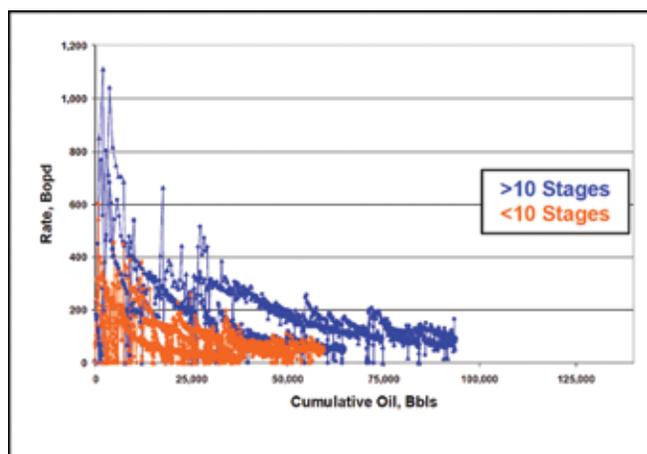


Рисунок 13 – Снижение удельной стоимости с увеличением стадийности гидроразрыва

участка позволяет значительно увеличить количество стадий ГРП и повысить запускные параметры скважины. Для этого подходящим решением являются шаровые муфты ГРП. Увеличение количества стадий на этом этапе уже значительно улучшает экономику проекта. Однако это имеет свои ограничения. При увеличении числа стадий выше 15 промывка с ГНКТ становится

10-стадийные, на третьем этапе реализуются 15-стадийные.

Давления при тестовых закачках на 10-стадийных скважинах

Компанией был реализован второй этап увеличения стадийности на горизонтальных скважинах с ГРП. Направление трещины выбрано

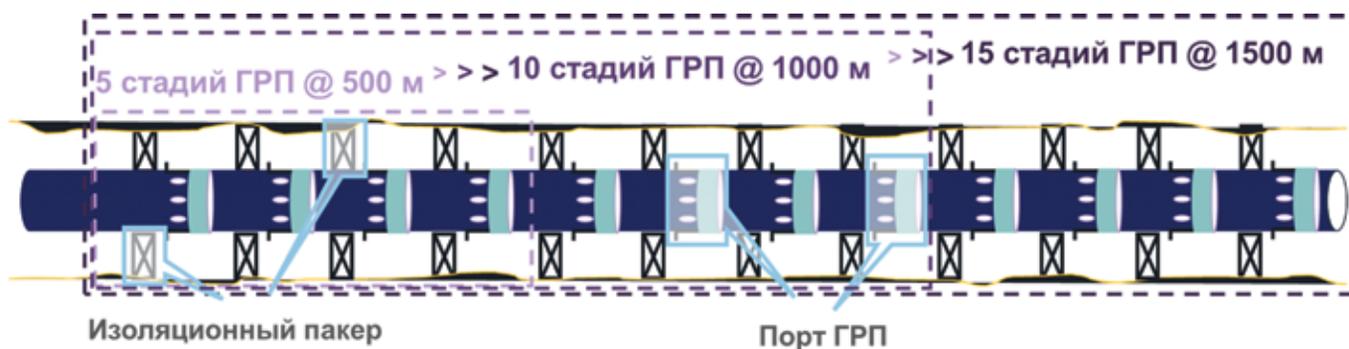


Рисунок 14 – ОПП с постепенным увеличением количества стадий

либо очень рискованной, либо полностью невозможной из-за постоянно сужающегося диаметра седла для активационного шара. Компоновки длиной более 1500 м с большим количеством пакеров легко могут заклинить или частично разрушиться при спуске.

На первом этапе были проведены 5-стадийные ГРП, на втором –

перпендикулярно стволу скважины. По опыту других добывающих компаний такое расположение трещин может увеличивать накопленную добычу в первый год эксплуатации до 40% на скважину.

При проведении тестовых закачек получены аномально высокие мгновенные давления остановки закачки (МДОЗ).

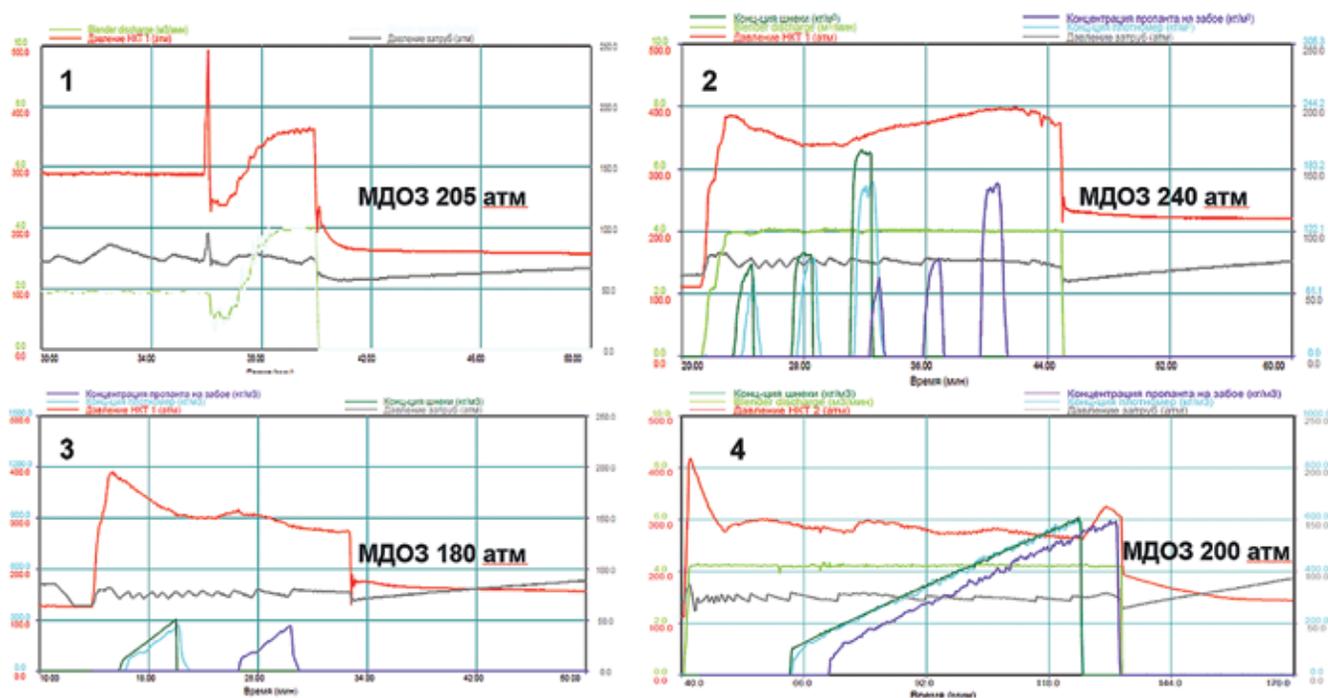


Рисунок 15 – Полученные давления при нагнетательных тестах: 1) активация порта; 2) мини-ГРП; 3) повторный мини-ГРП; 4) основная работа

На рис. 15 приведены последовательные графики закачек на одной из стадий.

При активации порта получены аномальные значения давления остановки закачки. После проведения мини-ГРП на сшитом геле давления увеличились. Между первым и повторным мини-ГРП (вторая и третья закачки на рис. 15) были проведены множественные циклы гидровоздействий на призабойную зону пласта, после чего проведен повторный мини-ГРП, по результатам которого давления нормализовались. Результаты проведенных нагнетательных тестов свидетельствуют, что полученные давления обусловлены не геологией пласта, а осложнениями в зоне сообщения между пластом и скважиной.

Для понимания возникающих эффектов необходимо рассмотреть результаты

экспериментов, представленных в статье [5].

Была проведена серия лабораторных экспериментов для продвижения исследований в области гидроразрыва

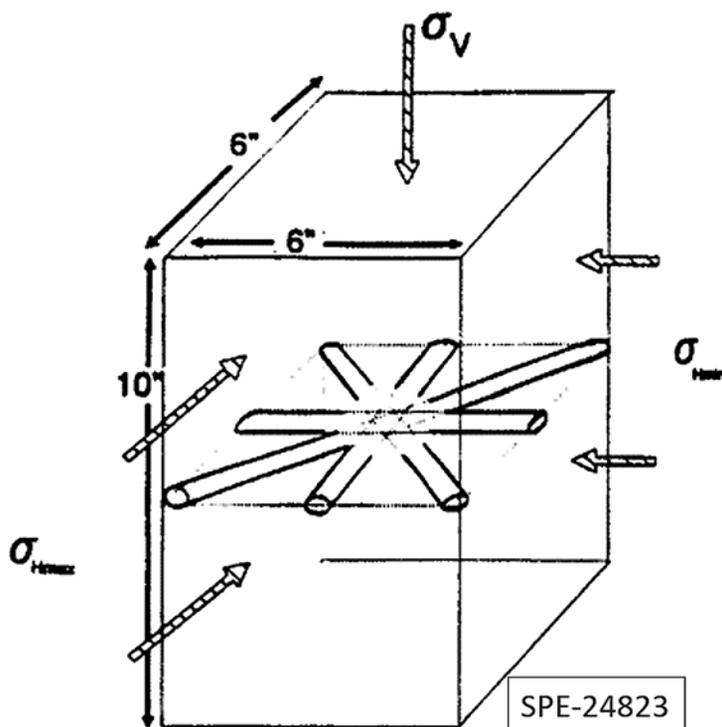


Рисунок 16 – Схематическое расположение просверленных каналов в исследуемых образцах

горизонтальных скважин. Образцы твердых пород, использованных в этих экспериментах, представляли собой прямоугольные блоки из гипсоцемента размерами 15 x 15 x 25 см (6 x 6 x 10 дюймов). Эти блоки были отлиты из смеси воды и гипсоцемента с массовым соотношением 32 к 100 соответственно. Физико-механические свойства образцов: пористость = 26,5%; проницаемость (N2) = 3,9 мкм; плотность зерна = 2,32 г/куб. см; насыпная плотность = 1,71 г/см³; модуль Юнга = 2,07 x 1e6 фунтов на квадратный дюйм (psi); коэффициент Пуассона = 0,21.

нагрузка 3000 psi. Таким образом, давление закрытия трещин в данном образце должно было составлять 1400 psi.

В ходе эксперимента многие образцы были разрушены при проведении разрыва. Стоит обратить внимание на следующие результаты, полученные в оригинальной статье, представленные на рис. 17.

Авторы рекомендуют ознакомиться с оригинальной статьей для лучшего понимания полученной картины. Со своей стороны обратим внимание только на некоторые аспекты. В случае развития трещины вдоль ствола скважины получается физически ожидаемая пропантная

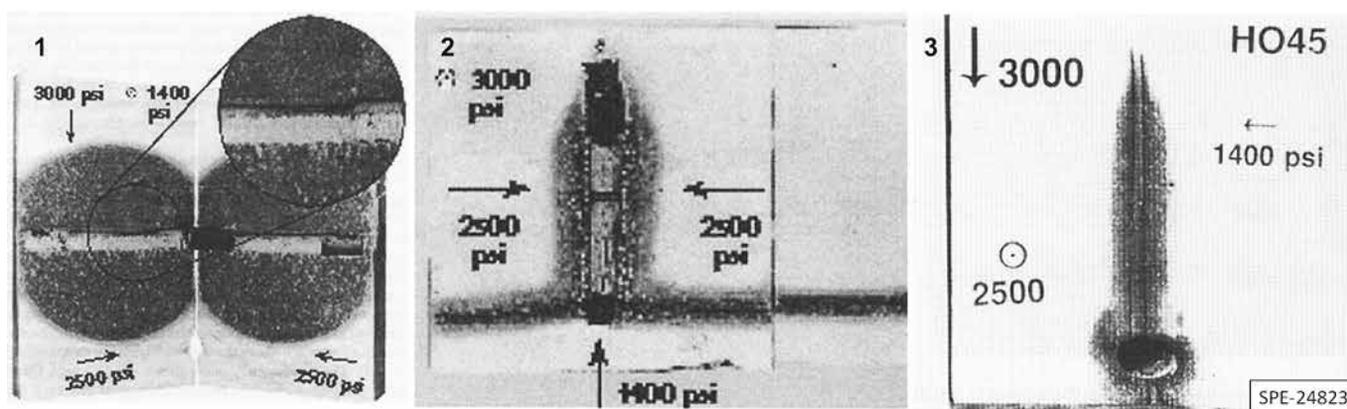


Рисунок 17 – Результат эксперимента: 1) продольная трещина в разрезе; 2) поперечная трещина, вид сверху; 3) трещина под углом 45 градусов к скважине, разрез перпендикулярно стволу

Прочность на одноосное сжатие = 8032 psi (546 атм); и предел прочности при растяжении = 807,6 psi (55 атм). С более подробным описанием образцов можно ознакомиться в оригинальной статье.

В созданных образцах были высверлены горизонтальные каналы под углами 0, 15, 30, 34, 45, 60, 67,5, 90 градусов к максимальному стрессу, после чего к образцам были приложены горизонтальные стрессы 1400 и 2500 psi, а также вертикальная

набивка. В случае распространения трещины перпендикулярно стволу образуются три крыла, одно из которых простирается вдоль скважины. Самым показательным для нас является перпендикулярный разрез образца (рис. 17.3), при котором трещина должна была развиваться под углом 45 градусов к высверленному каналу.

На рис. 18.1 можно отметить два ключевых момента: деформация ствола скважины и образование параллельных конкурирующих

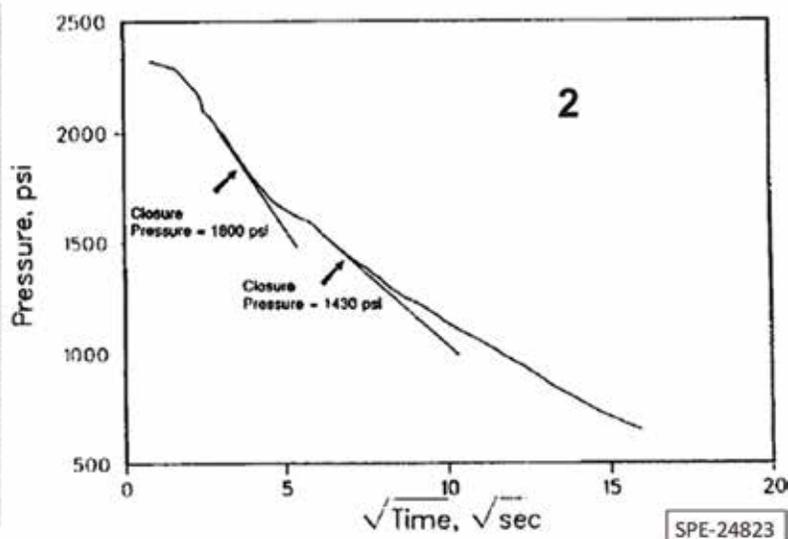
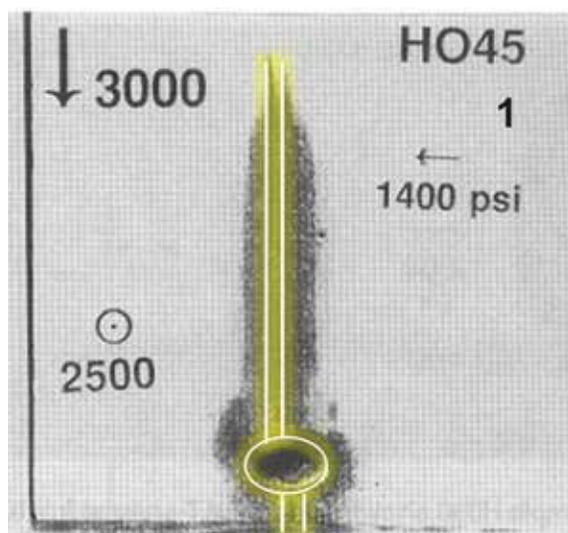


Рисунок 18 – Результат эксперимента: 1) деформация ствола скважин под давлением и образование параллельных трещин; 2) кривая падения давления после нагнетательного теста с двумя характерными закрытиями

трещин. На рис. 18.2 представлена запись кривой падения давления на скважине с открытым стволом, где трещина образовывалась под углом 15 градусов к максимальному стрессу. На ней мы можем видеть два характерных изменения режимов фильтрации, которые могут быть интерпретированы как закрытие трещины. Многие инженеры ГРП часто интерпретируют такую картину как смыкание различных пропластков целевого интервала. Однако стоит обратить внимание,

что такие результаты получены на монолитном гипсоцементном параллелепипеде, в котором отсутствуют зоны с различными давлениями закрытия.

Рассмотрим, что происходит при деформации ствола скважины. Для этого обратимся к расчетам, предоставленным в курсе по «механике подземных сооружений» [6].

Как можно видеть из приведенных материалов, при деформации ствола на контуре скважины формируются дополнительные тангенциальные

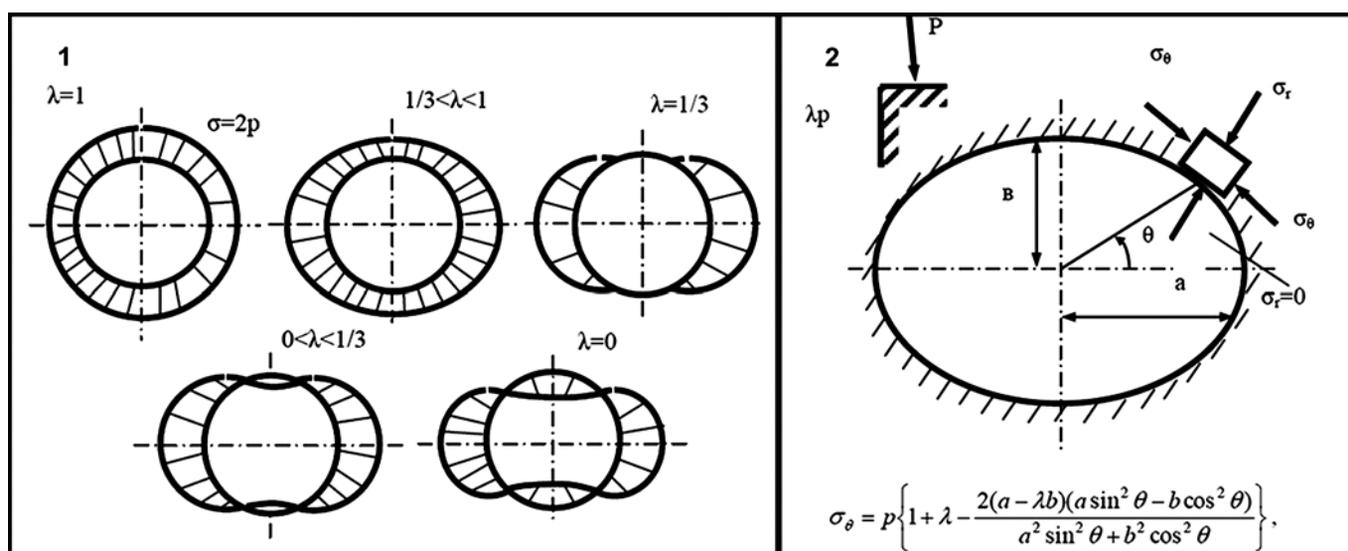
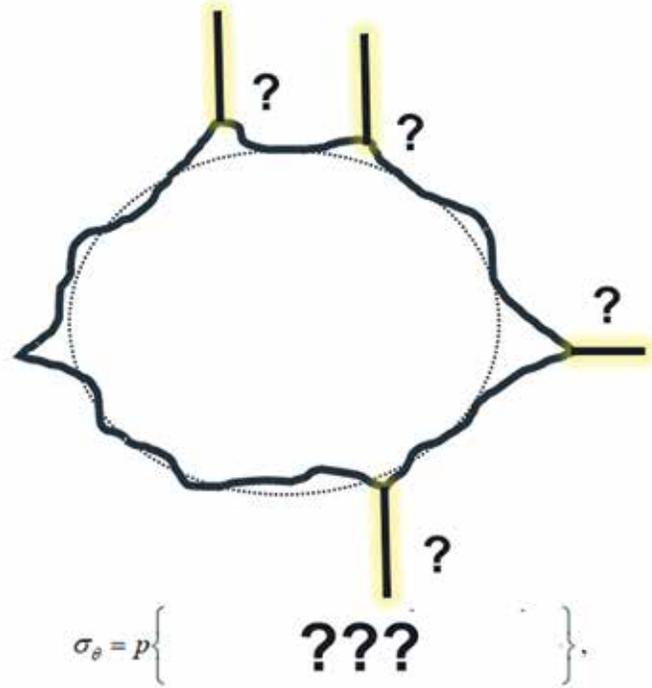
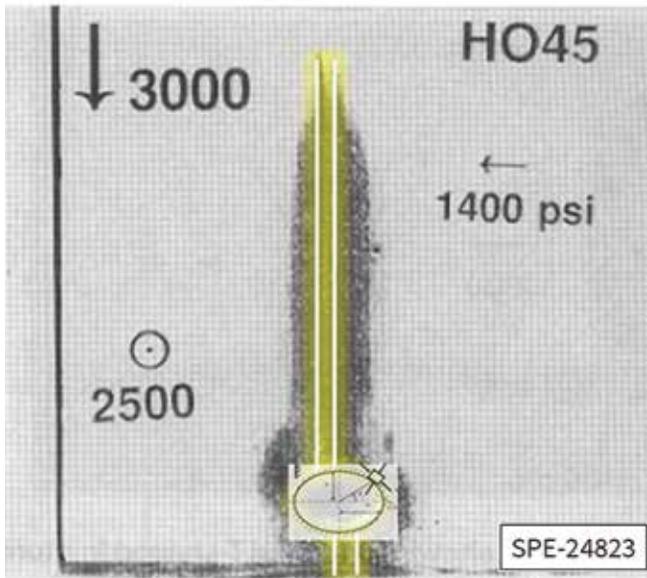


Рисунок 19 – 1) этора тангенциальных напряжений на контуре круглой выработки в зависимости от степени деформации; 2) метод и формула расчета тангенциальных напряжений на контуре эллипса



$$\sigma_{\theta} = p \left\{ 1 + \lambda - \frac{2(a - \lambda b)(a \sin^2 \theta - b \cos^2 \theta)}{a^2 \sin^2 \theta + b^2 \cos^2 \theta} \right\}$$

$$\sigma_{\theta} = p \left\{ \begin{matrix} \text{???} \\ \text{???} \\ \text{???} \end{matrix} \right\}$$

Рисунок 20 – При наличии деформированного и негладкого сечения ствола инициация трещины может начаться в различных направлениях, которые сложно предсказать

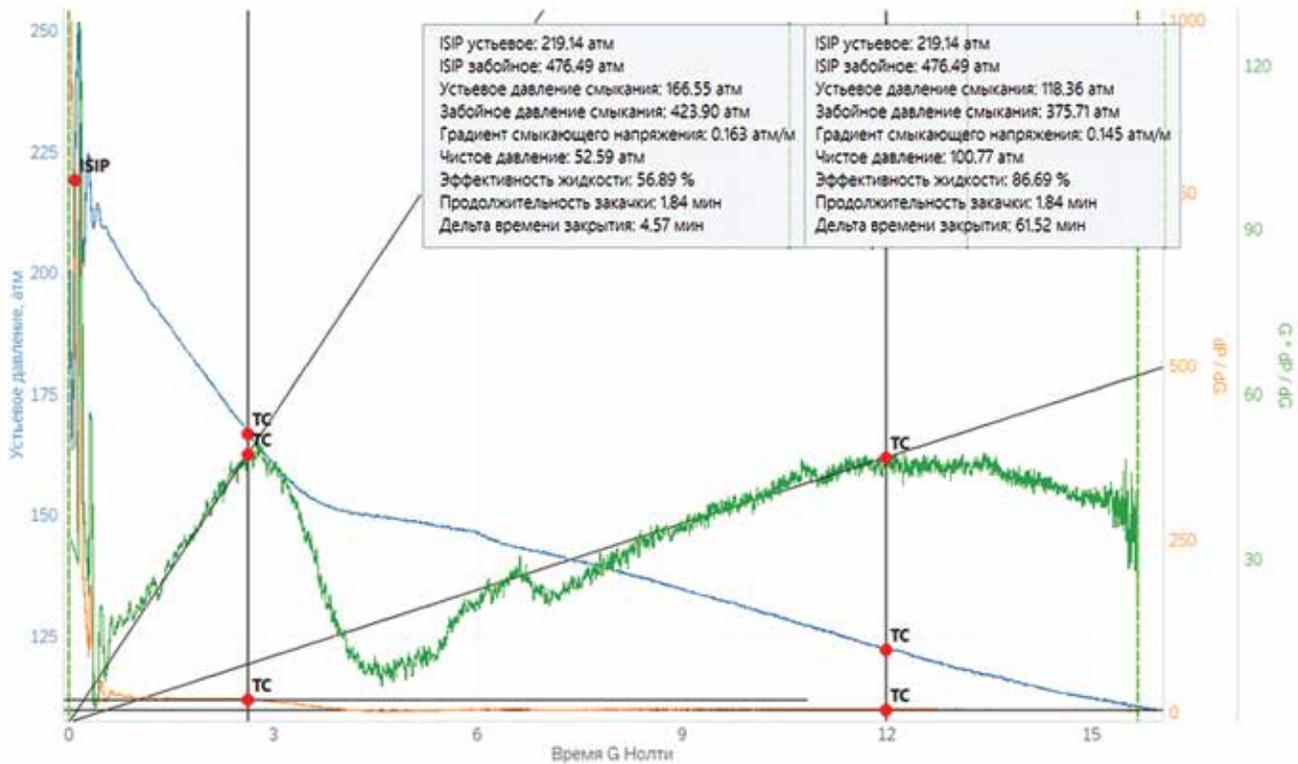


Рисунок 21 – Две смены режимов фильтрации при анализе кривой падения давления

напряжения, препятствующие ожидаемому формированию трещины ГРП и приводящие к результатам, описанным выше. Однако приведенные расчеты

применимы только для идеально гладкого эллипса. Что будет происходить при наличии неровностей и вывалов в сечении горизонтального ствола, рассчитать

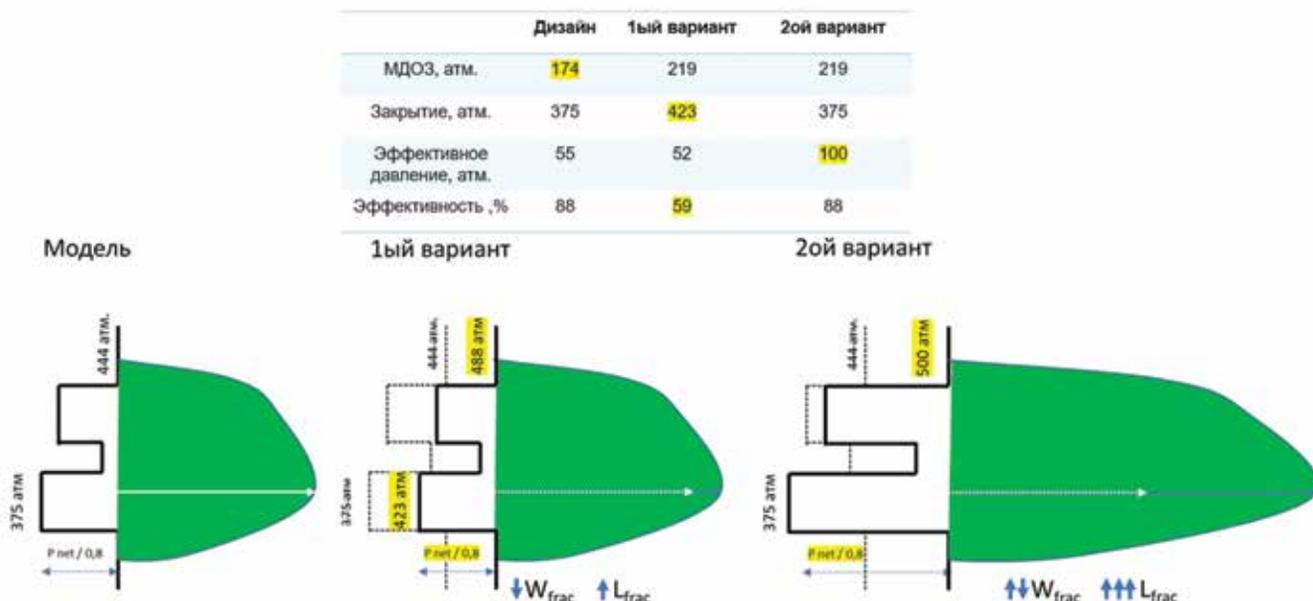


Рисунок 22 – Варианты калибровки геометрии трещины по результатам нагнетательного теста

не представляется возможным.

Анализ кривой падения давления после нагнетательного теста

Учитывая вышеизложенную информацию, давайте рассмотрим

результат анализа кривой падения давления после нагнетательного теста и то, какие последствия полученные результаты могут иметь для последующей калибровки геомеханического разреза и моделирования полудлины трещины

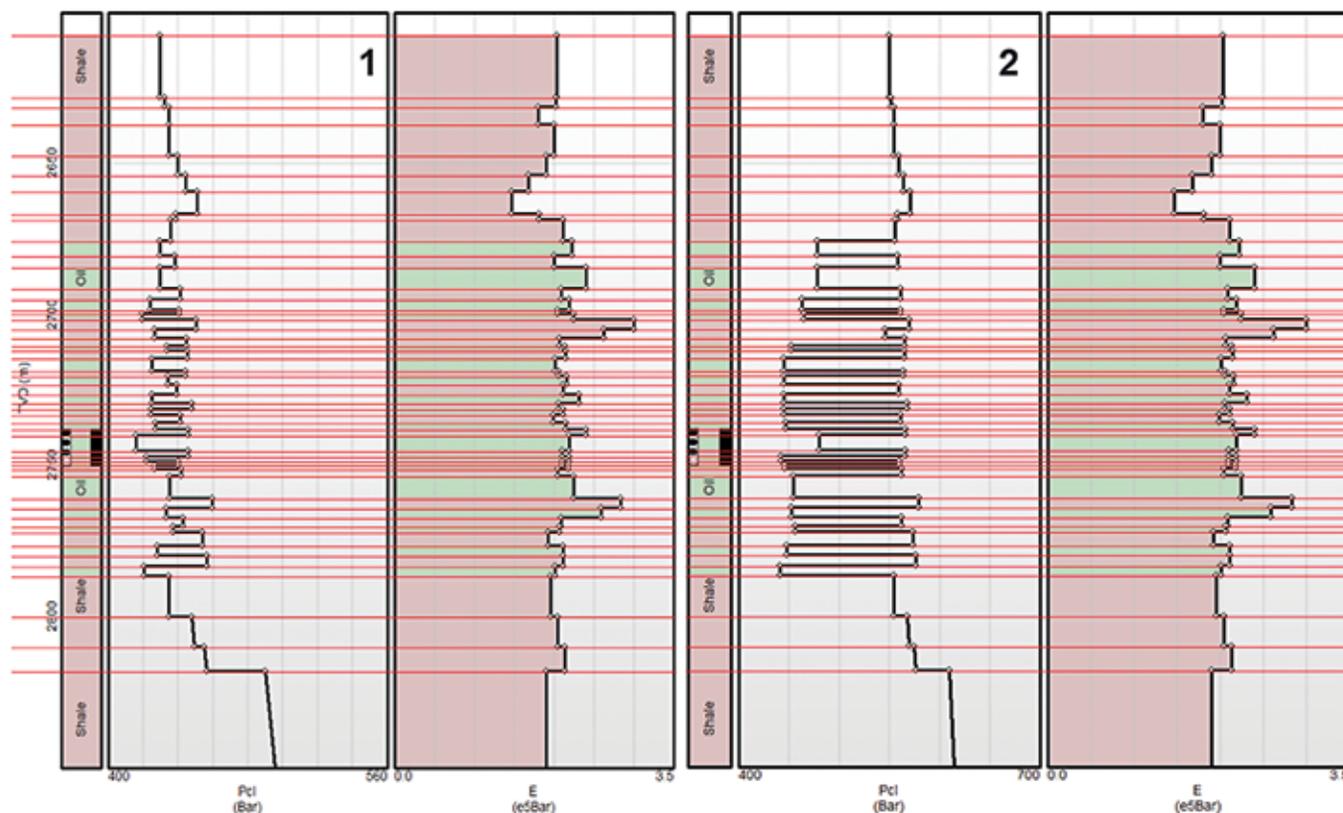


Рисунок 23 – Геомеханическая модель: 1) построенная по результатам исследований; 2) полученная по результатам сведения МДОЗ

гидроразрыва.

При закачке шести кубов линейного геля в одну из стадий в течение 90 минут проводилась запись давления. Результаты анализа представлены на рис. 20. Нарботанным подходом к калибровке геомеханической модели и расчету геометрии трещины в симуляторе является выявление закрытия и установление его в целевую зону, после чего происходит пересчет модели на текущее смыкание и полученное давление внутри трещины со сведением МДОЗ. На следующем рисунке (рис. 22) схематично представлены варианты полученных после калибровки геометрий трещины.

При текущем подходе по моделированию со сведением МДОЗ нам нужно обязательно увеличивать напряжения в барьерах и получать завышенную полудлину трещины. Также обратим внимание, что геомеханическая модель, построенная по результатам акустического и плотностного каротажа, а также лабораторных исследований керна, сильно искажается в результате процедуры

сведения МДОЗ. Результаты такой калибровки значительно снижают реалистичность и физичность итоговой модели.

Таким образом, текущий подход для калибровки и моделирования геометрии трещины становится контрпродуктивным при невозможности адекватного учета призабойных эффектов образования множества конкурирующих трещин.

Мировой опыт работы с многостадийным гидроразрывом пласта

В мировой практике при необходимости кратного увеличения количества трещин на скважину давно перешли на цементированные хвостовики с последующей перфорацией на кабеле или ГНКТ. Стоит отметить, что описанные выше эффекты, возникающие под влиянием тангенциальных напряжений, согласно расчетам, пропадают на удалении трех диаметров скважины от призабойной зоны. Таким образом, одним из механизмов преодоления образования конкурирующих трещин в одном

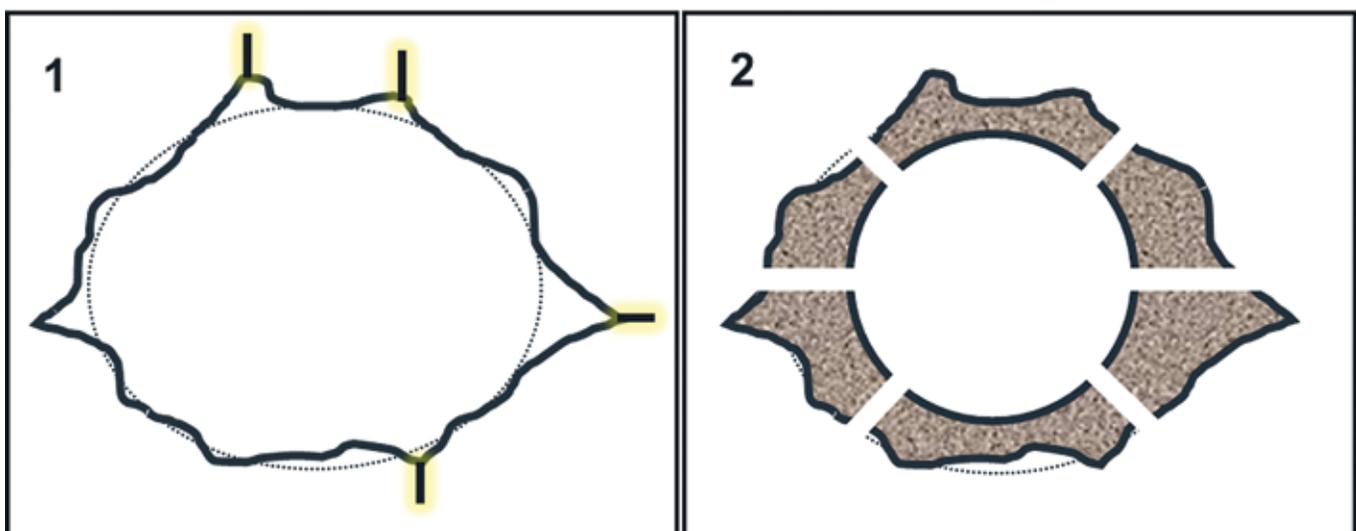


Рисунок 24 – Схема поперечного сечения горизонтальной скважины: 1) при открытом стволе; 2) при цементированном хвостовике с перфорацией

интервале инициации является цементирование хвостовика с последующей перфорацией. Такой подход при качественном исполнении должен снимать неопределенности по характеру и направлению гидроразрыва в призабойной зоне, а также препятствовать образованию конкурирующих трещин. Перфорационные заряды, присутствующие на рынке, пробивают каналы кратнее глубже трех диаметров скважины.

Однако стоит также обратить внимание и на реализованный подход с цементируемым хвостовиком в сочетании с равнопроходными муфтами, активируемыми специальными растворимыми «дротиками» (darts). Если обратиться к открытой информации на сайте производителей, с таким подходом они смогли значительно ускорить проведение операций по гидроразрыву пласта, доведя скорость проводимых работ до 45+ стадий за 14 часов. Такой результат получен в первую очередь за счет исключения из работ времени на проведение перфораций и последующее извлечение перфораторов из скважины.

Стоит также отметить, что для многих компаний в процессе внутреннего созревания технологий используется в качестве переходной модели гибридное заканчивание – когда между собой сочетаются и шаровые и равнопроходные муфты ГРП.

Заключение

На протяжении всего освоения черкашинской и ахской свит

компания «Салым Петролеум Девелопмент» непрерывно улучшала процессы проведения гидроразрыва пласта. Из-за геологических особенностей акцент был смещен в первую очередь на экранирование высоты закрепленной трещины и максимизацию ее проводимости. Использование комбинации технологичных подходов позволило сохранять отрицательный скин на скважинах с гидроразрывом в некоторых случаях более десяти лет.

Однако развитие проектов по освоению трудноизвлекаемых запасов ставит новые вызовы и требует развития новых технологий. Существующие подходы к моделированию и калибровке полученных результатов не могут в полной мере быть использованы для планирования разработки. Использование методов, стандартизированных годами на традиционных коллекторах, может приводить к завышению моделируемой полудлины полученной трещины и, как следствие, неэффективной разработке запасов. Мировой опыт показывает, что переход на цементируемые хвостовики осуществляется не только ради увеличения стадийности, но и для снижения рисков при проведении операций. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. <https://doi.org/10.2118/202054-MS>
2. <https://doi.org/10.2118/196967-MS>
3. <https://doi.org/10.2118/206650-MS>
4. <https://doi.org/10.2118/167168-PA>
5. <https://doi.org/10.2118/24823-PA>
6. Методические указания курса «Механика подземных сооружений», Алчевск, ДонГУ, 2013.