

Проведение гидравлического разрыва пласта на низкотемпературном карбонатном объекте

Кулешов В.С.^{1,2}, Павлов В.А.¹, Леванов А.Н.¹, Игнатьев Н.А.¹, Черкасов С.Ф.³, Самойлов М.И.³, Хохлов Д.И.⁴, Нестеров П.В.⁴, Козырев А.А.⁴

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²ФГБОУ ВО «ТИУ», Тюмень, Россия ³ОО «РН-ЦЭПИТР» Тюмень, Россия,

⁴АО «Верхнеконскнефтегаз», Иркутск, Россия

kuleshovvs@gmail.com

Аннотация

В работе представлены особенности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) на низкотемпературном (10–16 °С) карбонатном объекте, относящемся к трудноизвлекаемым запасам. Ранее для стимуляции объекта применялись кислотный ГРП и больше объемные соляно-кислотные обработки, однако данные технологии оказались экономически неэффективными, так как низкотемпературные карбонаты плохо реагируют с соляной кислотой и системами жидкости на ее основе. Дополнительно проведен ряд одиночных и многостадийных проппантных ГРП в скважинах с горизонтальным окончанием, однако по результатам запуска скважин отмечались высокие показатели газа в продукции скважин, что свидетельствует о прорыве трещины в нижележащий нефтегазонасыщенный пласт. С целью повышения эффективности операций ГРП выполнено построение 3D геомеханической модели объекта. Благодаря внедрению геомеханической модели удалось избежать прорыва трещин ГРП в нижележащий нефтегазонасыщенный пласт, при этом разница плановых и фактических значений мгновенного давления остановки закачки (ISIP) и давления закрытия (Pcl) не превышает 2 %. Совместная калибровка геомеханической модели и модели ГРП позволила подобрать объемы и темпы закачки, при которых стало возможным реализовать задачи, поставленные геологической службой перед инженерами в области ГРП. При проведении операций ГРП с муфтами BPS применяется компоновка с селективным двухчашечным пакером Cup-to-Cup (C2C), спущенная на 73 мм НКТ. Благодаря проделанной работе получен положительный результат, а успешность выполненных мероприятий подтверждается результатами запусков скважин после МГРП. Полученные значения запускных дебитов свидетельствуют о рентабельной разработке объекта.

Материалы и методы

В работе показаны особенности проведения гидравлического разрыва пласта на низкотемпературном карбонатном объекте с последующим анализом работы скважин. Для повышения точности моделирования выполнены дополнительные лабораторные исследования на керне по определению константы Био и анизотропии упругих свойств пород пласта. Для подтверждения

успешности операций ГРП выполнен комплекс гидродинамических и геохимических исследований.

Ключевые слова

карбонатный коллектор, МГРП, низкая температура, геомеханическое моделирование

Для цитирования

Кулешов В.С., Павлов В.А., Леванов А.Н., Игнатьев Н.А., Черкасов С.Ф., Самойлов М.И., Хохлов Д.И., Нестеров П.В., Козырев А.А. Проведение гидравлического разрыва пласта на низкотемпературном карбонатном объекте // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 6. С. 39–46.

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-39-46

Поступила в редакцию: 26.02.2023

Hydraulic fracturing in a low-temperature carbonate reservoir

Kuleshov V.S.^{1,2}, Pavlov V.A.¹, Levanov A.N.¹, Ignatyev N.A.¹, Cherkasov S.F.³, Samoilov M.I.³, Khokhlov D.I.⁴, Nesterov P.V.⁴, Kozyrev A.A.⁴

¹Tyumen petroleum research centre" LLC, Tyumen, Russia, ²Industrial university of Tyumen, Tyumen, Russia ³“RN-PR&TDC” LCC, Tyumen, Russia,

⁴“Verkhnechonskneftegaz” JSC, Irkutsk, Russia

kuleshovvs@gmail.com

Annotation

The features of multi-stage hydraulic fracturing at a low-temperature carbonate object (10–16°C), which relate to hard-to-recover reserves, are presented in the paper. Earlier acid fracturing and large volume hydrochloric acid treatments were applied to stimulate the object. However, these technologies appeared to be economically inefficient as low-temperature carbonates do not react well with hydrochloric acid and fluid systems on its basis. A number of single and multi-stage proppant hydraulic fracturing was carried out in wells with a horizontal completion. But there were high levels of gas in well production according to the results of the well launch. This shows a fracture breakthrough into the underlying gas-saturated formation. 3D geomechanical modelling of the object is carried out in order to increase the efficiency of the hydraulic fracturing operation. Due to introduction of a geomechanical model hydraulic fracture breakthrough into the underlying gas-saturated formation was managed to avoid, and the difference between planned and actual ISIP and Pcl values does not exceed 2 %. Cross modelling of the geomechanical model and the hydraulic fracturing model allowed to choose volumes and rates of injection. That allows to implement the tasks set by the geological service for HF engineers. During fracturing operation with sleeves BPS the line-up with a selective two-cup packer C2C is used. It is lowered by 73 mm tubing. The work performed ensured positive results of the pilot project, and the work success has been confirmed by the results of post-frac well start-ups. The resulting start-up rates confirm economic development of the field.

Materials and methods

The features of multi-stage hydraulic fracturing at a low-temperature carbonate object, are presented in the paper. The accuracy of geomechanical modeling has improved due to extended laboratory studies of the core to determine the Bio constant and the anisotropy of rock elastic properties. To confirm the success of hydraulic fracturing

operations, a complex of hydrodynamic and geochemical studies was performed.

Keywords

carbonate reservoir, multi-stage hydraulic fracturing, low-temperature, mechanical earth models

For citation

Kuleshov V.S., Pavlov V.A., Levanov A.N., Ignatyev N.A., Cherkasov S.F., Samoilov M.I., Khokhlov D.I., Nesterov P.V., Kozyrev A.A. Hydraulic fracturing in a low-temperature carbonate reservoir. Exposition Oil Gas, 2023, issue 6, P. 39–46. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-39-46

Received: 26.02.2023

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (ВЧНГКМ) является одним из крупнейших в Восточной Сибири, которое расположено примерно в 1 000 км к северу от озера Байкал. Климат данного региона резко континентальный, минимальное значение температуры достигает минус 56 °С, при этом среднегодовая температура также является отрицательной и составляет минус 5,5 °С

Основными продуктивными горизонтами ВЧНГКМ являются (рис. 1): осинский горизонт усольской свиты (~1 200 м), усть-кутский горизонт тэтэрской свиты (~1 300 м), преобразенский горизонт катангской свиты (~1 500 м) и верхнечонский горизонт непской свиты (~1 600 м). На текущий момент времени главным объектом разработки является верхнечонский горизонт, который представлен терригенными породами [1]. Более подробное описание Верхнечонского месторождения с точки зрения геологии и разработки представлено в работах [2–4]. Следует отметить, что ранее на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении реализован комплексный подход по оценке рисков проведения гидроразрыва пласта по площади путем внедрения 4D геомеханической модели в постоянно действующую геолого-технологическую модель месторождения [5].

В работе [6] авторами построена седиментологическая модель преобразенского горизонта. На основе модели выделено четыре элемента, которые сформировались в различных фациальных условиях мелководного морского бассейна. Преобразенский горизонт представлен карбонатными отложениями.

Особенности геомеханического моделирования карбонатных коллекторов заключаются в отсутствии динамического отклика

изменения скоростей при переходе от коллектора к неколлектору, в результате получаемые величины чистого давления, часто имеющие высокие значения, удается воспроизвести только с использованием различных величин параметра Био и увеличенных тектонических деформаций [8]. В таких условиях получение информации по керновым исследованиям о величине параметра Био, точных значениях величины напряжений в конкретных точках [9], анизотропии упругих свойств при наличии слоистых и глинистых отложений [10] в разрезе приобретают критическую значимость для построения достоверной геомеханической модели.

Планирование и проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ) карбонатных коллекторов сложнее, разнообразнее, а значит, интереснее, чем терригенных коллекторов. Неверно выбранный тип жидкости, объем или скорость закачки могут привести как к недостижению рентабельного скин-фактора, так и к коагуляции пласта нерастворимыми продуктами реакции или эмульсиями. При этом поиск способа избавления от вышеуказанных осложнений может занять достаточно много времени и средств.

В рассматриваемом проекте важный момент заключается в том, что интервал времени между работами на скважинах № 1 и № 2 и на скважинах № 3 и № 4 позволил отследить негативные тенденции, влияющие на технологическую успешность работ, провести анализ первых двух циклов МГРП № 1 и № 2), провести адаптацию геомеханической модели, плана обработки и жидкостей ГРП для следующих скважин (№ 3 и № 4).

Основные сложности и неопределенности с точки зрения проведения ГРП, с которыми довелось столкнуться на первых двух скважинах:

- высокие риски прорыва трещин ГРП в нижележащий нефтегазонасыщенный пласт ВЧ1-2 при калибровке мини-ГРП по данным записи давлений с поверхностных датчиков. Как следствие — отказ от ГРП на некоторых зонах, что приводит к снижению общего количества трещин ГРП, участвующих в добыче;
- более низкие (относительно поверхностных данных) значения эффективных давлений по результатам интерпретации данных забойных давлений, что приводит к переоценке потенциала пласта вследствие приобретения дополнительной продуктивной мощности;
- преждевременная остановка закачки (СТОП) при проведении ГРП в кровельной части пласта Б12(ПР) относительно нижней, что связано с ухудшением упруго-прочностных и фильтрационно-емкостных свойств;
- величина трения на перфорационных отверстиях и в призабойной зоне пласта (ПВР/ПЗП), по поверхностным данным,кратно превышает трения после интерпретации по забойным данным, что приводит к снижению максимальной концентрации пропанта и, как следствие, к снижению проводимости трещин ГРП.

В работе продемонстрирован положительный опыт проведения операций ГРП в низкотемпературном пласте, представленном карбонатными отложениями. Работы выполнены на пилотном кусте в рамках опытно-промышленных работ с привлечением специалистов в области разработки, ГРП, геомеханики и других. В рамках проекта создана единая цифровая модель месторождения, объединяющая отдельные геологическую, петрофизическую, гидродинамическую

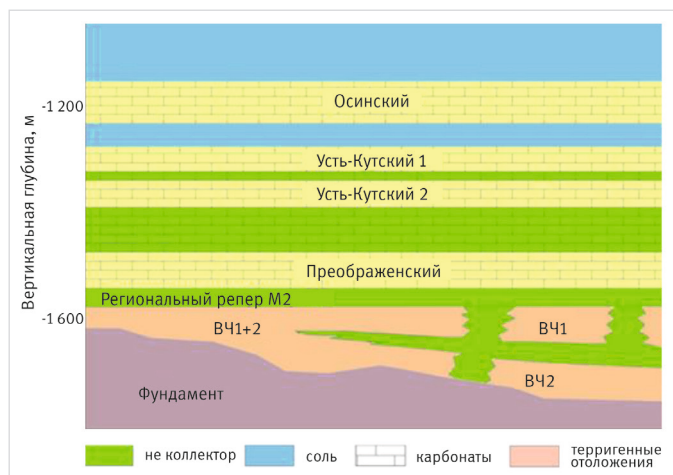


Рис. 1. Литолого-стратиграфическая схема Верхнечонского месторождения [7]
Fig. 1. Litho-stratigraphic scheme of the Verkhnechonskoye field [7]

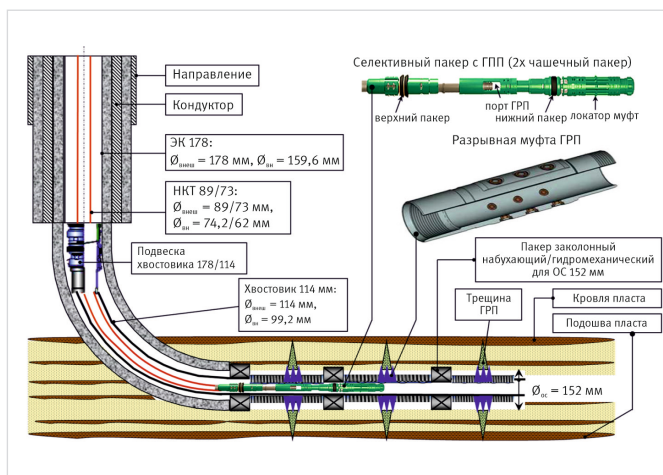


Рис. 2. Конструкция скважин
Fig. 2. Well schematic

и геомеханическую модели месторождения. Благодаря выполненным работам становится возможным грамотно сформировать программу геолого-технических мероприятий, в том числе подобрать оптимальный объем закачки при ГРП.

В качестве основного метода заканчивания и интенсификации добычи проектных скважин рассматривается бурение четырех горизонтальных скважин (ГС) с длиной горизонтальной секции 1 000 м с последующим проведением девяти операции МГРП. Элемент рядной системы разработки включает в себя две добывающие и две нагнетательные скважины с расстоянием между скважинами 400 м. На рисунке 2 приведена схема конструкций скважин, пробуренных в рамках опытно-промышленных работ. Следует отметить, что при проведении операций ГРП с муфтами BPS использовалась компоновка с манжетным селективным пакером Cup-to-Cup (C2C). В состав компоновки входят верхние и нижние чашки, центраторы, локатор муфт, глухой башмак с датчиком давления и так далее.

Текущий вариант расположения проектных скважин предполагает ориентацию горизонтальных секций добывающих и нагнетательных скважин вдоль минимального горизонтального напряжения. Данный сценарий предполагает преимущественный рост трещины ГРП перпендикулярно траектории ствола скважины. Типовой профиль напряжений и проводки скважины представлен на рисунке 3. Из рисунка видно, что разрез включает в себя глины, песчаник, доломиты (коллектор), доломиты (неколлектор), соли и фундамент.

Опыт и сложности проведения ГРП на карбонатах

В условиях карбонатов с большим вниманием необходимо относиться к следующим характеристикам слагающих разрез пластов:

- упруго-прочностные и фильтрационно-емкостные свойства: мощность и напряженность пропластков, значения модуля Юнга и коэффициента Пуассона, пористость, проницаемость, пластовое давление и т.д. Это те характеристики, которые будут напрямую влиять на геометрию трещины разрыва, давления обработки, объем обработки, выбор пропанта;
- состав пород: чистые известняки или доломиты, переслаивающиеся

с терригенными отложениями. От минерального состава пород зависит тип выбранной основы жидкости: кислота, вода, углеводороды. В случае переслаивания доломитовых и терригенных отложений также необходимо предотвратить возможное набухание глин;

- структура пласта: монолитный, трещиноватый, пористый или их комбинация и переслаивания. Понимание структуры пласта важно для выбора скорости обработки и расклинивающего агента: матричная обработка или разрыв пласта, с пропантом или без него;
- характеристики соседних с целевым горизонтом объектов: чем представлены кровля и подошва, соседние продуктивные пласты. Мощность, качество и насыщенность соседних горизонтов — это основание для ограничений трещины или наоборот — для необходимости, возможности приобщения;
- температура пластов, их насыщение и насыщение соседних продуктивных пластов. Необходимо понимать условия протекания химических реакций при взаимодействии горной породы с различными химическими составами. Необходимо убедиться в совместимости закачиваемых жидкостных систем с пластовыми флюидами, пластовых флюидов разных пластов между собой, отсутствии образований стойких нерастворимых эмульсий.

Для интенсификации добычи из карбонатных коллекторов чаще всего прибегают к следующим видам ГТМ:

- матричная обработка пласта [11]. Закачка кислотных составов, чистых или ингибированных в пласт со скоростями, исключаящими рост забойного давления до давлений разрыва пласта. Как правило, применяется в условиях, когда проведение ГРП нецелесообразно в связи с возможным прорывом, приобщением газонасыщенных или водонасыщенных мощностей. Критерием выбора скважин под обработку является изменение, повреждение призабойной зоны пласта вследствие бурения, цементирования, манипуляций при ремонте скважин, процессов добычи или нагнетания;
- кислотный гидроразрыв пласта [12]. Закачка кислотных составов, чистых или ингибированных в пласт со скоростями при давлениях, превышающих давления

разрыва пласта. В отличие от матричных обработок, направленных на призабойную зону, гидроразрыв уже направлен на создание гидравлической трещины. Эффект будет определяться достигнутой проводимостью и эффективной протравленной полудлиной трещины, которые зависят от кислотного состава, объема, концентрации кислоты, скорости реакции, утечек в пласт [13];

- гидравлический разрыв пласта с пропантом [14]. Операция, которая заключается в чисто механическом создании гидравлической трещины в пласте и наполнении ее пропантом. В отличие от кислотного гидроразрыва, где полудлина и проводимость трещины сохраняются за счет протравки стенок созданной трещины кислотой в результате химической реакции, в данном случае трещина сохраняется в раскрытом состоянии благодаря пропантной набивке;
- комбинация кислотного и пропантного гидроразрыва пласта. Поочередная закачка в пласт кислотных композиций для создания и протравки трещины ГРП и пропантных стадий в геле на водной основе — для механической набивки созданных трещин, возможного отклонения и раскрытия новых трещин следующей стадией кислотного состава;
- загущенная на ПАВ кислота [15]. Проведение гидроразрыва пласта с жидкостью на основе поверхностно-активных веществ позволяет развивать малые вертикали трещин ГРП с высокой остаточной проводимостью. Сложности заключаются в подборе системы ПАВ для конкретных температурных условий, совместимой с пластовыми флюидами. Загущенная на ПАВ кислота — модифицированная именно для карбонатных пластов композиция;
- ГРП на синтетических полимерных системах. Как и системы на ПАВ, системы жидкости на синтетических полимерах обладают хорошей несущей способностью при сравнительно небольших вязкостях жидкости (до 100 сПз). Низкое значение вязкости позволяет удерживать вертикальную составляющую трещины ГРП там, где это необходимо.

Успешность той или иной технологии будет зависеть от учета индивидуальных геологических особенностей и степени изученности объекта обработки.

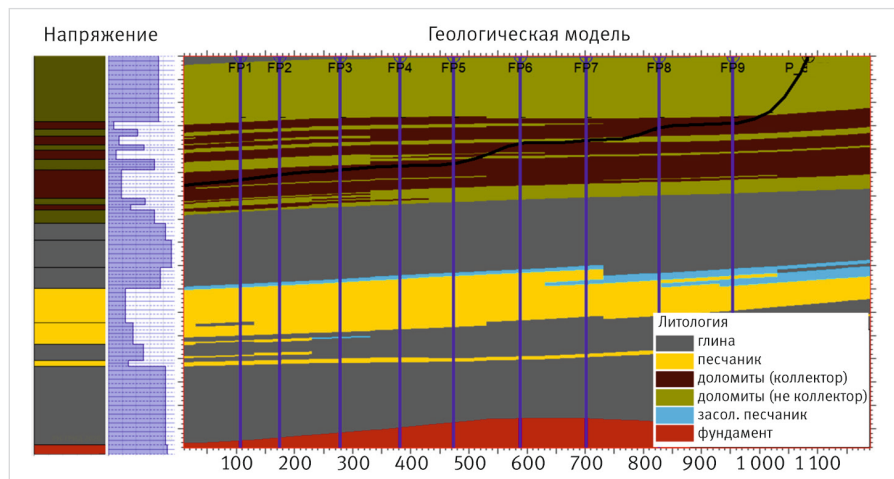


Рис. 3. Пример типовой проводки скважины на пласт ПР(Б12) с характерным профилем минимальных горизонтальных напряжений
Fig. 3. An example of a standard well trajectory in B12 field with stress profile from 3D MEM

Интенсификация пласта Б12 (ПР), подготовка к проекту

Снижение запасов нефти и газа в традиционных коллекторах вследствие их выработки диктует необходимость разработки месторождений, имеющих низкую проницаемость, высокую изменчивость и риски при текущих имеющихся технологиях, так называемые трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ). К такому относится преобразенский горизонт ВЧНГКМ.

Как отмечалось ранее, преобразенский горизонт представлен карбонатами и является одним из ключевых объектов в Восточной Сибири. Общие толщины изменяются в пределах 9,5–28,4 м при среднем значении 20,5 м. Средние эффективные толщины составляют 8,9 м, интервал изменения 0,8–16,6 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по пласту изменяются в диапазоне 8,1–11,8 м, в среднем составляя 8,9 м; газонасыщенная толщина варьируется в интервале 0,9–14,9 м.

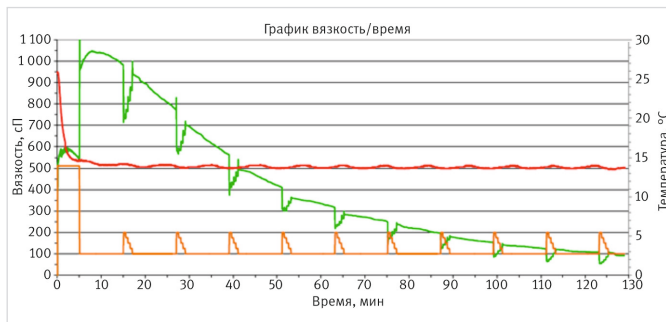


Рис. 4. График стабильности системы ГРП мгновенного сшивания для ГРП на Б12 (ПР)
Fig. 4. Stability test for reservoir B12 (PR)

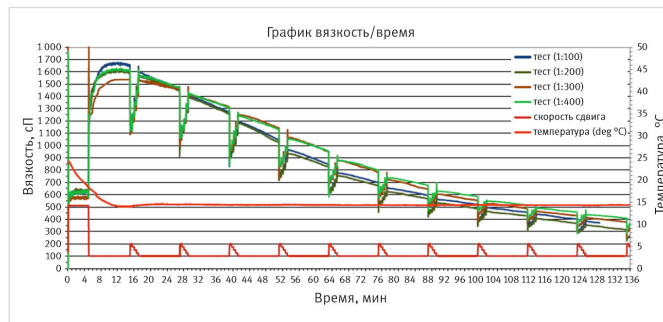


Рис. 5. Сравнение стабильности системы ГРП на пласт Б12 (ПР) с различной концентрацией разведения деструктора при температуре 14 °C
Fig. 5. Stability test for reservoir B12 (PR) with different breaker concentration at a temperature of 14 °C

Среднее значение водонасыщенной толщины составляет 8,6 м. Среднее значение песчаности по пласту составляет 0,04 доли единиц при средней расчлененности пласта на уровне 4. Объект, как уже указывалось, относится к трудноизвлекаемым запасам: по данным ГИС, среднее значение проницаемости составляет 1,6 мД, пористости — 10 %. Пластовая температура 10–16 °C, утверждена на уровне 14 °C.

Следует отметить, что для стимуляции объекта применялись различные технологии. Кислотный ГРП и большеобъемные соляно-кислотные обработки призабойной зоны скважины оказались экономически нецелесообразными, так как низкотемпературные доломиты плохо реагируют с соляной кислотой и системами жидкости на ее основе. Также в 2011–2012 годах на преобразованном горизонте был проведен ряд одиночных и многостадийных пропантных ГРП в скважинах с горизонтальным окончанием, однако полученные результаты оказались неоднозначными ввиду фиксации газа в продукции скважин, что могло свидетельствовать о прорыве трещины ГРП в пласт ВЧ1.

С учетом полученного ранее опыта от кислотных композиций (влюбых вариантах) принято решение отказаться и сконцентрироваться на гуаровых полимерных системах, а именно на системе мгновенного сшивания [16]. К особенностям выбранной системы жидкости можно отметить:

- применение кросс-линкера мгновенного действия. Единственный работающий в низкотемпературных условиях

кросс-линкер, доступный оператору ГРП. Его особенностью является практически полное отсутствие пластичности (восстановления после сдвиговых нагрузок), что хорошо видно на графике стабильности, где вязкость после каждой серии сдвигов не восстанавливается до начальных значений (рис. 4). Несущая способность достигается за счет запаса по начальной вязкости;

- для разрушения геля выбран деструктор энзимового типа [17], хорошо зарекомендовавший себя в условиях низких температур. Расфасованный на производстве в виде порошка, для подачи насосами жидкой химии должен быть разведен в жидкости. При этом соотношение деструктора и жидкости должно быть таким, чтобы насос жидкой химии подавал его без проблем в среднем диапазоне своих возможностей. Так, например, при расходе смеси 2,4 м³/мин, концентрации деструктора 0,5 л/м³ и пропорции разведения деструктора 1:100 насос жидкой химии работал уже на нижнем пределе своих возможностей, и дальнейшее снижение (при необходимости) концентрации или расхода неизбежно приводило к невозможности подачи деструктора с запланированным расходом. При проведении работ на Б12 плановые расходы смеси ГРП были на уровне 2,0 м³/мин, поэтому для обеспечения бесперебойной подачи деструктора проведены дополнительные исследования, направленные на определение возможности увеличения

подачи смеси деструктора со снижением доли деструктора в единице ее объема: 1:100 с концентрацией 1,0 л/м³, 1:200 с концентрацией 2,0 л/м³, 1:300 с концентрацией 3,0 л/м³, 1:400 с концентрацией 4,0 л/м³ (рис. 5). Исследования подтвердили предположение о том, что степень разведения активного вещества деструктора без изменения его количества не влияет на стабильность жидкости ГРП. Следует отметить, что лабораторные исследования проводились при температуре 14 °C, которая соответствует пластовой температуре;

- для предотвращения выноса керамического пропанта из трещины ГРП на последних стадиях качают пропант с полимерным покрытием [18]. Применяемое полимерное покрытие в силу своего низкотемпературного исполнения влияет на систему жидкости как дополнительный деструктор, снижая вязкость системы на максимальных пропантных стадиях. Для компенсации такого влияния пропанта с полимерным покрытием на соответствующих пропантных стадиях подается смесь с пониженной концентрацией деструктора и при необходимости с повышенной концентрацией кросс-линкера;
- для предупреждения образования стойких водонефтяных эмульсий провели ряд тестов жидкости с различной концентрацией демульгатора, подобрав необходимую концентрацию (рис. 6). Из рисунка видно, что самое лучшее разделение фаз после полуторачасового тестирования достигается при концентрации демульгатора 2,0 л/м³.

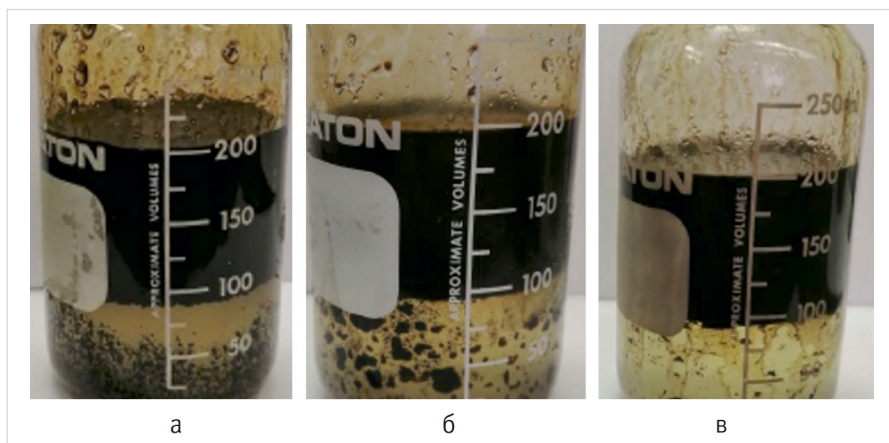


Рис. 6. Подбор концентрации демульгатора (время тестирования 30 минут): а — 0,0 л/м³ демульгатора; б — 1,0 л/м³ демульгатора; в — 2,0 л/м³ демульгатора
Fig. 6. Selecting the emulsion breaker concentration (30 min testing time): а — 0,0 л/м³ demulsifier; б — 1,0 л/м³ demulsifier; в — 2,0 л/м³ demulsifier

Перекрестная калибровка геомеханической модели и модели симулятора ГРП

С целью минимизации рисков прорыва трещин ГРП в нижележащий нефтегазонасыщенный пласт ВЧ1 принято решение о проведении в 2020 году опытно-промышленных работ по реализации МГРП с учетом геомеханического моделирования.

В ходе проведения работ на скважинах № 1 и № 2 калиброванные на результаты мини-ГРП модели симуляторов указывали на возможность прорыва трещины в нижележащий нефтегазонасыщенный горизонт ВЧ1-2 даже на минимальных объемах закачки (рис. 7). На рисунке видно, что нижняя граница трещины приобретает неблагоприятную зону и закрепляется в ней. Процесс моделирования гидравлического разрыва пласта выполнен в симуляторе PH-GRID и основан

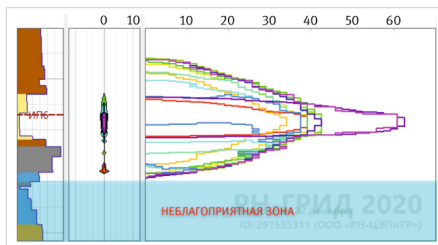


Рис. 7. Пример расчетной геометрии ГРП массой 3 т после калибровки модели по результатам мини-ГРП
Fig. 7. An example of the estimated 3-ton frac geometry after model calibration to the mini-frac test

на численном решении Planar3D модели [19]. К наиболее значимым особенностям данного симулятора можно отнести сопряженное решение задач упругости, гидродинамики, а также переноса пропанта; математическая модель включает 3D подмодель упругости и 2D подмодель гидродинамики. Таким образом, реализованная математическая модель наиболее корректно описывает процесс ГРП и позволяет более точно выделить интервалы распространения трещины ГРП.

Возможность прорыва трещины ГРП в нецелевые интервалы является существенным риском переоценки потенциала пласта в проекте. Поэтому на нескольких стадиях пришлось снижать до критических значений скорость закачки и загрузку гелланта — для минимизации вертикальной составляющей; однако в то же время указанные меры повлекли ряд осложнений в виде преждевременной остановки закачки, СТОП.

Запуск скважин № 1 и № 2 после МГРП показал, что прорыва в ВЧ1-2 удалось избежать. Данное наблюдение позволило сделать вывод о большей напряженности подошвенной перемычки, чем ожидалось, что позволило скорректировать геомеханическую модель для скважин № 3 и № 4 и провести МГРП на них по менее рискованному дизайну [20]. Повысить точность геомеханического моделирования удалось за счет проведения расширенных лабораторных исследований на керне по определению константы Био [21] и анизотропии упругих свойств пород пласта [22], а также благодаря учету TIV-анизотропии при 3D геомеханическом моделировании [23]. В итоге уже на третьей скважине работы на всех стадиях МГРП проведены в полном объеме с минимальными осложнениями. При этом разница плановых и фактических значений ISIP и Pcl не превышает 2 %.

Дополнительно анализ эксплуатационных показателей скважин после проведения МГРП показал, что прорывов в нижележащий

верхнечонский горизонт не допущено (рис. 8). Полученные значения газового фактора соответствуют газосодержанию преобразованного горизонта, обводненности скважин близки к нулю, несмотря на высокую выработку запасов по нижерасположенному участку верхнечонского горизонта с обводненностью свыше 80 %.

С целью определения гидродинамической связи между целевым пластом ПР и нижележащим ВЧ1-2 выполнены мероприятия по увеличению закачки по нагнетательной скважине разрабатываемого объекта и фиксации изменения давления в расположенной над ней добывающей ГС с МГРП (гидропрослушивание). Двукратное увеличение приемистости скважин ППД продолжалось в течение полутора месяцев. По результатам мониторинга тренд давления по данным забойного датчика в добывающей скважине фактически не отреагировал на изменение приемистости ППД, что является признаком отсутствия приобщения ВЧ1-2 при проведении МГРП (рис. 9).

Для подтверждения отсутствия прорыва дополнительно выполнен комплекс геохимических исследований по сопоставлению составов углеводородов преобразованного и верхнечонского горизонтов — так называемый Geochemical Fingerprints [24]. В рамках данной работы были изучены компонентный состав газа, изотопный состав компонентов газа, физико-химические характеристики нефти, а также молекулярный состав нефти и состав биомаркеров по 9 скважинам пласта ПР и 8 скважинам пласта ВЧ1-2 на первом этапе и по 11 скважинам пласта ПР и 21 скважине пласта ВЧ1-2 во время второго этапа. Анализ проб добываемого газа свидетельствует о существенном отличии состава растворенного газа преобразованного горизонта от газа газовой шапки ВЧ1-2. Среди физико-химических свойств и молекулярного состава нефти найдены параметры, позволяющие однозначно отличать нефти разных пластов и сделать вывод об отсутствии сообщения по трещинам ГРП (рис. 10).

Дополнительным фактором, подтверждающим отсутствие прорыва трещин ГРП в зоне скважин №№ 1–4 в нижележащий пласт ВЧ1-2 является анализ данных давлений, полученных с забойных датчиков (рис. 11). Из рисунка видно, что забойное давление до начала закачек на пласт ВЧ1-2 составляет ~90 атм

(синяя линия), в то время как до начала закачек на Б12 — 160 атм (красная и зеленая линии). Аналогичные рассуждения верны и для мгновенных давлений остановки закачки (ISIP). Также видно, что на протяжении выполнения всех стадий МГРП наблюдается повышенное рабочее давление закачки. Следует отметить, что расстояние между забоями скважин №№ 1–4 и забоем скважины с ГРП ВЧ1-2 составляет 1 500–2 200 метров.

Трения на линейном геле

Также на первых скважинах наблюдались высокие расчетные трения в зоне перфораций. Высокие трения на перфорации — это риск при закачке высоких концентраций пропанта. Следовательно, для минимизации рисков при ГРП принято решение о снижении максимальной концентрации пропанта, что в свою очередь негативно сказывается на проводимости трещины ГРП. После извлечения забойных манометров первой пары скважин и расшифровки манометров оказалось, что фактические сопротивления на перфорации кратно ниже рассчитанных по поверхностным данным (табл. 1).

Исходя из полученных результатов, сделано предположение о влиянии энзимного брейкера на линейный гель, который качали на продавовочных стадиях, и некорректности используемых коэффициентов трений в НКТ для такого геля. В условиях низких температур альтернативы энзимному брейкеру на локации не было, поэтому заменить его брейкером другого типа не представлялось возможным. В связи с этим для проверки версии о влиянии брейкера на коэффициенты трений на последующих работах от применения брейкера в линейных продавовочных стадиях отказались.

Дополнительно на скважине № 2 помимо забойного манометра спущен дополнительный на стыке 88,9 мм и 73,0 мм НКТ. Таким образом, получена возможность провести калибровку модели трений в НКТ (рис. 12, 13). На рисунке представлена зависимость коэффициента трения в НКТ диаметром 73 мм (желтая линия) и диаметром 89 мм (красная линия) в зависимости от расхода в момент остановки закачки (серая линия).

Уже на скважине № 3 отмечается снижение расчетных трений на перфорациях, а отклонение от забойных данных было

Табл. 1. Сравнение расчетных трений на ПЗП/ПВР по устьевым данным с забойными. Скважина № 2

Tab. 1. Comparison of estimated friction at BH /perf. zone based on wellhead and bottomhole data. Well 2

Порт	2	3	4	5	6	8
Ptr. устье, атм	128	105	207	181	237	238
Ptr. забой, атм	26	40	52	64	62	49

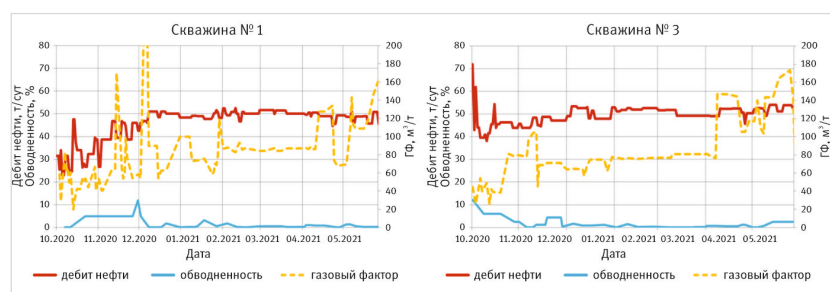


Рис. 8. Показатели работы горизонтальных скважин с МГРП
Fig. 8. Horizontal wells production with multistage hydraulic fracturing

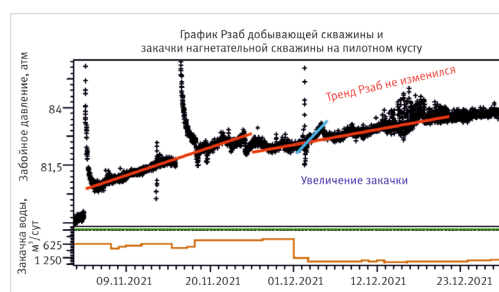


Рис. 9. Определение гидродинамической связи между пластами ПР и ВЧ
Fig. 9. Observation well testing

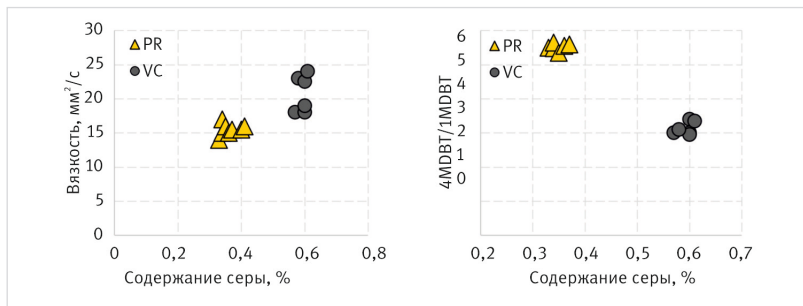


Рис. 10. Результаты геохимических исследований нефти преображенского и верхнечонского горизонтов
Fig. 10. Geochemical fingerprinting the preobrazhensky and verkhnechonsky horizons

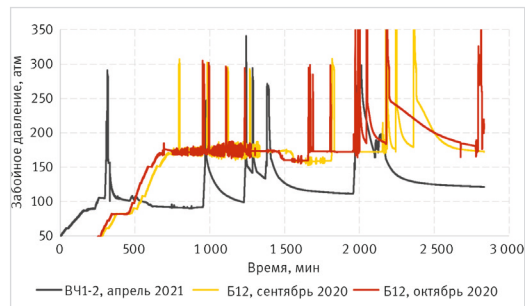


Рис. 11. Сравнение забойных давлений обработки на B12 и BЧ1-2
Fig. 11. Comparison of bottomhole treatment pressures in B12 and VCh1-2

на порядок ниже. Сводная информация по трениям после выполнения калибровки представлена в таблице 2. Таким образом, исключение неопределенностей по трениям позволило избежать необоснованного занижения концентрации пропанта.

Итоги

Выбор способа обработки карбонатного коллектора должен базироваться на понимании фильтрационно-емкостных и упруго-прочностных свойств коллектора, а также учитывать состав (минерализацию) горных пород, слагающих объект.

Анализ ранее полученных результатов, а также подбор компонентов жидкости ГРП с учетом физико-химических свойств пласта и пластовых флюидов позволил избежать ошибки в подборе технологии.

Перекрестная калибровка геомеханической модели и модели ГРП позволила подобрать объемы и темпы закачки, при которых стало возможным реализовать задачи, поставленные геологической службой перед инженерами в области ГРП. Повысить точность геомеханического моделирования удалось за счет проведения расширенных лабораторных исследований на керне по определению константы Био и анизотропии упругих свойств пород пласта. Результаты исследований использованы при построении 3D геомеханической модели с учетом TIV-анизотропии. Благодаря проделанной работе получен положительный результат от проведения ОПР, а успешность выполненных работ подтверждается результатами запусков скважин после МГРП. Полученные значения запускных дебитов свидетельствуют о возможности рентабельной разработки объекта.

Благодаря спуску дополнительного манометра удалось выполнить калибровку модели трений в НКТ, что позволило избежать снижения максимальной концентрации.

По мере разбуривания месторождения и ухода в зоны с более истонченными коллекторами возникнет необходимость применения технологий, позволяющих удерживаться в меньших значениях высоты трещины ГРП. Поэтому с целью контроля высоты трещины ГРП запланированы исследования с проведением работ с жидкостями на базе ПАВ и синтетических полимеров.

Выводы

Результаты опытно-промышленных работ признаны положительными. Запланировано бурение дополнительных горизонтальных скважин на преображенский горизонт с проведением девятистадийного МГРП. Анализ эксплуатационных показателей скважин после проведения МГРП показал, что прорывов в нижележащий верхнечонский горизонт не допущено. Полученные результаты свидетельствуют об эффективности внедрения геомеханического моделирования с перекрестной калибровкой модели на данные, полученные в результате проведения мини-ГРП.

Табл. 2. Сравнение расчетных трений на ПЗП/ПВР по устьевым данным с забойными. Скважина № 4

Tab. 2. Comparison of estimated DH/perf. zone based on wellhead and bottomhole data. Well 4

Порт	1	2	3	4	5	6	7
Ртр. устье, атм	29	67	53	31	23	29	57
Ртр. забой, атм	39	51	36	18	19	37	59

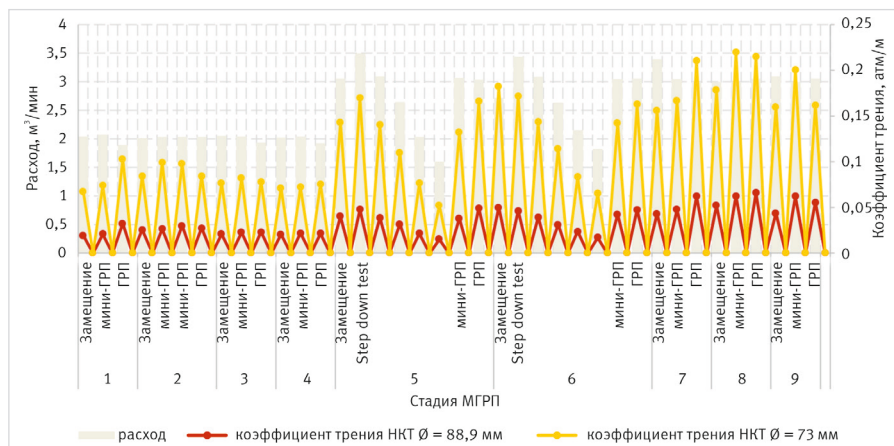


Рис. 12. Калибровка модели трений в НКТ
Fig. 12. Calibration of friction model in tubing

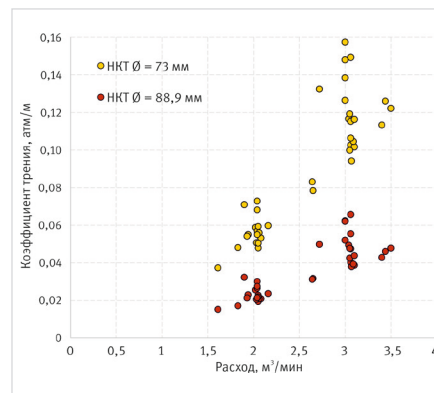


Рис. 13. Зависимость коэффициента трения от расхода
Fig. 13. Dependence of friction factor from flow rate

- SPE Symposium: hydraulic fracturing in Russia. Experience and prospects, virtual, September, SPE-203873-MS. (In Eng).
6. Модель формирования преобразенного продуктивного горизонта венда (Восточная Сибирь) // Нефтяное хозяйство. 2012. № 10. С. 38–43.
 7. Levanov A., Ignatyev N., Ostyakov E. et al. Challenges in the development of saline terrigenous reservoirs of Eastern Siberia field. SPE Russian petroleum technology conference, 2018, Moscow, SPE-191570-18RPTC-MS. (In Eng).
 8. Krasnikov A., Melikov R., Pavlov V., Pavlyukov N., Subbotin M. Consideration of elastic properties and stresses anisotropy in fracturing planning. SPE Russian petroleum technology conference, 2019, Moscow, SPE-196899-MS. (In Eng).
 9. Jaboob M., Al Shueili A., Al Salmi H., Al Hajri S., Merletti G., Kayumov R., dwi Kumiadi S., Trejo R.S. Fracture geometry calibration using multiple surveillance techniques. SPE international hydraulic fracturing technology conference & exhibition, Oman, 2022, SPE-205280-MS. (In Eng).
 10. Pavlyukov N., Pavlov V., Samoilov M., Prokhorov A., Korolev A., Yagudin R., Kamionko M., Aleksandrov A., Savchuk D. TIV-anisotropy in geomechanical modeling for planning of hydraulic fracturing at the Kharampurskoye field. SPE Russian petroleum technology conference, Virtual, October 2020, SPE-202049-MS. (In Eng).
 11. Chacon O.G., Pournik M. Matrix acidizing in carbonate formations. Processes, 2022, Vol. 10, issue 1, 174, 18 p. (In Eng).
 12. Mohammed Eliebid, Amjed M. Hassan, Mohamed Mahmoud, Abdulazeez Abdullaheem, Salaheldin Elkatatny. Intelligent prediction of acid-fracturing performance in carbonates reservoirs. SPE Kingdom of Saudi Arabia annual technical symposium and exhibition, Saudi Arabia, April 2018, SPE-192356-MS. (In Eng).
 13. Amjed Hassan, Murtada Saleh Aljawad, Mohamed Mahmoud. An artificial intelligence-based model for performance prediction of acid fracturing in naturally fractured reservoirs. ACS Omega, 2021, Vol. 6, issue 21, P. 13654–13670. (In Eng).
 14. Economides Michael J., Ronald Oligney, Peter Valkó. Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. Alvin, Texas: Orsa Press, 2002, 541 p. (In Eng).
 15. Ming Liu, Shicheng Zhang, Jianye Mou, Fujian Zhou, Yang Shi. Diverting mechanism of viscoelastic surfactant-based self-diverting acid and its simulation. Journal of petroleum science and engineering, 2013, Vol. 105, P. 91–99. (In Eng).
 16. W. Wang, X. G. Lu, X. Xie. Evaluation of intra-molecular cross-linked polymers. SPE Western regional and pacific section AAPG Joint Meeting, Bakersfield, California, USA, March 2008, SPE-113760-MS. (In Eng).
 17. Yuling Meng, Fei Zhao, Xianwei Jin, Yun Feng, Gangzheng Sun, Junzhang Lin, Baolei Jia, Piwu Li. Performance evaluation of enzyme breaker for fracturing applications under simulated reservoir conditions. Molecules, 2021, Vol. 26, issue 11, 3133. (In Eng).
 18. Zoveidavianpoor M., Gharibi A. Application of polymers for coating of proppant in hydraulic fracturing of subterranean formations: A comprehensive review. Journal of natural gas science and engineering, 2015, Vol 24, P. 197–209. (In Eng).
 19. Пестриков А.В., Пещеренко А.Б., Гребельник М.С., Ямилов И.М. Валидация модели трещины гидроразрыва Planar3D, реализованной в корпоративном симуляторе «РН-ГРИД» // Нефтяное хозяйство. 2018. № 11. С. 46–50.
 20. Kuleshov V., Pavlov V., Pavlyukov N., Musin E., Cherkasov S., Samoilov M., Khokhlov D., Kozyrev A. Geomechanical modeling and multi-stage hydraulic fracturing dolomite reservoir of the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field. ARMA/DGS/SEG 2nd International Geomechanics Symposium, Virtual, November 202, ARMA-IGS-21-088. (In Eng).
 21. Biot M. A., Willis D.G. The elastic coefficients of the theory of consolidation. Journal of applied mechanics, 1957, issue 24, P. 594–601. (In Eng).
 22. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide. Elsevier, 2015, 829 p. (In Eng).
 23. Jun Xie, Kaibin Qiu, Bing Zhong, Yuanwei Pan, Xuewen Shi, Lizhi Wang. Construction of a 3D geomechanical model for development of a shale gas reservoir in the sichuan basin. SPE Drill & Compl, 2018, Vol. 33, issue 4, P. 275–297. (In Eng).
 24. Nouvelle, Xavier, Rojas, Katherine and Artur Stankiewicz. Novel method of production back-allocation using geochemical fingerprinting. Abu Dhabi international petroleum conference and exhibition, Abu Dhabi, UAE, November 2012, SPE-160812-MS. (In Eng).

ENGLISH

Results

The choice of a carbonate reservoir treatment method should be based on good understanding of the reservoir properties and elastic-strength properties, and take into account the composition (salinity) of the target reservoir rocks.

Taking into account previously obtained results, as well as the selection of fracturing fluid components based on the physicochemical properties of the reservoir and reservoir fluids, allowed to avoid errors in the technology selection.

Cross-simulation of the geomechanical model and the hydraulic fracturing model allowed to select injection volumes and rates, which helped to implement the tasks set by the geological service for hydraulic fracturing engineers. The accuracy of geomechanical modeling has improved due to extended laboratory studies of the core to determine the Bio constant and the anisotropy of rock elastic properties. The studies' results were taken into account when building 3D geomechanical model, taking into account the TIV anisotropy. The work performed ensured positive results of the pilot project, and the work success has been confirmed by the results of post-frac well start

rates. The obtained start rates confirm effective development of the field.

An additional bottom hole pressure gauge allowed to calibrate the friction model in the tubing, which helped to avoid a decrease in the maximum proppant concentration.

With further drilling and moving to zones with thinner reservoirs, there will be a necessity to apply technologies that allow to keep smaller heights of hydraulic fractures. Therefore, to be able to control the height of a hydraulic fracture, studies have been scheduled to also test surfactant/synthetic-polymer-based fluids.

Conclusions

The results of the pilot project were recognized as positive. It is planned to drill additional horizontal wells on the preobrazhenskiy orizon with 9 stages hydraulic fracturing. Analysis of production wells shows that there were no breakthroughs into the underlying verkhnechonsky horizon after multi stages hydraulic fracturing. The results obtained indicate the high performance of geomechanical modeling applied in combination with cross matching of the model to the mini-frac history data.

References

1. Levanov A., Kobyashev A., Chuprov A. et al. Evolution of approaches to oil rims development in terrigenous formations of Eastern Siberia. SPE Russian petroleum technology conference, 2017, Moscow, SPE-187772-MS. (In Eng).
2. Chirgun A., Levanov A., Gordeev Ya. et al. A case study of the Verkhnechonskoye field: theory and practice of Eastern Siberia complex reservoirs development. SPE Russian petroleum technology conference, 2017, Moscow, SPE-189301-MS. (In Eng).
3. Levanov A., Belyansky Yu., Volkov I. et al. Concept baseline for the development of a major complex field in Eastern Siberia using flow simulation. SPE Russian petroleum technology conference, 2015, Moscow, SPE-176636-MS. (In Eng).
4. Vinogradov I., Zagorovsky A., Bogachev K. et al. Laboratory and numerical study of the dissolution process of salinization clastic reservoirs. SPE Russian petroleum technology conference, 2015, Moscow, SPE-176630-MS. (In Eng).
5. Kuleshov V., Pavlov V., Pavlyukov N. et al. Optimization of the Verkhnechonskoye field development process by mapping geomechanical properties and stresses. SPE Symposium: hydraulic fracturing in Russia. Experience and prospects, virtual, September, SPE-203873-MS. (In Eng).
6. Vorobyev V., Vilesov A. Sedimentation model of Vendian preobrazhensky horizon (Eastern Siberia). Oil Industry. № 10. 2012. P. 38 43. (In Russ).
7. Levanov A., Ignatyev N., Ostyakov E., et al. Challenges in the development of saline

- terrigenous reservoirs of Eastern Siberia field. SPE Russian petroleum technology conference, 2018, Moscow, SPE-191570-18RPTC-MS. (In Eng).
8. Krasnikov A., Melikov R., Pavlov V., Pavlyukov N., Subbotin M. Consideration of elastic properties and stresses anisotropy in fracturing planning. SPE Russian petroleum technology conference, 2019, Moscow, SPE-196899-MS. (In Eng).
 9. Jaboob M., Al Shueili A., Al Salmi H., Al Hajri S., Merletti G., Kayumov R., dwi Kurniadi S., Trejo R.S. Fracture geometry calibration using multiple surveillance techniques. SPE international hydraulic fracturing technology conference & exhibition, Oman, 2022, SPE-205280-MS. (In Eng).
 10. Pavlyukov N., Pavlov V., Samoilo M., Prokhorov A., Korolev A., Yagudin R., Kamionko M., Aleksandrov A., Savchuk D. TIV-anisotropy in geomechanical modeling for planning of hydraulic fracturing at the Kharampurskoye field. SPE Russian petroleum technology conference, Virtual, October 2020, SPE-202049-MS. (In Eng).
 11. Chacon O.G., Pournik M. Matrix acidizing in carbonate formations. Processes, 2022, Vol. 10, issue 1, 174, 18 p. (In Eng).
 12. Mohammed Eliebid, Amjed M. Hassan, Mohamed Mahmoud, Abdulazeez Abdulraheem, Salaheldin Elkattatny. Intelligent prediction of acid-fracturing performance in carbonates reservoirs. SPE Kingdom of Saudi Arabia annual technical symposium and exhibition, Saudi Arabia, April 2018, SPE-192356-MS. (In Eng).
 13. Amjed Hassan, Murtada Saleh Aljawad, Mohamed Mahmoud. An artificial intelligence-based model for performance prediction of acid fracturing in naturally fractured reservoirs. ACS Omega, 2021, Vol. 6, issue 21, P. 13654–13670. (In Eng).
 14. Economides Michael J., Ronald Oligney, Peter Valko. Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. Alvin, Texas: Orsa Press, 2002. 541 p. (In Eng).
 15. Ming Liu, Shicheng Zhang, Jianye Mou, Fujian Zhou, Yang Shi. Diverting mechanism of viscoelastic surfactant-based self-diverting acid and its simulation. Journal of petroleum science and engineering, 2013, Vol. 105, P. 91–99. (In Eng).
 16. W. Wang, X. G. Lu, X. Xie. Evaluation of intra-molecular cross-linked polymers. SPE Western regional and pacific section AAPG Joint Meeting, Bakersfield, California, USA, March 2008, SPE-113760-MS. (In Eng).
 17. Yuling Meng, Fei Zhao, Xianwei Jin, Yun Feng, Gangzheng Sun, Junzhang Lin, Baolei Jia, Piwu Li. Performance evaluation of enzyme breaker for fracturing applications under simulated reservoir conditions. Molecules, 2021, Vol. 26, issue 11, 3133. (In Eng).
 18. Zoveidavianpoor M., Gharibi A. Application of polymers for coating of proppant in hydraulic fracturing of subterranean formations: A comprehensive review. Journal of natural gas science and engineering, 2015, Vol 24, P. 197–209. (In Eng).
 19. Pestrikov A.V., Peshcherenko A.B., Grebelnik M.S., Yamilev I.M. Validation of the Planar3D hydraulic fracture model implemented in the corporate simulator RN-GRID. Oil Industry, 2018, issue 11, P. 46–50. (In Russ).
 20. Kuleshov V., Pavlov V., Pavlyukov N., Musin E., Cherkasov S., Samoilo M., Khokhlov D., Kozyrev A. Geomechanical modeling and multi-stage hydraulic fracturing dolomite reservoir of the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field. ARMA/DGS/SEG 2nd International Geomechanics Symposium, Virtual, November 2022, ARMA-IGS-21-088. (In Eng).
 21. Biot M.A., Willis D.G. The elastic coefficients of the theory of consolidation. Journal of applied mechanics, 1957, issue 24, P. 594–601. (In Eng).
 22. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide. Elsevier, 2015, 829 p. (In Eng).
 23. Jun Xie, Kaibin Qiu, Bing Zhong, Yuanwei Pan, Xuewen Shi, Lizhi Wang. Construction of a 3D geomechanical model for development of a shale gas reservoir in the sichuan basin. SPE Drill & Compl, 2018, Vol. 33, issue 4, P. 275–297. (In Eng).
 24. Nouvelle, Xavier, Rojas, Katherine and Artur Stankiewicz. Novel method of production back-allocation using geochemical fingerprinting. Abu Dhabi international petroleum conference and exhibition, Abu Dhabi, UAE, November 2012, SPE-160812-MS. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кулешов Василий Сергеевич, к.ф.-м.н., менеджер отдела разработки проектов геомеханики ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, доцент, ФГБОУ ВО «ТИУ», Тюмень, Россия
Для контактов: kuleshovvs@gmail.com

Павлов Валерий Анатольевич, к.т.н., начальник отдела разработки проектов геомеханики ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Леванов Андрей Николаевич, к.т.н., начальник отдела моделирования и разработки месторождений ВЧНГ ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Игнатьев Никита Андреевич, руководитель группы моделирования и разработки месторождений ВЧНГ ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Черкасов Сергей Федорович, начальник отдела инженерной поддержки ГРП, ООО «РН-ЦЭПиТР», Тюмень, Россия

Самойлов Михаил Иванович, начальник управления гидравлического разрыва пласта, ООО «РН-ЦЭПиТР», Тюмень, Россия

Хохлов Данил Игоревич, начальник отдела скважинных технологий, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Нестеров Павел Владимирович, начальник отдела повышения производительности резервуаров и геолого-технических мероприятий АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Козырев Александр Александрович, главный специалист отдела повышения производительности резервуаров и геолого-технических мероприятий АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Kuleshov Vasily Sergeevich, ph.d of physico-mathematical sciences, manager of the geomechanics project development department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, associate professor, Industrial university of Tyumen, Tyumen, Russia
Corresponding author: kuleshovvs@gmail.com

Pavlov Valery Anatolyevich, ph. d. of engineering sciences, head of the geomechanics project development department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Levanov Andrey Nikolaevich, ph. d. of engineering sciences, head of the department of modeling and development of fields of VChNG, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Ignatyev Nikita Andreevich, group leader of the department of modeling and development of fields of VChNG, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Cherkasov Sergey Fedorovich, head of the hydraulic fracturing engineering support department, "RN-PR&TDC" LCC, Tyumen, Russia

Samoilo Mikhail Ivanovich, head of hydraulic fracturing department, "RN-PR&TDC" LCC, Tyumen, Russia

Khokhlov Danil Igorevich, head of well technology department, "Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia

Nesterov Pavel Vladimirovich, head of production enhancement department, "Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia

Kozyrev Alexander Alexandrovich, chief specialist of production enhancement department, "Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia