

УДК 622.245 .51

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ОБСАЖЕННОМ СТВОЛЕ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

К.Б. Асанов

В данной статье представлены результаты проведения первого многостадийного гидроразрыва пласта в вертикальной скважине на месторождении в Актюбинской области. Месторождение с самого начала разрабатывается одним эксплуатационным объектом. Общая высота залежей местами достигает 400 м, соответственно, с начала разработки все продуктивные пласты были перфорированы всплошную. Опытная работа была проведена на скважине с перфорацией общей мощностью 182 м со вскрытием 4 продуктивных пластов. В целях вскрытия всех продуктивных пропластков трещинами и вовлечения их в разработку, было решено использовать 4-стадийную компоновку с системой муфт гидроразрыва пласта (далее – ГРП) с повторным циклом открытия/закрытия. В результате после проведения многостадийного гидроразрыва пласта (далее – МГРП) с использованием данной технологии был получен 4-кратный прирост добычи нефти. В дальнейшем планируется применение данного метода на других скважинах-кандидатах месторождения.

Ключевые слова: многостадийный гидравлический разрыв пласта, проницаемость, трещина, проводимость, скин-фактор, нефтеносность, верхнепермские отложения.

Ранние работы по ГРП в добывающих скважинах данного месторождения отличаются особой сложностью при размещении проектных трещин и наличием неопределенностей. Вертикальные скважины со стандартной конструкцией, имеющие длинные перфорационные интервалы в относительно мощных пластах, усложняли проведение гидроразрыва пласта и увеличивали риск по размещению оптимального количества проппанта в трещину.

Неудавшиеся попытки проведения ГРП были вызваны различными факторами, такими, как бесконтрольный рост трещины в неопределенные зоны, одновременное развитие множественных трещин, низкая эффективность жидкости, неудовлетворительное качество проведенных ГРП и другие. Множество методов было применено для устранения указанных рисков – это сокращение дли-

ны перфорационных интервалов при подготовительно-завершительных работах, высокий расход закачки и контроль вязкости жидкости ГРП во время инициации трещины, использование песочных пачек для перекрытия многочисленных трещин, использование минимального количества перфораций и другие.

Большинство вышеизложенных вызовов при ГРП было урегулировано с помощью внедрения контроля качества и инженерного сопровождения процесса ГРП, но до сегодняшнего дня достичь решения задачи по одновременному охвату трещинами всех продуктивных залежей не удавалось. Вследствие этого, проанализировав предыдущие операции ГРП и их эффективность, был рассмотрен вариант применения компоновки МГРП, который позволил качественно обработать все продуктивные пласты.

Сложности разработки месторождения

Промышленная разработка месторождения началась в 2003 г. В технологической схеме разработки, исходя из размещения продуктивных пластов, размеров и начальных геологических запасов, а также с учетом физико-химических свойств нефтей и геолого-гидродинамических характеристик коллекторов, в один эксплуатационный объект были объединены несколько пластов, обладающих высоким коэффициентом расчлененности.

Как показывает опыт разработки многопластовых объектов [1, 2], в процессе освоения подобных объектов возникают определенные сложности. При объединении нескольких пластов в один объект нарушается прямая связь между количеством поступающей из пластов жидкости и их гидропроводностью. В скважинах, где приобщаются под единый фильтр высокопроницаемые и низкопроницаемые пласты, последние, как правило, не дренируются, или дренируются очень слабо.

Установлено, что удельные коэффициенты продуктивности (продуктивность на 1 м нефтенасыщенной толщины) по скважинам многопластовых объектов значительно ниже средних значений по скважинам, которые эксплуатировались для отдельных пластов. Это показывает, что не все вскрытые в многопластовом объекте пласты работают. Кроме того, пласты работают асинхронно, т.е. скорость выработки заключенных в них запасов варьируется. В результате отдельные пласты быстрее вырабатываются и, в дальнейшем по ним поступает в добывающие скважины вода, не совершающая полезной работы по вытеснению нефти из пористой среды. Это приводит к снижению технологической и экономической эффективности разработки эксплуатационного объекта. Поэтому для регулирования указанного процесса были предусмотрены мероприятия по внедрению на месторождении методов и технологий, которые позволили бы в значительной степени избежать негативных последствий, с чем был связан проект по масштабному внедрению ГРП.

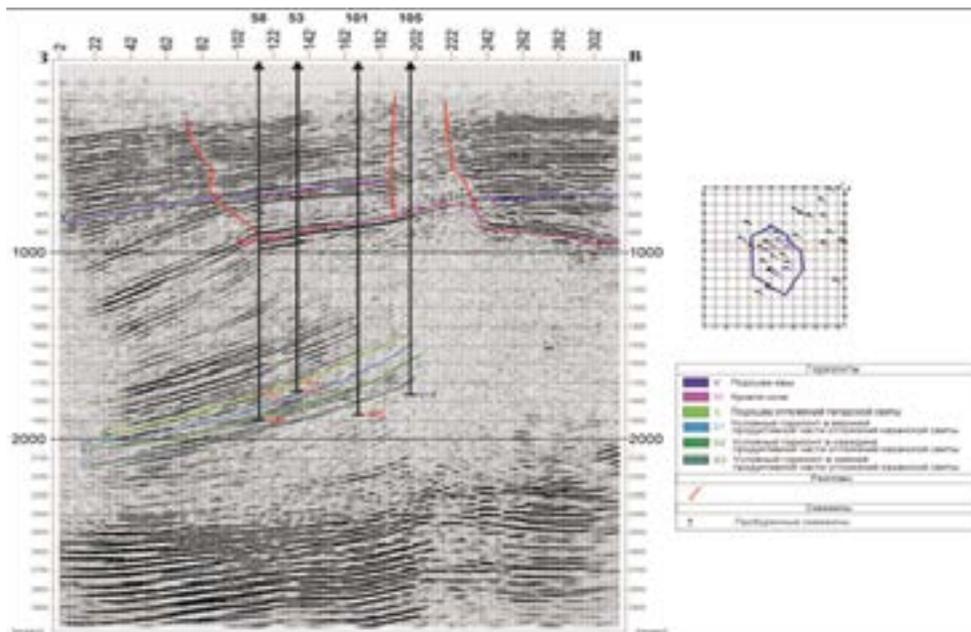


Рисунок 1. Сейсмический профиль месторождения

В период до 2016 г. на месторождении было проведено всего 4 ГРП, в двух из которых имела место преждевременная остановка процесса закачки (так называемый «СТОП»), вследствие чего работы не достигли желаемого результата.

Причинами низкой эффективности проведенных ГРП явились следующие факторы:

- 1) неконтролируемый рост трещин;
- 2) инициация нескольких конфликтующих трещин (рис. 2);
- 3) потеря эффективности жидкости ГРП;
- 4) неполный охват трещин всех продуктивных пластов (трещины развивались, в основном, в верхних пластах, нижние оставались не вовлеченными в разработку) (рис. 3).

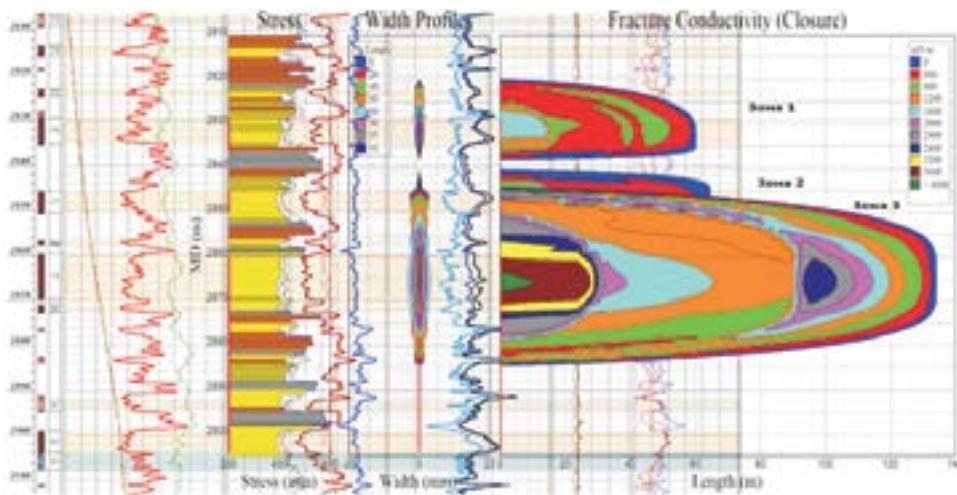


Рисунок 2. Образование трещин при протяженной перфорации многопластовых горизонтов

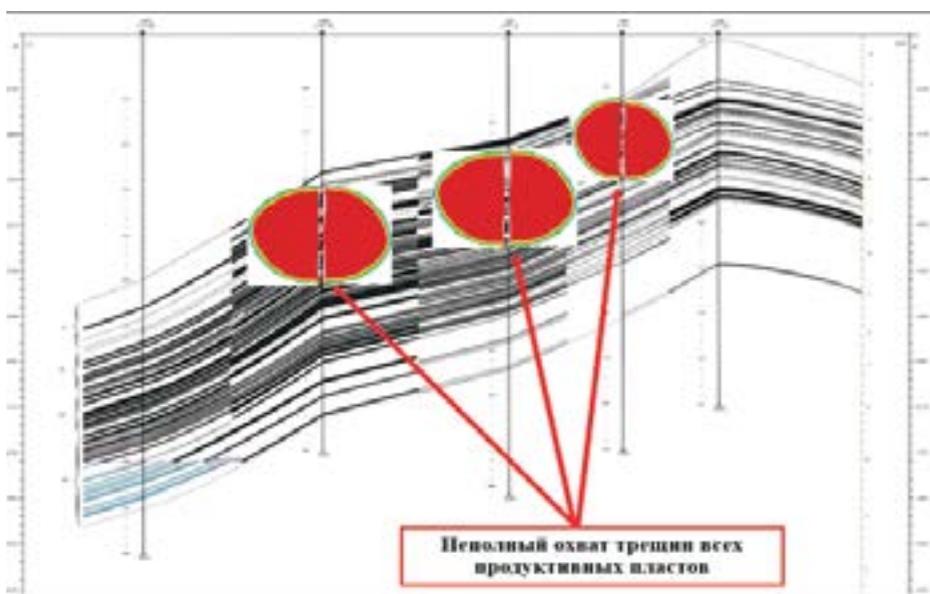


Рисунок 3. Распространение трещин ранее проведенных ГРП

Выбор технологии МГРП

В целях улучшения качества работ и повышения успешности операций ГРП, были внедрены контроль качества и инженерное сопровождение ГРП, что позволило получить хороший эффект на 13 ГРП. Однако, в связи с наличием перфорированных интервалов с эффективной мощностью до 200 м, решить проблему с охватом трещиной всех продуктивных залежей не удалось.

Для решения данной проблемы был предложен метод компоновки МГРП в уже обсаженном стволе. Работа была важна для получения дополнительной добычи, раскрытия потенциала проведения МГРП на скважинах месторождений компании-недропользователя, вовлечения в разработку всех продуктивных пластов и проведения поинтервальных гидродинамических исследований и отбора глубинных проб.

После обзора существующих технологий МГРП [3] была выбрана компоновка с полнопроходной системой заканчивания с разбуриваемыми портами ГРП (рис. 4). Данная система имела следующие операционные преимущества:

- 1) высокая вероятность инициации и развития трещин в целевых интервалах;
- 2) возможность контроля развития трещин в высоту, которая будет зависеть от дизайна ГРП и компоновки;
- 3) охват всех продуктивных горизонтов трещинами за счет проведения многостадийного ГРП;
- 4) сокращение времени проведения МГРП;
- 5) активация растворимыми шарами;
- 6) якорная система хвостовика позволяет вращать его во время спуска;
- 7) пакеры спроектированы таким образом, чтобы обеспечить безаварийный спуск и предотвратить несанкционированную пакеровку;
- 8) возможность повторного открытия-закрытия циркуляционных окон в процессе эксплуатации скважины, что позволяет регулировать дебит скважины в зависимости от качества притока (при обводнении одного или нескольких интервалов);
- 9) возможность дополнительных подходов после завершения работ;
- 10) обеспечение работы всех вскрытых интервалов.

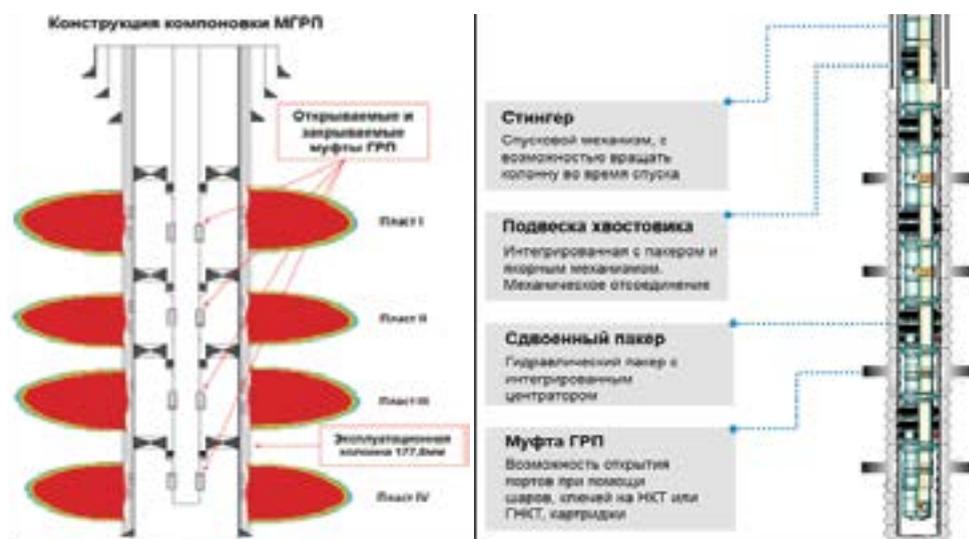


Рисунок 4. Конструкция компоновки МГРП

Для опытной работы была подобрана скважина № 108 по следующим критериям:

1) *Подходящая конструкция скважины.* Эксплуатационная колонна 177,8 мм, которая позволяет спустить компоновку МГРП.

2) *Потенциал увеличения добычи.* На скважине в 2017 г. проведена соляно-кислотная обработка (СКО). Получен прирост по нефти на 10 тонн/сут. Наличие потенциала прироста от ГРП.

3) *Коллекторские свойства.* По геологии скважина находится в зоне ухудшенных коллекторских свойств.

4) *Частичная работа интервалов перфораций.* Общее количество существующих интервалов перфораций составляло 11 интервалов, с общей мощностью до 182 м. По результатам определения профиля притока работали только 43% интервалов перфорации.

5) *Рентабельность потенциального прироста.* Произведен расчет экономической эффективности проведения МГРП с использованием компоновки, в результате индекс прибыльности PI (Profitability Index) оказался равным 2,98

(выше 1), в результате было принято заключение о рентабельности проекта.

Проведение МГРП

Одним из основных и решающих факторов успешности операции МГРП является сдерживание трещин в изолированных продуктивных интервалах в целях недопущения интерференции трещин между собой, что может привести к неконтролируемым потерям жидкости ГРП и получению нежелательных осложнений. На основе литолого-петрофизической модели с привлечением результатов моделирования механических свойств была произведена оценка распространения трещины ГРП в высоту (рис. 5), что позволило разработать оптимальный дизайн МГРП с целью удержания трещин в продуктивных интервалах, а также обеспечения наибольшей полудлины трещины и стимулированного объема пласта. Были определены оптимальные для обеспечения высоких показателей добычи интервалы посадки муфт (соответственно, места инициации трещин), объемы проппанта и жидкости ГРП (табл. 1).

Таблица 1. Параметры дизайна МГРП

Параметр	1 стадия	2 стадия	3 стадия	4 стадия
Масса проппанта, т	20 (16/30)	35 (16/30–30) (12/18 – 5)	40 (16/30 - 34) (12/18 – 6)	40 (16/30 – 34) (12/18 – 6)
Объем «подушки», м ³	15	26	30	30
Общий объем жидкости, м ³	106	145	156	155
Расход, м ³ /мин	4	4	4	4
Максимальная концентрация проппанта, кг/м ³	1000	1000	1000	1000

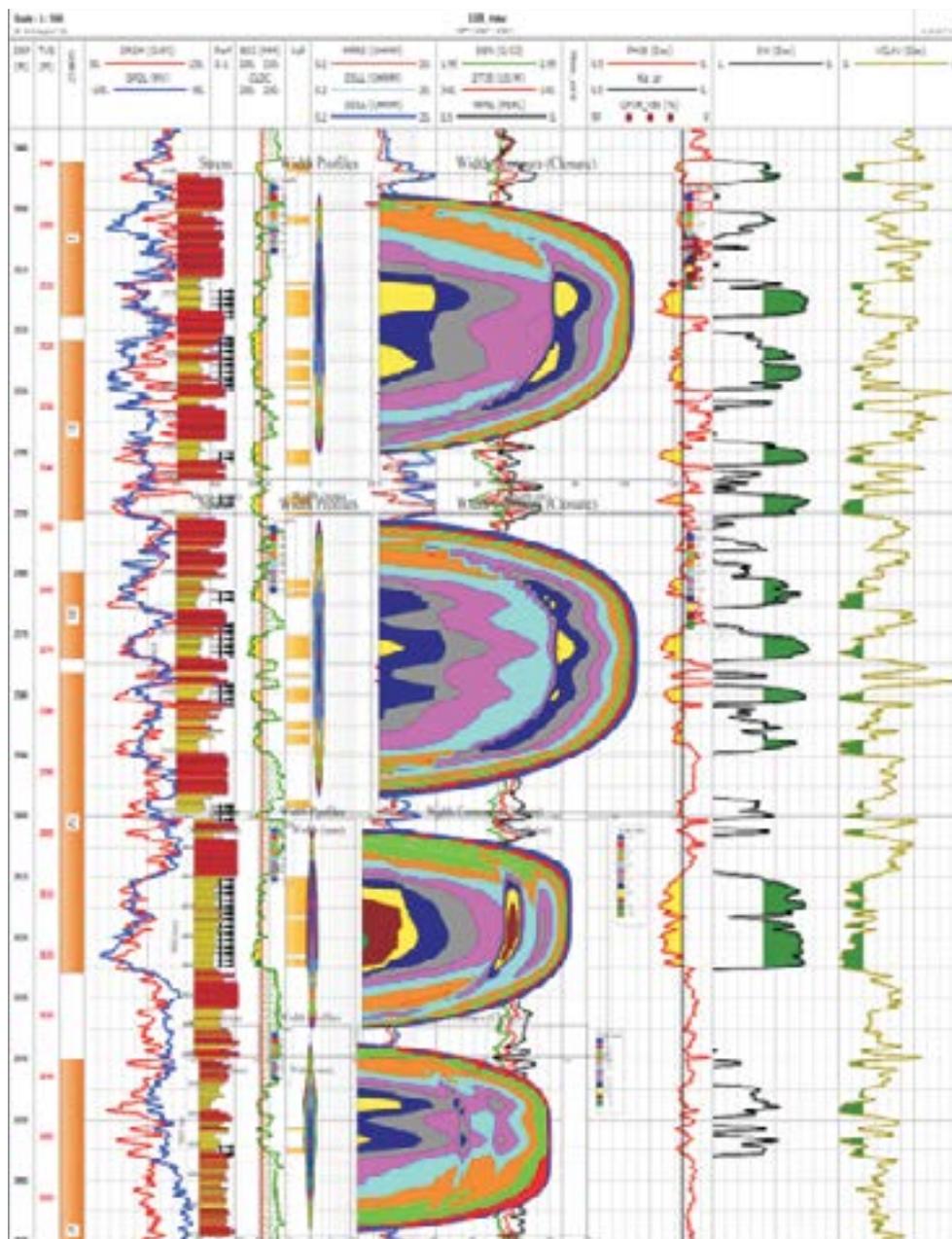


Рисунок 5. Проектные профили трещин МГРП

Операция ГРП на каждой из 4 стадий проводилась по следующей схеме:

1. Посадка шара в седло муфты с индикацией на графике давлений (рис. 6);

2. Мини-ГРП (проводилась выборочно – на стадиях 1 и 3 ввиду сходимости пластовых условий);
3. Основная операция ГРП.

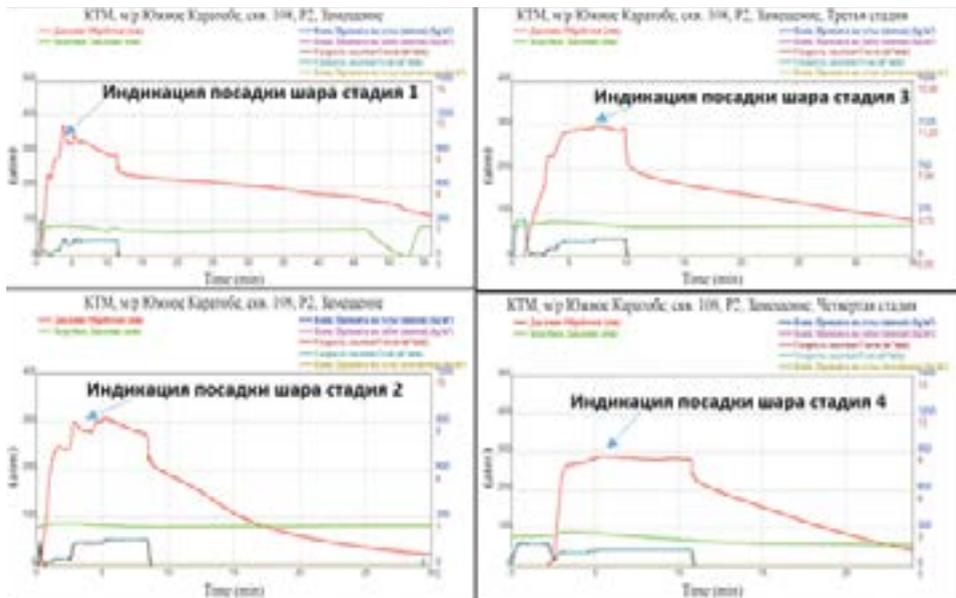


Рисунок 6. Графики индикации посадки шара в седло муфты

После проведения мини-ГРП были выполнены анализ данных и адаптация модели ГРП к полученным в реальных условиях значениям давления, эффективности жидкости разрыва, ISIP (мгновенного давления закрытия) и др. (табл. 2). На основе адаптированной

модели был скорректирован дизайн основного ГРП.

Основные стадии ГРП проходили согласно плана работ без получения осложнений. Динамика показателей основных ГРП представлена на рис. 7.

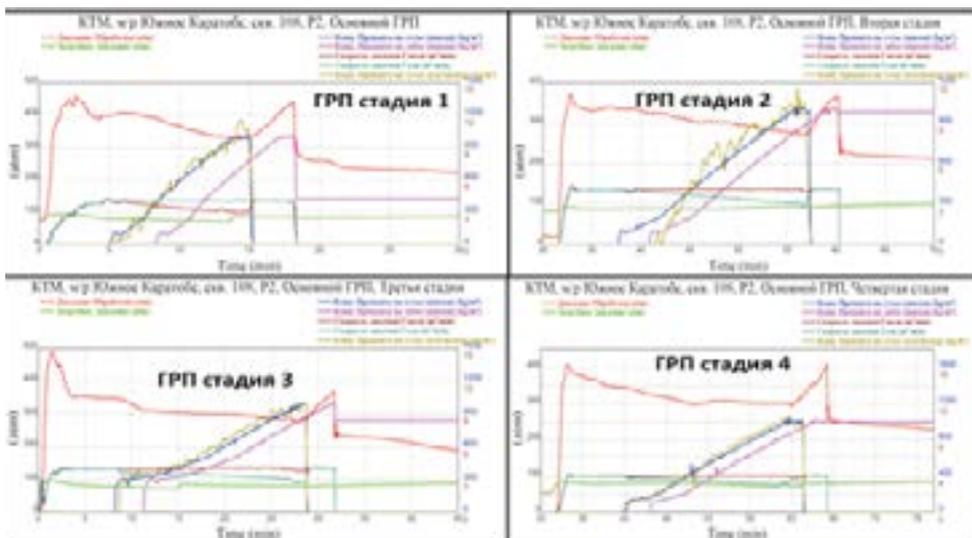


Рисунок 7. Графики проведения ГРП

Таблица 2. Параметры проведенных ГРП

Параметр	1 стадия	2 стадия	3 стадия	4 стадия
Масса пропанта, т	20 (16/30)	34 (16/30 – 30) (12/18 – 4)	40 (16/30 - 34) (12/18 – 6)	40 (16/30 – 34) (12/18 – 6)
Объем «подушки», м ³	16	27	30	30
Общий объем жидкости, м ³	106	114	157	129
Расход, м ³ /мин	4	4	4	4
Максимальная концентрация пропанта, кг/м ³	1000	1000	1000	1000
Прирост мгновенного давления остановки закачки (МДОЗ), атм	32	-13	65	37

После проведения МГРП модели трещин были откалиброваны и адаптированы на основании фактических значений устьевого давления, полученных в результате основной закачки. Расчеты геометрии трещин на адаптированной модели показали, что интерференции трещин между интервалами не произошло, были достигнуты проектные параметры дизайна МГРП.

Важной частью успешного проведения МГРП явился заключительный комплекс работ, который включал в себя разрушивание седел муфт ГРП на полнопроходной размер, закачку азота для промывки и освоения, спуск электроприводного центробежного насоса (ЭЦН) для полного освоения. На данный момент ожидается проведение гидродинамических исследований скважины и отбор глу-

бинных проб с помощью спуска инструмента для открытия и закрытия муфт.

Анализ проведенных работ

В результате, после успешного проведения операции МГРП с установкой компоновки в обсаженном стволе вертикальной скважины, были достигнуты следующие цели:

Получен 4-кратный прирост добычи (рис. 8);

При ГРП охвачены все продуктивные пласты: I, II, III, IV;

Планируется проведение поинтервального отбора глубинных проб и дальнейших гидродинамических исследований;

По результатам проведенного комплекса работ планируется проведение аналогичных мероприятий на других скважинах.

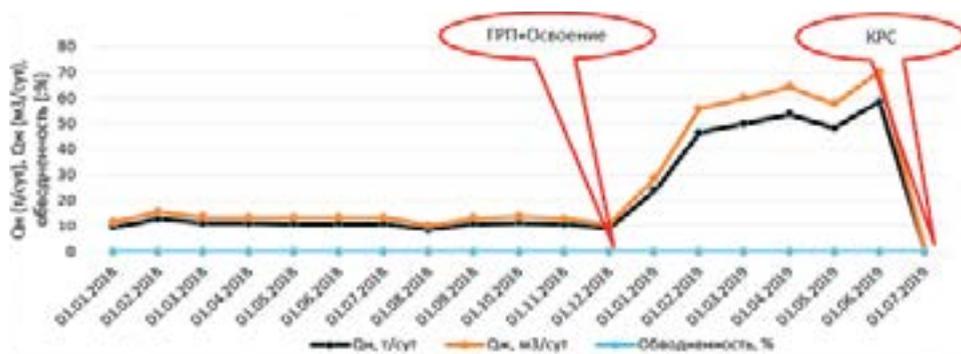


Рисунок 8. Дебит нефти до и после МГРП

Для дальнейшего применения технологии МГРП необходимо учитывать следующие факторы:

– Повторное заканчивание скважин действующего фонда для селективной обработки (интенсификации) и добычи – подтвержденное решение для скважин с несколькими вскрытыми продуктивными интервалами и с одновременной добычей.

– Обеспечение полнопроходного внутреннего диаметра хвостовика (муфт ГРП) с минимизацией затрат - полное исключение этапа фрезерования (высокие затраты на компоновку фрезерования с капитальным ремонтом скважин (КРС) или гибкими насосно-компрессорными трубами (ГНКТ), дополнительные потери жидкости при фрезеровании в пласт после интенсификации – снижение эффективности проведенного ГРП за счет кольматации во время освоения скважины).

– В целях контроля производительности скважин и принятия решений по регулированию дебита из различных интервалов необходимо разработать решение по определению качества притока, к примеру, установка систем трейсеров одновременно в системе заканчивания для

определения качества притока из каждого интервала на устье скважины (отдельный трейсер для каждого интервала).

Выводы

Успешное проведение опытной работы показало, что МГРП с помощью установки компоновки в обсаженном стволе старой скважины возможно, и это открывает перспективы разработки существующих зрелых месторождений с наличием протяженных продуктивных интервалов с эффективной мощностью более 100 метров.

Правильный подход к подбору скважины-кандидата, подготовительно-завершительным работам и применение качественной технологии заканчивания и многостадийного гидравлического разрыва пласта, увеличили вероятность успешности работ на месторождении, расположенном в Западном Казахстане.

Данная образцовая работа показала, что установка компоновки МГРП является эффективной технологией заканчивания не только в горизонтальных скважинах с необсаженным стволом, но и в старых вертикальных скважинах с обсаженным стволом.

Список использованной литературы

1. Pongratz R., Stanojic M., Martysevich V. PinPoint Multistage Fracturing Stimulation - Global Applications and Case Histories From Russia. – SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 28-30 October, Moscow, Russia. SPE-114786-MS.
2. Beatty K.J., McGowen J.M., Gilbert J.V. Pin-Point Fracturing (PPF) in Challenging Formations. – SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 29-31 January, College Station, Texas, U.S.A. SPE-106052-MS.
3. Экономидис М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой. – Орсэ Пресс Алвин, шт. Техас. Перевод: М. Углов – ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, Москва, 2004, 194 с.

ТІК ҰҢҒЫМАНЫҢ ЖЕРГЕ ҚАҒЫП ОРНАТЫЛҒАН ОҚПАНЫНДАҒЫ КӨП САТЫЛЫ ҚАБАТТЫ СУМЕН ЖАРУДЫҢ ТӘЖІРИБЕСІ

К.Б.Асанов

Түйіндеме

Бұл мақалада Ақтөбе облысының кен орнындағы тік ұңғымада алғашқы көп сатылы қабаттарды сумен жару (ҚСЖ) операциясын жүргізу нәтижелері келтірілген. Басынан бастап кен орыны бір пайдалану объектісімен әзірленеді. Кейбір жерлерде шөгінділердің жалпы биіктігі 400 м-ге жетеді, сәйкесінше игеру басталғаннан бері барлық өнімді қабаттар толығымен перфорацияланды. 4 өнімді қабаттарды ашумен жалпы қуаты 182 м перфорациясы бар ұңғымада тәжірибелі жұмыс жүргізілді. Барлық өнімді аралық қабатшаларды жарықшағы арқылы ашу және оларды игеруге тарту мақсатында қайталанатын ашу/жабу циклі бар қабатты сумен жару (бұдан әрі-ГРП) муфталары жүйесімен 4 – кезеңді жинақтауды пайдалану туралы шешім қабылданды.

Нәтижесінде осы технологияны пайдалана отырып, көп сатылы қабатты сумен жаруын (бұдан әрі – ҚСҚЖ) жүргізгеннен кейін мұнай өндіру 4 есеге артты. Болашақта осы әдісті басқа кандидат-ұңғымаларда қолдану жоспарланып отыр.

Түйінді сөздер: көп сатылы қабатты сумен жару, өтімділігі, жарылу, өткізгіштігі, скин-факторы, мұнайлылық, жоғарғы пермьдік шөгінділер.

EXPERIENCE OF APPLICATION OF MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGY IN A CASED VERTICAL WELL

K.B.Asanov

This article presents the results of the first multi-stage hydraulic fracturing in a vertical well at a field in the Aktobe region. The field has been developed from the very beginning as one development object. The total height of the deposits in some places reaches 400 m; accordingly, since the start of development, all productive formations were perforated through without segregation. Field trial carried out on a well with perforation with a total thickness of 182 m revealed 4 productive formations. In order to open all productive layers with fractures and involve them in the development, it was decided to use a 4-stage layout with a hydraulic fracturing sleeve system with a repeated opening / closing cycle. As a result, after multi-stage hydraulic fracturing using this technology, a 4-fold increase in oil production was obtained. In the future, it is planned to apply this method to other candidate wells.

Key words: multistage hydraulic fracturing, permeability, fracture, conductivity, skin factor, oil content, Upper Permian deposits.

Информация об авторе

Асанов Карим Балхашевич – заместитель директора департамента интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи, asanov.k@llpcmg.kz

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймұнайгаз», г. Атырау.