



SPE 102475

Успешный кислотный гидроразрыв пласта (ГРП) в неблагоприятных условиях Харьягинского месторождения: полученный опыт и комплексная оценка работ. А. Пуатрено, П. Ферран, П. Пужет (члены SPE, компания "TRPP"), Ж. Маньер (член SPE, компания "Шлюмберже")

Copyright 2006, Общество инженеров-нефтяников (SPE)

Настоящий документ подготовлен для представления на Российской нефтегазовой технической конференции и выставке Общества инженеров-нефтяников (SPE) 2006 в г. Москве (Россия) 3-6 октября 2006 г.

Настоящий документ был выбран для представления Программной комиссией SPE после рассмотрения информации, содержащейся в аннотации, представленной автором (авторами). Содержание настоящего документа в том виде, в каком он представлен, не рассматривалось Обществом инженеров-нефтяников и подлежит исправлению автором (авторами). Материал в том виде, в каком он представлен, не обязательно отражает точку зрения Общества инженеров-нефтяников, его должностных лиц или членов. Документы, представляемые на собраниях SPE, подлежат предварительному рассмотрению редакционными комиссиями Общества инженеров-нефтяников. Электронное воспроизведение, распространение или хранение любой части настоящего документа для коммерческих целей разрешается только с письменного согласия Общества инженеров-нефтяников. Разрешение на воспроизведение настоящего документа в печатных изданиях ограничивается аннотацией, состоящей не более чем из 300 слов; копирование иллюстрацией не разрешается. В аннотации должно содержаться явное указание места, в котором, и лица, которым был представлен настоящий документ. По всем вопросам обращаться к заведующему библиотекой по почте по адресу: SPE, P.O. Box 833836, Richardson, TX 75083-3836 U.S.A., или по факсу: 01-972-952-9435.

Аннотация

Харьягинское месторождение расположено в 60 км к северу от Полярного круга на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в северной части России. Основным объектом разработки на рассматриваемом месторождении является карбонатный коллектор девонского возраста. Пористость этого известнякового пласта составляет в среднем от 8 до 12%, а проницаемость варьирует в диапазоне от 1 до 200 мД.

Скважины заканчиваются с обсаженным стволом и забоем с установкой в интервале продуктивного пласта потайной эксплуатационной колонны диаметром 7 дюймов. Длина интервалов перфорации колеблется в диапазоне от 30 м до 80 м. В скважинах после прострелочных работ традиционно проводились кислотные обработки пласта для вызова притока. На первоначальном этапе скважины эксплуатировались в фонтанном режиме. Впоследствии на промысле был выполнен комплекс работ (КРС) по оснащению скважин электроцентробежными погружными насосами (ЭЦН).

Работы по КРС выполнялись в качестве одной из возможностей интенсификации притока малодебитных скважин Харьягинского месторождения. Для этой цели рассматривалось несколько вариантов, начиная от кислотной обработки пласта под давлением с механическим отклонением потока кислоты в нужную зону и заканчивая ГРП с заполнением трещин проппантом или ГРП с применением кислоты. В конечном итоге был выбран последний из рассматриваемых вариантов. Однако выполнение этих работ было связано с достаточно большими проблемами по причине весьма

неблагоприятных условий в стволе и на устье обрабатываемых скважин. Во-первых, тектоническая активность, характерная для этого региона (Западный Урал), обусловила достаточно высокие градиенты давления разрыва пласта и сложности в создании оптимального режима гидроразрыва. Во-вторых, погодные условия (температура на поверхности варьирует в диапазоне от плюс 20°C в летние месяцы до минус 50°C в зимнее время) в сочетании с транспортно-снабженческими ограничениями привели к необходимости внесения корректив в состав жидкостей для ГРП и проекты работ. Наконец, другие неблагоприятные факторы (повышенная склонность харьягинской нефти к осаждению парафина, присутствие в продукции сероводорода, а также вероятность повреждения ЭЦН во время очистки скважин после гидроразрыва) потребовали принятия дополнительных мер предосторожности.

В настоящей статье нами будет показано, что несмотря на достаточно неблагоприятные условия, в этом регионе возможно успешно производить работы по кислотному гидроразрыву пластов; мы обсудим несколько ключевых параметров, которые сформировали основу для выбора метода воздействия на продуктивные пласты, и опишем практический опыт, полученный в результате произведённых работ.

Кроме этого, в связи с наличием на редкость насыщенного массива данных по выполненным кислотным гидроразрывам пластов, включающего снимки сканирования скважин; диаграммы эксплуатационного каротажа и термометрии до и после ГРП; данные по давлению, полученные при помощи глубинных манометров, а также с связи длительным периодом снижения давления после ГРП, нами выполнена комплексная оценка произведённых работ.

Введение

Харьягинское месторождение расположено в 60 км к северу от Полярного круга (Рис. 1.1) на территории Ненецкого автономного округа. После открытия месторождения в 1970 году ПГО "Ухтанефтегазгеология" на его территории в период по 1982 год было пробурено 58 скважин. Месторождение имеет размеры 50 на 15 км и простирается в направлении с северо-запада на юго-

восток. В интервале глубин от 1250 м до 3700 м выделяется шесть групп коллекторов ("объектов"). Эксплуатация нефтеносных песчаных коллекторов (объекты 1, 4, 5 и 6), продукция которых не содержит сероводорода, осуществляется ОАО "КомитЭК" с 1989 г.

Разработка объектов 2 и 3 регламентируется Соглашением о разделе продукции (СРП), заключённым в декабре 1995 года между Министерством топлива и энергетики и Администрацией Ненецкого автономного округа от лица Российской Федерации и компанией "ТОТАЛЬ РАЗВЕДКА РАЗРАБОТКА РОССИЯ" (ТРРР) в качестве Инвестора и Оператора. Харьягинское СРП вступило в силу в январе 1999 года, а работы по добыче нефти начались в октябре 1999 года. В январе 1999 года к проекту присоединились компания "Норск Гидро Свериг А.Б." (с долей участия 40%) и "Ненецкая нефтяная компания" (10%), которые совместно с "ТРРР" (50%) стали Инвесторами по Харьягинскому СРП.

Объекты 2 и 3 представляют собой сложнопостроенные карбонатные частично трещиноватые и (или) карстифицированные залежи девонского и пермского возраста, которые содержат высокопарафинистую нефть с высоким содержанием сероводорода.

Предыстория

По результатам исследования продуктивности скважин Харьягинского месторождения были выявлены две малодобитные скважины. Несмотря на то, что на этих двух скважинах после прострелочных работ была проведена кислотная обработка продуктивных пластов, коэффициенты продуктивности (КП) оказались явно ниже среднего уровня по месторождению. Кроме этого, скважины работали в нестабильном режиме. График, демонстрирующий сравнительную оценку эксплуатационных показателей нескольких скважин месторождения, показан на **Рис. 1**. Как можно видеть на этом графике, коэффициенты продуктивности ряда соседних скважин нормализовались на среднем уровне (при этом скважины характеризуются различными значениями удельной гидропроводности продуктивных пластов). Кроме этого, на **Рис. 2** показаны расчётные значения скин-эффекта, позволяющие с полным основанием включить скважину А и скважину С в список возможных кандидатов на проведение ГРП.

Для повышения продуктивности скважин А и С рассматривались три варианта: ГРП с заполнением трещин пропантом, ГРП с использованием кислоты или кислотная обработка призабойной зоны. При выборе метода обработки было необходимо учитывать ряд параметров, обусловленных геолого-техническими условиями месторождения.

Сложности

Для того, чтобы получить хорошие результаты, работы по ГРП должны были быть организованы и проведены с учётом следующего комплекса осложняющих факторов:

- Суровые погодные условия (низкие отрицательные температуры на поверхности);

- Высокий ожидаемый градиент давления ГРП (район работ расположен в зоне тектонического воздействия близлежащих Уральских гор);
- Высокопарафинистая нефть с высокой температурой появления парафиновых отложений (ТППО) (35°C);
- Отклонение стволов скважин: угол отклонения ствола скважины А составляет 30°, угол отклонения ствола скважины С составляет 57° (в продуктивной зоне);
- Вероятность повреждения ЭЦН при очистке скважины;
- Работы по интенсификации притока производились повторно (на всех описываемых скважинах в прошлом проводились кислотные обработки);
- Длинные интервалы перфорации: длина интервалов перфорации составляет от 40 м до 80 м;
- Наличие в продукции скважин сероводорода;
- Отсутствие инструментов и оборудования для ГТМ в районе работ (гибкие НКТ малого диаметра, инструменты для селективного испытания пласта, устройства для запуска уплотнительных шариков, обычное оборудование для контроля процесса очистки скважины);
- Работы по очистке скважин от жидкостей ГРП должны были производиться с задержкой.

Первоначальные технологические решения

На первоначальном этапе было проведено исследование продуктивности, по результатам которого был сделан вывод о том, что гидроразрыв способен обеспечить максимальное повышение продуктивности. Существенное повышение продуктивности можно было, среди прочего, обеспечить за счёт кислотной обработки призабойной зоны, но для получения хороших результатов таких геолого-технических мероприятий необходимо обеспечить селективную закачку кислоты и создание эффекта "червячных дыр". К сожалению, пришлось исключить возможность применения механических отклонителей в связи с отсутствием такого оборудования в районе работ; для истощаемых скважин для того, чтобы обеспечить контролируемую закачку кислоты (без "свободного падения жидкости" в интервалах между установкой инструмента и спускоподъёмными операциями), потребовались бы клапаны регулировки противодавления. Таким образом, к рассмотрению был принят вариант ГРП.

Вариант проведения ГРП с заполнением трещин пропантом был также отвергнут из-за опасения повреждения ЭЦН в случае попадания в него в процессе обратной промывки пропанта. Во-вторых, в районе работ отсутствовали установки для спуска гибких труб для промывки скважины в случае преждевременного выпадения расклинивающего агента из жидкости ГРП (судя по снимкам, в пласте имелось несколько естественных трещин (как открытых, так и закрытых)).

Наконец, задача по созданию хорошо расклиненных трещин существенным образом осложнялась наличием относительно больших и сегментированных интервалов перфорации. Таким образом, был выбран вариант ГРП с использованием кислоты.

Скважина А.

Скважина А является нефтедобывающей скважиной, пробуренной на карбонатный пласт объекта 2. Скважина была закончена бурением в июне 2003 года. В скважине установлена и зацементирована потайная эксплуатационная колонна диаметром 7 дюймов и спущены НКТ диаметром 4 ½ дюйма. Скважина А перфорирована в интервале 45 м (по стволу) и отклоняется от вертикали под углом 30 градусов в пачках "гамма-нижн." и "гамма-верх." (девон, ФВГ = 2700 м), разделённых плотным маломощным карбонатным прослойком. Статическая температура на забое скважины составляет 62°C. Пласт на 98% сложен кальцитами, при этом в основном интервале по данным сканирования установлено отсутствие трещин. Нефть характеризуется наличием сероводорода (1%), относительно высоким содержанием парафина (26%) и высокой температурой появления парафиновых отложений (ТППО), равной 35°C (особенно с учётом того, что зона многолетнемерзлых пород простирается до глубины 200 м от устья). На скважине изначально проводилась солянокислотная обработка с задавливанием в пласт всех скважинных флюидов. В качестве закупоривающего агента использовалась "сшивающая на месте" кислота в комплексе с растворимыми уплотнительными шариками; максимальная скорость закачки составляла 8 барр. в минуту.

После ввода в эксплуатацию скважина работала в очень нестабильном режиме, "высыхая" почти каждый день, что делало необходимым частое свабирование скважины в целях её повторного запуска. Причиной такого режима была признана низкая продуктивность. В марте 2003 года на скважине А был проведён КРС для установки в неё ЭЦН. Тем не менее, она по-прежнему оставалась одной из самых малодобитных скважин на Харьгинском месторождении с коэффициентом продуктивности, равным 1 барр. нефти в сутки/фунт на кв. дюйм и скин-эффектом, равным +4,2. В связи с этим рассматриваемая скважина была выбрана в качестве кандидата для интенсификации притока.

Как уже говорилось выше, на скважине был запланирован кислотный гидроразрыв; для оценки профилей напряжений и свойств горных пород выполнены работы по дипольному зондированию в комплексе с керноотбором и анализом полученных проб. Некоторые результаты анализов приведены в **Таблице 1**. По результатам испытания соседней скважины на гидроразрыв получены данные, позволявшие говорить о достаточно высоких градиентах давления ГРП (приблизительно 0,93 фунта на кв. дюйм/фут.).

Проект кислотного гидроразрыва пласта предусматривал чередование стадий закачки сшитого геля и 28-процентной соляной кислоты. В связи с характером сырой

нефти проектом были предусмотрены активные мероприятия по предотвращению образования кислотных эмульсий и отстоя (см. **Рис. 3**). В целях снижения риска образования парафиновых отложений в скважину был предварительно закачен ароматический растворитель¹. Для повышения стойкости геля к воздействию кислоты был выбран гель с низким водородно-ионным показателем (рН). В такой системе используется титанатовый "сшиватель", который делает сшитый гель неспособным к повторному воздействию на трещину (после приложения усилия среза гель теряет устойчивость и более не сшивается) в связи с добавлением замедляющего агента в попытке инициирования процесса сшивания в скважине - в идеале, в момент поступления жидкости в трещину. На практике использование этой системы оказалось достаточно сложным в связи с погодными условиями на Харьгинском месторождении, поскольку качество геля (затворение и сшивание) оказалось весьма чувствительным к температуре. По результатам проведённого контроля качества выяснилось, что для обеспечения хороших свойств геля критическая минимальная температура жидкости должны быть +25°C! В связи с этим все загущённые жидкости (~250 м³) подогревались до температуры выше 40°C перед производством работ с тем, чтобы дать им остыть какое-то время. Кроме этого, подогреванию подвергалась вода, используемая для смешивания с кислотой, чтобы свести к минимуму осаждение парафина.

Рабочая жидкость закачивалась через временную лифтовую колонну диаметром 4 ½ дюйма, оборудованную скважинными измерительными приборами. Было проведено ступенчатое испытание при помощи агента на водной основе для снятия поверхностных напряжений, после чего было проведено испытание на разрыв ("мини-ГРП" со сшитым гелем), а после этого были выполнены основные работы по кислотному ГРП. Показания приборов, скорости закачки и данные по забойному давлению показаны на **Рис. 4** для ступенчатого испытания, на **Рис. 5** для мини-ГРП и на **Рис. 6** для кислотного ГРП. При проведении ступенчатого испытания создать давление ГРП не получилось, хотя забойное давление повысилось до 8300 фунтов на кв. дюйм. В процессе мини-ГРП было закачено 20 м³ сшитого геля при подаче 20 барр. в минуту; в исключительных случаях были образованы трещины, при этом устьевое давление было всего на 500 фунтов на кв. дюйм ниже максимально допустимого предела.

Кислотный гидроразрыв производился в соответствии со схемой, приведённой в **Таблице 2**, при этом скорость закачки была увеличена с первоначальных 20 барр. в минуту до 31 барр. в минуту. При этом устьевое давление также поднялось до значений, близких к максимально допустимым для труб. После обработки в течение длительного периода (92 часа) осуществлялась регистрация кривой снижения давления. Кроме этого, по окончании работ на скважине была выполнена термометрия. Очистка скважины могла быть начата только через 19 суток после гидроразрыва и оказалась весьма "тонким" процессом в связи с выносом остатков геля на устье, а также в связи с чувствительностью ЭЦН к

вымываемым жидкостям повышенной плотности (использованная 28-процентная соляная кислота имеет удельную массу 1,33).

Анализ результатов ГРП

Забойное давление, снижение давления, забойная температура

Анализ замеров забойных давлений, сделанных в процессе мини-ГРП, говорит о том, что давление смыкания трещины составило 8335 фунтов на кв. дюйм, что соответствует градиенту давления гидроразрыва, равному 0,93 фунта на кв. дюйм/фут. Расчётное давление распространения трещины во время мини-ГРП составило порядка 8700 фунтов на кв. дюйм. Во время основного кислотного гидроразрыва забойное давление повысилось до 8650 фунтов на кв. дюйм, а затем резко снизилось после того, как кислота достигла пласта. Схема чередования гелевых и кислотных стадий показана на графике динамики забойного давления, приведённого на **Рис. 6**. Окончательное значение забойного давления составило 5070 фунтов на кв. дюйм. Давление смыкания трещины (**Рис. 7**) в процессе кислотного гидроразрыва составило 7874 фунта на кв. дюйм (разница со значением, полученным во время мини-ГРП, обусловлена эффектами пористой среды), что соответствует 0,88 фунта на кв. дюйм/фут, что является достаточно высоким значением для истощённого коллектора. Расчётное давление распространения трещины составило 8148 фунта на кв. дюйм (0,91 фунта на кв. дюйм/фут). Минимальная забойная температура составила 39°C, что позволяет с уверенностью говорить о том, что нагревание жидкостей позволило предотвратить падение температуры ниже температуры появления парафиновых отложений.

Анализ производных второго порядка, описанный в материалах интерпретации материалов наблюдений за снижением давления после гидроразрыва², указывает на выдержанную длину образованных трещин для трёх разных периодов времени, соответствующих потенциально трём разным режимам потока. Она также согласуется с длиной и шириной трещин, рассчитанных на основании баланса массы и по падению мгновенного давления после закрытия устья, что обусловлено объёмом растворённой породы. Полуудлина трещины составляет предположительно порядка 60 футов. Такая трещина предполагает скин-эффект, равный -3 (что эквивалентно радиусу, равному 7,4 фута) при гидроразрывности безразмерной трещины, равной 0,8.

В результате анализа материалов наблюдений за снижением давления после смыкания трещины влияние трещины ГРП (ни по мини-ГРП, ни по основному кислотному ГРП) также не было выявлено (то есть, $C_L / C_R > 1$). Основываясь на экспериментальных данных, можно говорить о том, что отсутствие влияния естественной трещины свойственно коллекторам, характеризующимся относительно высоким эффективным напряжением, равным приблизительно 5400 фунтам на кв. дюйм (К. Фредд и др.³).

Наконец, эффект падающей жидкости (при падении устьевого давления до нулевого значения) во время

резкого снижения давления (по причине истощённости скважины) позволил рассчитать коэффициент приёмистости после смыкания трещины. Данный коэффициент, определённый в момент, когда забойное давление было равным давлению столба жидкости (3845 фунтов на кв. дюйм), в сущности не отличается от значения, рассчитанного по мгновенному давлению после закрытия устья после кислотного ГРП (то есть, при 5072 фунтах на кв. дюйм). Сходность значений позволяет говорить о сохранении гидропроводности после гидроразрыва при забойном давлении, равном 3845 фунтам на кв. дюйм. Это значение приблизительно в 13 раз превышает значение, полученное во время мини-ГРП в момент падения устьевого давления до нулевого значения.

Термометрия

После ГРП была выполнена термометрия (каротажный зонд спускали в скважину три раза). Каротажная диаграмма приведена на **Рис. 8**. Первый замер (розовый цвет) был сделан всего через 6 часов после закачки (демонтажа устьевого головки для ГРП); второй замер (жёлтый цвет) был выполнен через 3 часа после первого, а третий (голубой цвет) - через 3 часа после второго. Перед спуском временной колонны ГРП была получена "псевдобазовая" линия (синий цвет). Использование термина "псевдо" в данном случае обусловлено тем, что работы выполнялись при помощи бурового станка, а также необходимостью выполнения противофонтных мероприятий путём компенсации потерь, для чего в скважину с регулярными интервалами закачивалась вода (с подачей 1,5 м³/час при температуре 43°C в общем объёме 155 м³). Кроме этого, в связи с тем, что угол отклонения ствола скважины составляет 30°, выполненная интерпретация была не столь точной, как того бы хотелось.

Основная зона аномальной температуры при первом спуске каротажного зонда была зарегистрирована в верхней части интервала (3417 м). Это можно интерпретировать как точку, в которой трещина пересекла в скважине пласт. Повышение температуры на этой глубине происходит высокими темпами в связи с выносом из скважины жидкости гидроразрыва (наклонно-направленная скважина не находится в плоскости трещины, а пересекает её в отдельных местах; см. параграф, посвящённый направленности напряжений по скважине С). Вторая зона, расположенная в интервале от 3437 м до 3446 м также характеризуется изломом температурной кривой; при этом отклонение здесь имеет меньший масштаб (обусловленный не столь интенсивным охлаждением), хотя процесс нагревания происходит здесь менее быстрыми темпами по сравнению с перовой зоной; эту зону можно интерпретировать как участок, на котором имело место более интенсивное радиальное наступление рабочей среды, оставляющее после себя "холодную" жидкость поблизости от ствола скважины. Последний вход жидкости зарегистрирован на глубине 3453 м.

Кривая восстановления давления, скин-эффект, коэффициент продуктивности

Продуктивность скважины А после ГРП можно оценить по ряду параметров. Во-первых, в результате ГРП произошло увеличение дебита скважины приблизительно на 700 барр. нефти в сутки (50-процентное увеличение). Скважина стала работать в более стабильном режиме, при этом средний период непрерывной эксплуатации составил от 80 до 100 часов (по сравнению с менее чем 24 часами до ГРП).

Во-вторых, в результате работ произошло двукратное увеличение коэффициента продуктивности (рассчитанного по показаниям манометра, установленного на входе в ЭЦН). Коэффициент продуктивности после ГРП составил 2 барр. нефти в сутки/фунт на кв. дюйм.

Наконец, об изменениях продуктивности можно судить по кривым восстановления давления (КВД), записанным до и после гидроразрыва. Полученные кривые позволили проводить прямые сопоставления со значениями скин-эффекта. Значения давления и производных в форме наложения приведены на **Рис. 9**. Производные значения достигают одинакового уровня стабилизации, говорящего об одинаковой удельной гидропроводности; кроме этого, наблюдается существенное улучшение показателя скин-эффекта. Значение скин-эффекта до ГРП оценивалось на уровне +4,8 а после ГРП оно составило -3. Отсутствие эффекта смыкания в скважине для записи КВД, к сожалению, не позволяет рассчитать значение полудлины трещины в связи с тем, что ранние сроки обусловлены коэффициентом сжимаемости в стволе скважины.

Интересно отметить, что оценки коэффициента продуктивности и скин-эффекта производились приблизительно через один год после ГРП, что позволяет говорить о том, что трещина, несмотря на воздействие сильного напряжения и депрессии в течение этого срока, сохранила удовлетворительную гидропроводность.

Эксплуатационный каротаж после ГРП

После ГРП в скважине А был произведён эксплуатационный каротаж благодаря наличию разветвителя в составе оборудования ЭЦН. Несмотря на сложности, возникшие при интерпретации данных в связи с тем, что в скважине, вероятно, имела место рециркуляция воды (в связи с отклонением ствола скважины), были получены кривые динамики добычи. Судя по этим кривым, распределение продукции в скважине выглядит следующим образом: приблизительно 73% продукции поступает из предполагаемой зоны гидроразрыва (центр которой расположен на глубине 3420 м), а 27% продукции поступает из второй зоны "охлаждения". Кривые динамики добычи приведены на **Рис. 10**.

Опыт, полученный по скважине А

Опыт, полученный в результате проведения ГРП на скважине А, можно суммировать следующим образом:

- Несмотря на достаточно неблагоприятные факторы, характерные для месторождения (высокие напряжения, свойства нефти, погодные

условия и т.д.), кислотные гидроразрывы пластов могут успешно производиться в условиях Харьгинского месторождения;

- Что касается продуктивности, кислотный гидроразрыв зарекомендовал себя как эффективный метод интенсификации притока малодобитных скважин;
- Несмотря на успешные результаты, существует широкое поле для совершенства в том, что касается эксплуатационной надёжности жидкости гидроразрыва, технологичности и качества очистки ствола скважины после гидроразрыва.

Скважина В.

Геолого-технические мероприятия на скважине В были проведены в период между двумя кислотными гидроразрывами на скважине А и скважине С. Несмотря на то, что на этой скважине была проведена кислотная обработка, а не кислотный гидроразрыв (предмет настоящей статьи), опыт, полученный в результате выполненных мероприятий, заслуживает обсуждения в связи с тем, что он послужил основой для принятия ряда решений по следующему кислотному ГРП на скважине С, в особенности в том, что касается выбора рабочих жидкостей для обработки и устьевого оборудования.

Предыстория

Скважина В является нефтедобывающей скважиной, пробуренной на объект 3 и перфорированной в интервале 40 м. В скважине установлен ЭЦН. Угол отклонения ствола скважины в интервале продуктивной зоны составляет 40 градусов. Основной объект разработки преимущественно (почти на 95%) сложен карбонатными породами (кальцитами), а также иллитовыми глинами, содержание которых в редких случаях превышает 3%. Пористость варьирует в диапазоне от 8 до 20%. Значения проницаемости находятся в диапазоне от 20 до 150 мД. Остальная часть перфорированной зоны сложена существенно более алевритистыми породами и менее проницаемыми карбонатами, проницаемость которых варьирует от 0,1 до 10 мД.

Наиболее значимым аспектом обсуждения в том, что касается проекта работ, являются характеристики нефти. Добываемая нефть отличается достаточно высоким массовым содержанием Н-парафинов (17%); кроме этого, температуру появления парафиновых отложений, равную 29°C, можно охарактеризовать как достаточно высокую, учитывая, что статическая температура на забое скважины составляет 42°C, что означает, что парафин может потенциально стать причиной осложнений, связанных как с несовместимостью рабочей жидкости и нефти (тенденция к образованию эмульсий), так и с образованием парафиновых отложений (в результате охлаждения во время закачки в скважину жидкостей под давлением или в процессе добычи). В связи с этим возникла необходимость в устройстве теплоизоляции кольцевого пространства путём закачки углеводорода загущённого сшитым полимером, в качестве пакерной жидкости. Плотность нефти составляет 0,82 кг/м³

(40°API°); массовое содержание сероводорода составляет 0,5%; вязкость нефти при температуре на забое скважины составляет 1,7 сП.

Скважина В характеризуется приличными дебитами. Начальное значение коэффициента продуктивности, рассчитанное в 2004 году, составило 2,8 барр. жидкости в сутки/фунт на кв. дюйм, а показатель скин-эффекта был равен -4. В начале 2005 года на скважине был запланирован КРС для установки более мощного ЭЦН. В процессе работ, во время которых из скважины было поднято верхнее оборудование, выяснилось, что продуктивный пласт мог подвергнуться воздействию пакерной жидкости, результатом которого стало существенное нарушение проницаемости в связи с образованием чрезвычайно устойчивой эмульсии загущенной нефти с водой. Действительно, после КРС коэффициент продуктивности резко снизился до значения 1,1 барр. в сутки/фунт на кв. дюйм; а показатель скин-эффекта составил -0,7, как показано на **Рис. 11** и **Рис. 12**.

В связи с этим на скважине были намечены геолого-технические мероприятия в целях восстановления продуктивности скважины.

Проект работ

В качестве метода воздействия была рекомендована кислотная обработка под давлением в целях создания в карбонатном пласте вокруг зоны ухудшения коллекторских свойств эффекта "червячных дыр"; кроме этого, проектом работ была предусмотрена закачка ароматического растворителя в связи с органической природой нарушения проницаемости и вероятностью образования парафиновых отложений.

Для того, чтобы обеспечить необходимый охват зоны при обработке, было рекомендовано использовать закупоривающие агенты, в связи с чем были рассмотрены несколько вариантов. Вариант использования уплотнительных шариков был исключён в связи со слишком большим количеством перфорационных отверстий (более 650), чтобы обеспечить эффективность такого типа закупорки. Кроме этого, для того, чтобы предотвратить повреждение ЭЦН при очистке скважины, потребовалось бы использование растворимых уплотнительных шариков, которые, как мы знаем по прошлому опыту, менее надёжны по сравнению с обычными шариками. Вариант использования механических отклонителей, несмотря на все его преимущества, также пришлось исключить в связи с отсутствием такого оборудования в районе работ. Таким образом, выбор был сделан в пользу химического отклонения, для которого рассматривались два типа агентов: "сшивающая на месте" полимерная кислота и "самоотклоняющиеся" кислоты на основе вязко-упругих ПАВ.

Выбор системы вязко-упругих самоотклоняющихся ПАВ-кислот был обусловлен несколькими факторами. Во-первых, в стремлении минимизировать возможное нарушение коллекторских свойств пласта в связи воздействием полимера была выбрана система без полимеров (вопрос остаточных нарушений в результате воздействия сшивающих кислот активно обсуждался в

литературе^{4,5,6,7,8,9}). Кроме этого, результаты испытаний ядра на заводнение, проведённых для слабопроницаемых карбонатных пород (<10 мД), указывают на тенденцию к закупорке пор призабойной зоны полимером, ограничивая тем самым глубину проникновения кислоты и создание эффекта "червячных дыр"¹⁰. Опасения по поводу остаточных эффектов воздействия полимеров возросли в связи с тем, что рабочая жидкость должна была находиться в пласте в течение длительного периода (более 10 суток) перед очисткой ствола скважины от жидкостей обработки¹¹. Это было обусловлено необходимостью извлечения временной компоновки для кислотной обработки и спуска в скважину оборудования ЭЦН.

Кроме этого, недостатком сшивающих на месте кислот, обусловленным тем, что они перекрёстно сшиты с железом, является сложность регулирования осаждения соединений железа, особенно в сероводородсодержащей среде^{12,13}, что свойственно нефти объектов 2 и 3 Харьгинского месторождения.

Риск использования самоотклоняющейся кислоты на основе вязко-упругих ПАВ для обработки был связан с высокой парафинистостью нефти. Известно, что такие нефти склонны образовывать эмульсии с упруго-вязкими ПАВ. Кроме этого, системы с использованием упруго-вязких ПАВ, вязкость которых должна быть нейтрализована при соприкосновении с углеводородами во время промывки, гораздо труднее разрушить в парафинистой нефти по причине того, что углеводороды с более длинными молекулами характеризуются пониженной растворимостью в мицеллах, что является обязательным условием для разрушения. По результатам лабораторных исследований выяснилось, что контроль за тенденцией к образованию эмульсий возможен при использовании правильного набора присадок, хотя разрушить эмульсию в сырой нефти из скважины В во время лабораторных исследований не удалось.

Для того, чтобы обеспечить необходимое качество разрушения, проектом работ была предусмотрена закачка ароматического растворителя; среди прочего, эти мероприятия были направлены на сведение к минимуму органического и потенциального ухудшения коллекторских свойств пласта в результате закупорки пор парафином. Тем не менее, чтобы не допустить мгновенного разрушения самоотклоняющейся кислоты на основе вязко-упругих ПАВ во время закачки (ароматические растворители являются мощными разрушителями вязко-упругих ПАВ), закачка ароматического растворителя производилась по схеме прямая эмульсия "кислота-растворитель" (соляная кислота в качестве наружной (непрерывной) фазы, а растворитель в качестве диспергированной фазы). Концентрация соляной кислоты в обеих жидкостях составляла 15%.

Обработка производилась в режиме задавливания всех скважинных флюидов в пласт, при этом максимальные темпы закачки достигали 7 барр. в минуту. Неблагоприятных реакций во время реагирования на изменение давления зарегистрировано не было. После этого (то есть, через 12 суток) после установки в скважину ЭЦН были проведены работы по очистке ствола

скважины, в процессе которых не было выявлено никаких следов эмульсии.

Впоследствии на основании показаний манометра, установленного на входе в ЭЦН, был рассчитан коэффициент продуктивности (КП), который увеличился до 2,0 барр. в сутки/фунт на кв. дюйм (коэффициент продуктивности до обработки был равен 1,1 барр. в сутки/фунт на кв. дюйм). Таким образом, можно говорить о значительном восстановлении потенциала скважины В. Следует отметить, что расчёт КП перед проведением КРС (2,8 барр. нефти в сутки/фунт на кв. дюйм) был выполнен до прорыва воды, наблюдаемого на месторождении и приводящего к снижению КП, что позволяет говорить о том, что КП до КРС был, вероятно, менее чем 2,8 барр. жидкости в сутки/фунт на кв. дюйм.

Кроме этого, кислотная обработка проводилась зимой при температуре на поверхности -25°C и несмотря на серьёзные трудности, которые испытывала бригада во время работ, процесс приготовления и обеспечения качества жидкости оказался гораздо проще по сравнению с работами, выполненными на скважине А. Процесс очистки скважины также оказался проще по сравнению со скважиной А. Причинами этого мог быть более лёгкий флюид (с меньшим содержанием соляной кислоты), который был лучше разрушен (растворителем) и, возможно, более пригодным для того, чтобы находиться долгое время в пласте во время статического периода перед промывкой, чем шитая полимерами жидкость.

Опыт, полученный по скважине В.

Результаты кислотной обработки пласта в скважине В позволили сделать следующие три основных вывода:

- несмотря на неблагоприятные свойства нефти в качестве жидкостей для обработки использовались системы "растворитель - соляная кислота" и "самоотклоняющиеся кислоты на основе вязкоупругих ПАВ";
- эти системы оказалось гораздо проще использовать в неблагоприятных условиях Харьгинского месторождения;
- процесс очистки скважины стал менее проблемным по сравнению со скважиной А.

Скважина С.

Скважина С была выбрана вторым кандидатом для повторного воздействия на продуктивный пласт по результатам исследования продуктивности.

Скважина С представляет собой боковой ствол, зарезанный из ликвидированной горизонтальной скважины. Данная скважина перфорирована в потайной эксплуатационной колонне диаметром $4\frac{1}{2}$ дюйма в том же интервале пластов, что и скважина А (пачка "гамма-нижн." и пачка "гамма-верх."). В связи с тем, что угол отклонения ствола скважины в интервале продуктивного пласта составляет 57 градусов, длина интервала перфорации в настоящее время составляет почти 80 м.

Изначально на скважине С после прострелочных работ была проведена кислотная обработка. Нижний интервал (40 м в пачке "гамма-нижн.") был изолирован при помощи

пакера и подвергнут селективной солянокислотной обработке (концентрация HCl - 15%); в качестве закупоривающего агента использовались "сшивающая на месте" кислота и растворимые уплотнительные шарики. После этого бригада переместила пакер вверх и провела вторую обработку, во время которой верхний интервал (пока не обработанный) был обработан вместе с нижним интервалом (уже обработанным). На этом этапе работ использовались аналогичные жидкости, при этом скорость закачки составляла всего 5 барр. в минуту.

После этого в скважину был спущен ЭЦН и НКТ диаметром $4\frac{1}{2}$ дюйма, закреплённые в обсадной колонне диаметром $9\frac{5}{8}$ дюйма.

Результаты первой обработки пласта оказались не столь эффективными: коэффициент продуктивности был признан самым низким на месторождении (от $0,5$ до $0,9$ барр. нефти в сутки/фунт на кв. дюйм), а рассчитанный показатель скин-эффекта составил $+1$.

В целом, скважина С характеризовалась очень нестабильным режимом работы, останавливаясь через 12 часов добычи, что делало необходимым свабирование для её повторного запуска. Кроме этого, на скважине был проведён эксплуатационный каротаж, результаты интерпретации которого указывали на поступление притока только из верхнего интервала, при этом нижний интервал задействован не был.

Хорошие результаты, полученные по скважине А, а также тот факт, что несмотря на две кислотные обработки, добиться увеличения дебита скважины С не удалось, повлияли на принятие решения о проведении кислотного гидроразрыва пласта в этой скважине для повышения её продуктивности.

Используя опыт, полученный по скважине В (меньше проблем при смешивании жидкости на устье в холодную погоду и сложностей во время очистки скважины), а также в силу тех же самых причин, побуждающих нас отдавать предпочтение "безполимерным" жидкостям, на скважине С мы решили попробовать использовать системы "самоотклоняющиеся кислоты на основе вязкоупругих ПАВ" и "растворитель - соляная кислота" (несмотря на то, что скважина пробурена на объект 3, характеризующийся повышенным содержанием парафина (26%)).

В связи с химической активностью всех используемых жидкостей (проект работ не предусматривал стадий закачки "инертного" геля) сохранность насосного оборудования во время промывки скважины предполагалось обеспечить за счёт использования меньшего объёма жидкостей, обладающих одинаковой растворяющей способностью.

Проблема также заключалась в обеспечении успешного воздействия на нижний интервал. Результаты моделирования показали, что в случае образования трещины в верхнем интервале (что является вероятным сценарием) она не разрастётся в достаточной степени (в разумных объёмах), чтобы достичь нижнего интервала ("гамма-нижн."). В связи с этим были рассмотрены несколько способов образования трещины в интервале "гамма-нижн.". В связи с конфигурацией потайной эксплуатационной колонны (диаметр колонны составляет

4 ½ дюйма, потайная колонна подвешена в эксплуатационной колонне диаметром 7 дюймов) спуск устройства для изоляции двух интервалов был сопряжён с высокими рисками. С учётом того, что верхний интервал располагался выше пакера, существовал высокий риск прихвата инструмента после гидроразрыва и воздействия повышенного давления на кольцевое пространство. В связи с этим, пакер был установлен выше обоих интервалов перфорации. Таким образом, для того, чтобы попытаться целевым образом воздействовать на нижний интервал, было принято решение о спуске хвостовика диаметром 2 7/8 дюйма в потайную колонну в интервале перфорации до отметки нижних перфорационных отверстий и тем самым "заставить" жидкость перед тем, как достичь верхнего интервала, сначала проникнуть в нижний. Учитывая, что наружный диаметр хвостовика составлял 2,88 дюйма и 3,51 дюйма около муфт, а внутренний диаметр потайной колонны был равен 3,96 дюйма, интервал кольцевого пространства в потайной колонне был достаточно небольшим (от ~0,23 до 1 дюйма) для того, чтобы создать перепад давления, который бы смог обеспечить нагнетание жидкости в нижний интервал.

Близость горизонтального ствола - направленность напряжений

Ещё одна сложность была связана с близким расположением ликвидированного горизонтального ствола. Данный ствол рассматривался в качестве фактора риска для гидроразрыва в случае его пересечения трещиной (это обязательно случилось бы в случае проведения ГРП с заполнением трещин пропантом), а также для добычи в связи с тем, что горизонтальный ствол ни разу не очищался и был по-прежнему заполнен раствором. Траектория горизонтального ствола показана на **Рис. 13** (каждая клетка означает 10 м). Для оценки данного риска потребовалось исследование направленности трещин: пойдёт ли трещина в направлении горизонтального ствола или уйдёт в сторону от него? К счастью, на рассматриваемом месторождении выполнен большой комплекс работ по сканированию скважин после бурения. Были проанализированы снимки по 9 скважинам, чтобы определить наличие вывалов в стенках скважины^{14,15,16}. Благодаря анизотропии напряжений выявлено большое количество чётко выделяемых вывалов; кроме этого, в связи с тем, что траектории скважин характеризуются широким диапазоном азимутов и отклонений, появилась возможность выполнить достаточно точную инверсию вывалов. Результаты анализа приведены на **Рис. 14**. На их основании было определено направление максимального горизонтального напряжения: в северном направлении под углом 130°. В связи с тем, что азимут скважины С равен 330°, у нас имелся хоть и небольшой, но достаточный запас по критической полудине до того, как трещина пересекла бы горизонтальный ствол.

Другой интересный момент, выявленный по результатам анализа, заключался в том, что вертикальное напряжение носит промежуточный характер ($\sigma_v = \sigma_2$).

Рассчитанная зависимость показателя σ_v от показателя σ_{Hmin} составила 1,2, что соответствует давлению смыкания трещины, рассчитанному для скважины А (0,88 фунта на кв. дюйм/фут) и депрессии (от 0,99 до 1,04 фунта на кв. дюйм/фут) (значение вертикального напряжения близко к указанному диапазону, но имеет достаточный запас по минимальному горизонтальному напряжению).

В заключение следует отметить, что для скважины А, азимут которой составляет 37°, плоскость развития (вертикальной) трещины была бы практически перпендикулярной вертикальной плоскости, через которую проходит траектория скважины, что соответствует результатам интерпретации материалов термометрии и эксплуатационного каротажа).

Описание работ, выполненных на скважине С

Проект работ предусматривал поочерёдную закачку (в 3 этапа) соляной кислоты (растворителя) и самоотклоняющейся кислоты на основе вязко-упругих ПАВ в объёме приблизительно 15 м³ на каждом этапе. Жидкости закачивались через описанную выше колонну для обработки. К сожалению, регистрация скважинных параметров не производилась.

Подготовительные работы на устье, а также работы, связанные с приготовлением жидкостей и обеспечением стандартов качества, действительно оказались намного проще, чем во время кислотного гидроразрыва пласта на скважине А, что было обеспечено за счёт применения опыта, полученного во время обработки скважины В.

Жидкости были закачены без осложнений с максимальной подачей 22 барр. в минуту (по сравнению с 5 барр. в минуту во время предшествующих обработок). Следует отметить, что при закачке вязко-упругой самоотклоняющейся жидкости при таких темпах закачки использование высокопроизводительного центробежного насоса для питания насосов высокого давления оказалось намного эффективнее (с меньшим риском потери мощности) по сравнению с классической смесительной установкой для ГРП в связи с тем, что такая жидкость отличается более высокой вязкостью в своём начальном состоянии, чем большинство линейных гелей, которые, как правило, всасываются такими смесителями.

После выполнения гидроразрыва в скважину медленно закачали приблизительно 10 м³ кислоты при давлении ниже давления раскрытия трещины в попытке улучшения гидропроводности между стволом скважины и трещиной по причине сильного отклонения траектории скважины.

В таких скважинах плоскость развития трещины в большинстве случаев не совпадает с плоскостью скважины: трещина и ствол скважины пересекаются только в одной точке. Это означает, что поток жидкости внутри трещины сужается при приближении к стволу скважины. Таким образом, гидропроводность в призабойной зоне должна быть высокой, чтобы исключить неблагоприятное падение давления внутри трещины. В случае нагнетания в трещину кислоты при давлении ниже давления ГРП (после смыкания трещины) на поверхности трещины образуются "червячные дыры",

обеспечивающие хорошую гидропроводность. Такая гидропроводность не будет сильно зависеть от напряжений, поскольку условия для её создания обеспечиваются уже после смыкания трещины^{17,18}.

В связи с отсутствием глубинных манометров интерпретация динамики реагирования на изменение давления оказалась сложной задачей. Судить о динамике снижения давления не представляется возможным в связи с истощённостью скважины и стремительным падением давления на устье до нулевого значения. Ступенчатое испытание на воде непосредственно перед гидроразрывом проводилось с подачей, равной 9,8 барр. в минуту при давлении на устье, равном 2960 фунтам на кв. дюйм, при этом соответствующее значение мгновенного давления после закрытия устья составило 725 фунтов на кв. дюйм. При такой же подаче устьевое давление после гидроразрыва понизилось до 800 фунтов на кв. дюйм при соответствующем мгновенном давлении после закрытия устья, равном 125 фунтов на кв. дюйм, что позволяет говорить о существенном повышении приёмистости.

Компоновка ГРП была извлечена из скважины без осложнений, после чего в скважину был установлен ЭЦН. После этого (через 11 суток после ГРП) были проведены работы по очистке ствола скважины, во время которых не было выявлено следов эмульсий или парафинов. Откачка жидкостей ГРП при помощи ЭЦН прошла беспрепятственно (без перегрузок насоса) по сравнению со скважиной А, обработка которой производилась при помощи 28-процентной соляной кислоты и углеводорода, загущенного сшитым полимером.

Что касается продуктивности, скважина на момент написания настоящей статьи находится под наблюдением. Тем не менее, судя по имеющимся данным о давлениях, измеренных на входе в ЭЦН, после 22 часов эксплуатации коэффициент продуктивности составил 1,9 барр. нефти в сутки/фунт на кв. дюйм, а дебит составил 3000 барр. нефти в сутки. Данный КП не является окончательным значением и определённо переоценен. Тем не менее, полученное значение обеспечивает хорошую базу для сравнения в виду того, что скважина в прошлом работала всего 12 часов. Мониторинг скважины продолжается.

Полученный практический опыт

В процессе описанных выше работ был получен разнообразный практический опыт, охватывающий как производственные аспекты, так и аспекты, касающиеся изученности месторождения:

- Сложные полимерные жидкости для гидроразрыва, такие как титанатовый гель с низким показателем pH, оказались сложными для применения в (поверхностных) условиях Харьягинского месторождения. Такие системы, тем не менее, можно успешно использовать при условии применения эффективного нагревательного оборудования и соблюдения жёстких требований к контролю и обеспечению качества. Системы, в которых используются кислоты на основе вязко-упругих ПАВ, зарекомендовали себя как более эффективные с точки зрения подготовительных работ на устье скважины и

соблюдения требуемых параметров качества в условиях Харьягинского месторождения;

- Результаты оценок, основанных на данных замеров давления на входе в ЭЦН, показали, что через год после проведения кислотного гидроразрыва пласта коэффициент продуктивности скважины А увеличился по сравнению с значением, рассчитанным до ГРП, приблизительно в 2 - 2,5 раза, что позволяет говорить о том, что гидропроводность трещины, образованной в результате нагнетания кислоты, оставалась на приличном уровне в течение периода наблюдений, несмотря на существенно высокие напряжения, что говорит в пользу выбора для наших условий кислотного гидроразрыва, а не ГРП с заполнением трещин проппантом;
- На двух скважинах, добывающих высокопарафинистую нефть, были получены удовлетворительные результаты после применения жидкостей на основе вязко-упругих ПАВ (на одной скважине была проведена кислотная обработка, а на второй - кислотный гидроразрыв);
- Оценка полей напряжений, полученная по результатам анализа вывалов в стенках скважины и данных сканирования в необсаженных скважинах (несмотря на то, что основная задача этого метода заключается в оценке устойчивости ствола скважины), оказалась полезным инструментом для принятия решения о проведении ГРП на скважине В, поскольку полученные данные позволили оценить вероятность пересечения трещиной соседнего ликвидированного горизонтального ствола. Кроме этого, полученные данные были использованы при анализе материалов наблюдений за снижением давления после гидроразрыва, чтобы лучше понять природу напряжений на Харьягинском месторождении.

Выводы

На основании опыта, полученного в ходе выполнения геолого-технических мероприятий на Харьягинском месторождении, было сделано несколько полезных выводов, которые можно обобщить следующим образом:

- Несмотря на неблагоприятные условия, кислотный гидроразрыв оказался эффективным методом воздействия на продуктивный пласт, в результате которого было обеспечено повышение коэффициента продуктивности двух нефтескважин на Харьягинском месторождении;
- В результате проведённых работ удалось обеспечить интенсификацию притока в скважинах, которые уже обрабатывались в прошлом (иногда два раза);
- Кислотные гидроразрывы, результаты которых, как правило, менее информативны по сравнению с ГРП с использованием проппантов, в нашем случае предоставили в наше распоряжение на редкость обширный массив данных. Результаты, полученные из разных источников (данные по напряжениям, полученные по результатам анализа зависимости снижения давления от наличия вывалов в стенках

скважины, сравнение данных термометрии с данными по ориентации трещин или зависимость показателей скин-эффекта, рассчитанных по КВД, от предполагаемой длины трещины) достаточным образом согласуются между собой.

Будем надеяться, что дальнейший мониторинг уже обработанных скважин и дополнительные геолого-технические мероприятия на Хьяргинском месторождении позволят дополнить новыми сведениями интересную главу о кислотных гидроразрывах продуктивных пластов выше Полярного круга!

Сокращения

ЭЦН - электропогружной центробежный насос
 КВД - кривая восстановления давления
 КП - коэффициент продуктивности
 ТПО - температура появления парафиновых отложений
 σ_v - вертикальное напряжение (депрессия)
 $\sigma_{мин.}$ - минимальное горизонтальное напряжение

Благодарность

Авторы выражают свою благодарность коллегам, принимавшим участие в подготовке настоящей публикации:

Елене Голицыной за мониторинг продуктивных пластов, Жану-Баптисту Шевалье за проектирование гидроразрывов пластов; Кену Нолту за подробный анализ материалов наблюдений за снижением давления после гидроразрыва; Арно Этчкопару за анализ полей напряжений на основании анализа данных о вывалах; Клоду Пернэну за интерпретацию данных сканирования скважин; и, наконец, Паскалю Гутьену и Денису Триско за содействие на месте производства работ.

Справочные документы

1. Саттон Г.Д., Робертс Л.Д.: "Выпадение парафина во время гидроразрыва пласта". Документ SPE 4411, представленный на региональном собрании Общества инженеров-нефтяников (SPE) и Американского института инженеров горной промышленности (AIME), Каспер, Вайоминг, 15-16 мая 1973 г.
2. Внутренний отчет. "Анализ результатов на приемистость и кислотного гидроразрыва пласта на скв. А Хьяргинского месторождения" - "TRPP".
3. Фредд К. и др.: "Экспериментальное исследование гидропроводности гидравлической трещины". Документ SPE 60326.
4. Линн Дж., Наср-Эль-Дин Х.: "Сравнительная оценка реакционных характеристик кислотных эмульсий и загущаемых на месте кислот в карбонатных газоносных породах, характеризующихся низкой проницаемостью и высокой температурой, по данным изучения кернового материала". Документ SPE 65386, представленный на Международном симпозиуме по нефтепромысловому химии 2001, Хьюстон, Техас, 13-16 февраля 2001 г.
5. Лангвиц Б., Фредд К., Брэди М., Майлер М., Али С.: "Исследование эффективности отклонения и вымывания из скважины самоотклоняющейся кислоты на основе вязко-упругих ПАВ". Документ SPE 65386, представленный на Международном симпозиуме по

6. Тайлор К., Наср-Эль-Дин Х.: "Лабораторная оценка загущаемых на месте кислот для карбонатных продуктивных пластов". Документ SPE 71694, представленный на Ежегодной технической конференции и выставке SPE 2001", Новый Орлеан, Луизиана, 30 сентября - 3 октября 2001 г.
7. Мохаммед С., Наср-Эль-Дин Х., Эль-Фрайдан Ю.: "Кислотная обработка мощных водонагнетательных скважин и поглощающих скважин для сброса соленой воды в карбонатном коллекторе в Саудовской Аравии: результаты лабораторных анализов и промысловых работ". Документ SPE 56533, подготовленный для представления на Ежегодной технической конференции и выставке SPE 1999", Хьюстон, Техас, 3-6 октября 1999 г.
8. Эль-Мутава М. и др.: "Жидкость для воздействия на пласт и закупоривающий агент, не ухудшающие коллекторские свойства пласта: результаты промыслового испытания в карбонатных пластах в Северном Кувейте". Документ SPE 80225.
9. Сафват М., Наср-Эль-Дин Х., Досари К., МакКлелланд К., Сэмюэл М.: "Повышение эффективности обработки водонагнетательных скважин при помощи новой безполимерной системы". Документ SPE 78588, представленный на 10-ой нефтяной выставке и конференции, Абу-Даби, 13*-15 октября 2002 г.
10. Внутренний документ: "Отчет по применению самоотклоняющихся кислот". "Тоталь" CSTJF. По, Франция.
11. Внутренний документ: "Долгосрочное ухудшение коллекторских свойств пласта в результате утечек жидкости при гидроразрыве по данным анализа кернового материала". "Тоталь Разведка Разработка", CSTJF, По, Франция.
12. Наср-Эль-Дин Х.А., Аль-Мутайри, Эль-Джари М., Меткаф А.С., Уотерс В.: "Интенсификация притока из сернистого пласта-коллектора глубокого залегания при помощи загущенной кислоты". Документ SPE 75501, представленный на Симпозиуме по газовым технологиям SPE, Калгари, Альберта, Канада, 30 апреля - 2 мая 2002 г.
13. Эль-Хумайдан А., Наср-Эль-Дин Х.: "Повышение эффективности поглотителей сероводорода во время работ по интенсификации притока скважин". Документ SPE 50765, представленный на Международном симпозиуме по нефтепромысловому химии 2001, Хьюстон, Техас, 16-19 февраля 1999 г.
14. Внутренний документ. "Первый отчет о результатах ГРП на Хьяргинском месторождении". Клод Пернэн. "Тоталь Разведка Разработка". CSTJF. По, Франция.
15. Этчкопар А.: "Картаж и сканирование для анализа напряжений". Презентация для "Шлюмберже".
16. Этчкопар А.: "Анализ напряжений в стволах скважин Хьяргинского месторождения". Внутренний документ. "TRPP".
17. Фредрискон С.Э.: "Интенсификация притока из карбонатных пластов методом закрытой трещины". Документ SPE 14654, представленный на Восточнотехаском региональном собрании инженеров-нефтяников, Тайлер, Техас, 21-22 апреля 1966 г.
18. Андерсон М.С., Фредрискон С.Э.: "Проектирование кислотной обработки трещин после ГРП методом испытания динамическим травлением". Документ SPE/DOE 16452. Симпозиум по низкопроницаемым

коллекторам, организованный Обществом инженеров-нефтяников (SPE) и Министерством энергетики (DOE),
Денвер, Колорадо, 18-19 мая 1987 г.

№ керна	Сред. модуль упругости, Е	Модуль упругости в стволе скважины, Е	Средний коэффициент Пуассона ν	Коэффициент Пуассона в стволе скважины ν	Разрушающее напряжение σ_{zs}
37226	19,11 ГПа/ 2,771 млн. фунт./кв.д.	19,785 ГПа/ 2,869 млн. фунт./кв.д.	0,35	0,33	139,5 МПа/ 20232 фунт./кв.д.
37227	21,31 ГПа/ 3,09 млн. фунт./кв.д.	20,25 ГПа/ 2,937 млн. фунт./кв.д.	0,24	0,25	150,03 МПа/ 21760 фунт./кв.д.
37228	29,11 ГПа/ 4,222 млн. фунт./кв.д.	29,98 ГПа/ 4,348 млн. фунт./кв.д.	0,23	0,16	133,08 МПа, 19301 фунт./кв.д.
37229	29,91 ГПа/ 4,338 млн. фунт./кв.д.	27,04 ГПа/ 3,921 млн. фунт./кв.д.	0,18	0,29	152,34 МПа/ 22095 фунт./кв.д.
37230	15,61 ГПа/ 2,264 млн. фунт./кв.д.	15,65 ГПа/ 2,269 млн. фунт./кв.д.	0,31	0,29	129,58 МПа/ 18794 млн. фунт./кв.д.

Таблица 1: Свойства горных пород

ВРЕМЯ	ЗАКАЧКА			ДАВЛЕНИЕ (бар)		
	Тип флюида	Подача, м ³ /мин.	Прирост по объёму, м ³	Общий объём, м ³	Обсадная колонна	НКГ
09/05/2005						
18:33	Реагент для снижения поверхностного напряжения	1,9	5,0	109,0	35	3
18:36	Растворитель	0,6	10,0	114,0	38	4
18:43	Реагент для снижения поверхностного напряжения	0,3	9,0	124,0	38	145
19:13	Гель	3,1	14,2	133,0	40	276
19:18	28X	3,1	14,5	147,2	44	404
19:23	Гель	3,5	13,4	161,7	37	369
19:26	28X	4,2	15,2	175,1	39	402
19:30	Гель	4,5	13,0	190,3	31	304
19:33	28X	4,5	14,2	203,3	34	318
19:36	Гель	4,8	13,3	217,5	29	272
19:39	28X	5,0	14,2	230,8	32	292
19:42	Гель	5,0	14,0	245,0	30	282
19:45	28X	5,0	13,3	259,0	32	274
19:47	Гель	4,9	13,2	272,3	30	287
19:50	28X	4,9	13,5	285,5	32	248
19:53	Гель	4,9	13,5	299,0	30	279
19:55	28X	4,8	10,0	312,5	30	277
19:57	Гель	4,8	12,0	322,5	31	233
19:59	28X	4,8	10,0	334,5	32	266
20:01	Реагент для снижения поверхностного напряжения	4,8	27,7	344,5	29	117
20:07	Реагент для снижения поверхностного напряжения	3,6	25,4	372,2	36	216
20:14				397,6		

Таблица 2: Схема проведения кислотного ГРП на скважине А

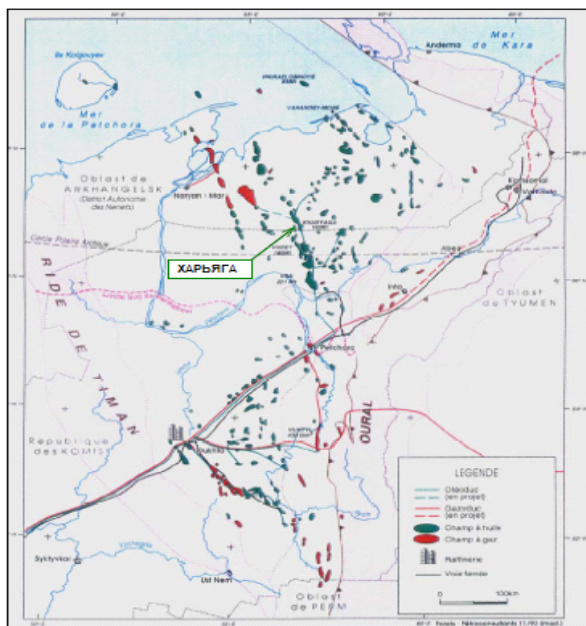


Рис. 1.1 - Обзорная карта Харьягинского месторождения

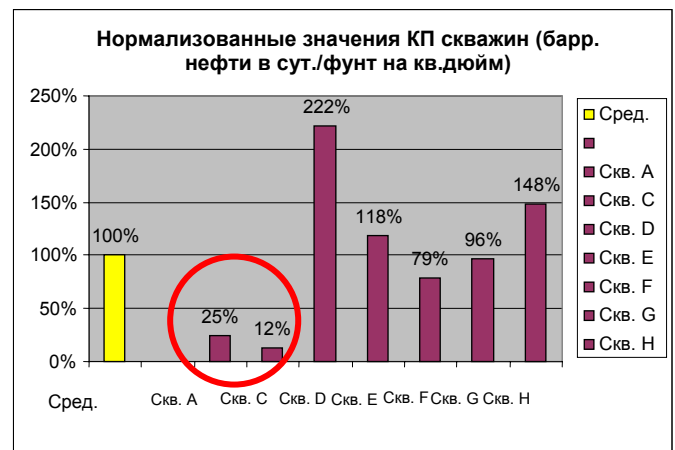


Рис. 1: Нормализованные значения коэффициентов продуктивности

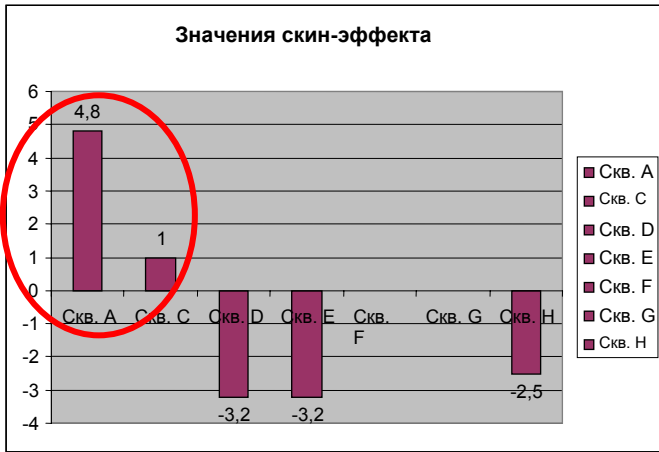
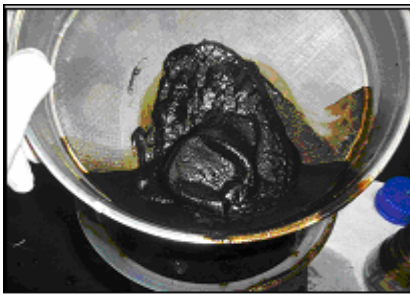


Рис. 2: Значения скин-эффекта



28%-ная активная соляная кислота и Fe3+ (3000 миллионных долей)

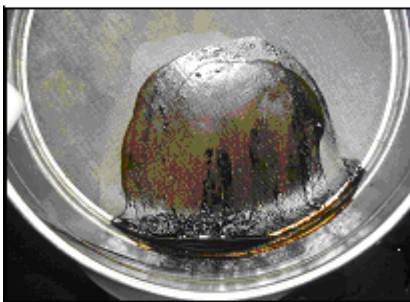


Рис. 3: Смеси кислоты и нефти (без присадок и с присадками)

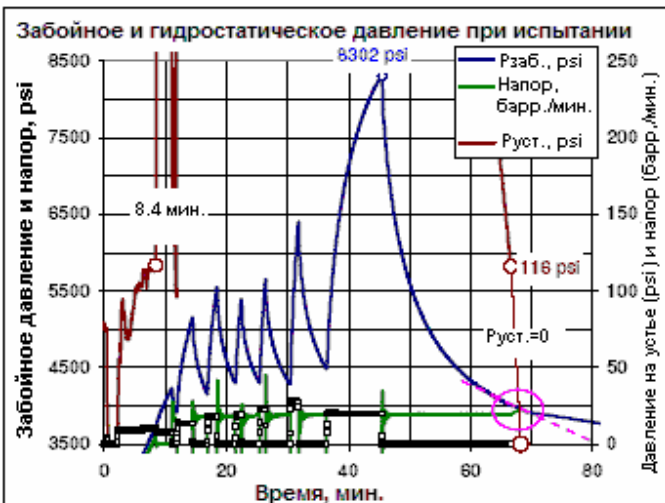


Рис. 4: Забойное давление при ступенчатом испытании

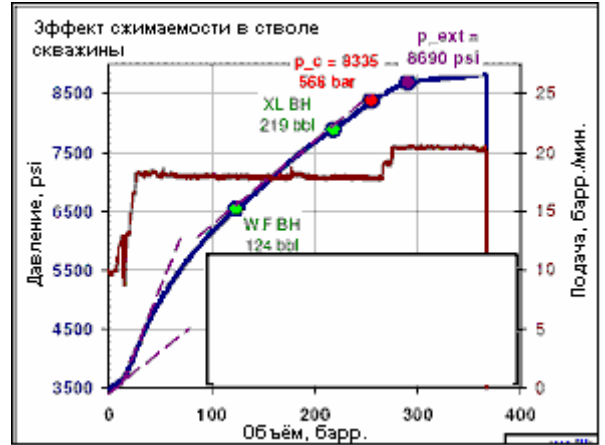


Рис. 4: Забойное давление и подача при мини-ГРП

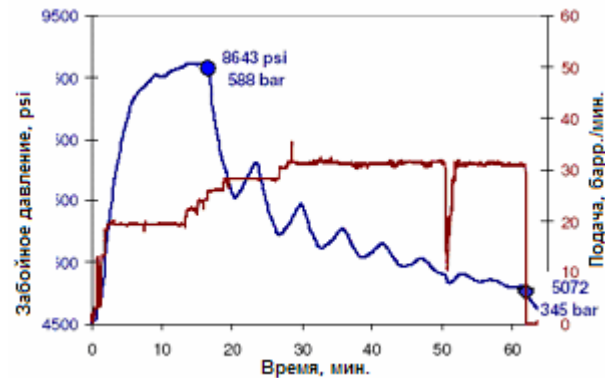


Рис. 6: Забойное давление при кислотном ГРП на скв. А

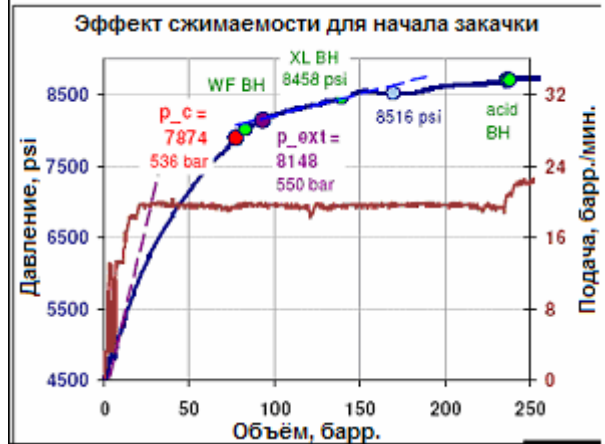


Рис. 7: Давление смыкания трещины - кислотный ГРП - Скв. А

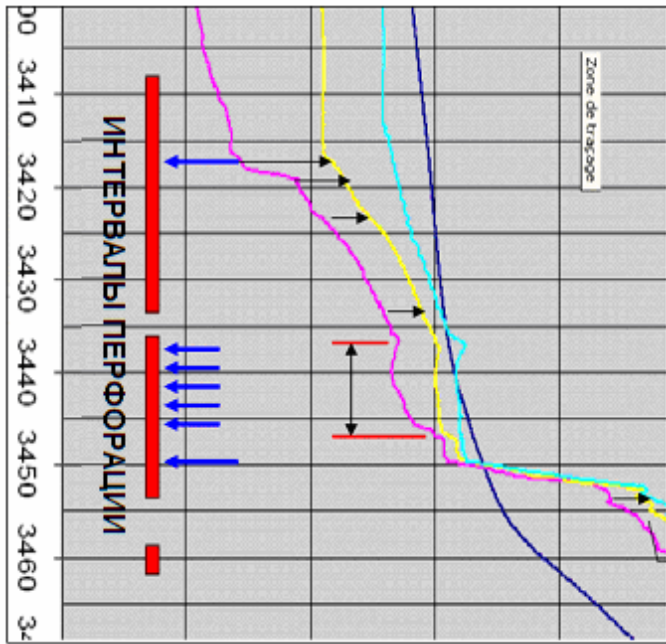


Рис. 8: Диаграмма термометрии - скв. А

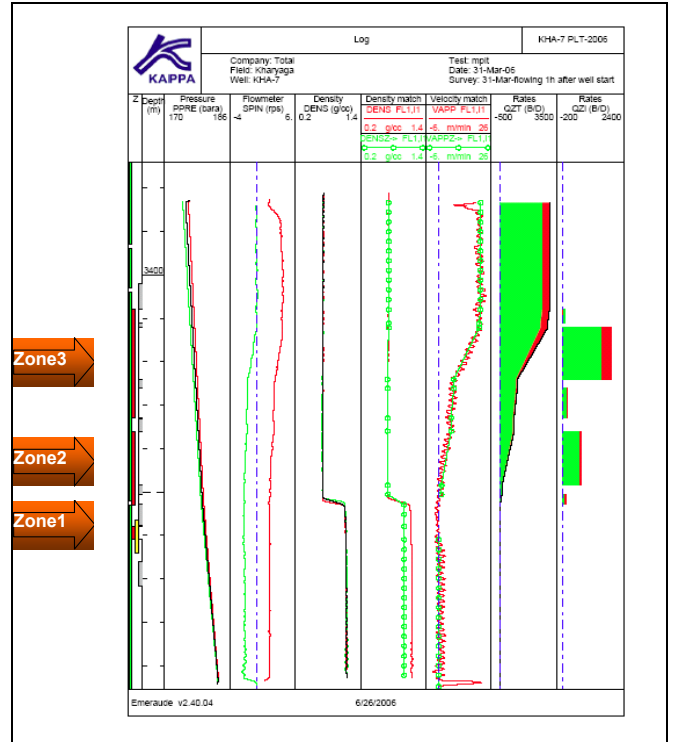


Рис. 10: Диаграмма эксплуатационного каротажа после ГРП - скв. А

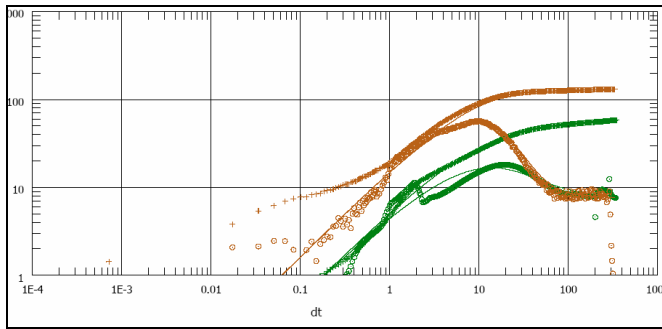


Рис. 9: КВД до и после ГРП - скв. А

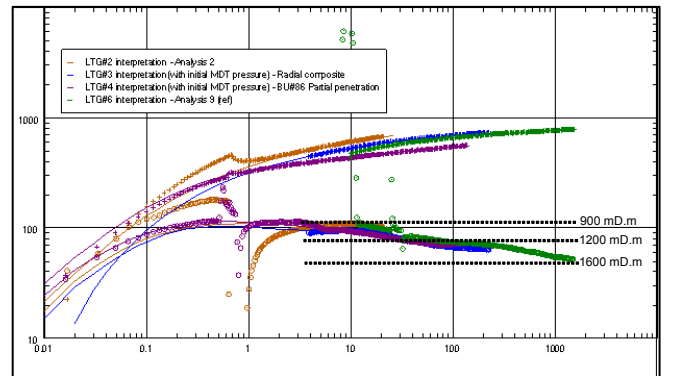


Рис. 11: КВД перед КРС - скв. В

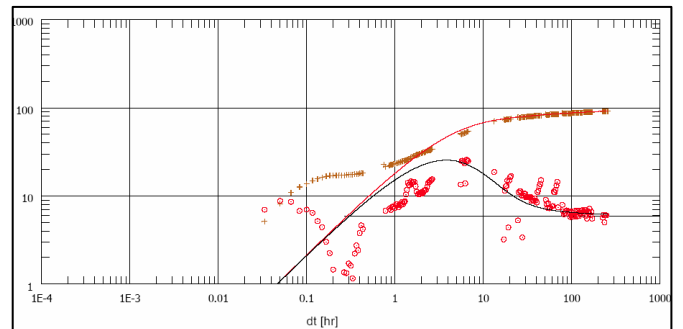


Рис. 12: КВД после КРС - скв. В
(нарушение коллекторских свойств)

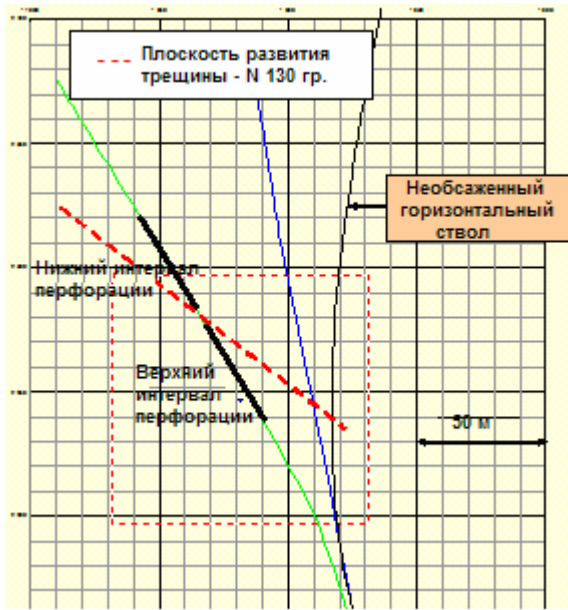


Рис. 13: Скв. С и траектория ликвидированного горизонтального ствола

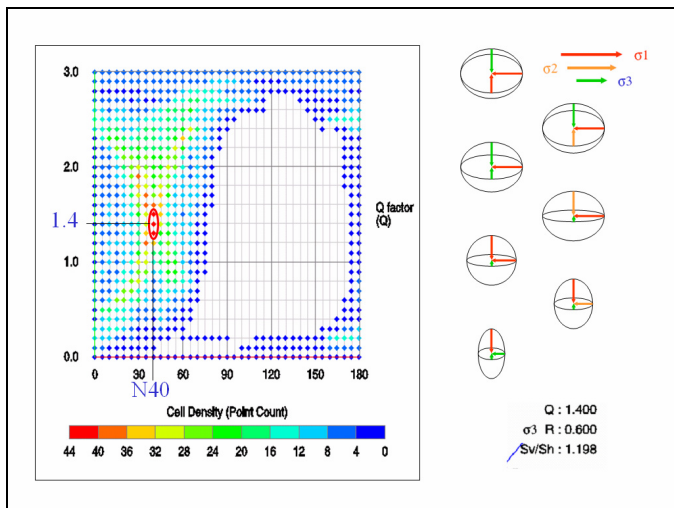


Рис. 14: Анализ напряжений по данным анализа "вывалов"