

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1

Физико-химические свойства полиакриламида Seurveye A2

Наименование показателей	Нормативное значение
Внешний вид при 20 °С	Порошкообразное вещество от белого до светло-желтого цвета
Плотность при температуре 20 °С, г/см ³	0,55–0,75
Динамическая вязкость 1%-ного раствора реагента в 10%-ном растворе NaCl, мПа*с	не менее 200

Технология изоляции трещины ГРП заключается в закачке, приготовленного геля в смеси с кислотой, через специальные отверстия в нижней части интервала продуктивного пласта в объеме 100 м³. В связи с более низкой плотностью геля он постепенно заполнит высокопроницаемую зону продуктивного пласта. В случае со скважиной, где ранее была применена операция гидравлического разрыва пласта, гель будет заполнять высокопроницаемую зону трещины, тем самым изолируя данную зону от фильтрации во время работы скважины.

В результате проведенной операции по изоляции нижележащего горизонта обводненность продукции скважины №1 снизилась с 83% до 38%. Дополнительная добыча при этом составила 5,6 тыс. т за 17 месяцев работы после проведения мероприятия по изоляции трещины ГРП. В связи с высокой эффективностью изоляции трещины на месторождении предлагается использовать данную технологию на месторождении аналоге.

Месторождение Y является аналогом месторождения X по схожей структуре, а также по фильтрационно-емкостным свойствам пласта. На месторождении Y имеются такие же проблемы с обводненностью продукции в связи с вскрытием операций ГРП водоносного высокопродуктивного пропластка. Для применения технологии изоляции трещины ГРП были выбраны кандидаты по следующим параметрам:

- Остановка скважин в течении 5 лет в связи с высокой обводненностью и низким дебитом нефти;
- На скважине была проведена операция ГРП, вскрывающая нефтенасыщенный и водоносный пласты;
- По проведенным на скважине промыслово-геофизическим исследованиям не наблюдается негерметичности эксплуатационной колонны и заколонных перетоков.

Таблица 2

Сопоставление показателей на момент остановки скважин и проектных значений после использования технологии изоляции трещины ГРП

	Дебит по нефти, т/сут	Дебит по жидкости, т/сут	Обводненность, %
Средние показатели на момент остановки скважины	1,2	62	98
Средние показатели после применения технологии изоляции трещины ГРП	28	70	60

Было просмотрено 198 скважин, отключенных по причине высокой обводненности и выбрано 8 скважин для применения данной технологии на месторождении Y.

Средние фактические показатели на момент остановки скважин и проектные показатели после использования технологии представлены в таблице 2.

Предполагается с помощью данной технологии снизить среднюю обводненность добываемой продукции и повысить дебит нефти. В случае успеха проекта дополнительная добыча нефти составит 38 тыс. т нефти, что положительно скажется на чистом дисконтируемом доходе всего проекта разработки месторождения.

Литература

1. Нефтесервисная компания Миррико [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.mirrico.ru
2. Турецкий, В.Я. Математика и информатика / В.Я. Турецкий. – 3-е изд. – М.: ИНФРА – М, 2002. – 560с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ СВЕРХЛЕГКОГО ПРОПАНТА И С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

К.В. Тютнев

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

С 2013 года на месторождении в качестве опытно-промышленной разработки были опробованы две новых технологии при проведении ГРП: ГРП с применением сверхлегкого пропанта (скв. №№ 489, 739, 2260), ГРП с гидropескоструйной перфорацией (ГПП) (скв. №№ 863, 1066, 1093, 1127, 1580, 1621, 1746, 1809К, 2523, 4057) [1].

Технология проведения ГРП с ГПП позволяет вскрыть продуктивный пласт с помощью гидropескоструйного перфоратора и в дальнейшем проводить ГРП. Сначала в скважину на колонне НКТ спускается гидropескоструйный перфоратор, по которому от насосного агрегата под давлением до 30 МПа подают водопесочную смесь. Смесь вытекает из насадок перфоратора с большой скоростью и промывает в обсадной

колонне, цементном кольце и породе пласта каналы, образуя радиальные конусообразные полости длиной до 1 м и диаметром до 60 мм. Далее на скважине проводится ГРП, для того, чтобы еще дополнительно расширить и закрепить трещину [2].

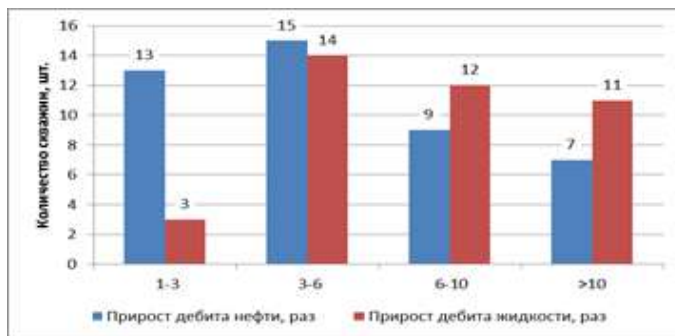


Рис. 1 Распределение прироста дебита нефти, жидкости после проведения «традиционных» ГРП за 2013, 2014г.



Рис. 2 Распределение прироста дебита нефти, жидкости после проведения ГРП + ГПП, ГРП со сверхлегким пропантом за 2013, 2014 г.

изменение обводненности представлены на рисунках 1 – 3 [1].



Рис. 3 Изменение обводненности на скважинах после проведения ГРП за 2013, 2014 г.

Скважины, на которых проводили ГРП с гидropескоструйной перфорацией, показали более хорошие результаты.

В результате проведения ГРП на трех скважинах (№№ 863, 1093, 1580) был получен хороший прирост нефти. На скважине № 863 дебиты нефти и жидкости выросли в 3 раза (до ГРП: Qн - 2,6 т/сут, Qж - 11 т/сут; после ГРП: Qн - 8,8 т/сут, Qж - 28,5 т/сут), длительность эффекта 9 месяцев. На скважине № 1093 дебит нефти и жидкости увеличился в три раза (до ГРП: Qн - 1,8 т/сут, Qж - 7,8 т/сут; после ГРП: Qн - 6 т/сут, Qж - 23,4 т/сут), наблюдается стабильная работа скважины без падения дебита до настоящего времени. На скважине № 1580 дебит нефти и жидкости вырос в 4,5 раза (до ГРП: Qн - 4,1 т/сут, Qж - 6,3 т/сут; после ГРП: Qн - 18,6 т/сут, Qж - 31,2 т/сут), наблюдается стабильная работа скважины без падения дебита до настоящего времени [1].

Литература

1. Повышение эффективности выработки остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти сложнопостроенных объектов типа АВ1 Советского месторождения \ Мангазеев П.В., Томск 2000.

За 2013 год было проведено 38 традиционных ГРП, 3 ГРП со сверхлегким пропантом и 1 ГРП с гидropескоструйной перфорацией (ГПП). На 25 скважинах (71% от общего количества традиционных ГРП в этот год) были получены приросты по нефти, по 22 скважинам эффект от ГРП продолжается до настоящего времени, что говорит о хорошем качестве проведения ГРП. Дополнительная добыча нефти от мероприятий изменяется от 0,1 тыс. т до 20,2 тыс. т в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пласта и выработанной прискважинной зоны.

За 2014 год было проведено 32 традиционных ГРП и 9 операций ГРП с ГПП.

На 20 скважинах (61% от общего количества традиционных ГРП в этот год) были получены приросты по нефти, по 13 скважинам эффект от ГРП продолжается до настоящего времени.

Критерием оценки эффективности ГРП являлся многократный прирост дебита нефти и жидкости, минимальный рост обводненности, а также длительность эффекта в месяцах. Распределение прироста дебита нефти и жидкости,

Из трех скважин, на которых проводился ГРП с применением сверхлегкого пропанта, только на скважине № 2260 был получен эффект. После проведения ГРП на скважине № 2260 дебит нефти вырос в 3 раза (с 3,9 т/сут до 12 т/сут), дебит жидкости вырос в 1,7 раза (с 10 т/сут до 17 т/сут). Эффект от мероприятия продолжался в течение 18 месяцев. Обводненность после проведения ГРП снизилась с 59 % до 29 %.

Всего на месторождении было проведено три испытания проведения ГРП с применением сверхлегкого пропанта. Наличие малого опыта не позволяет оценить эффективность или неэффективность данного метода.

2. Анализ эффективности разработки залежей нефти Самотлорского месторождения с применением гидроразрыва пласта / Шпуров И.В., Разуменко В.Е., Горев ВТ., Шарифуллин Ф.А. // Нефтяное хозяйство. 1997. - № 10. - С. 50-53.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВОДИМЫХ ОПЕРАЦИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

К.В. Тютнев

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Гидравлический разрыв пласта проводится на Советском месторождении с 1992 г. и является одним из самых эффективных методов интенсификации притока.

Всего за время разработки месторождения было проведено 514 операций ГРП в 467 скважинах (26% фонда, на 8 скважинах Гидравлический разрыв пласта был проведен сразу на 2 объекта).

Это позволило дополнительно добыть 6 567,3 тыс. т, что составляет 13% от всей добычи, полученной от дополнительных мероприятий. В среднем с каждого мероприятия получено 13 тыс. т., длительность эффекта составила 5 лет [1]. Показатели ГРП по годам приведены на рисунке.

Гидравлический разрыв пласта увеличивает продуктивность скважин за счет снижения загрязнённости призабойной зоны, а также создания высокопроницаемых каналов, по которым происходит ускоренная фильтрация флюида.

Помимо этого, гидравлический разрыв пласта применяется на месторождении для вовлечения в разработку верхней части объекта АВ₁ - пластов АВ₁^{1+2а} («рябчик»), обладающего заметно ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, что является причиной неравномерной выработки запасов по объекту.

Но при этом необходимо принимать во внимание наличие высокопроницаемых пропластков ниже «рябчика», отделенных глиняной перемычкой. Это требует наложения ограничений на высоту трещин [2].

Одним из способов, позволяющих решить поставленную задачу является технология TSO (метод концевое экранирования), позволяющая создавать короткие трещины (10-20 м) шириной до 30 мм. Это достигается при помощи контроля за распространением длины трещины.

При помощи фильтрационной утечки рабочей жидкости сквозь поверхности трещины, концентрация проппанта на фронте закачки растет, что становится причиной образования вблизи конца трещины пробок из проппанта, препятствующих дальнейшему распространению. В процессе операции применяются маловязкие жидкости на основе гелей, хорошо фильтрующиеся в пласт и позволяющие поддерживать эффективное давление на низком уровне.

Данная технология гидравлического разрыва пласта уменьшает затраты на проведение работ благодаря уменьшению объемов закачки жидкости и проппанта и сокращению времени проведения операции [3].

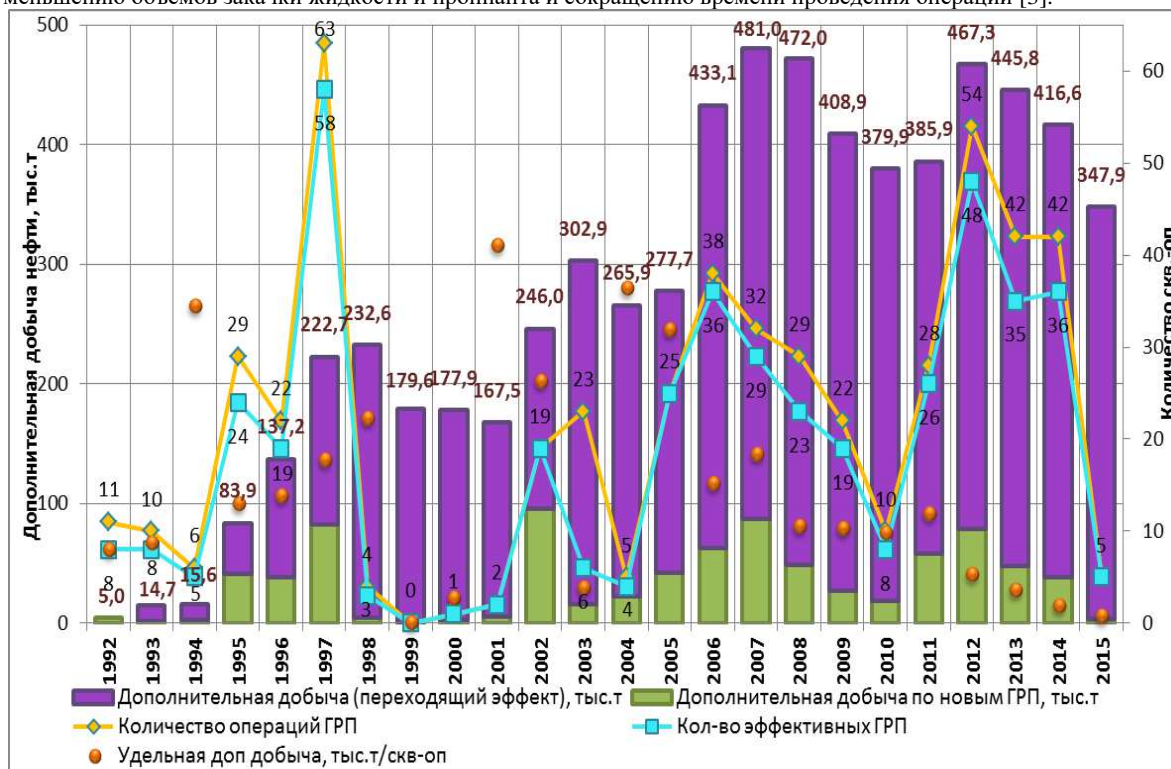


Рис. Динамика показателей эффективности ГРП на Советском месторождении