

АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ МГРП НА ОБЪЕКТАХ БС₁₈₋₁₉ И ЮС₁ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Хасанов Д.Р.

*Хасанов Дмитрий Рафаилович – магистрант,
направление: нефтегазовое дело (разработка нефтяных и газовых месторождений),
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Аннотация: в статье анализируется результат проведения МГРП на объектах БС₁₈₋₁₉ и ЮС₁ Тевлинско-Русскинского месторождения. Рассматривается область решаемых задач при помощи технологии МГРП.

Ключевые слова: анализ, ГРП, МГРП, дебит, нефть, обводненность, коллектор.

Многостадийный гидравлический разрыв пласта - довольно эффективный в настоящее время, метод интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов (НПК), получивший массовое применение в Западной Сибири. Чаще всего гидроразрывы дают положительные результаты, однако эффективность зависит от геолого-физических характеристик пластов. [2, с. 16].

Задачи стабилизации добычи нефти, увеличения нефтеотдачи и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых и остаточных запасов в настоящее время невозможно решать без применения современных методов увеличения нефтеотдачи пластов. Одной из основных задач обеспечения эффективной разработки залежей, с учетом текущей структуры запасов, является интенсификация добычи нефти. Наиболее эффективным методом повышения продуктивности скважин является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

За период с 2010-2016 годы на Тевлинско-Русскинском месторождении ТПП «Когалымнефтегаз» в эксплуатацию введено 78 горизонтальных скважин, 75 из которых с проведением МГРП.

Наибольшее количество операций проводилось на объектах ЮС₁, БС₁₈₋₁₉. Такой объем операций обусловлен тем, что эксплуатация горизонтальных скважин на данных участках экономически не эффективна без применения геолого-технических мероприятий в связи со сложным геологическим строением, а также с достаточно низкой проницаемостью.

Объект БС₁₈₋₁₉

25 ГРП (в т. ч. на новых наклонно-направленных скважинах – 5 ГРП, на горизонтальных скважинах из бурения – 12 ГРП, на эксплуатационном фонде – 2 ГРП, при переводе на другой горизонт – 4 ГРП, приобщение нового объекта к ранее эксплуатируемым пластам – 2 ГРП).

По состоянию на 01.01.2017 г. на горизонтальных скважинах проведено 12 операций ГРП.

Средняя эффективная мощность пласта в интервале ГРП составила 27,3 м, проницаемость - $7,4 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористость – 0,19 д.ед., среднее количество портов – 6 штук, масса проппанта на 1 порт – 17,5 т., средняя максимальная концентрация проппанта – 817 кг/м³, темп закачки жидкости разрыва – 3,6 м³/мин.

Средний дебит жидкости после ГРП по скважинам составил 111,4 т/сут, дебит нефти – 92,5 т/сут, средняя обводненность – 15,6 %. Среднегодовой дебит жидкости составил 110,5 т/сут, дебит нефти – 92,6 т/сут. Среднее отработанное время одной скважины составляет – 79 суток.

В целом по горизонтальным скважинам из бурения после ГРП по состоянию на 01.01.2014 г. добыто 12,0 тыс. т. нефти, эффект продолжается.

На скважине 4030Г ГРП из бурения проведен в декабре 2013 г, количество портов составило 7 штук, средняя масса проппанта на 1 порт – 25,6 т. Максимальная концентрация проппанта составила 914 кг/м³, средний темп закачки жидкости разрыва – 3,9 м³/мин.

После ГРП получены следующие показатели: дебит жидкости - 142,6 т/сут, дебит нефти – 113,4 т/сут, обводненность – 20,5 %. В 2013 г. скважина отработала 20 суток. Эффект от ГРП продолжается.

На скважине 4602Г ГРП из бурения проведен в август 2013 г., количество портов составило 5 штук, средняя масса проппанта на 1 порт – 9,4 т. Максимальная концентрация проппанта составила 720 кг/м³, средний темп закачки жидкости разрыва – 3,2 м³/мин.

Дебит жидкости за 3 месяца после ГРП составил 80,1 т/сут, дебит нефти – 71,5 т/сут, обводненность – 10,7 %. Отработанное время за 2013 г. составило 138 суток. Эффект от ГРП продолжается.

Объект ЮС₁

427 ГРП (в т. ч. 96 обработка - на эксплуатационном фонде, 227 ГРП - на наклонно-направленных скважинах из бурения, 24 ГРП - при зарезке второго ствола, 54 ГРП - на горизонтальных скважинах из бурения, 7 ГРП - при переводе на другой горизонт, 1 ГРП с приобщением нового объекта к ранее эксплуатируемым пластам, 18 ГРП - на нагнетательном фонде).

Обработки на горизонтальных скважинах на объекте ЮС₁ начались в 2011 г. На 01.01.2017 г. количество обработок составило 54 ед., дополнительная добыча за счет мероприятий составила 1572,2 тыс. т или 33,5 тыс. т на одну скважину.

Подрядчиками являлись СК «Везерфорд» (40 операций), СК «КАТКОнефть» (13 операций), СК «ПетроАльянс» выполнила 1 обработку.

С течением времени обработки выполнялись на пластах с большей эффективной нефтенасыщенной мощностью от 7,1 до 10,8 м. При операциях 2013 г. наблюдаются наименьшие значения проницаемости, песчаности и нефтенасыщенности.

Масса проппанта увеличилась с 39 т. в 2011 г. до 53 т. в 2013 г., темп закачки возрос с 3,6 до 3,9 м³/мин в 2011 и 2013 гг. соответственно. Наибольшие показатели после ГРП получены в 2011 г. – 109,1 т/сут по жидкости, 83,8 т/сут по нефти. Среднегодовой дебит нефти по годам составил 71,6, 69,7 и 65,8 т/сут соответственно.

83 % обработок выполнены на 5 залежи, где получены наибольшие дебиты нефти (86,1 т/сут), на остальных залежах дебит нефти не превышал 55 т/сут.

В 2013 г. получены меньшие показатели дебита нефти при больших темпах падения. Так, в предыдущие годы темпы снижения дебита жидкости за 6 месяцев составили 3,3-3,6 т/сут/мес., нефти – 2,1-2,3 д. ед., в 2013 г. темпы падения за 6 месяцев составили 6,79 и 3,46 т/сут/мес. соответственно.

На 5 залежи темпы падения дебита жидкости и нефти за 9 месяцев составили 2,42 и 1,73 т/сут/мес., на 17 залежи при стабильном дебите нефти происходит снижение обводненности продукции, темпы падения дебита жидкости за 9 месяцев составили 4,31 т/сут/мес.

На 10 залежи ввод в работу нагнетательных скважин №№ 2130 и 2133 по соседству от горизонтальной скважины с МГРП № 2152 через 4 месяца после ГРП привело к заметному увеличению дебитов жидкости и нефти. На 13 залежи выполнен 1 МГРП на скважине № 6917Г. Скважина пробурена в сторону ухудшения ФЕС, что в совокупности с отсутствием на участке нагнетательных скважин привело к низким показателям после ГРП.

Основная часть обработок выполнена на скважинах, оснащенных 4 и 5 фрак-портами.

Хотелось бы также сказать, что наиболее распространенным способом проведения МГРП на Тевлинско-Русскинском месторождении является компоновка «ZoneSelect» компании Weatherford, имея преимущество в скорости сдачи и цене данной технологии. Эта технология, отработанная практически во всех условиях, относительно безаварийная. Однако в последнее время также распространение получила такая технология, как «Texas Two Step».

Список литературы

1. Говзич А.Н., Билинчук А.В., Файзуллин И.Г. Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО «Газпром нефть»//Нефтяное хозяйство. 2012. № 12. С. 59–61.
2. «Нефтегазовое обозрение», Сборник 4: избранные статьи из журнала «Oilfield Review», том 26, № 4 (зима 2014-2015 гг.); том 27, № 1 (май 2015 г.) и том 27, № 2 (сентябрь 2015 г.).
3. Корпоративный регламент по контролю за разработкой промыслово-геофизическими, гидродинамическими и специальными методами. М.: ОАО «ЛУКОЙЛ», 2012.
4. РД 153-39.0-109-01 Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: Минэнерго РФ, 2002. 76 с.