

Автор:

Сатурян Михаил Александрович

магистрант

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

г. Тюмень, Тюменская область

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА МУРАВЛЕНКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация: в работе показан опыт применения гидравлического разрыва пласта (ГРП) на низкопроницаемых и неоднородных коллекторах Муравленковского месторождения. Представлены результаты эффективности применяемой технологии интенсификации притока на примере 8 скважин. Даны рекомендации для месторождений с аналогичными характеристиками пластов.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, ГРП, методы увеличения нефтеотдачи, добыча нефти, гидоразрыв пласта.

Разработка Муравленковского месторождения началась в 1981 г. Действующим проектным документом является «Дополнение к проекту разработки Муравленковского месторождения», утвержденное протоколом ЦКР №5031 от 20.01.2016.

По состоянию на 01.01.2016 в эксплуатации на Муравленковском месторождении находятся четыре нефтяных объекта разработки – пласти БС10–1, БС10–2, БС11 и БС12. Анализ выполнен на запасы, утвержденные в ГКЗ ФГУ (протокол №2402 от 04.02.2016) и числящиеся на государственном балансе по состоянию на 01.01.2016.

На рассматриваемый период накопленная добыча нефти составила 92,4 млн т, что составляет 79,8% от начальных извлекаемых запасов. Накопленная добыча жидкости составила – 286,3 млн т, закачка воды на месторождении осуществляется с 1985 г. и составляет 329,8 млн м³, накопленная компенсация – 98%, водонефтяной фактор – 2,1 д. ед. Текущий коэффициент нефтеотдачи в целом составляет 0,279, остаточные извлекаемые запасы – 23,4 млн т.

Максимальный уровень добычи нефти в целом по месторождению 9,6 млн т был достигнут в 1989 г., когда отмечался период активного разбуривания месторождения и наибольшее количество действующего добывающего фонда (860 скважин). Темп отбора от НИЗ при этом составлял 7,7%.

В 2015 г. на месторождении добыто 539,4 тыс. т нефти, при темпе отбора от НИЗ составил – 0,5%, кратность запасов – 43 года.

Муравленковское месторождение находится на заключительной стадии разработки, характеризующейся снижением добычи нефти, низкими темпами отбора и высокой обводненностью продукции. В то же время на высокопродуктивных объектах месторождения имеются отдельные зоны и зональные интервалы пластов, приуроченных к слабодренируемым, низкопроницаемым пластам. В связи с этим оно нуждается в применении методов увеличения нефтеотдачи.

Практика показывает, что проведение ГРП в настоящее время является наиболее эффективным методом повышения производительности скважин из применяемых. Только за период за 2016 год на Муравленковском месторождении было выполнено 8 ГРП.

ГРП – это одно из геолого-технических мероприятий (ГТМ) на добывающем фонде, направленное на восстановление производительности скважин и интенсификацию добычи нефти. Исходя из этого, эффективность ГТМ оценивается по трём основным характеристикам:

- 1) прирост дебита нефти после мероприятия;
- 2) уменьшение обводнённости продукции скважины после проведения;
- 3) длительность эффекта прироста дебита нефти после мероприятия.

Для условий Муравленковского месторождения с высоковязкой, порядка 32,1 мПа²*с нефтью и низкими коллекторскими свойствами равными 0,013 мкм², метод ГРП наиболее применим. Это так же показывает опыт применения технологии на месторождениях Западной Сибири.

В декабре 2016 – январе 2017 года в «Ноябрьскнефтегаз» был проведен гидоразрыв пласта на 8 скважинах Муравленковского месторождения. Среднесуточный дебит скважин после ГРП в течение 12 месяцев составил 30 т/сут., что

2 <https://interactive-plus.ru>

Содержимое доступно по лицензии Creative Commons Attribution 4.0 license (CC-BY 4.0)

составляет 54% рост от 14 т/сут. дебита скважин до ГРП с снижением на 7% к концу рассматриваемого периода. Фактические результаты оказались на 10% выше прогнозируемых.

Данные полученные от применения ГРП и изменения дебитов приведены в таблице 1.

Таблица 1

Изменение дебитов скважин до и после проведения ГРП

№ скважины	до ГРП			после ГРП		
	Q _н , т/сут.	Q _ж , м ³ /сут.	% воды	Q _н , т/сут.	Q _ж , м ³ /сут.	% воды
1101	6,50	15,40	57,79	8,40	18,50	54,59
1506	13,90	23,10	39,83	21,60	28,90	25,26
1888	3,20	4,50	28,89	8,20	10,30	20,39
1017	5,70	10,50	45,71	13,60	23,40	41,88
5959	15,30	30,10	49,17	35,30	103,2	66,60
6060	11,30	23,90	52,72	15,60	24,20	35,54
4323	7,10	10,50	32,38	21,20	29,00	26,90
3782	48,10	69,10	30,39	67,80	93,70	27,64
среднее	13,89	23,39	42,11	29,93	41,40	37,29

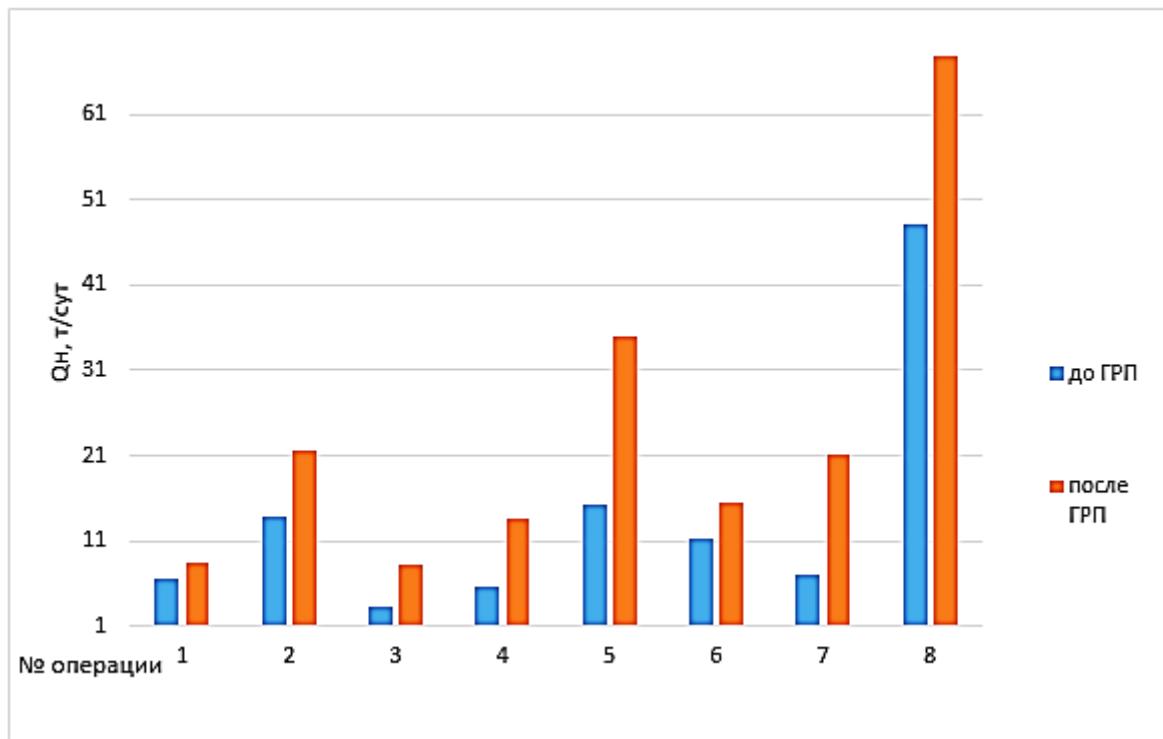


Рис. 1. Изменение дебитов скважин до и после проведения ГРП

По данным представленным на рисунке 1, продуктивность скважин после ГРП увеличивается в 1,5–2 раза, дебит нефти по основным пластам возрастает в 1,7 раза.

Коэффициент увеличения добычи (КУД) по проведенным 8 операциям составил 2,5, по 4 наиболее успешным операциям КУД составил 3,7–4, наименее успешной 1,8.

Выполненный анализ результатов по проведению ГРП, показал, что в среднем на каждой скважине получен прирост дебита скважин на 50%, это свидетельствует об эффективности данного метода в условиях Западной Сибири с неоднородными и низкопроницаемыми коллекторами и данный ГТМ рекомендуется для месторождений с подобными пластовыми характеристиками.

Список литературы

1. Меликберов А.С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта. – М.: Недра, 1967. – 139 с.
2. Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в России: важно не упустить время. – М.: Эрнст энд Янг (СНГ) Б.В., 2013. – 24 с.
3. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. – М.: ВНИИОЭНГ, 2017–40 с.
4. Павельева О.Н. Применение современных МУН на примере месторождений центра Оренбургской области // Новые технологии-нефтегазовому делу. – Тюмень, 2015. – С. 118–122.
5. Выгон Г.В. Охрана окружающей среды и повышение нефтеотдачи. Стимулирование разработки мелких, выработанных и трудноизвлекаемых запасов нефти. – М., 2010. – 15 с.
6. Блажевич В.А. Практическое руководство по гидроразрыву пласта. – М.: Недра, 2011. – 131 с.