

Если рассмотреть примерные стоимости данных мероприятий получаем результаты в таблице 2.

Таблица 2

Данные стоимости мероприятий

Наименование	тыс. руб.
Горизонтальная скважина (1 м проходки)	24,029
Многостадийный гидравлический разрыв пласта (1 стадия)	1271
Наклононаправленная скважина (1 м проходки)	14,193
Гидравлический разрыв пласта	3220

Исходя из этих данных получаем стоимость горизонтальной скважины с глубиной вертикального участка 2500 м. и длиной горизонтального участка 500 м. с 5 операциями многостадийного гидроразрыва пласта в 78442,0 тыс. руб., а также стоимость наклоннонаправленной скважины глубиной 2500 м. и операцией гидроразрыва пласта в 38702,5 тыс. руб. что является в 2 раза дешевле, чем горизонтальная скважина многостадийным гидроразрывом пласта, наряду с этим дебит жидкости у наклоннонаправленной скважины меньше дебита горизонтальной скважины примерно в 6.8 раз, что является существенным показателем.

Из всего вышеперечисленного можно сделать вывод, что наиболее перспективным в плане выработки запасов и экономически эффективным вариантом оказалось бурение горизонтальной скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта

### Литература

1. H. S. Carslaw and J. C. Jaeger, The Conduction of Heat in Solids, Oxford: Clarendon Press, 1959.
2. M.J. Economides, A.N. Martin “How to Decide Between Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Fractured Completion”, paper SPE 134424, Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19-22 September 2010.

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ГРП НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

О.Н. Павельева<sup>1</sup>, Ю.Н Павельева<sup>2</sup>

Научный руководитель зав. кафедры РЭНГМ ТИУ, д.т.н., профессор С.И.Грачев

<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

<sup>2</sup> Санкт-Петербургский государственный университет, г.Санкт-Петербург, Россия

Актуальной проблемой на сегодняшний день является состояние ресурсной базы Приобского месторождения. Ресурсы нефти постепенно истощаются, происходит ухудшение структуры запасов нефти и газа, растет доля трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых коллекторах с высокой геологической неоднородностью, увеличивается обводненность продукции, поэтому одним из направлений решения этой проблемы является осуществление мероприятий по интенсификации добычи нефти.

В данной научной работе проанализируем эффективность проведенных гидроразрывов пластов на переходящем его фонде.

За период с 01.01.2011 г. по 01.01.2013 г. на переходящем фонде Приобского месторождения проведены 346 операций гидроразрыва пласта (ГРП). (рисунок 1)

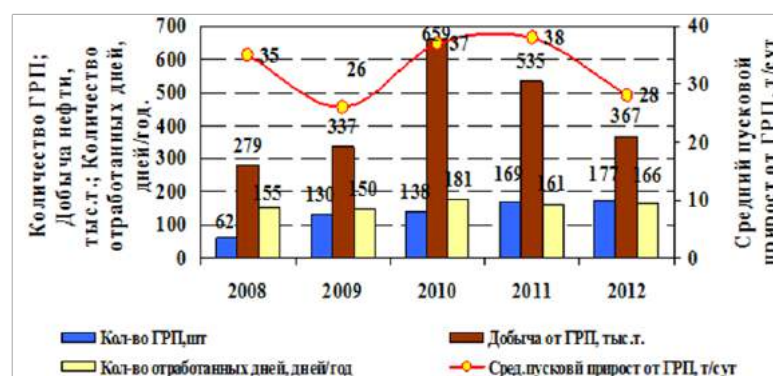


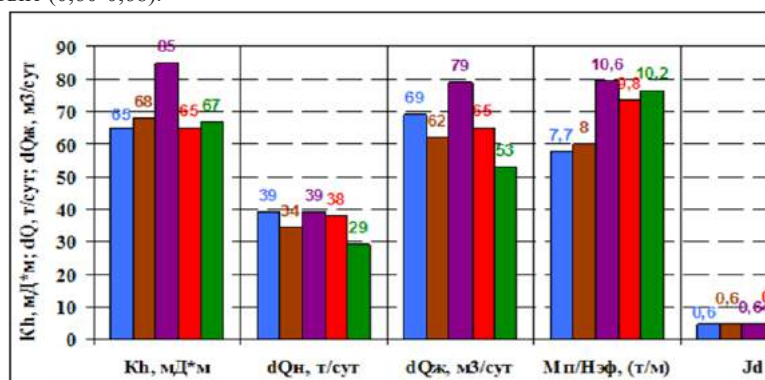
Рис. 1. Динамика проведения ГРП на переходящем фонде скважин по годам

Распределение количества ГРП на переходящем фонде скважин Приобского месторождения показано на рисунке 3.

За анализируемый период наибольшее количество скважино-операций проведено на двух участках сильно расчлененного пласта АС12. Максимальная кратность прироста дебита жидкости получена на Правобережном участке пласта АС12. Меньшее количество мероприятий по ГРП на острове связано с тем, что он активно разбуривался с 2007 по 2010 гг. с ГРП и эффект от ГРП еще не закончился. Для скважин правого берега средний дебит нефти до мероприятия составляет 18,2 т/сут, после – 52,7 т/сут. На левобережной части месторождения средний дебит скважин до был равен 11,0 т/сут, после – 44,7 т/сут. На острове до ГРП – 23,0 т/сут, после – 52,9 т/сут.

Сопоставление динамик добычи жидкости по скважинам различных частей месторождения показывает, что по скважинам Правого берега длительность эффекта выше, чем для скважин левобережной части. Это связано с лучшими ФЕС коллекторов и более эффективной организацией системы ППД Правобережной части месторождения.

На рисунке 2 показаны основные технологические параметры проведенных в период 2008-2012 гг. Из рисунка видно, что с 2008 г. происходит смещение проводимых операций в зоны с более высокими Kh. Как видно в 2010 г. наблюдается пик по величине Kh и роста дебита жидкости до максимального значения. Увеличение Kh объясняется тем, что основная часть ГРП (более 55% скважин операций) на переходящем фонде проводится в центральной части месторождения с наилучшими фильтрационно - емкостными свойствами. С 2011 г. величина Kh снизилась, это объясняется тем, что большее количество ГРП (более 50% скважин) проведены в низкопроницаемом левобережном участке. При этом безразмерный индекс продуктивности скважин Jd сохранился на стабильном уровне (0,60-0,68).



**Рис. 2. Динамика основных показателей скважин переходящего фонда**

В 2011 г. проведено 169 операций ГРП на переходящем фонде. Дополнительно за этот год за счет ГРП добыто 535,4 тыс.т нефти. В 2012 г. проведено 177 операций ГРП, дополнительная добыча нефти за этот год составила 367,3 тыс.т., в том числе за счет ГРП 2011г. дополнительная добыча составила 828,3 тыс.т. Удельная эффективность увеличилась и составила 3,2 и 6,6 тыс.т/скв., в 2011 г. и 2012 г. соответственно. Отметим, что эффект от ГРП, проведенных за анализируемый период, в настоящее время продолжается.

**Выводы:**

1. Увеличение объемов бурения при вскрытии нескольких пластов одной скважиной привело к росту количества выполняемых операций ГРП.
2. Усовершенствование технологии ГРП привело к значительному увеличению времени технологического эффекта от мероприятия.
3. По переходящему фонду основной объем ГРП проводится на пластах АС10 и АС12 отстающих по темпам выработки. Безразмерный индекс продуктивности скважин Jd сохранился на стабильном уровне (0,60-0,68). Средняя масса проппанта на единицу эффективной мощности достаточно высокая (7,7–10,6 т/м).

Таким образом, необходимо оптимизировать систему разработки с учетом опыта проведенных ранее мероприятий для достижения утвержденного КИН.

### Литература

1. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. - 215 с.
2. Савиных, Юрий Александрович. Методы интенсификации добычи нефти / Савиных Ю. А., Грачев С. И., Музипов Х. Н. - Тюмень : Слово, 2007. - 133 с.
3. С.И. Грачев, А.Г. Копытов, Д.В. Коровин. Оценка прироста дренируемых запасов нефти по скважинам при гидроразрыве пласта [Текст] / С.И. Грачев, А.Г. Копытов, Д.В. Коровин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2005. - № 2. - С. 41-46.
4. С.И. Грачев, А.А. Вольф, Д.В. Новоселов. Определение и обоснование зависимости геометрических характеристик трещины гидроразрыва от фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта [Текст] / С.И. Грачев, А.А. Вольф, Д.В. Новоселов // Территория Нефтегаз. - 2010. - № 9. - С. 36-39.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Нефть и газ, Москва, 2003 г.