УДК 622.279.23

В.А. ОГАЙ, студент, бакалавр, 4 курс (ТюмГНГУ)
Е.В. МЕДВЕДЕВ, студент, бакалавр, 4 курс (ТюмГНГУ)
Г.К. ПИЛЬЧИНОВ, студент, бакалавр, 4 курс (ТюмГНГУ)
г. Тюмень

АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Неоднозначно мнение о возможности использования гидроразрыва пласта не только как метода интенсификации добычи углеводородов, но и как способа увеличения охвата пласта воздействием. Необходимо выделить в этой проблеме два аспекта: чисто технологический и технико-экономический. В технологическом плане, безусловно, ГРП, прежде всего, рассматривают в качестве метода увеличения производительности скважин. В то же время в неоднородных и прерывистых пластах при соответствующих размерах «крыльев» трещин ГРП может обеспечить дополнительный охват пласта за счет подключения неохваченных дренированием пропластков и линз. Нередко в определенных случаях большеобъемный ГРП (с большой длиной «крыльев» трещины) может вызвать и уменьшение охвата пласта[1,2, 5].

Таким образом, в случае рядной системы размещения скважин на залежи ГРП с направлением трещин поперек рядов может привести к уменьшению латерального охвата пласта за счет изменения направлений фильтрации воды в полосе между рядами нагнетательных и добывающих скважин и преимущественной фильтрацией воды к кончикам трещин. Для площадных систем заводнения, при соответствующей длине, трещина разрыва также деформирует линии тока в элементе сетки.

С экономической точки зрения ГРП в низкопроницаемых пластах, безусловно, способствует увеличению охвата пласта заводнением, поскольку позволяет с приемлемой рентабельностью разместить скважины в зонах более низких эффективных толщин, а также увеличить рентабельный срок эксплуатации скважин (или обеспечить более высокие накопленные объемы добычи нефти по этим скважинам). К примеру, в настоящее время целый ряд месторождений Западной Сибири с низкопроницаемыми пластами не может разрабатываться без применения ГРП вследствие низких дебитов скважин [6,7,].

В связи с этим гидроразрыв пласта рассматривается не только как средство интенсификации добычи нефти по отдельным скважинам, но и в качестве процесса регулирования в целом разработки месторождений с

низкопродуктивными коллекторами и способа увеличения коэффициента извлечения нефти [3,4,8].

Гидравлический разрыв пласта является одним из наиболее эффективных и вместе с тем высоко затратных методов повышения производительности скважин, вскрывающих низкопроницаемые, слабодренируемые коллектора. На Биттемском месторождении впервые данный метод был применен в 1998 году на объекте $ЮС_0$ в рамках опытно-промышленных работ, а активное применение ГРП началось в 2004 году на объекте $АС_{11}$. За период 1998-2014 годы на месторождении проведено более 200 скважино-операций ГРП, из них в действующих добывающих скважинах - 146, на стадии строительства или перевода с других объектов добывающих скважин - 36, в разведочных скважинах – 2, в нагнетательных скважинах – 14 и в нагнетательных скважинах находившихся в отработке на нефть -7. В процессе проведения работ использовались различные технологии ГРП с широким диапазоном изменения геометрических параметров трещин, масса проппанта, характеризующая объем закрепленной трещины в добывающих скважинах изменялась от 2.3тонн до 62.9 тонн, составляя в среднем 16.8 тонн, в нагнетательных скважинах от 4 до 30.2 тонн, составляя в среднем 15.8 тонн. Основное количество скважино-операций ГРП проведено по стандартной технологии - 141, селективных – 16, с технологической остановкой - 15, струйных – 9, по технологии TSO - 8, в боковых стволах – 10, в горизонтальных скважинах с циклической закачкой – 4, совместно селективный и TSO – 2.

В настоящее время на объекте проведено более 200 скважино-операции ГРП, из них в действующих добывающих скважинах – 146 (в том числе два 2-х этапных ГРП), на стадии строительства – 36, в нагнетательных скважинах – 21 (в том числе 7 в скважинах находившихся в отработке на нефть). Охват скважин добывающего фонда гидроразрывом составил 65 %, нагнетательного – 16 %. Дополнительно от применения метода получено 4539.28 тыс.т. нефти (в среднем 25.16 тыс.т. нефти на один ГРП), при этом величина средней прогнозной дополнительной добычи нефти оценивается в 34.23 тыс.т./скв. В целом по объекту успешность проведения ГРП (доля скважин с величиной прогнозной дополнительной добычи нефти превышающей 3 тыс.т/скв.-опер.) составляет 72.5 %, что соответствует показателям эффективности мероприятий на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» со схожим геологическим строением объектов. В 57 % скважин с ГРП технологический эффект продолжается. После проведения ГРП в действующих добывающих скважинах средняя кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 5.0(3.6) раз. Средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 6.4(5.3) до 32.1(19.0) т/сут. Средняя обводненность скважин после проведения ГРП увеличилась на 24.8 % (с 16.2 до 41%). По состоянию на 01.01.2014 г. в работе находятся 116

скважин, в 22 проведена зарезка боковых стволов, в трех скважинах проведен повторный ГРП (скв. №№223, 233 и №275), одна скважина находится в бездействующем фонде (скв. №280) и две скважины на дату анализа не запущены (скв. №288 и №560). Средний дебит действующих скважин по жидкости (нефти) составляет 40.5(11.6) т/сут, что в 6.3(2.2) раза больше чем до проведения ГРП, средняя обводненность увеличилась до 71.3 %. За счет проведения 146 скважино-операций ГРП дополнительно добыто 4215.12 тыс.тонн нефти, при текущей удельной эффективности 29.27 тыс.т/ скважино-операций. Средний прирост дебита нефти составил 13.5 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 39.56 тыс.т/ скважино-операций. После проведения ГРП в 36 добывающих скважинах на стадии строительства средний дебит жидкости (нефти) составлял 21.2(9.1) т/сут, средняя обводненность добываемой продукции 57 %. Средние удельные показатели от проведения ГРП при эксплуатации добывающих скважин по годам приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты проведения ГРП в добывающих скважинах

Дата воздей-ствия	Коли-чество скв.-опер.	масса проп-панта, тонн	давление разрыва, атм	Среднииe показатели эксплуатации скважин с ГРП						
				до воздействия		после воздействия		на 01.01.2014 г.		
				дебит жид-кости, т/сут	дебит нефти, т/сут	дебит жид-кости, т/сут	дебит нефти, т/сут	дебит жид-кости, т/сут	дебит нефти, т/сут	Дополни-тельная добыча нефти, тыс.тонн
Объект $АС_{11}$										
ГРП в действующих скважинах										
2004	8	8,7	337,8	5,2	5,0	26,1	24,6	29,5	11,5	75,00
2005	10	11,1	362,6	3,8	3,4	39,0	29,2	35,2	11,2	69,16
2006	16	13,7	438,8	4,7	4,3	25,6	20,4	46,8	12,2	54,74
2007	34	17,1	407,5	5,2	4,6	20,6	13,8	48,7	9,2	27,43
2008	28	23,4	357,5	6,8	6,2	36,0	21,4	45,3	10,2	23,34
2009	14	20,2	378,1	6,7	5,9	38,0	17,4	25,5	9,2	18,95
2010	8	13,9	413,3	5,7	4,3	18,4	8,3	46,2	10,6	3,95
2011	6	16,2	301,4	9,0	6,2	26,3	16,7	35,5	21,8	13,24
2012	15	19,4	354,6	10,5	7,6	55,8	22,6	41,7	14,6	5,03
2013	7	22,1	383,8	7,8	5,7	42,7	16,9	26,1	15,3	1,43

Средний дебит скважин по жидкости (нефти) составляет 21.6(5.9) т/сут, средняя обводненность увеличилась до 72.9 %. За счет проведения 36 скважино-операций ГРП дополнительно добыто

312.83 тыс.т нефти, при текущей удельной эффективности 8.69 тыс.т/скв.-опер. Средний прирост дебита нефти составил 4.3 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 12.43 тыс.т/скв.-опер.

В действующих нагнетательных скважинах проведено 14 скважино-операций ГРП. Кратность увеличения средней приемистости после мероприятия составила 3.6 раза (с 31.3 до 112.8 $м^3$/сут). По состоянию на 01.01.2014 г. 13 скважин находятся в работе, на скважине №423 проведена зарезка бокового ствола. Средняя приемистость скважин снизилась до 60 $м^3$/сут. Накопленная закачка воды составляет 2816.53 тыс.$м^3$, удельная 201.18 тыс.$м^3$. Как отмечалось выше, при проведении ГРП применялись различные технологии создания и закрепления трещин. Так начальный период внедрения метода (2000 - 2002 гг.) характеризовался использованием стандартной, для ОАО «Сургутнефтегаз», технологии с массой закачки проппанта 4.2-14.2 тонн, при среднем значении 9.9 тонн. Опытные работы по совершенствованию технологии ГРП и ее адаптации к условиям Биттемского месторождения, начатые в 2005 г., привели к увеличению количества применяемых технологий и расширению диапазона массы проппанта: от 2.3 до 62.9 тонны (в среднем 17.7 тонны).

На начальных этапах применения метода кандидатами для ГРП являлись скважины центральной части пласта (с повышенными ФЭС), режимы работы которых не соответствовали средним показателям окружающих скважин. Эффективность воздействий в этих скважинах была максимальной, что подтверждало перспективность дальнейшего применения метода. В последующем, воздействия осуществлялись как на низкодебитном фонде действующих скважин, так и в скважинах, вводимых из бурения. Это привело к снижению эффективности ГРП, так как вводимые в эксплуатацию краевые зоны пласта и новые участки характеризовались низким начальным насыщением коллектора, уменьшением продуктивных мощностей и ухудшением ФЕС пласта, а также пониженной энергетикой. В целом в скважинах вводимых из бурения выполнено 42 ГРП (20.7 % фонда скважин, охваченного ГРП). Основная доля низкоэффективных воздействий приходится на скважины, вскрывающие северо-западную часть месторождения. Все выполненные воздействия привели к резкому росту обводнения (в среднем до 75 %). Ввиду того, что обводненность не связана с активностью системы ППД, а продуктивные коллектора характеризуются низкой начальной насыщенностью (не более 40 %), в скважинах участка планируется испытать в рамках опытных работ эффективность закачек МОФП (модификаторов относительной фазовой проницаемости) и ГРП с гелем на углеводородной основе.

Таким образом, в целом ГРП в скважинах месторождения является эффективным способом интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пласта. Учитывая текущее состояние разработки объекта

(средняя обводненность продукции действующих скважин 72.8 %) массовое проведение ГРП не планируется. Избирательные селективные воздействия будут осуществляться в единичных скважинах. Учитывая текущее состояние разработки объекта $АС_{11}$ (средняя обводненность продукции действующих скважин 72.8 %) массовое проведение ГРП не планируется. Однако выборочное проведение операций возможно в случаях низкой производительности скважин (относительно потенциальной) и должно проводиться по индивидуальному проекту, с учетом геолого-физических критериев его применения.

Список литературы:

1. Абраев Н.С., Инякин В.В., Краснова Е.И. Анализ применения водогазового воздействия на продуктивные пласты // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, №4. – С. 11.
2. Инякин В.В., Фахрутдинов М.Т., Жебрева Ю.Л.,Погасян Н.В.Состояние разработки пласта $АС_{8-9}$ и пути стабилизации добычи углеводородов// Академический журнал Западной Сибири. – 2015. – Том 11, №2. – С. 27-28.
3. Клещенко И.И., Ягафаров А.К., Краснов И.И. и др. Способ интенсификации притоков нефти и газа. Патент на изобретение RUS 2249100 06.05.2002.
4. Краснова Т.Л. Собакина О.В. Особенности добычи газа на завершающей стадии эксплуатации месторождения Новые технологии–нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции. Т. 2. -Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. С.75-78.
5. Краснова Е.И, Забоева М.И., Суеров Б.А., Левитина Е.Е., Инякин В.В., Применение методов охвата пластов взаимодействием для повышения нефтеотдачи // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, №5. – С. 114-115.
6. Лапутина Е.С., Краснов И.И, Мараков Д.А., Томский И.С., Инякин В.В. Краткий обзор методов ограничения газопритоков в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, №6. – С. 18-21.
7. Левитина Е.Е., Краснова Е.И, Саркисян А.П., Инякин В.В., Суеров Б.А. Результаты мероприятий на нагнетательном фонде скважин Западно-Солкинского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, №5. – С. 116-117.
8. Мараков Д.А., Краснова Е.И, Инякин В.В., Забоева М.И., Левитина Е.Е. Опыт разработки нефтегазовых месторождений с применением гидроразрыва пласта // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, №5. – С. 117-119.