

УДК 622.276

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ВЫНГАПУРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Саранча А.В., Федоров В.В., Митрофанов Д.А., Зотова О.П.

*ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»,
Тюмень, e-mail: sarantcha@mail.ru*

Опыт разработки юрских пластов многих месторождений показывает, что в условиях низких значений фильтрационно-емкостных свойств, характерных для залежей юры, гидравлический разрыв пласта (ГРП) является эффективным методом интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи. Применение технологии ГРП как метода интенсификации и увеличения нефтеотдачи получило широкое распространение на нефтенасыщенных пластах российских месторождений. Технология показала достаточно высокую эффективность и позволила не только интенсифицировать приток нефти к забоям добывающих скважин, но и увеличить конечную нефтеотдачу пластов на многих месторождениях. Мероприятия по гидроразрыву пласта, проведенные на объектах БВ₈, ЮВ₁ Вынгапуровского месторождения, показали возможность достижения эффективной разработки. Ввиду низких фильтрационно-емкостных свойств и высокой расчлененности все новые скважины на основном объекте БВ₈ и юрских пластах вводятся с проведением ГРП, при этом показатели работы новых скважин свидетельствуют о высоком потенциале запасов этих объектов, которые необходимо продолжать вовлекать в разработку.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта (ГРП), Вынгапуровское месторождение

EFFECTIVE CONDUCT HYDRAULIC FRACTURING IN THE VYNGAPUROVSKOYE FIELD

Sarancha A.V., Fedorov V.V., Mitrofanov D.A., Zotova O.P.

*Federal state budget higher professional educational institution
«Tyumen State Oil and Gas University», Tyumen, e-mail: sarantcha@mail.ru*

Experience in the development of the Jurassic formations of many fields shows that at low values of porosity and permeability characteristic of the Jurassic deposits, hydraulic fracturing (HF) is an effective method of enhanced oil recovery and enhanced oil recovery. The use of hydraulic fracturing as a method of intensification and enhanced oil recovery, is widespread on oil-saturated formations of the Russian deposits. Technology has shown a fairly high efficiency and made it possible not only to intensify the flow of oil to the faces of producing wells, but also to increase the ultimate oil recovery in many fields. Measures to hydraulic fracturing conducted at the facilities BV₈, UV₁ Vyngapurovskogo field, showed the possibility of achieving effective development. Due to the low porosity and permeability and high ruggedness all new wells on the main object BV and Jurassic strata are conducting hydraulic fracturing, and the performance of new wells indicate a high potential stocks of these objects that need to continue to engage in development.

Keywords: Hydraulic fracturing, Vyngapurovskoye field

Гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов воздействия на продуктивный пласт для интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов. Технология ГРП характеризуется созданием в пласте системы каналов с низким фильтрационным сопротивлением, которые позволяют существенно интенсифицировать отбор нефти из низкопроницаемого коллектора. Технологии ГРП различаются по объему закачки проппанта и, соответственно, по размерам создаваемых трещин. Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием.

Технологическая эффективность ГРП определяется:

- эффективной толщиной пласта;

- количеством проницаемых прослоев в интервале перфорации;
- начальной и текущей нефтенасыщенностью коллекторов пласта;
- толщиной перекрывающих и подстилающих глинистых экранов;
- степенью истощения пластовой энергии;
- расположением фронта заводнения, обводненностью продукции близлежащих добывающих скважин;
- удаленностью от нагнетательных скважин и рядом других факторов.

На Вынгапуровском месторождении гидравлический разрыв пласта начал внедряться с 1991 г. на объекте БВ₈. Наибольшая активность применения данной технологии отмечается в период с 2000 по 2010 годы (рис. 1). Успешность выполнения ГРП за все годы применения достаточно высока, за все годы этот показатель выше 92%.

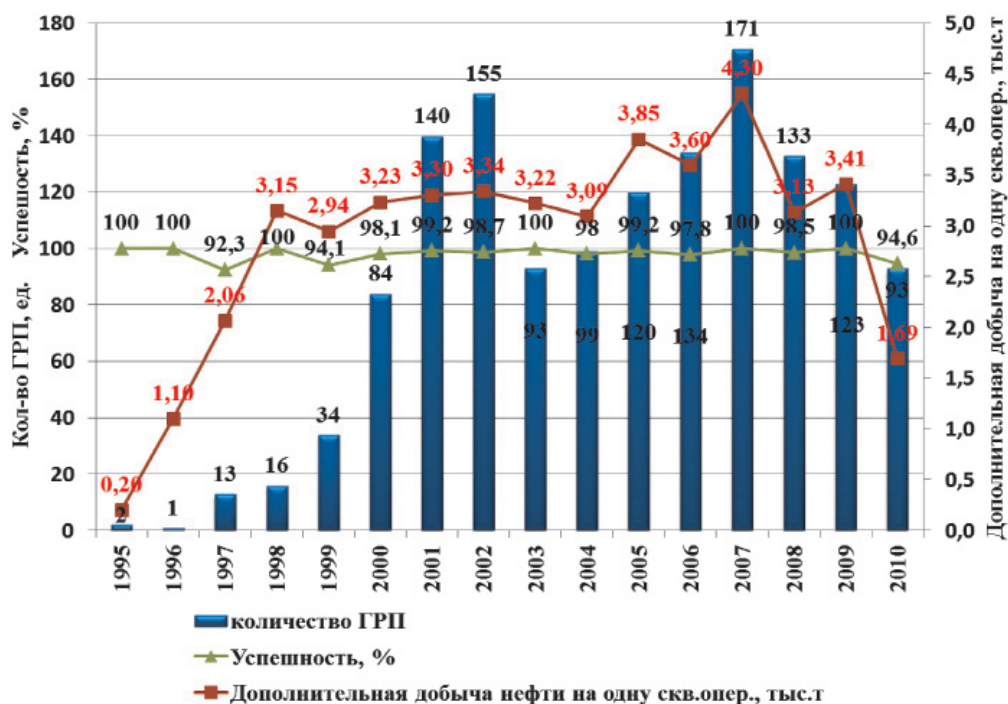


Рис. 1. Динамика проведения ГРП и дополнительной добычи на одну скважино-операцию

С учетом переходящего эффекта за 16 лет проведения ГРП (с 1995–2010 гг.) получено порядка 16 млн т, или 38,4% всей добычи нефти по месторождению за этот период. При этом по основному объекту разработки БВ₈ проведено 1335 операций гидроразрыва пласта на 962 скважинах и добыто 91,7% дополнительной добычи нефти.

Средняя продолжительность эффекта от ГРП за период с 1995–2010 гг. составила 21 месяц, максимальная по залежи объекта ЮВ₁ (район скв. 5186) – 28 месяцев и по объекту БВ₈ – 22 месяца.

Максимальное количество ГРП приходится на 2007 г., когда была выполнена 171 операция при 100% успешности, из них 165, или 96,5%, на объект БВ₈, по 3 операции – на объектах БВ₈¹ и ЮВ₁ (на западной залежи объекта). В 2007 г. более половины ГРП проведено на новых скважинах (89 операций, или 52,0%) и 82 обработки на переходящем фонде. При среднем приросте дебита нефти от ГРП в 2007 г. – 26,5 т/сут, по объекту ЮВ₁ (западная залежь) получено максимальное приращение дебита нефти 73,9 т/сут.

В 2008 г. ГРП был реализован на объектах БВ₈, БВ₅, ЮВ₁ (в районе скв. № 131Р, 318ПО и на западной залежи объекта). Всего было проведено 133 операции ГРП, из них на переходящем фонде – 67 ед. Наибольшее количество ГРП было проведено на объекте БВ₈ (116 операций, или 87,2%)

и дополнительно добыто 351,4 тыс. т нефти с приростом дебита 17,2 т/сут. По объекту ЮВ₁ (западная залежь) ГРП выполнен на пяти скважинах с дополнительной добычей нефти 43,6 тыс. т, получен максимальный прирост дебита нефти (62,8 т/сут). После ГРП на трех скважинах объекта БВ₅ получено дополнительно 7,0 тыс. т с приростом дебита 15,5 т/сут нефти. Успешно проведен ГРП в скв. № 131Р (объект ЮВ₁) с эффектом 5,0 тыс. т, прирост дебита нефти составил 20,4 т/сут. Всего от проведенных в 2008 году ГРП дополнительная добыча составила 416,5 тыс. т с приростом дебита нефти 18,6 т/сут при полной успешности работ.

В 2009 г. выполнено 123 операции ГРП. Гидроразрывы проводились в основном на новых скважинах, а также при углублениях скважин на нижележащие объекты, бурении боковых стволов, при выводе скважин из консервации и на базовом фонде. Дополнительная добыча при углублениях (18 скважин), при резках (4 скважины) и при расконсервации (две операции) с ГРП отнесена на основные мероприятия.

Анализ ГРП проводился по 123 добывающим скважинам, в том числе по 51 скважине нового фонда, по 11 скважинам, находящимся в консервации, по двум скважинам пьезометрического фонда и по 59 переходящим скважинам. Технологическая эффективность проведения гидравлического

разрыва пласта оценивалась по скважинам путем сопоставления базовых дебитов нефти до мероприятия с фактическими после проведения мероприятия.

Максимальный прирост дополнительной добычи дали скважины, введенные из бурения – 276,0 тыс. т нефти, или 65,8% от дополнительной добычи (удельная добыча нефти составила 5,4 тыс. т/скв), из переходящих скважин дополнительно добыто 103,9 тыс. т (24,7%) или 1,8 тыс. т/скв, из расконсервированных скважин получено 35,6 тыс. т или 8,5% (3,2 тыс. т/скв) и из пьезометрических скважин дополнительная нефть составила 1,0% или 4,3 тыс. т (2,1 тыс. т/скв).

В 2009 г. на объекте БВ₈ реализовано ГРП на 117 скважинах, из них 13 углублений, 4 зарезки с приростом дебита 23,6 т/сут и дополнительной добычей 396,0 тыс. т. На объекте БВ₈¹ ГРП выполнены на 4 скважинах (одна из бурения, одна переходящая и две из консервации), дополнительно добыто 6,3 тыс. т, с приростом дебита 7,8 т/сут. На юрских залежах в 2009 г. было проведено два гидро-разрыва пласта в новых скважинах (на скв. № 8245 в районе скв. № 417ПО с дебитом 25,3 т/сут и на скв. № 4330 в районе западной залежи объекта с дебитом 53,2 т/сут).

В 2010 г. выполнено всего 93 операции по гидроразрыву пласта. После ГРП в работу запущена 91 скважина, кроме двух неудачных ГРП на скв. № 6385 (объект БВ₂) и на скв. № 8369 (объект ЮВ₁ в р-не скв. 417ПО). Гидроразрывы проведены на 15 новых скважинах, введенных из бурения на низкопроницаемые пласты: БВ₈ – 13, БВ₈¹ – 1 и ЮВ₁ в р-не скв. № 417ПО – одна операция, а также при углублениях скважин, бурении вторых стволов и при выводе скважин из консервации.

На рис. 2 представлена динамика среднего объема расклинивающего агента. Отметим, что при проведении ГРП в период с 2006 по 2010 гг. наблюдается увеличение количества закачиваемого проппанта на одну обработку с 64 до 80 т, при этом удельная эффективность проводимых операций с 2007 по 2010 год неуклонно снижается с 4,3 до 1,69 т на скважино-операцию (рис. 1).

В таблице представлены основные показатели эксплуатации скважин до и после ГРП в 2010 г., а также их эффективность.

В 2010 г. средний процент обводненности после проведения ГРП увеличился на 39,7%, в т.ч. по объекту БВ₈ на 26,5%, БВ₈¹ – на 53,3%, по объекту ЮВ₁ (в районе скв. № 318ПО) на 28,0% и по ЮВ₁ (в районе скв. № 417ПО) – на 51,0%.

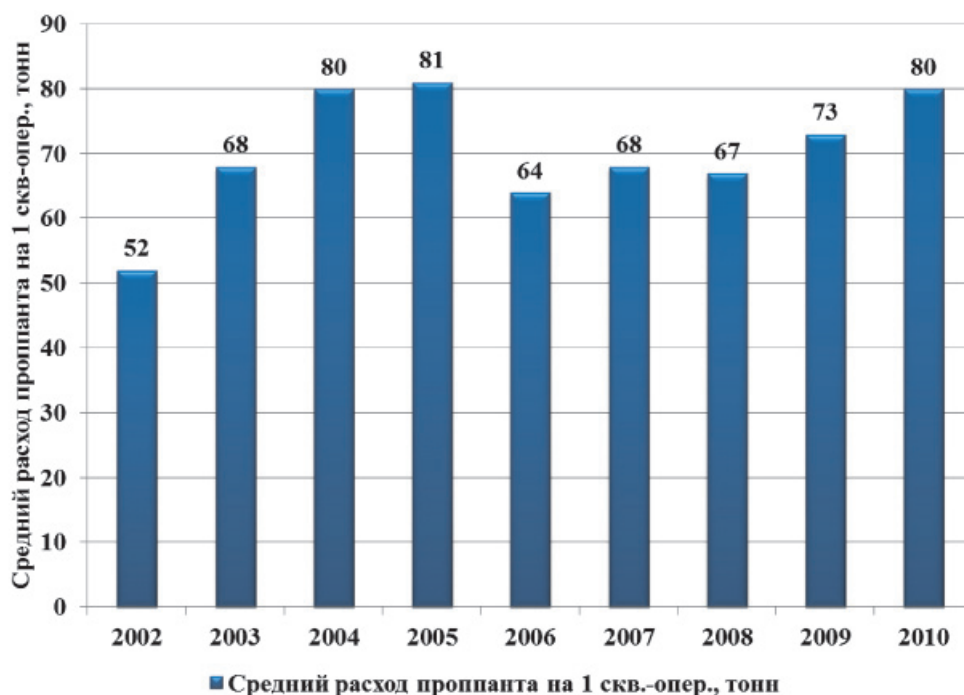


Рис. 2. Динамика среднего объема проппанта на одну скв.-операцию ГРП

Основные показатели эксплуатации скважин до и после ГРП в 2010 г.

Объект	Кол-во скважин	Параметры работы скважин до ГРП			Параметры работы скважин после ГРП			Прирост дебита, т/сут		Изменение обводнения, %	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Длительность работы 1 скв., сут	Кратность увеличения, т/сут		Удел. эффективность, т/скв
		дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводнение, %	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводнение, %	нефти	жидкости				дебит нефти	дебит жидкости	
БВ ₂	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	
БВ _к	86	5,3	7,1	25,2	21,0	43,5	51,8	11,8	36,4	26,5	149,67	147	3,9	6,1	1739
БВ _к ¹	3	2,1	2,2	5,0	13,0	31,3	58,3	9,5	29,0	53,3	7,04	246	6,1	13,9	2345
ЮВ ₁ (318ПО)	1	9,1	19,8	54,0	5,0	27,8	82,0	1,2	8,0	28,0	0,22	175	0,5	1,4	216
ЮВ ₁ (417ПО)	2	0,0	0,0	0,0	8,6	17,6	51,0	0,9	17,6	51,0	0,04	21	0,0	0,0	19
Итого	93	4,1	5,2	21,1	11,9	30,4	60,8	11,7	25,1	39,7	156,86	146	2,9	5,8	1687

При оценке процента воды после ГРП на действующем фонде необходимо принимать во внимание, что если идет процесс обводнения скважины (скважина до ГТМ находится в зоне влияния фронта заводнения), то после проведения ГРП низка вероятность, что процесс обводнения продукции останется прежним. Поскольку при ГРП дополнительно подключаются пропластки на длину трещины до 150 м от ствола, где уже присутствует нагнетаемая вода. Практика показывает, что процент обводненности увеличивается более чем на 25 %.

Выводы

Зачастую эффективность работ при проведении ГРП на объектах БВ₃, ЮВ₁ обусловлена залеганием нижележащих водонасыщенных пропластков, и при проникновении трещины ГРП они становятся основным источником притока, при этом в незначительной мере работают нефтенасыщенные части пласта. Поэтому рекомендуется применять технологии сдерживания вертикального распространения трещины. Для этого могут быть использованы технологии «J-фрак» с применением растворимого волокна в системе рабочей жидкости ГРП для снижения ее вязкости с одновременным сохранением транспортных свойств, а для объекта БВ₃ – применение в случаях с высокой эффективностью рабочей жидкости буфера на основе линейного геля. Также рекомендуется контроль проведения мини-ГРП путем применения термометрии для исследования распространения трещины по высоте и точной калибровки физической модели объекта.

Список литературы

1. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи: пер. с англ. / под ред. У. Лайонза и Г. Плизга. – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.
2. Гриценко А.И., Методы повышения продуктивности скважин. – М.: ОАО Изд-во «Недра», 1997. – 364 с.

3. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – 1999.

4. Дополнение к технологической схеме разработки Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения: отчет, ООО «Газпромнефть Научно-технический центр. – Тюмень, 2011.

5. Саранча А.В. Определение продуктивности скважин при гидроразрыве пласта / А.В. Саранча, М.Л. Карнаухов // Известия высших учебных заведений. – 2007. – № 4. – С. 29–32.

6. Саранча А.В. Разработка и исследование методов оценки и интерпретации кривых восстановления давления в скважинах после гидроразрыва пласта: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2008.

References

1. Bolshoj spravocnik inzhenera neftegazodobychi. Razrabotka mestorozhdenij. Oborudovanija i tehnologii dobychi / Pod red. U. Lajonza i G.Plizga–Per. s angl. SPb.: Professija, 2009. 952 p.
2. Gricenko A.I., Metody povyshenija produktivnosti skvazhin. M.: OAO «Izdatelstvo «Nedra», 1997. 364 p.
3. Kanevskaja R.D. Matematicheskoe modelirovanie razrabotki mestorozhdenij nefi i gaza s primeneniem gidravlicheskogo razryva plasta. 1999.
4. Otchet «Dopolnenie k tehnologicheskoi sheme razrabotki Vyngapurovskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdenija», ООО «Gazpromneft Nauchno-tehnicheskij centr, Tjumen, 2011.
5. Sarancha A.V. Opredelenie produktivnosti skvazhin pri gidrorazryve plasta. A.V. Sarancha, M.L. Karnauhov // Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. 2007. no. 4. pp. 29–32.
6. Sarancha A.V. Razrabotka i issledovanie metodov ocenki i interpretacii krivyh vosstanovlenija davlenija v skvazhinah posle gidrorazryva plasta // avtoreferat dissertacii na soiskanie uchenoj stepeni kandidata tehniceskikh nauk / Tjumenskij gosudarstvennyj neftegazovij universitet. Tjumen, 2008.

Рецензенты:

Грачев С.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень;

Леонтьев С.А., д.т.н., профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень.

Работа поступила в редакцию 01.04.2015.