

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА УЛЬЯНОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Бойко А.С.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: asb361@mail.ru

Ульяновское нефтяное месторождение находится в 190 км к северо-западу от города Сургута на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Тюменской области. Наибольший вклад в общую дополнительную добычу по месторождению приходится на долю гидравлического разрыва пласта, то есть одного из методов,кратно повышающих дебит жидкости и нефти. За период разработки на месторождении проведено 43 скважино-операции ГРП, из них в добывающих скважинах - 33, в нагнетательных скважинах – 10. Основной объем мероприятий в добывающих и нагнетательных скважинах проведен в 2005-2006 году. В процессе проведения работ использовались различные технологии гидравлического разрыва пласта с широким диапазоном изменения геометрических параметров трещин. Масса закачки пропанта, характеризующая объем закрепленной трещины, в добывающих скважинах изменялась от 6.0 до 40.0 т, составляя в среднем 17.3 т. Основное количество скважиноопераций ГРП проведено по стандартной технологии – 35, селективных – 3, с технологической остановкой – 2, по технологии TSO – 2, в горизонтальном стволе – 1. За счет проведения 43 скважиноопераций ГРП дополнительно добыто 908 тыс. т нефти.

Ключевые слова: интенсификация притока, добывающая скважина, нефть, гидравлический разрыв пласта, призабойная зона

ANALYSIS OF THE HYDRAULIC FRACTURING EFFECTIVENESS IN THE ULYANOVSKOYE FIELD

Boyko A.S.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education “Industrial University of Tyumen”, Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: asb361@mail.ru

The Ulyanovskoye oil field is located 190 km north-west of the city of Surgut in the Surgut district of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug - Ugra of the Tyumen region. The largest contribution to total additional production from the field is due to the fracturing of the reservoir, that is, one of the methods that multiply the flow rate of liquid and oil. During the development period, 43 wells were carried out at the field, including 33 wells in production wells, and 10 injection wells. The majority of activities in production and injection wells were conducted in 2005-2006. In the course of the work, various technologies of hydraulic fracturing of the formation with a wide range of geometric parameters of cracks were used. The weight of injection of proppant, characterizing the volume of a fixed crack, varied from 6.0 to 40.0 tons in producing wells, averaging 17.3 tons. The main number of wells was performed according to standard technology - 35, selective - 3, technological stop - 2, TSO technology - 2, in the horizontal trunk - 1. By carrying out 43 wells of hydraulic fracturing, 908 thousand tons of oil was additionally extracted.

Keywords: inflow intensification, production well, oil, hydraulic fracturing, bottomhole zone

Ульяновское нефтяное месторождение находится в 190 км к северо-западу от города Сургута на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Тюменской области.

Гидравлический разрыв пласта является одним из наиболее эффективных и вместе с тем высоко затратных методов повышения производительности скважин [1-5], вскрывающих низкопроницаемые, слабодренлируемые коллектора. Данный метод применяется на месторождении с 2003 года. Гидравлический разрыв проводился на скважинах объектов АС11/1, БС4/1(1-2) и ЮС0.

За период разработки на месторождении проведено 43 скважинооперации ГРП, из них в добывающих скважинах - 33, в нагнетательных скважинах – 10 (в том числе в скважинах, находившихся в отработке на нефть и переведенных в систему ППД - 8). Динамика проведения ГРП представлена на рисунке 1. Основной объем мероприятий в добывающих и нагнетательных скважинах проведен в 2005-2006 году.

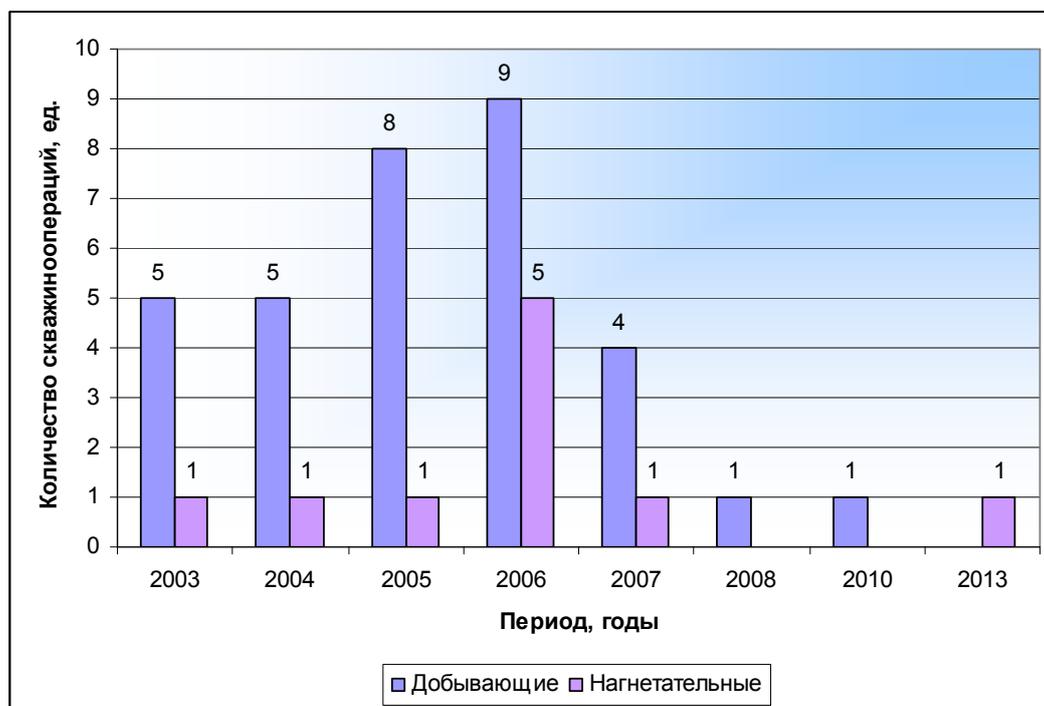


Рисунок 1 – Динамика проведения ГРП на добывающем и нагнетательном фонде скважин Ульяновского месторождения

В процессе проведения работ использовались различные технологии ГРП с широким диапазоном изменения геометрических параметров трещин. Масса закачки проппанта, характеризующая объем закрепленной трещины, в добывающих скважинах изменялась от 6.0 до 40.0 т, составляя в среднем 17.3 т, в нагнетательных скважинах 11.8 и 21.4 т, в скважинах, находившихся в отработке на нефть и переведенных в систему ППД, от 6.4 до 23.6 т, составляя в среднем 17.2 т.

Основное количество скважиноопераций ГРП проведено по стандартной технологии – 35 (81.4 % от общего количества проведенных ГРП), селективных – 3 (6.9 %), с технологической остановкой – 2 (4.7 %), по технологии TSO – 2 (4.7 %), в горизонтальном стволе – 1 (2.3 %), рисунок 2.

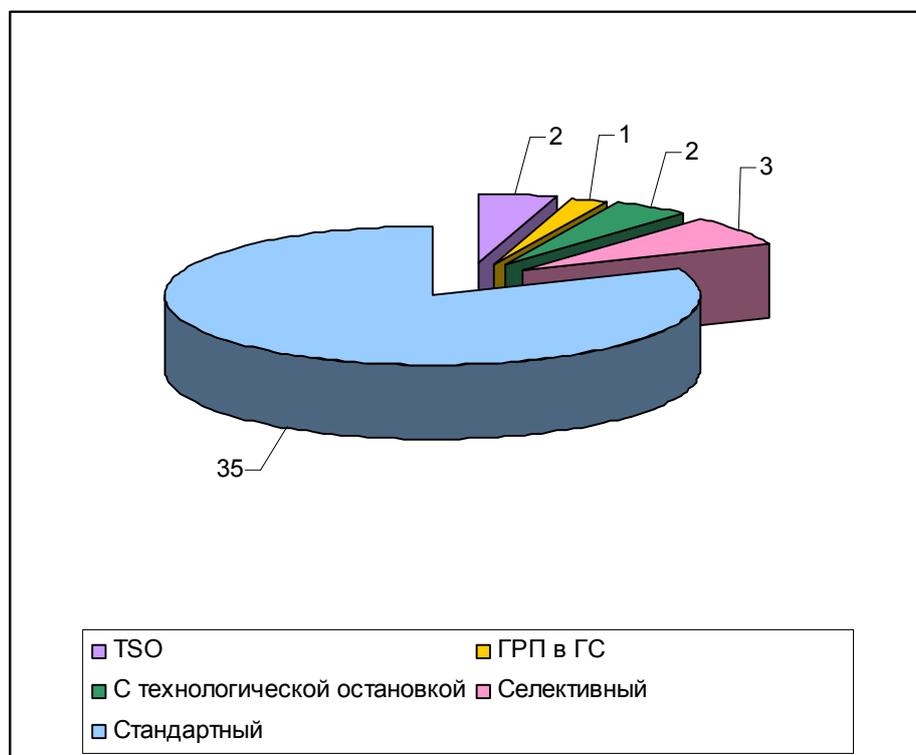


Рисунок 2 – Распределение фонда скважин по технологии проведения ГРП

Оценка эффективности ГРП по скважинам действующего фонда производилась с использованием принятых в отрасли характеристик вытеснения. Технологическая эффективность ГРП в скважинах, вводимых после бурения, оценивалась методом экспертных оценок, при этом базовые режимы оценивались по результатам испытаний разведочных скважин, а также по результатам опробования эксплуатационных скважин перед проведением ГРП.

За счет проведения 43 скважиноопераций ГРП дополнительно добыто 908.24 тыс. т нефти.

Результаты проведения ГРП в добывающих скважинах, нагнетательных скважинах и скважинах находившихся в отработке на нефть и переведенных в систему ППД представлены в таблицах 1 - 3.

Объект АС11/1

На 01.01.2014 г. на объекте проведено 3 скважинооперации ГРП, из них в действующих добывающих скважинах – 2 (скв. № 500, 503), при переводе с объекта БС4/1(1-2) – 1 (скв. № 621). За счет воздействий дополнительно добыто 6.54 тыс.т. нефти.

Таблица 1 – Результаты проведения ГРП в добывающих скважинах Ульяновского месторождения по состоянию на 01.01.2014

№ п/п	№ скв.	Дата воздействия	Режимы проведения ГРП			Показатели эксплуатации скважин с ГРП						
			вид ГРП	технология ГРП	масса пропранта, т	до воздействия				после воздействия		
						дебит жидкости, т/сут	дебит нефти, т/сут	обводнёность, %	накопленная добыча нефти, тыс. т	дебит жидкости, т/сут	дебит нефти, т/сут	обводнёность, %
Объект АС11/1												
ГРП в действующих скважинах												
1	503	04.01.06	Стандартный	Стандартный	18,8	2,4	2,4	1,2	5,64	18,4	5,9	68,1
2	500	01.02.07	Стандартный	TSO	24,6	7,3	6,3	13,8	7,03	12,2	10,3	15,6
Суммарные значения					43,4				12,68			
Средние значения					21,7	4,8	4,3	10,6	6,34	15,3	8,1	47,2
ГРП при переводе с других объектов												
3	621	08.10.08	Стандартный	Стандартный	15,8	Перевод с БС4/1(1-2)				13,7	6,0	56,0
Объект БС4/1(1-2)												
ГРП в действующих скважинах												
1	609	08.02.05	Стандартный	Стандартный	10,6	6,4	6,3	2,2	1,91	20,2	15,6	22,5
2	620	27.06.05	Объёмный	Стандартный	34,0	2,8	2,7	3,5	3,00	43,4	37,6	13,2
3	613	09.08.05	Стандартный	Стандартный	27,8	9,5	9,3	2,7	7,35	22,3	16,5	26,0
4	612	31.10.05	Стандартный	Стандартный	19,1	9,9	9,6	3,0	4,48	30,2	25,0	17,2
5	630	29.11.05	Стандартный	Стандартный	8,4	9,9	9,5	4,2	1,99	24,2	22,5	7,1
6	631	03.12.05	Стандартный	Стандартный	12,4	7,6	7,4	2,6	2,35	19,2	18,7	2,9
7	622	22.02.06	Стандартный	Селективный	20,4	9,0	7,4	17,9	5,51	25,3	19,5	22,8
8	621	12.04.06	Стандартный	Стандартный	6,0	4,0	3,6	11,3	1,97	6,0	4,3	28,4
9	637	25.05.06	Стандартный	Селективный	12,6	9,2	7,6	17,7	2,18	15,3	6,6	56,9
10	638	05.06.06	Объёмный	Стандартный	31,2	9,4	7,1	23,9	3,16	14,2	8,6	39,3
11	639	30.07.06	Стандартный	Стандартный	14,6	2,5	2,4	3,2	1,74	14,8	9,7	34,1
12	645	11.04.07	Стандартный	Стандартный	19,0	11,3	10,9	3,4	6,23	3,3	3,0	9,1
13	677	18.07.07	Стандартный	Селективный	20,1	2,5	1,8	30,0	0,78	19,3	7,4	61,7
14	3307R	23.09.07	Стандартный	Стандартный	14,2	2,5	2,2	11,8	1,80	51,5	22,4	56,6
Суммарные значения					250,4				44,42			
Средние значения					17,9	6,9	6,3	9,2	3,17	22,1	15,5	29,7
ГРП на стадии строительства												
15	615	06.07.03	Стандартный	С технологической остановкой	12,7	Из бурения				10,5	9,8	6,1
16	621	20.07.03	Стандартный	Стандартный	10,6	Из бурения				4,3	4,2	2,3
17	614	19.08.03	Стандартный	С технологической остановкой	12,4	Из бурения				10,8	10,0	6,9
18	619	13.12.03	Стандартный	Стандартный	22,4	Из бурения				7,2	4,9	31,9
19	626	14.12.03	Стандартный	Стандартный	12,4	Из бурения				8,6	6,9	19,3
20	623	15.01.04	Стандартный	Стандартный	24,4	Из бурения				10,3	9,0	12,7
21	611	18.05.04	Стандартный	Стандартный	16,2	Из бурения				9,8	8,0	18,1
22	608	20.07.04	Стандартный	Стандартный	9,3	Из бурения				45,1	42,6	5,5
23	606	28.07.04	Стандартный	Стандартный	16,6	Из бурения				6,1	5,6	8,0
24	604	06.08.04	Стандартный	Стандартный	15,4	Из бурения				22,9	12,6	45,2
25	632	21.02.05	Стандартный	Стандартный	11,9	Из бурения				5,5	4,0	26,5
26	646	30.12.05	Стандартный	Стандартный	17,0	Из бурения				10,6	7,2	31,9
27	643	04.02.06	Стандартный	Стандартный	16,2	Из бурения				22,4	19,4	13,3
28	647	05.02.06	Стандартный	Стандартный	16,3	Из бурения				16,6	14,6	12,1
Суммарные значения					213,8							
Средние значения					15,3					13,6	11,3	16,6

Таблица 2 – Результаты проведения ГРП в нагнетательных скважинах объекта БС4/1(1-2) Ульяновского месторождения по состоянию на 01.01.2014

№ п/п	№ скв	Эксплуатационный объект	Дата ГРП	Режимы проведения ГРП			Показатели эксплуатации скважин с ГРП	
				вид ГРП	технология ГРП	масса проппанта, т	до воздействия	после воздействия
							приёмистость, м ³ /сут	
1	627	БС4/1(1-2)	26.06.13	Стандартный	Стандартный	21,4	3,2	40,9
2	618	БС4/1(1-2)	18.06.07	Стандартный	Стандартный	11,8	25,5	212,9
Суммарные значения						33,2		
Средние значения						16,6	14,3	126,9

Таблица 3 – Результаты проведения ГРП в нагнетательных скважинах объекта БС4/1(1-2) Ульяновского месторождения, находившихся в отработке на нефть и переведенных в систему ППД, по состоянию на 01.01.2014

№ п/п	№ скв.	Эксплуатационный объект	Дата ГРП	Режимы проведения			Показатели эксплуатации скважин с ГРП							
				вид ГРП	технология ГРП	масса проппанта, т	до воздействия				после воздействия			приёмистость при переводе в ППД, м ³ /сут
							дебит жидкости, т/сут	дебит нефти, т/сут	обводнённость, %	накопленная добыча нефти, тыс. т	дебит жидкости, т/сут	дебит нефти, т/сут	обводнённость, %	
1	618	БС4/1(1-2)	20.08.03	Стандартный	Стандартный	12,5	Из бурения			12,5	11,84	5,4	65,4	
2	610	БС4/1(1-2)	03.06.04	Стандартный	Стандартный	6,4	Из бурения			7,3	6,3	14,1	112,3	
3	629	БС4/1(1-2)	07.02.05	Стандартный	Стандартный	20,0	Из бурения			4,7	3,5	26,6	207,9	
4	642	БС4/1(1-2)	03.01.06	Стандартный	TSO	23,6	Из бурения			13,6	12,3	9,3	154,8	
5	650	БС4/1(1-2)	05.03.06	Стандартный	Стандартный	18,0	Из бурения			11,0	3,9	64,9	45,2	
6	651	БС4/1(1-2)	10.03.06	Стандартный	Стандартный	20,4	Из бурения			11,3	9,9	11,8	89,7	
7	683	БС4/1(1-2)	11.03.06	Стандартный	Стандартный	15,6	Из бурения			14,03	12,5	10,9	237,1	
8	682	БС4/1(1-2)	25.03.06	Стандартный	Стандартный	21,0	Из бурения			6,97	4,33	37,9	28,1	
Суммарные значения						137,5								
Средние значения						17,2				10,2	8,1	20,7	117,6	

В двух скважинах ГРП проведен по стандартной технологии, в одной по технологии TSO. Средняя масса закачки проппанта составила 19.7 т.

После проведения ГРП в действующих добывающих скважинах № 500, 503 средняя кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3.2 (1.9) раза. Средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 4.8(4.3) до 15.3(8.1) т/сут. Средняя обводненность продукции скважин увеличилась на 36.6 % (с 10.6% до 47.2%).

По состоянию на 01.01.2014 г. в скважинах проведена зарезка боковых стволов. За счет проведения двух скважиноопераций ГРП дополнительно добыто 0.20 тыс.т нефти, при текущей удельной эффективности 0.10 тыс.т/скв.-опер. Средний прирост нефти составил 0.2 т/сут.

После проведения ГРП в добывающей скважине № 621 при переводе с объекта БС4/1(1-2) дебит жидкости (нефти) составлял 13.7(6.0) т/сут, обводненность добываемой продукции 56.0 %.

По состоянию на 01.01.2014 г. скважина работает с дебитом по жидкости (нефти) 40.5 (8.3) т/сут и обводненностью продукции 79.5%.

За счет проведения ГРП в данной скважине дополнительно добыто 6.34 тыс. т нефти. Средний прирост дебита нефти составил 3.3 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность - 11.34 тыс.т.

Успешность проведения ГРП на объекте АС11/1 оценивается на уровне 33.3 %.

Объект БС4/1(1-2)

На дату анализа на пласте проведено 38 скважиноопераций ГРП, из них в действующих добывающих скважинах – 14 (в том числе один повторный ГРП в скважине № 621), на стадии строительства – 14, в нагнетательных скважинах - 10 (в том числе в скважинах, находившихся в отработке на нефть и переведенных в систему ППД, - 8). За счет воздействий дополнительно добыто 877.69 тыс.т нефти.

Масса закачки проппанта в добывающих скважинах изменялась от 6.0 до 34.0 т, составляя в среднем 16.6 т, в нагнетательных скважинах 21.4 и 11.8 т, в скважинах, находившихся в отработке на нефть и переведенных в систему ППД, от 6.4 до 23.6 т, составляя в среднем 17.2 т.

По стандартной технологии проведено 34 скважинооперации ГРП, с технологической остановкой – 2, селективных ГРП – 1, по технологии TSO -1.

Добывающие скважины

После проведения ГРП в 14 действующих добывающих скважинах средняя кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3.2 (2.5) раз. Средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 6.9 (6.3) до 22.1 (15.5) т/сут. Средняя обводненность продукции скважин увеличилась с 9.2 до 29.7 %.

По состоянию на 01.01.2014 г. в работе находится 10 скважин, в 3 скважинах проведена зарезка бокового ствола, скважина № 621 переведена на объект АС11/1 в октябре 2010 года. Средний дебит действующих скважин по жидкости (нефти) составляет 31.0 (6.8) т/сут, что в 4.5 (1.1) раза больше, чем до проведения ГРП. Средняя обводненность продукции скважин значительно увеличилась и составляет 78.2 %.

За счет проведения 14 скважиноопераций ГРП дополнительно добыто 433.171 тыс.т нефти, при текущей удельной эффективности 30.94 тыс.т/скв.-опер. Средний прирост дебита нефти составил 10.5 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 34.01 тыс.т/скв.-опер. По трем скважинам эффект продолжается.

На рисунке 3 представлено распределение добывающих скважин по дебитам нефти до и после проведения ГРП.

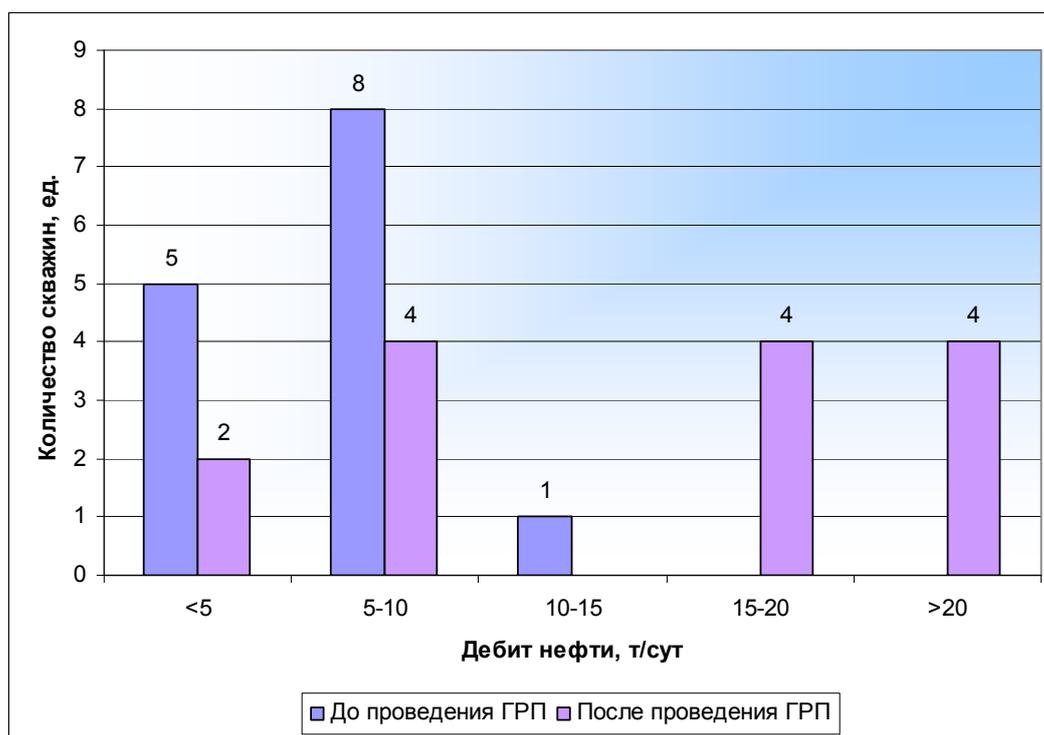


Рисунок 3 – Распределение добывающих скважин по дебитам нефти до и после ГРП

До проведения ГРП с дебитами нефти менее 5 т/сут эксплуатировались – 5 скважин, от 5 до 10 т/сут - 8, более 10 т /сут – 1 скважина. После проведения воздействий 8 скважин работали с дебитами нефти более 15 т/сут, в том числе 4 скважины с дебитом более 20 т/сут, от 5 до 10 т/сут – 4 скважины, с дебитом нефти менее 5 т/сут – 2 скважины.

После проведения ГРП в 14 добывающих скважинах на стадии строительства средний дебит жидкости (нефти) составлял 13.6 (11.3) т/сут, средняя обводненность добываемой продукции 16.6 %.

По состоянию на 01.01.2014 г. в скважине № 621 проведен повторно гидроразрыв пласта, в 6 скважинах проведена зарезка бокового ствола, скважина № 615 переведена на объект АС11/1. В работе с продолжающимся от ГРП эффектом находятся 6 скважин. Средний дебит скважин по жидкости (нефти) составляет 22.8 (7.6) т/сут, средняя обводненность продукции увеличилась до 66.9%.

За счет проведения 14 скважиноопераций ГРП дополнительно добыто 430.12 тыс.т нефти, при текущей удельной эффективности 30.72 тыс.т/скв.-опер. Средний прирост дебита нефти составил 9.8 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 33.79 тыс.т/скв.-опер.

Из данных, приведенных в таблице, видно, что с дебитом нефти более 15 т/сут после проведения ГРП эксплуатировались 10 скважин (35.8 % от общего количества добывающих скважин), в том числе 5 скважин с дебитом нефти более 20 т/сут.

Анализ показателей эксплуатации скважин показал, что средняя текущая эффективность ГРП, проведенных по стандартной технологии (23 скважинооперации), оценивается на уровне 32.86 тыс. т/скв.-опер., при успешности 82.6 %.

Текущая эффективность проведения 3 селективных ГРП оценивается на уровне 11.64 тыс. т/скв.-опер., при успешности 33.3%. Эффект от проведения воздействия на дату анализа завершен.

Текущая удельная эффективность проведения 2 ГРП с технологической остановкой составила 36.30 тыс. т, при успешности 100%. В целом успешность проведения ГРП в добывающих скважинах объекта БС4/1(1-2) оценивается на уровне 78.6 %.

Литература

1. Техничко-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти Ульяновского месторождения / ТО СургутНИПИнефть, А.Н. Юрьев, В.И.Кушнир и др., г. Тюмень, 2007.
2. «Дополнение к технологической схеме разработки Ульяновского месторождения» (отчет) / ТО СургутНИПИнефть, А.Н. Юрьев, М.А.Николаева и др., г. Тюмень, 2011.
3. Шелепов В.В., Крянев Д.Ю., Жданов С.А. О среднем проектном коэффициенте нефтеотдачи пластов // Нефт. хоз-во.- 2012.- № 11.- С. 112 - 114.
4. Шелепов В.В. Новые технологии повышения нефтеотдачи в проектных документах ЦКР Роснедр по УВС. // Бурение и нефть – 2011. - №11 Ноябрь.
5. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень – Курган, Издательство «Зауралье», 2010. – 608 с.