

О.М. Карпова, Б.Г. Ганиев, Н.Ф. Гумаров
 НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть», Альметьевск
 geol_an@tatneft.ru

ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ДОБЫВАЮЩЕМ ФОНДЕ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В работе приведены результаты применения гидроразрыва пласта на объектах разработки нефтегазодобывающего управления «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть» на поздней стадии разработки. Представлены статистические выкладки и аналитические выводы применения технологии гидроразрыв пласта. Результаты указывают на то, что гидроразрыв пласта для НГДУ «Альметьевнефть» является одной из базовых технологий интенсификации добычи нефти.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, фильтрационные потоки, коллекторские свойства, призабойная зона.

На поздней стадии разработки всех эксплуатируемых НГДУ «Альметьевнефть» площадей Ромашкинского месторождения во все более возрастающих масштабах применяется гидроразрыв пласта (ГРП), как один из эффективных методов увеличения производительности добывающих и нагнетательных скважин. Данный метод позволяет коренным образом изменить распределение фильтрационных потоков на значительном удалении от забоя скважины в отличие от других технологий, воздействие которых ограничивается в основном призабойной зоной пласта. Эффективность ГРП наиболее значима в неоднородных коллекторах, где его применение позволяет подключить к разработке не дренируемые ранее пропластки и отдельные участки. В ряде случаев применение ГРП позволяет решить проблемы с регулированием профилей приемистости в нагнетательных и профилей продуктивности в добывающих скважинах, что также является основой для более полной выработки запасов нефти из неоднородных коллекторов.

С 2003 по 2009 гг. средний объем применения ГРП на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» составил 48 скважин в год, с 2010 года идет рост его применения. За 2011 год он достиг по эксплуатационному фонду почти 90 скважин. На рисунке 1 приводится динамика распределения объемов проведения гидроразрыва пластов на эксплуатационном фонде отдельно добывающих и нагнетательных скважин.

На начало 2012 года общий накопленный объем применения ГРП на добывающих скважинах достиг 401 скважино-обработки, на нагнетательных – 103. Характеризуя эффективность применения гидроразрыва пласта, обычно приводят установившийся среднесуточный прирост за первый год – год внедрения (Рис. 2).

Далее приводится одна из форм постоянно используемых аналитических таблиц по мониторингу динамики и эффективности ГРП (текущий накопленный среднесуточный прирост и его динамика, текущая дополнительная добыча нефти на 1 скважину и текущий среднесуточный

Окончание статьи И.З. Чупиковой «Доразведка, прирост запасов и добыча нефти на «старых» месторождениях новыми технологиями...»

Качество первичного вскрытия на ПКР условно горизонтального ствола скважины №4290Г оценивалось по коэффициенту продуктивности относительно горизонтальных скважин №№2820Г, 2997Г, 3030Г, 3032Г, 2971Г (Рис. 11). Значение коэффициента продуктивности скважины №4290Г составляет: 4,2 м³/МПа*м. Среднее значение того же параметра в скважинах №№2820Г, 2997Г, 3030Г, 3032Г, 2971Г – 1,63 м³/МПа*м.

В многозабойной скважине №4289М с первичным вскрытием на ПКР коэффициент продуктивности равен 19,2 м³/МПа*м, а в скважине №4292М, вскрытой на водном растворе ПАВ – 10,02 м³/МПа*м (Рис. 12).

Таким образом, ведение эффективной разработки месторождения – это грамотное и профессиональное планирование, своевременное проведение геолого-технических мероприятий, что позволяет увеличить время эксплуатации объектов, находящихся на последней стадии разработки.

I.Z. Chupikova. Additional exploration, reserves increment and oil production on the «old» fields by new technologies on the example of Novo-Elhovsky field.

In this article estimation is made for the possibility of oil production control on the optimal level, while maintaining current water level of recovered production under conditions of field operation on the late stage of development. Significance of additional exploration as well as reserves increment for the effective development of these fields is shown.

Key words: additional exploration, reserves increment, oil production, water cut, late stage of development.

Изида Зангировна Чупикова

Главный геолог – заместитель начальника НГДУ «Елховнефть» ОАО «Татнефть».

423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, пр. Г.Туккая, 33. Тел.: 8-8553 31-83-71.

прирост за последний месяц эксплуатации). По мероприятиям 2002-2006 гг. эффект по многим скважинам продолжается и сегодня, после 4,5-5 летнего срока заявленного эффекта, и, естественно, их средний текущий дебит снизился и составляет менее 2 т/сут (Табл. 1, выделено отдельным желтым цветом) (Гумаров и др., 2010).

Благодаря сверхнормативной добыче нефти по скважинам 2002-2006 гг., общая дополнительная добыча нефти по НГДУ за счет ГРП к 2008 году достигла 300 тыс. тонн, с последующим началом его снижения по мере сокращения эффекта по вышеуказанным скважинам (Рахманов и др., 2011).

Для обеспечения же утвержденных норм добычи по НГДУ требуется ежегодная отдача дополнительной добычи нефти более 315 тыс.т., и соответственно объем ГРП согласно расчетам в 2012 году будет увеличен до 120 скважин в год, на 2013 – 150 скважин (Рис. 3).

Согласно полученным результатам коэффициент продуктивности после ГРП увеличивается в среднем в 3,2 раза, с соответствующими их показателями по типам коллекто-

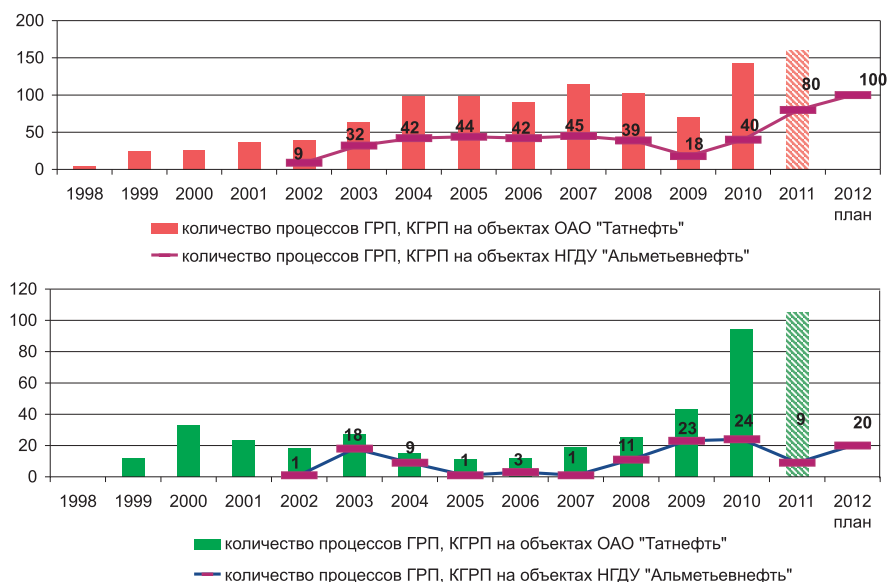


Рис. 1. Динамика проведения ГРП на эксплуатационном фонде добывающих и нагнетательных скважин на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» и ОАО «Татнефть».

Год мероприятия	Количество участков (эксплуатационный фонд)	Прирост в целом за весь период экпл., т/сут	Прирост за первый год, т/сут	Накопленный среднесуточный прирост, т/сут										Текущий за декабрь 2011	Доп. добыча на 1 скв, т (факт)
				на 01.01.03	на 01.01.04	на 01.01.05	на 01.01.06	на 01.01.07	на 01.01.08	на 01.01.09	на 01.01.10	на 01.01.11	на 01.01.12		
2002	8	1,6	1,7	1,7	2,1	2	2	2,2	2,2	2	1,8	1,7	1,6	1,18	5383
2003	31	3,6	3,5		3,5	4,4	4,4	4,6	4,4	4,2	4	3,8	3,6	1,92	9125
2004	41	3,1	5,1			5,1	4,7	4,4	4,2	3,8	3,5	3,3	3,1	1,57	6716
2005	44	3,1	4,8				4,8	4,8	4,4	4	3,6	3,3	3,1	1,87	6381
2006	42	3,6	3,6					3,4	4,4	4,5	4,2	3,8	3,6	1,44	6320
2007	45	3,2	5						5	4,5	4	3,5	3,2	2,14	4329
2008	39	3,7	4,6							4,7	4,5	4,1	3,7	2,3	4167
2009	18	2,9	3,3								3,3	3,4	2,9	2,1	2209
2010	40	4,7	4,6									4,6	4,7	4,7	2065
2011	79	4,7	4,7										4,7	4,7	600
Итого		3,4		1,3	3,1	4,1	4,2	4,3	4,2	4	3,8	3,5	3,4		4261

Табл. 1. Динамика среднесуточного накопленного прироста по добывающим скважинам после ГРП.



Рис. 2. Динамика среднесуточных приростов дебита нефти за первый год (год внедрения).

ров (алевролиты, глиносодержащие песчаники, песчаники). Основной объем работ приводится по глинистым коллекторам (более 71%) (Рис. 4).

Общий средний дебит до ГРП составляет 2,8 т/сут, по жидкости 5,6 т/сут, весовая обводненность – 50,4 %. Установившийся накопленный после гидроразрыва пластов средний дебит добывающих скважин по нефти – 6,2 т/сут (Табл. 2).

В целом, согласно предварительным расчетам, количество добывающих скважин, по которым не будет достигнута дополнительная добыча в 1200 тонн нефти, будет менее чем 20 % (Табл. 3). Индекс доходности более 1,0 будет достигнут как минимум по более чем 80 % скважин. При этом общий расчетный средний индекс доходности более 1,4.

По мере увеличения охвата фонда добывающих скважин гидроразрывом пласта возникла необходимость в расширении критериев подбора скважин-кандидатов для ГРП.

За счет опытных работ 2006-2007 гг., были расширены рамки применения технологии по базовой обводненности добывающих скважинах. Так, на скважинах с начальной обводненностью более 70 %

(Табл. 4), работы проведены на 39 скважинах с общим накопленным приростом 3,1 т/сут.

На начало 2012 года выполнено 44 повторных обработок ГРП, в том числе 36 обработок на добывающих скважинах. Так по добывающим скважинам среднесуточный прирост после первого процесса 2,7 т/сут.

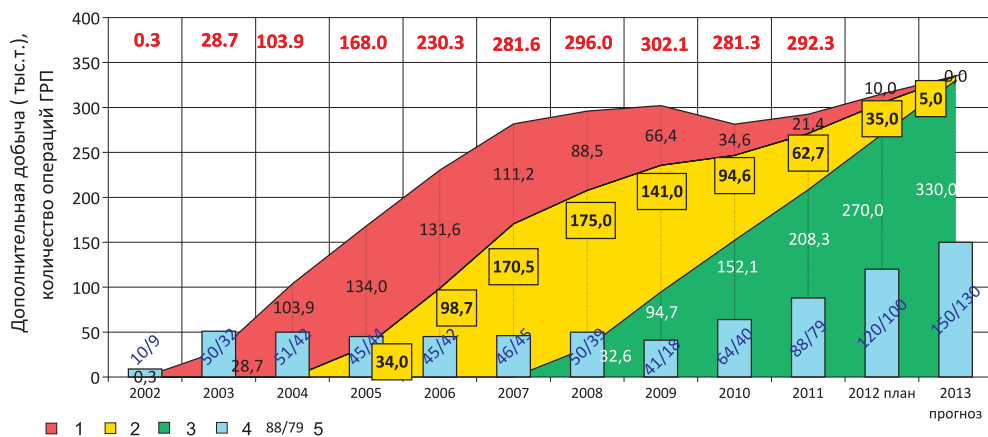


Рис. 3. Динамика дополнительной добычи нефти за счет мероприятий ГРП в НГДУ «Альметьевнефть». Дополнительная добыча нефти: 1 – за счет ГРП 2002-2004 гг. в текущем году, тыс. т., 2 – за счет ГРП 2005-2007 гг. в текущем году, тыс. т., 3 – за счет ГРП 2008-2012 гг, тыс. т. 4 – Количество эксплуатационных скважин; 5 – Общее количество ГРП за год по эксплуатационному фонду / в т.ч. по добывающему фонду.

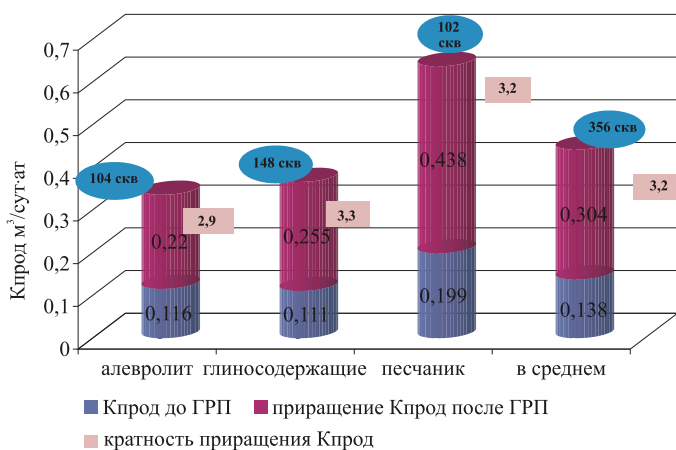


Рис. 4. Изменение коэффициента продуктивности добывающих скважин от проведения ГРП по типам коллекторов.

(Табл. 5), повторная обработка позволила увеличить прирост еще на 2,1 т/сут. Под их воздействие привлекают скважины по двум направлениям:

- не достигнут первоначально планируемый результат;
- краткосрочность проявленного расчетного прироста.

Двойные гидроразрывы пластов проводятся на скважинах, по которым имеется потенциал повышения продуктивности по двум и более пластам. Данная работа проведена на 23 скважинах, в том числе на 18 добывающих скважинах со среднесуточным накопленным приростом 5,6 т/сут, что выше общих средних показателей более чем в 1,6 раза (Табл. 6).

Работы по проведению гидроразрыва пластов на новых скважинах из бурения ведутся с 2010 года, они проведены

Наименование показателя	По нефти, т/сут	По жидкости, т/сут	Обводненность (вес.), %
Средний дебит скважины до ГРП	2,8	5,6	50,4
Средний накопленный дебит скважины после ГРП	6,2	14,3	56,8

Табл. 2. Сопоставление средних дебитов до и после ГРП.

на 14 скважинах, в том числе 11 – на добывающем фонде. Средний накопленный прирост дебита нефти по данному направлению ГРП составляет 3,3 т/сут.

С конца 2010 года положено начало применению большеобъемных гидроразрывов пластов (БГРП), как при первичном его применении на отдельных скважинах, так и в виде повторных ГРП.

На отдельных участках постепенно находит развитие целенаправленное применение площадного гидроразрыва пластов. Одним из примеров является участок 6 блока Миннибаевской площади, где основной

объем ГРП произведен в 2010-2011 гг. (Рис. 5). Приводится помесечная динамика добычи нефти как по указанному участку за 2009-2011 гг., так и по 6 блоку в целом. Абсолютные кривые добычи указывают на рост добычи и вполне коррелируют (Рис. 6).

На начало 2012 г. на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» выполнено более 500 обработок ГРП, в том

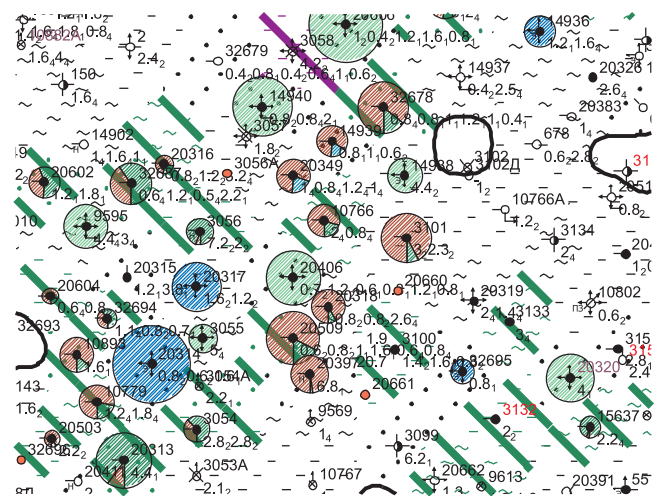


Рис. 5. Пример площадного применения ГРП в центральной части Миннибаевской площади.

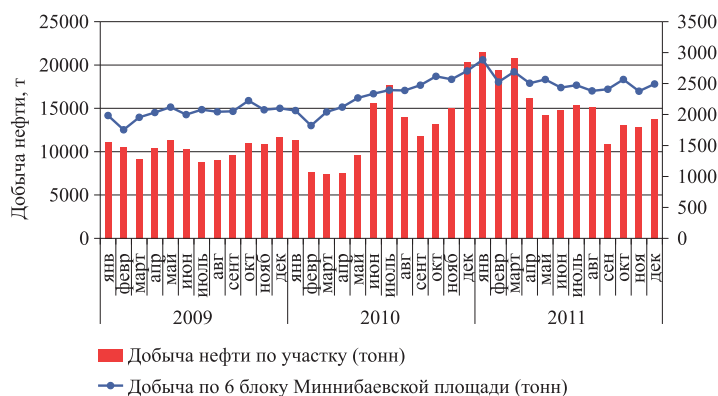


Рис. 6. Динамика добычи нефти по участку площадного применения ГРП.

№ п/п	Интервал среднего прироста, т/сут	Количество скважин	В том числе	
			Количество скважин обеспечившие доп. добычу более 1200т.	Дополнительное количество скважин, по которым ожидается обеспечение доп. добычи более 1200т.
1	1,0-1,9	78	55	12
2	менее 1	103	19	16
	Итого	181	74	28

Табл. 3. Количество добывающих скважин со средним приростом нефти менее 2 т/сут., обеспечившие дополнительную добычу более 1200 тонн.

Показатель	Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут	%	Накопленный прирост среднесуточного дебита нефти, т/сут
до ГРП	13,1	2	82,2	3,1
за первый год после ГРП	28,8	5,8	76,6	
текущий	19,9	3,5	79,5	

Табл. 4. Показатели работы по скважинам с базовой обводненностью более 70 %.

Показатель	Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут	%	Накопленный прирост среднесуточного дебита нефти, т/сут
до ГРП	4,4	2,1	45,8	2,7
до повторного ГРП	4,8	2,6	37	2,1
за первый год после повторного ГРП	10,4	5,5	38,8	
текущий	10,6	4,4	51,7	

Табл. 5. Показатели работы по скважинам с повторным применением ГРП.

числе 20 % составляют нагнетательные скважины (Гумаров, 2010). Основными задачами гидроразрыва пласта на нагнетательном фонде скважин являются:

- увеличение приемистости;
- создание гидродинамической связи призабойной зоны нагнетательной скважины с зоной питания окружающих добывающих скважин;
- регулирование профиля приемистости.

По таким показателям, как динамика приемистости, пластовых давлений по участку, изменение коэффициента приемистости, можно произвести однозначную оценку успешности гидроразрыва на участке нагнетательной скважины.

В целом достигнутые результаты по гидроразрыву пластов нагнетательных скважин можно оценить, как недостаточно эффективные: необходимые объемы приемистости достигнуты в среднем на 60 %. В связи с отсутствием других эффективных технологий по восстановлению и достижению необходимых приемистостей для отдельных нагнетательных скважин работы по гидроразрыву будут продолжены, особенно на участках с пониженными пластовыми давлениями. Общее количество первоочередных нагнетательных скважин, требующих проведения гидроразрыва пластов, составляет более 130 скважин.

Для НГДУ «Альметьевнефть» гидроразрыв пластов является одной из базовых технологий и в ближайшие три

Состояние	Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут	% обв.	Рпл	Рзаб
до ГРП	3,2	2,1	23,7	143	86
после ГРП (за первый год эксплуатации)	16,7	10,1	29,7	144	87

Табл. 6. Результаты двойных ГРП на скважинах НГДУ «Альметьевнефть».

года, с учетом работ по проведению повторных ГРП и после бурения новых скважин, необходимый ежегодный объем их применения составляет более 170 скважин в год.

Литература

Гумаров Н.Ф., Ганиев Б.Г., Карпова О.М. О текущих результатах и перспективах применения ГРП на добывающем фонде скважин НГДУ «Альметьевнефть». «Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан». Сб. докл. науч.-практ. конф., посвященной 60-летию образования ОАО «Татнефть». Набережные Челны: ООО «Офис-Трейд». 2010. Ч.1. 88-91.

Гумаров Н.Ф., Ганиев Б.Г., Карпова О.М. Применение ГРП на нагнетательном фонде скважин объектов разработки НГДУ «Альметьевнефть». «Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан». Сб. докл. науч.-практ. конф., посвященной 60-летию образования ОАО «Татнефть». Набережные Челны: ООО «Офис-Трейд». 2010. Ч.2. 228-230.

Рахманов А.Р., Ганиев Б.Г., Карпова О.М., Гумаров Н.Ф. Опыт интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов. «О стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки на примере НГДУ «Альметьевнефть». Сб. статей. Казань: «Центр Оперативной Печати». 2011. 4-18.

O.M. Karpova, B.G. Ganiev, N.F. Gumarov. Use of hydraulic fracturing on the producing well stock on the late stage of the Romashkino field development.

This article is concerned with results of hydraulic fracturing application on the development objects of the Almeteyvskneft Oil and Gas Production Department, Tatneft JSC on the late stage of development. Statistic computations and analytical derivations of hydraulic fracturing technology usage are outlined. Results indicate on that hydraulic fracturing for the Almeteyvskneft Oil and Gas Production Department is one of the basic technologies of oil production stimulation.

Key words: hydraulic fracturing, filtration flow, reservoir properties, bottom-hole area.

Ольга Михайловна Карпова

Геолог технологического отдела по разработке нефтяных и газовых месторождений

Тел.: (8553) 319-633

Буллат Галиевич Ганиев

Начальник технологического отдела по разработке нефтяных и газовых месторождений, к.тех.н.

Тел.: (8553) 319-714

Нафис Фаритович Гумаров

Главный геолог, к.тех.н.

Тел.: (8553) 319-746

НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть». 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 35.