DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-2-45-53

УДК 622.276.72

Д.И. Гималетдинов, В.Ф. Мерзляков, Н.Р. Мерзляков (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Республика Башкортостан)

ПРИМЕНЕНИЕ КОМБИНИРОВАННОГО ПРОППАНТА НА СКВАЖИНАХ ВОСТОЧНО-ПРИДОРОЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Denis I. Gimaletdinov, Vladimir F. Merzlyakov, Nikita R. Merzlyakov
(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

COMBINED PROPPANT APPLICATION ON THE WELLS OF THE VOSTOKHO-PRIDOROZHNOE OIL FIELD

Введение

Гидравлический разрыв пласта является наиболее распространенным методом интенсификации. Его используют для создания новых трещин, а также для расширения естественных. Основными целями использования данного метода являются улучшение сообщаемости со стволом скважины, увеличение системы трещин и снижение энергетических затрат.

Для Западной Сибири данный метод является подходящим, так как месторождения данного района характеризуются пониженной проницаемостью, высокой расчлененностью и низкой начальной нефтенасыщенностью.

Цель и задача

Определение эффективности применения комбинированного проппанта при проведении гидравлического разрыва пласта на скважинах Восточно-Придорожного месторождения.

Результаты

В результате проведенного исследования выявлено, что с увеличением эффективной толщины пласта и массы проппанта происходит рост дебита жидкости после проведения гидравлического разрыва.

Background

Hydraulic fracturing is the most common method of intensification. It is used to create new cracks, as well as for the expansion of natural cracks. The main purpose of this method using are to improve communication with the wellbore, to increase the cracks system and to reduce energy costs.

For Western Siberia, this method is suitable, since the deposits of this region are characterized by a low permeability, high segregation and low initial oil saturation.

Aim and Objective

Efficiency determination of the combined proppant application for the hydraulic fracturing at the wells of Vostokho-Pridorozhnoe oil field.

Results

As a result of the study, it was found that with increasing effective thickness of the formation and proppant mass, the flow rate of the liquid increases after hydraulic fracturing.

Эффект достигается при закреплении трещины многокомпонентными проппантами, при этом на скважинах, вышедших из бурения, идеальным является применение более 6 т расклинивающего агента на 1 м эффективной толщины коллектора. Исследование коэффициента охвата в нагнетательных скважинах в пределах 0,15-0,40 указывает на нормальный процесс вытеснения нефти при массовом проведении гидравлического разрыва пласта.

The effect is achieved when fixing the fracture with multi-component proppants, while drilling out wells is ideal for using more than 6 t of proppant per 1 m of effective thickness of the reservoir. Investigation of the coverage ratio in injection wells in the range of 0.15-0.40 indicates a normal process of oil displacement during hydraulic fracturing of the formation.

Ключевые слова: пласт, неоднородность, методы увеличения нефтеотдачи, гидравлический разрыв пласта, эффективность

Key words: layer, heterogeneity, methods of increasing oil recovery, hydraulic fracturing of the formation, efficiency

Проппant - это твердый гранулообразный материал, служащий для закрепления трещин, создаваемых в процессе гидравлического разрыва пласта (ГРП), представляет собой гранулы идентичных размеров, с характерными диаметрами от 0,5 до 1,2 мм. Каждая гранула - это элементарное керамическое изделие, полученное путем высокотемпературного обжига специального фракционированного глинозема.

В производстве применяют как обычный проппант, так и многокомпонентный. При применении обычного проппанта не позволяет хорошо закрепить трещины вследствие того, что диаметр гранул проппанта слишком большой для заполнения трещины. Поэтому на многих месторождениях стали применять многокомпонентный проппант для лучшего закрепления трещины после ГРП.

На месторождениях Западной Сибири в процессе разработки происходит преимущественная добыча нефти из высокопроницаемых участков, и как следствие происходят ранний рост обводненности продукции и стагнация уровня добычи нефти.

Одним из наиболее эффективных методов на месторождениях Когалымского ре-

гиона в последние годы является применение гидравлического разрыва пласта [1].

На Восточно-Придорожном месторождении ГРП стали проводить с 2005 г. В декабре 2006 г. был осуществлен ГРП на скважине № 950 при продуктивной толщине пласта 4,8 м, проницаемости 0,0228 мкм². Проведенный ГРП принадлежит к разряду большеобъемных операций - в пласт закачено 47 т проппанта компонентов 20/40+30/60+16/30+12/18 с предельной концентрацией 1500 кг/м³ при максимальном темпе закачки жидкости разрыва на водной основе 3,2 м³/мин. В результате проведения ГРП дебит жидкости составил 61 м³/сут, нефти - 2,5 м³/сут [2]. Эффект от применения ГРП обусловлен также снижением содержания воды в продукции скважин.

По итогам обработок 2008 г. как на старых эксплуатационных скважинах, так и на новых скважинах (фонд из бурения) установлены причины получения большего дебита жидкости при влиянии на пласты большей толщины (рисунок 1): при повышении массы проппанта, максимальной концентрации, а по обработкам 2000-2004 гг. - при увеличении темпа закачки жидкости разрыва.

Рисунок 1. Соотношение дебита жидкости по типам скважин и этапам обработок после проведения ГРП: с эффективной толщиной в интервале ГРП (а), массой проппанта (б), максимальной концентрацией (в), темпом закачки жидкости разрыва (г)

По результатам исследования скважин и параметров проведения ГРП были построены серии парных зависимостей дебита жидкости от геологических характеристик продуктивного пласта и технологических параметров операции ГРП.

При корреляционной связи одной и той же величине одного признака отвечают разные величины другого. Пределы изменения коэффициента корреляции находятся в диапазоне от 0 до 1 (-1) и зависят от силы связи. Например, при полном отсутствии связи коэффициент корреляции

будет равен 0, и соответственно связь считается полной и функциональной при коэффициенте корреляции равном 1 или (-1) (таблица 1) [3].

У скважин фонда (2008 г.) связь между дебитом жидкости после ГРП и эффективностью толщины больше, чем у эксплуатационных скважин. Коэффициент корреляции при этом составляет 0,55, что говорит об умеренной связи данных параметров, т.е. прослеживается характер получения большего дебита жидкости при воздействии на пласты большей толщины.

Таблица 1. Схема оценки силы корреляционной связи по коэффициенту корреляции

Сила связи	Величина коэффициента корреляции при наличии	
	прямой связи (+)	обратной связи (-)
Связь отсутствует	0	0
Связь слабая	от 0 до +0,29	от 0 до -0,29
Связь умеренная	от +0,30 до +0,69	от -0,30 до -0,69
Связь сильная	от +0,70 до +0,99	от -0,70 до -0,99
Связь полная	1	-1

Для эксплуатационных скважин (2008 г.) коэффициент корреляции между дебитом жидкости после ГРП и массой проппанта составляет 0,54. Увеличение массы проппанта позволяет достичь роста эффекта по жидкости. Переходя к показателям, стоит подчеркнуть, что по эксплуатационному фонду, как и по новым скважинам (фонд из бурения), прослеживается тенденция получения большего эффекта по жидкости при закачке больших масс проппанта на 1 м эффективной толщины пласта (рисунок 2). Использование от 2 до 4 т/м проппанта на эксплуатационном фонде и более 6 т проппанта на 1 м эффективной толщины продуктивного пласта приводит к ощутимому росту эффекта по жидкости.

Как уже отмечалось ранее, на эксплуатационном фонде даже при увеличении эффекта по жидкости не достигаются высокие дебиты по нефти. Объясняется все это высокой обводненностью продукции после проведения ГРП (72,7 % при массе от 2 до 4 т/м) [2].

Было проведено 23 ГРП с использованием двухкомпонентного проппанта 20/40+16/20(30) с применением комбинаций фракций 20/40+16/20(30)+12/18 и 7 ГРП с применением фракций 20/40+30/60+16/20(30)+12/18. Лучшие результаты по жидкости были получены при использовании трехкомпонентного проппанта 20/40+16/20(30)+12/18 на эксплуатационном фонде (рисунок 3). При проведении ГРП на

фонде новых скважин (фонд из бурения) использование трехкомпонентных и четырехкомпонентных проппантов с увеличением массы (4,8 и 7,8 т/м против 2,5 т/м) оказалось эффективнее по жидкости, чем двухкомпонентного проппанта 20/40+16/20 (3,2 и 4,4 т/сут/м против 2,6 т/сут/м) (рисунок 3).

К 01.01.2009 г. на Восточно-Придорожном месторождении произведено 85 ГРП, включая 3 обработки на нагнетательных скважинах, и 1 ГРП - на скважине с горизонтальным участком ствола (№ 943Г) [4]. За счет 82 ГРП было получено дополнительной нефти 499,6 тыс. т или 6,1 тыс. т на 1 скважину-операцию, включая 153,5 тыс. т за счет ГРП на эксплуатационном фонде, 0,1 тыс. т после возврата и 345,9 тыс. т за счет обработки новых скважин (фонд из бурения).

За промежуток времени с 2005 по 2008 гг. на добывающих скважинах эксплуатационного фонда произведено 11 операций ГРП (при проектном количестве 5 ГРП), при вводе скважин из бурения выполнено 63 обработки (44 ГРП по проекту). За 2006 г. на эксплуатационных скважинах эффективность от проведенных операций не достигла своих проектных показателей (1,3 против 1,8 тыс. т/скв.), в 2007 г. она во много раз ниже (0,07 против 1,5 тыс. т/скв. по проекту), в 2008 г. - 0,6 против 1,5 тыс. т/скв. по проекту. Дополнительная добыча нефти за счет проведения ГРП на новых скважинах, освоенных после бурения, за 2005 г. ниже запроектированной в 2 раза, за 2006-2008 гг. - выше проектных показателей на 2,4-24,3 %.

Рисунок 2. Распределение удельных дебитов нефти и обводненности после ГРП по диапазонам удельной массы проппанта

По фонду эксплуатационных скважин обнаружена прямая зависимость между обводненностью продукции скважин после обработки и величиной накопленной обводненности на время выполнения ГРП, также обнаружен рост обводненности продукции после воздействия с увеличением накопленной за-

качки жидкости по соседней нагнетательной скважине, приходящейся на 1 м расстояния между ними.

В итоге, наблюдается тенденция получения большего дебита жидкости после ГРП с увеличением эффективной толщины пласта и массы проппанта.

При закреплении трещины комбинированными проппантами достигаются наилучшие результаты, в то же время на новых скважинах (фонд из бурения) приемлемым является использование более 6 т расклинивающего агента на 1 м эффективной толщины коллектора.

При увеличении массы проппанта в 1,6 раза эффект по жидкости и нефти от проведения второго ГРП остается на уровне первого. В то же время при увеличении массы проппанта в 4,2 раза эффект от проведения ГРП превысил показатели первого ГРП по жидкости и нефти в 2,3 и 4,3 раза.

Сейчас объектом проведения ГРП являются юрские отложения с коэффициентом проницаемости в диапазоне от 0,0045 до 0,0261 мкм² и с коэффициентом пористости 0,15 д.ед. Практика применения ГРП показала, что наилучшие результаты достигаются при воздействии на пласты с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами коллектора. Однако применение ГРП на пласты с эффективной толщиной менее 4 м является нерациональным.

После проведения ГРП на фонде эксплуатационных скважин происходит увеличение обводненности, что вызвано влиянием законтурных пластовых вод. Поэтому предлагается использовать на 1 м эффективной толщины пласта 4 т расклинивающего агента. Соответственно при удаленности от фронта заводнения стоит увеличить массу проппанта до 4-6 т/м. Комбинации проппанта для закрепления трещины должны определяться на этапе моделирования трещины.

Для уменьшения отрицательного влияния пластовых и закачиваемых вод на эффективность ГРП рекомендуется опробование новых технологий с применением добавки для снижения водоотдачи к жидкостям разрыва, действие будет направлено на снижение фазовой проницаемости по воде [5].

Из вышеописанного следует, что риски увеличения обводненности после проведения ГРП высоки, поэтому рекомендуется проведение ГРП на малодебитных скважинах с обводненностью продукции до 70-80 %.

В будущем рекомендуется продолжение работы по проведению ГРП, сохранив при

этом количество операций в год. Увеличение количества операций возможно только за счет внедрения новых технологий проведения ГРП с использованием модификаторов фазовых проницаемостей. Ввод новых скважин рекомендуется осуществлять совместно с проведением ГРП [4].

Коэффициент охвата пласта является важнейшей характеристикой разработки, иными словами, это доля объема залежи, задействованная в активную разработку. Этот коэффициент в основном зависит от следующих факторов:

1. Физические свойства и геологическая неоднородность разрабатываемого нефтяного пласта в целом (макронеоднородность пласта);

2. Параметры системы разработки месторождения, т.е. расположение скважин в пласте, расстояния между добывающими, а также между добывающими и нагнетательными скважинами, отношение числа нагнетательных к числу добывающих скважин. ;

3. Давления на забоях нагнетательных и добывающих скважин, применение методов воздействия на призабойную зону и совершенства вскрытия пластов;

4. Применение способов и технических средств эксплуатации скважин (механизированные способы добычи, обеспечивающие необходимый отбор жидкости из скважин [6]).

В 2014-2015 гг. на пласте ЮВ₁ был проведен комплекс геофизических исследований в скважинах. После мероприятий рассчитаны коэффициенты охвата пласта заводнением на скважинах, в которых ранее проводился ГРП. Результаты приведены в таблице 2. В среднем коэффициент охвата меняется в пределах 0,15-0,4.

Стоит отметить, что коэффициент охвата не является постоянной величиной, т.е. он меняется со временем и во многом зависит от расположения скважин.

Небольшие показатели коэффициента охвата пласта заводнением связаны с невысокими коллекторскими свойствами пласта, недостаточной степенью изученности, неполным разбуриванием, микро- и макронеоднородностью, участками с низкой проницаемостью [7].

Рисунок 3. Распределение средних значений удельного дебита жидкости ГРП и удельной массы проппанта по типоразмерам проппанта

Таблица 2. Коэффициенты охвата пласта заводнением на скважинах пласта ЮВ1

№ скважины	804-16	831-17	852-17	853-17	957-17
Дата проведения	16.12.2015	07.06.2014	03.10.2015	02.06.2015	17.04.2015
Коэф. охвата	0,2	0,4	0,15	0,3	0,31

Как уже было отмечено, значение коэффициента охвата зависит от расположения скважин и неоднородности пласта.

Неоднородность на этапах проектирования разработки невозможно учесть в пол-

ной мере, поэтому и размещение скважин бывает затруднительно. Однако за счет бурения скважин из резервного фонда можно сократить размеры коллектора, неохваченного заводнением.

Выводы

1. Метод ГРП стал важным составным элементом системы разработки Восточно-Придорожного месторождения, обеспечив стабилизацию текущей добычи нефти в течение последних лет.

2. Применение ГРП позволяет не только интенсифицировать выработку запасов нефти из продуктивных пластов месторождения, но также повысить конечный коэффициент

извлечения нефти по прерывистой зоне объекта.

3. Применение комбинированного проппанта позволило получить хорошие коэффициенты охвата пласта заводнением вследствие лучшего закрепления трещины после ГРП. На скважине № 831-17 удалось получить коэффициент охвата равный 0,4, что свидетельствует о хорошей степени вовлечения объекта в разработку.

Список литературы

1. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Томск: Томский политехнический университет, 2011. 87 с.
2. Некрасов А.С., Ракинцева Л.Н. Проект разработки Восточно-Придорожного месторождения. Пермь: ОАО «ПермНИПИнефть», 2002.
3. Гржибовский А.М. Однофакторный линейный регрессионный анализ // Экология человека. 2010. № 8. С. 55-64.
4. Некрасов А.С., Ракинцева Л.Н., Митрофанов В.П. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Восточно-Придорожного месторождения. Пермь: ОАО «ПермНИПИнефть», 1999.
5. Мерзляков В.Ф. Обоснование и совершенствование технологий разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 267 с.
6. Росляк А.Т., Санду С.Ф. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Томск: Томский политехнический университет, 2008. 162 с.
7. Мерзляков В.Ф. Технология сохранения естественной продуктивности пласта при первичном и вторичном вскрытии. Уфа: БашНИПИнефть, 2002. 114 с.

References

1. Arbuzov V.N. *Ekspluatatsiya neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Operation of Oil and Gas Wells]. Tomsk, Tomskii politekhnicheskii universitet, 2011. 87 p. [in Russian].
2. Nekrasov A.S., Rakintseva L.N. *Proekt razrabotki Vostochno-Pridorozhnogo mestorozhdeniya* [Project of Development of the Vostohno-Pridorozhnoe Field]. Perm, ОАО «PermNIPIneft'», 2002. [in Russian].
3. Grzhibovskii A.M. Odnofaktornyi lineinyi regressiionnyi analiz [Single-Factor Linear Regression Analysis]. *Ekologiya cheloveka - Human Ecology*, 2010, No. 8, pp. 55-64. [in Russian].
4. Nekrasov A.S., Rakintseva L.N., Mitrofanov V.P. *Tekhnologicheskaya skhema opytno-promyshlennoi razrabotki Vostochno-Pridorozhnogo mestorozhdeniya* [Technological Scheme of Trial Development of the Vostohno-Pridorozhnoe Field]. Perm, ОАО «PermNIPIneft'», 1999. [in Russian].
5. Merzlyakov V.F. *Obosnovanie i sovershenstvovanie tekhnologii razrabotki mestorozhdenii s trudnoizvlekaemymi zapasami* [Justification and Improvement of Development Technologies of Fields with Hardly Removable Stocks]. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2003. 267 p. [in Russian].
6. Roslyak A.T., Sandu S.F. *Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii* [Development and Operation of Oil and Gas Fields]. Tomsk, Tomskii politekhnicheskii universitet, 2008. 162 p. [in Russian].
7. Merzlyakov V.F. *Tekhnologiya sokhraneniya estestvennoi produktivnosti plasta pri pervichnom i vtorichnom vskrytii* [Technology of Maintaining Natural Efficiency of Layer at Initial and Secondary Autopsy]. Ufa, BashNIPIneft', 2002. 114 p. [in Russian].

Авторы

• Гималетдинов Денис Ильясович
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Магистрант кафедры «Разработка
и эксплуатация нефтяных и нефтегазовых
месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: gimaletdinovdenis@mail.ru

• Мерзляков Владимир Филиппович, д-р техн.
наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Профессор кафедры «Разработка
и эксплуатация нефтегазовых месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: mvf-49@mail.ru

• Мерзляков Никита Родионович
ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»
Инженер-технолог ТПП «Повхнефтегаз»
Российская Федерация, 628486, г. Когалым,
ул. Прибалтийская, 20
e-mail: meni-ro@rambler.ru

The Authors

• Gimaletdinov Denis I.
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduated Student of Exploration
and Exploitation of Oil and Gas Fields Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: gimaletdinovdenis@mail.ru

• Merzlyakov Vladimir F., Doctor of Engineering
Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Exploration and Exploitation
of Oil and Gas Fields Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: mvf-49@mail.ru

• Merzlyakov Nikita R.
LUKOIL-West Siberia LLC
Production Engineer of TPP «Povchneftegaz»
20, Pribaltiyskaya str., Kogalym, 628486,
Russian Federation
e-mail: meni-ro@rambler.ru