

## ВЛИЯНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

Юсифов Т.Ю.<sup>1</sup>, Фаттахов И.Г.<sup>2</sup>, Юсифов Э.Ю.<sup>3</sup>, Петрова Л.В.<sup>2</sup>, Нафикова Р.А.<sup>2</sup>, Герасимова А.В.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Роснефть - Уфимский научно-исследовательский и проектный институт», e-mail: YusifovTY@ufanipi.ru

<sup>2</sup>Филиал ФГБОУ ВПО «УГНТУ» в г. Октябрьском

<sup>3</sup>ГУ ВПО «Белорусско-Российский университет» в г. Могилёве

В данной статье предлагается новый подход к проведению операций гидроразрыва пласта, с целью повышения продуктивности и нефтеизвлечения, в скважинах с использованием пакерной компоновки ПС-168С, исключающий нормализацию забоя скважин после гидроразрыва пласта, что позволяет существенно удешевить последующий ремонт обрабатываемых скважин, так как значительная стоимость массивного гидроразрыва требует высокой надежности и особенного проектирования. Гидравлический разрыв пласта является наиболее эффективно применяемым методом. В данной статье также приводится характеристика производственного процесса гидравлического разрыва пласта. Проанализирована использованная пакерная компоновка и приведена её схема. Построены гистограммы, где показаны изменения дебита скважин по жидкости и нефти до и после проведения операции гидроразрыва пласта. Выявлено, что данный метод позволяет повышать дебит скважин в несколько раз, он экономически обоснован, поэтому его можно применять повсеместно.

Ключевые слова: ГРП с временным отсечением горизонтального участка, пакерная компоновка ПС-168С, нормализация забоя, рекольтматация трещины (повторная кольматация).

## INFLUENCE OF COMPLEX TECHNOLOGY ON OIL RECOVERY EFFICIENCY

Yusifov T.Y., Fattakhov I.G., Yusifov E.Y., Petrova L.V., Nafikova R.A., Gerasimova A.V.

<sup>1</sup>"Rosneft - Ufa Scientific Research and Design Institute" Ltd. e-mail: YusifovTY@ufanipi.ru

<sup>2</sup>FSBEI of HPE "Ufa State Petroleum Technological University" branch in Oktyabrsky city, Oktyabrsky, Russia

<sup>3</sup>State Institution of Higher Professional Education "Belarusian-Russian University" in Mogilev

The article deals with a new approach to hydraulic fracturing operations aimed at well productivity and oil recovery enhancement with application of packer assembly ПС-168С. This approach excludes bottomhole normalization after hydraulic fracturing that allows to make well maintenance cheaper as a considerable cost of massive hydraulic fracturing requires high reliability and specific engineering. Hydraulic fracturing is the most efficient of the applied methods. The article also provides characteristics of formation hydraulic fracturing process, analysis of tested packer assembly and its scheme. Histograms demonstrating changes in well production rate before and after hydraulic fracturing are provided. It is defined that this method allows increasing well production rate severalfold and being economically feasible the described method can be widely applied.

Keywords: hydraulic fracturing with temporary isolation of horizontal wellbore, packer assembly ПС-168С, bottomhole normalization, repeated colmatage.

### Цель и задачи

Проведение операций гидроразрыва пласта на вертикальной части скважин с временным изолированием горизонтального хвостовика. Предотвращение засорения продуктивного пласта, позволяющего исключить последующую стадию нормализации забоя скважины.

Уменьшение фонда рентабельных скважин для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) на поздней стадии разработки месторождений требует совершенствования технологий повышения нефтеотдачи пластов. Необходимо создание

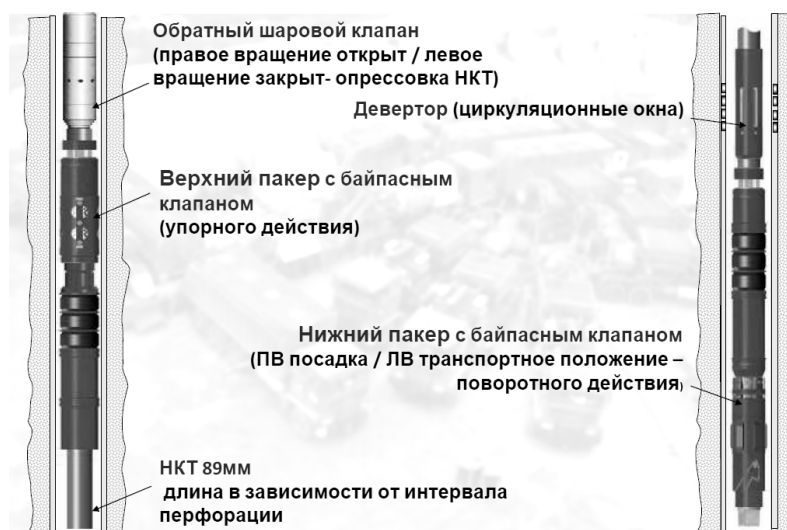
определённых организационных условий, позволяющих продлить экономически оправданный срок разработки таких месторождений. Одним из основных ГТМ для интенсификации добычи нефти практически на всех стадиях разработки месторождений является гидроразрыв пласта [1-3]. Правильный выбор технологии, учитывающей конкретные геологические условия и структуру скважин, обеспечивает максимальную эффективность нефтедобычи после реализации операций ГРП [4-6]. В производственной практике техногенные факторы, снижающие нефтеотдачу, в значительной мере обусловлены необходимостью проведения ремонтных работ на скважинах, подвергнутых ГРП. Проблема ухудшения фильтрационно-ёмкостных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП) последующим применением промывочных жидкостей, остаётся актуальной.

Основная задача заключается в том, чтобы не кольматировать нижние продуктивные пласты скважин раствором глушения и промывочной жидкостью после проведения ГРП, а также трещины проектного объекта.

Согласно существующей стандартной технологии работ на скважинах с горизонтальным участком при проведении операций ГРП в вертикальной части эксплуатационной колонны, необходимо изолировать горизонтальный хвостовик с использованием мостовой пробки (ПМ). После завершения операции ГРП производится длительная нормализация забоя обработанной скважины с разбуриванием песчаного моста. Продолжительная работа с промывочной жидкостью приводит к рекольматации трещины ГРП и засорению нижнего горизонтального участка скважины.

Использование пакерной компоновки ООО «Производственная фирма «Пакер Тулз» ПС-168С на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» способствовало практическому решению вышеприведённых проблем.

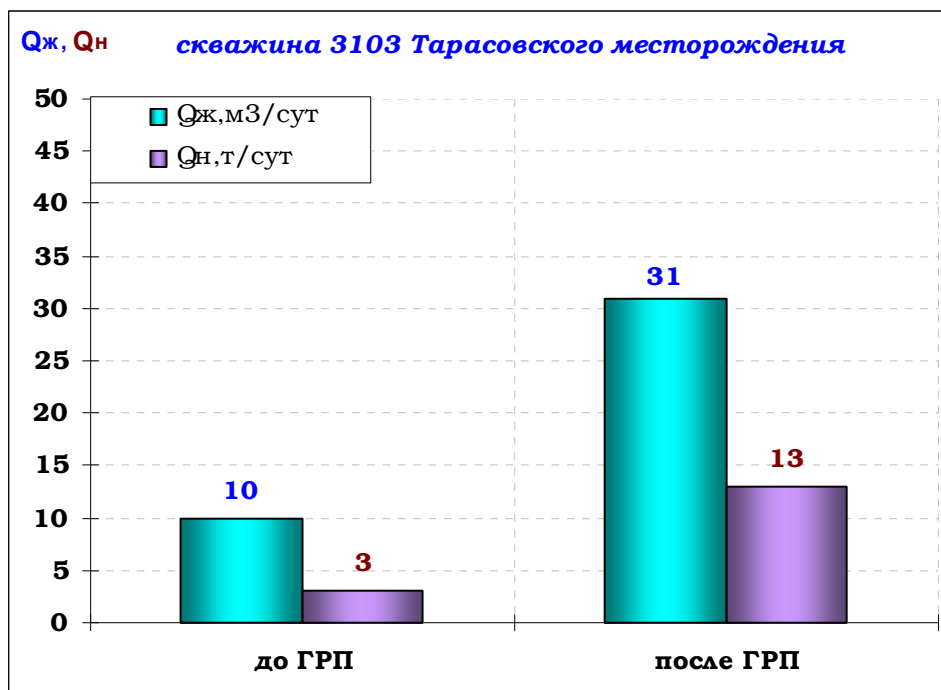
Пакерная компоновка ООО «ПФ «Пакер Тулз» ПС-168С состоит из двух пакеров (верхний гидравлический и нижний механический), которые ограничивают интервал перфорации скважины. Между пакерами устанавливается перфорированная насосно-компрессорная труба (НКТ) диаметром 89 мм, через которую в пласт закачивается реагент ГРП. Закачка реагента позволяет производить работы при давлении до 60 Мпа (рисунок 1).



*Рис. 1. Схема компоновки пакера ПС-168С*

Преимуществом предлагаемого метода является то, что полностью исключается необходимость проведения работ по дополнительной нормализации забоя скважин после проведения операций гидроразрыва пласта. Горизонтальный участок скважины отсекается пакерной компоновкой, гидроразрыв проводится на вертикальной части скважины (на вышележащий пласт), затем производится «срыв» верхнего пакера, через промывочный узел вымываются остатки продуктов гидроразрыва и проводится глушение скважины. После подъема компоновки пакера спускается глубинно-насосное оборудование (ГНО) без нормализации забоя скважины.

Опытно-промышленные испытания предлагаемой технологии были проведены на скважине № 3103 Тарасовского месторождения ООО «РН-Пур-нефтегаз». Скважина имеет горизонтальный участок ствола, гидроразрыв же был произведен в вертикальной части скважины с временным отсечением горизонта. При использовании пакера производства ООО «ПФ «Пакер Тулз» отпала необходимость нормализации забоя скважин после проведения операций ГРП, были сокращены сроки ввода скважины в дальнейшую эксплуатацию. На рисунке 2 приведены рабочие параметры скважины. Прирост добычи нефти составил 10 т/сут, экономический эффект от сокращения срока необходимого последующего ремонта скважины - 1,7 млн руб.

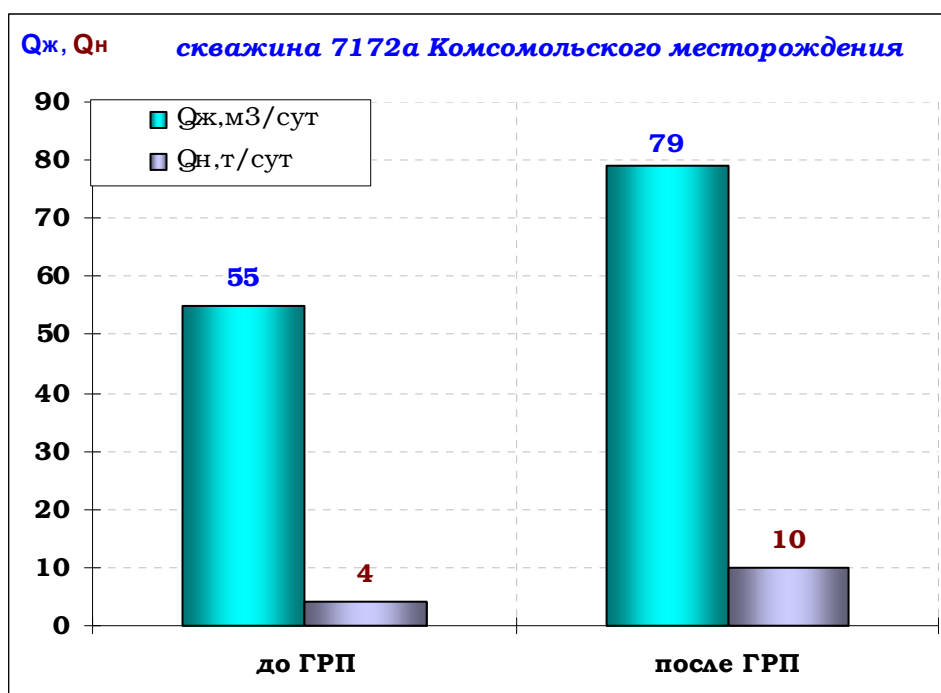


*Рис. 2. Изменение дебита скважины 3103 по жидкости и нефти до и после проведения операции ГПП*

Кроме того, опытно-промышленные испытания предлагаемой технологии были проведены на скважине № 7172а Комсомольского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз». Прирост добычи нефти составил 6 т/сут, экономический эффект за счёт уменьшения срока ремонта скважины после проведения на ней операции ГПП - 1,6 млн руб. (рисунок 3).

Следует отметить, что при реализации предлагаемой технологии исключается необходимость отсыпки песком нижнего горизонтального участка скважины после ГПП, не кольматируются продуктивные пласты, так как отпадает необходимость нормализации забоя скважины после проведения на ней гидроразрыва, значительно сокращается продолжительность и стоимость необходимого последующего ремонта скважины.

Время ввода вышеназванных скважин в эксплуатацию сократилось на 57%. Экономический эффект от использования предлагаемой компоновки (с временной изоляцией хвостовика) составил 1,7 млн руб. на каждую операцию.



*Рис. 3. Дебит жидкости, нефти до и после проведения операции ГРП по скважине № 7172а Комсомольского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз»*

Положительные результаты опытно-промышленных испытаний технологии позволяют рекомендовать её реализацию и на других скважинах с временным отсечением горизонтального ствола. Внедрение предлагаемой технологии запланировано ещё на 19 скважинах месторождений, эксплуатируемых ООО «РН-Пурнефтегаз». Ожидаемый экономический эффект может составить 34,7 млн руб.

### **Выводы**

1. Показано, что применение пакерной компоновки ПС-168С исключает необходимость нормализации забоя скважины после проведения операции ГРП, предотвращает повторное засорение трещины, что позволит повысить эффективность проведения операций гидроразрыва.

2. Вследствие того что количество рентабельных скважин на проведение операций ГТМ-ГРП на месторождениях постоянно уменьшается, разработанный новый подход актуален для интенсификации притока жидкости и, как следствие, продления экономически выгодного периода эксплуатации скважин.

### **Список литературы**

1. Паняк С.Г. Гидроразрыв пласта - эффективный метод доизвлечения запасов нефти и газа / Паняк С.Г., Аскеров А.А., Юсифов Т.Ю. // Нефть и газ. - 2011. - № 5. - С. 56-59.

2. Куликов А.Н. Принципы структурного анализа показателей разработки и локализации остаточных запасов многопластовых залежей нефти на примере объекта БП<sub>14</sub> Тарасовского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 7. – С. 7-13.
3. Юсифов Т.Ю., Фаттахов И.Г., Маркова Р.Г. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений // Научное обозрение - 2014. - № 4. - С. 38-42.
4. Юсифов Т.Ю. Влияние гидроразрыва на нефтяные пласты с низким давлением // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами : тез. матер. XII научн.-практ. конф. 18 – 21.09.2012. – Геленджик, 2012. – С. 63.
5. Юсифов Т.Ю. Комплексный подход к проектированию гидроразрыва глинистых пластов нефтяных месторождений (на примере БП<sub>14</sub> Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз») / Т.Ю. Юсифов, Р.М. Зизаев, А.В. Колода, А.А. Аскеров // Нефтегазовое дело. – 2012. - № 2. – С. 182-188.
6. Фаттахов И.Г. Интеграция дифференциальных задач интенсификации добычи нефти с прикладным программированием // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2012. - № 5. - С. 115-119.
7. Fattakhov I.G. The identification technique of oil well water invasion ways // Нефтегазовое дело. - 2011. - № 3. - С. 160-164.
8. Bakhtizin R.N., Fattakhov I.G. Regulation ranks of associated water production decrease // Нефтегазовое дело. - 2011. - № 5. - С. 213-219.
9. Фаттахов И.Г. Систематизация причин прорыва воды в добывающие скважины // Нефтепромысловое дело. - 2011. - № 12. - С. 17-19.
10. Юсифов Т.Ю., Фаттахов И.Г., Маркова Р.Г. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений // Научное обозрение. - 2014. - № 4. - С. 38-41.
11. Фаттахов И.Г. Классификация объектов разработки с использованием метода главных компонент // Нефтепромысловое дело. - 2009. - № 4. - С. 6-9.
12. Фаттахов И.Г., Степанова Р.Р., Грезина О.А., Герасимова А.В. Методы оценки текущего энергетического состояния пласта, определения профиля притока, техсостояния колонны // Научное обозрение. - 2014. - № 8-1. - С. 76-88.
13. Юсифов Т.Ю., Фаттахов И.Г., Юсифов Э.Ю., Грезина О.А., Хаертдинова Л.И. Повторный гидроразрыв с уменьшением массы проппанта // Научное обозрение. - 2014. - № 11-1. - С. 139-142.

**Рецензенты:**

Хузина Л.Б., д.т.н, доцент, профессор, зав. кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин» Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Альметьевский государственный нефтяной институт», г. Альметьевск;

Кнеллер Л.Е., д.т.н, профессор, профессор, зам. генерального директора по научной работе Открытого акционерного общества научно-производственного предприятия «ВНИИГИС», г. Октябрьский.