

УДК 622.276

**ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТОВ
В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
ГАЗПРОМНЕФТЬ-ННГ**

**ASSESSMENT OF APPLICATION OF HORIZONTAL WELLS WITH MULTISTAGE
FORMATION HYDRAULIC FRACTURING IN LOW PERMEABILITY RESERVOIRS
IN THE FIELDS OPERATED BY GASPROMNEFT-NNG**

А. А. Кононенко, К. А. Кононенко

A. A. Kononenko, K. A. Kononenko

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: горизонтальная скважина; метод повышения нефтеотдачи;
гидро разрыв пласта; трудноизвлекаемые запасы*

Key words: horizontal well; enhanced oil recovery method; formation hydraulic fracturing; difficult-to-recover reserves

В ОАО «Газпром нефть» на долю трудноизвлекаемых запасов приходится порядка 40 % от всего объема запасов, вовлечение их в разработку — актуальная задача и один из приоритетов развития компании.

В 2012 году была принята программа работ с трудноизвлекаемыми запасами, которая до 2015 года предусматривает вовлечение 60 млн т дополнительных запасов, а к 2020 году этот показатель возрастет до 300 млн т. Больше половины трудноизвлекаемых запасов «Газпром нефти», которые суммарно оцениваются в 527 млн т, относятся к категории запасов, локализованных в коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Проблема повышения нефтеотдачи актуальна для ОАО «Газпром нефть-Ноябрьскнефтегаз», так как большинство действующих месторождений находится на стадии падающей добычи, но при этом значительные запасы невозможно вовлечь в разработку традиционными методами.

В настоящее время применение гидродразрыва пласта (ГРП) в наклонно направленных скважинах не всегда обеспечивает рентабельность разработки. Например, районы нового бурения на Вынгапуровском месторождении — это краевые зоны, представленные низкопроницаемыми коллекторами с проницаемостью 5–3 мкм² и ниже [1]. В таких зонах дебиты нефти наклонно направленных скважин с ГРП составляют 5–20 м³/сут, что часто не обеспечивает окупаемости затрат на их бурение. Одним из способов поддержания рентабельных уровней добычи нефти в ухудшающихся геологических условиях является применение новых систем заканчивания скважин, в том числе горизонтальных скважин с многостадийными ГРП, поскольку данная технология оказалась очень эффективной на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

В 2013 году на Вынгапуровском месторождении были проведены работы по многостадийным ГРП на 78 горизонтальных скважинах на площади запасов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Теоретически количество интервалов ГРП в горизонтальных скважинах может исчисляться десятками, при разработке месторождений в ОАО «Газпромнефть — Ноябрьскнефтегаз» обычно используют от 3 до 10 интервалов (среднее количество — 6), которые позволяют создать систему высокопроводящих трещин, при этом существенно интенсифицируют нефтеотдачу пласта. После запуска скважины технологическая успешность работ составила 99 %, а среднесуточный прирост дебита нефти — 56,2 т/сут, жидкости — 171,3 т/сут, что вдвое больше показателей ГРП в наклонно направленных скважинах (дебит нефти — 20,6 т/сут, жидкости — 53,9 т/сут). По состоянию на 01.06.2014 г. дополнительная добыча нефти из горизонтальных скважин с многостадийным ГРП достигла 519,415 тыс. т.

Несмотря на высокую стоимость операций при проведении многостадийных ГРП, при бурении одной горизонтальной скважины достигается экономический эффект как минимум равнозначный двум наклонно направленным скважинам с проведением в них стандартного гидродразрыва.

Новая технология более обстоятельно учитывает геологические атрибуты месторождений «Газпромнефть — Ноябрьскнефтегаз». Кроме реанимации бездействующего фонда скважин превосходством метода являются возвращение скважин в эксплуатацию, значительное повышение нефтеотдачи пласта, экономия затрат и времени.

Однако при разбуривании краевых площадей при проведении многократных ГРП в горизонтальных скважинах некоторые трещины соединяются с фронтом заводнения, при этом обуславливают прорывы закачиваемой воды и аномальное обводнение продукции новых скважин. Для изоляции трещинных каналов с высокой проводимостью применяется тампонирующее физико-химическими составами (гелеобразующими и вязкоупругими составами).

По опыту пломбирование трещин ГРП — источника аномального обводнения — производится в следующей последовательности:

- определение скважины как источника обводнения (с применением трассерных исследований, гидродинамического прослушивания и геофизических исследований) [2, 3, 4];
- последующая закупорка трещин — высокопроводимого канала с применением выравнивания профиля приемистости [5];
- контроль результатов.

Опыт картирования трещин показывает, что одна система трещин совпадает или близка с направлением простираения горизонтального ствола скважин, что необходимо связывать с прорывами вдоль ствола скважины. Вероятно, они связаны с геотектоническими и геологическими особенностями структуры пласта и техническими условиями заканчивания горизонтальных скважин (плохим контактом изолирующих пакеров, вторичными нарушениями сплошности пород вдоль горизонтального ствола скважины в процессе бурения) (рис.1, 2).

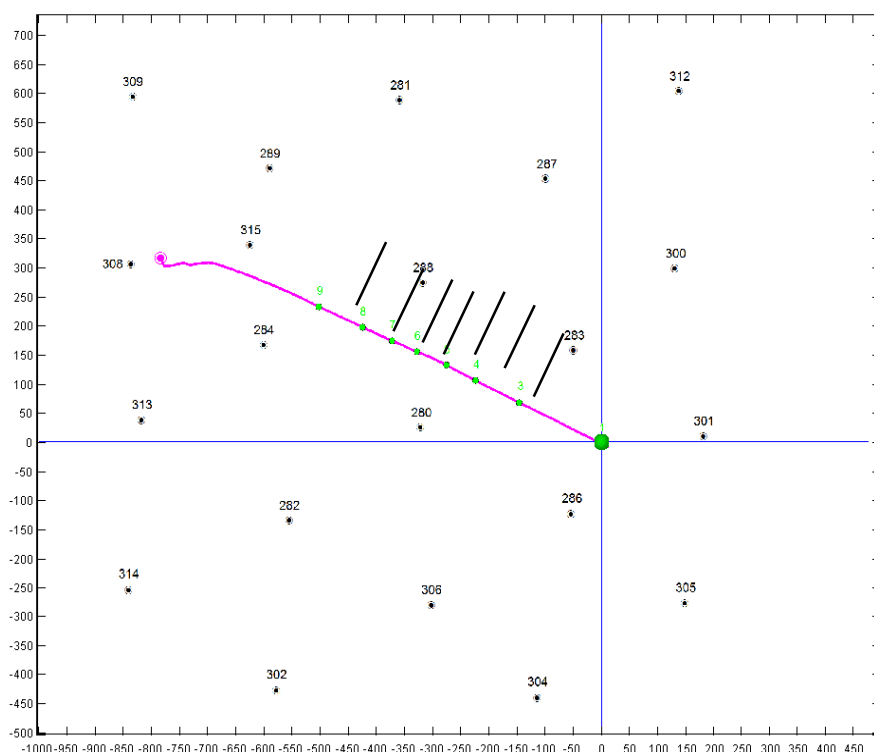


Рис. 1. Проектируемое направление развития трещин ГРП

Другую систему, простирающуюся в субперпендикулярных направлениях, можно увязать с прогнозным доминирующим направлением трещиноватости в пласте.

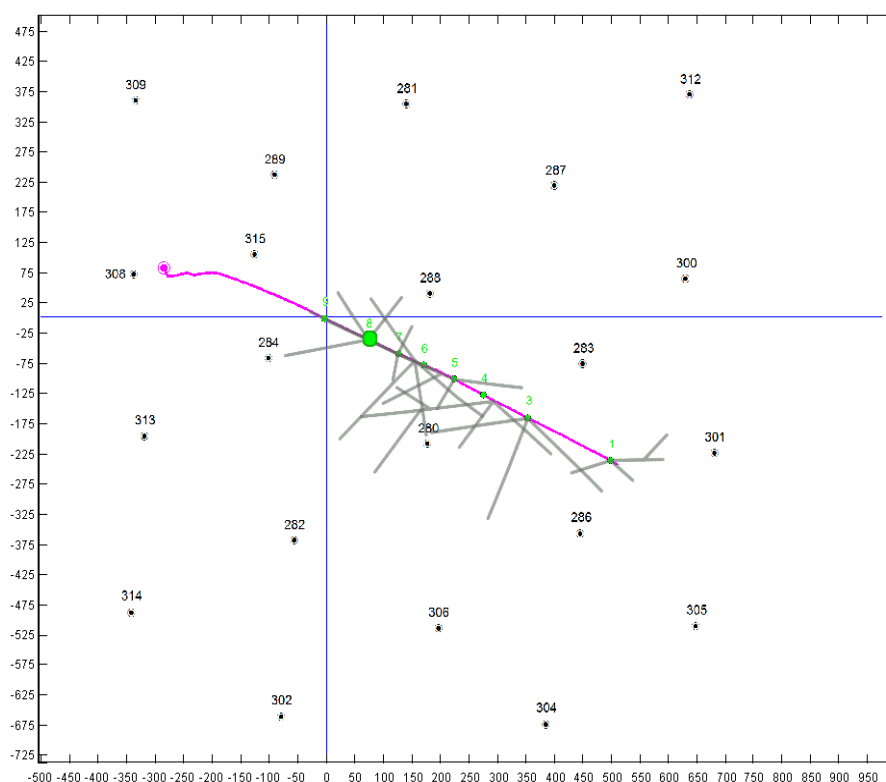


Рис. 2. Фактическая схема развития трещин ГРП

Таким образом, практика показывает, что бурение горизонтальных скважин с многостадийными ГРП на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами — один из наиболее перспективных способов увеличения КИН, вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов, снижения затрат и обеспечения рентабельности разработки месторождения.

Список литературы

1. Юдаков А. Н. Результаты гидроразрыва низкопроницаемых пластов на Вынгапуровском месторождении / А. Н. Юдаков, М. В. Кравцова, С. Ф. Мулявин // Горные ведомости. — 2008. — № 6. — С. 44-50.
2. Кононенко А. А. Оценка эффективности методов выравнивания профиля приемистости с применением трассерных исследований на месторождениях Газпромнефть-НГГ / В. Ю. Кусакин, С. Ф. Мулявин // Современные проблемы науки и образования. — 2015. — № 2. — 8 с.
3. Кононенко А. А. Оценка эффективности методов выравнивания профиля приемистости с применением гидропрослушивания пластов / Р. А. Мухаметзянов, А. Н. Юдаков, К. А. Кононенко // Современные проблемы науки и образования. — 2015. — № 2. — 8 с.
4. Кононенко А. А. Оценка эффективности методов выравнивания профиля приемистости промыслово-геофизическими исследованиями на месторождениях Газпромнефть-НГГ / В. Ю. Кусакин, Р. А. Гималетдинов, С. Ф. Мулявин, К. А. Кононенко // Современные проблемы науки и образования. — 2015. — № 2. — 8 с.
5. Мухаметзянов Р. Н. Развитие и применение физико-химических методов повышения нефтеотдачи в Ноябрьском регионе / А. А. Кононенко, Р. А. Гималетдинов, А. Н. Юдаков, Д. А. Митрофанов // Современные проблемы науки и образования. — 2015. — № 2. — 8 с.
6. Блох А. С. Состояние разработки и пути стабилизации добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» / А. С. Блох, А. Т. Кондратюк, С. Ф. Мулявин и др. // Нефтяное хозяйство. — 1997. — № 12. — С. 33-35.
7. Кондратюк А. Т. Пути стабилизации и наращивания добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» / А. Т. Кондратюк, Р. Н. Мухаметзянов, С. Ф. Мулявин и др. // Сб. науч. тр.: «Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» в 1998–2005 гг.» (Материалы конференции, г. Ноябрьск). — М.: ВНИИОЭНГ. — 1998. — С. 26-35.
8. Курамшин Р. М. Методические рекомендации по составлению программы ГТМ / Р. М. Курамшин, С. Ф. Мулявин, Р. С. Юмачиков и др. // Бурение и нефть. — 2004. — № 9. — С. 8-11.
9. Лапердин А. Н. Геологические особенности крупных залежей месторождений ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» / А. Н. Лапердин, С. Ф. Мулявин, А. Н. Юдаков // Нефтепромысловое дело. — 2011. — № 6. — С. 4-14.
10. Мулявин С. Ф. Проектирование разработки сложнопостроенных залежей углеводородов: учеб. пособие / С. Ф. Мулявин, А. Н. Лапердин, А. Н. Юдаков; LAP LAMBERT Academic Publishing. — 2014. Saarbrücken, ФРГ. — 292 с.

Сведения об авторах

Кононенко Алексей Аркадьевич, к. т. н., доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: a.a.konon@yandex.ru

Кононенко Ксения Алексеевна, специалист кафедры «Геология месторождений нефти и газа», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Kononenko A. A., Candidate of Science in Engineering, associate professor of the chair «Development and operation of oil and gas fields», Industrial University of Tyumen, e-mail: a.a.konon@yandex.ru

Kononenko K. A., specialist of the chair «Geology of oil and gas fields», Industrial University of Tyumen