

ПЕРВЫЕ В РОССИИ ШАГИ ГРП С СОЗДАНИЕМ КАНАЛОВ ДАЮТ НАЧАЛО НОВЫМ НАПРАВЛЕНИЯМ В СТИМУЛЯЦИИ СКВАЖИН НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ*



FIRST STEPS OF CHANNEL FRACTURING IN RUSSIA SET NEW DIRECTIONS FOR PRODUCTION INCREASE OF THE OIL FIELDS*

Copyright 2013, International Petroleum Technology Conference

**Алексей ЮДИН, Филипп ЭНКАБАБИАН, Константин ЛЯПУНОВ, Константин БУРДИН, «Шлюмберге»;
Алексей НИКИТИН, Сулейман СИТДИКОВ, Светлана СЕРДЮК и Александр СЕРДЮК, «Роснефть»**

**Alexey YUDIN, Philippe ENKABABIAN, Konstantin LYAPUNOV, Konstantin BURDIN, Schlumberger
and Alexey NIKITIN, Suleyman SITDIKOV, Svetlana SERDYUK and Alexander SERDYUK, Rosneft**

АННОТАЦИЯ

Технология создания каналов в трещине ГРП с течением углеводорода по каналу вместо привычной фильтрации через пористую набивку изменяет стоявшееся представление о роли проводимости пропантной пакки. В основе новой технологии лежат четыре основных компонента:

- 1) подача пропаннта для замеса на поверхности порционно, что было реализовано благодаря модифицированию технологического оборудования и программного обеспечения;
- 2) особый подход в проектировании и выполнении перфорации;
- 3) использование волоконных модификаторов реологии жидкости для обеспечения временной и пространственной стабильности каналов;
- 4) расчетная модель для оптимизации геометрии каналов.

Гидроразрыв с созданием каналов начал применяться в России в 2008 году в рамках полевых испытаний в тесном сотрудничестве между коллективами производителей и разработчиков. Для построения надежной геомеханической модели и оптимизации геометрии пропантных структур был проведен необходимый комплекс работ по геофизическому исследованию скважин-кандидатов. Важным результатом первых испытаний является сохранение созданной канальной структуры в долгосрочной перспективе. Обработанные скважины демонстрируют стабильные дебиты уже в течение четырех лет. На сегодняшний день в России выполнено более 90 ГРП с созданием каналов при полном отсутствии преждевременной остановки работы («стопов»). Крайне низкий риск «стопа» стал одним из самых важных преимуществ этого метода: с одной стороны, волоконные добавки существенно улучшают транспортные свойства жидкости гидроразрыва при переносе пропаннта, а, с другой стороны, наличие

ABSTRACT

Channel fracturing technique changes the concept of proppant fracture conductivity generation by enabling hydrocarbons to flow through open channels instead of the proppant pack. The new technique is based on four main components: proppant pulsing at surface with fracturing equipment and software, a special perforation strategy, fibrous material to deliver stable channels, and a set of models to optimize channels geometry.

Channel fracturing in Russia's oil fields began in 2008 as field testing operations in tight collaboration with the development team. Full-suite logs provided geomechanical models and ensured fracture channels optimization. An important result of those first treatments was long-term channels stability. The treated wells continue to show stable productivity over a four-year period. As of today, more than 90 channel fracturing treatments have been pumped in Russia with no screen-outs. A very low screenout risk has become one of the most important advantages of the technology; the fibers make fluid more stable while the presence of clean pulses around proppant structures ensure bridging-free flow. As the channel's

*This paper was prepared for presentation at the International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China, 26–28 March 2013.

This paper was selected for presentation by an IPTC Programme Committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper, as presented, have not been reviewed by the International Petroleum Technology Conference and are subject to correction by the author(s). The material, as presented, does not necessarily reflect any position of the International Petroleum Technology Conference, its officers, or members. Papers presented at IPTC are subject to publication review by Sponsor Society Committees of IPTC. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the International Petroleum Technology Conference is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words; illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of where and by whom the paper was presented. Write Librarian, IPTC, P.O. Box 833836, Richardson, TX 75083-3836, U.S.A., fax +1-972-952-9435

*Данный доклад был представлен на Международной нефтегазовой технологической конференции (International Petroleum Technology Conference), в Пекине (Китай), 26–28 марта 2013 г.

порций жидкости без проппанта способствует прекращению увеличения размера проппантных пробок и их дальнейшему разрушению. Поскольку проводимость канальной структуры практически не зависит от размера зерна расклинивающего агента, фиксирующего каналы в открытом состоянии, обработки можно выполнять, используя мелкозернистые проппанты с размером зерна 20/40 или 16/20 вместо 12/18, что также снижает риск возникновения «стопа».

ГРП с созданием каналов в комбинации с абразивной пескоструйной перфорацией продемонстрировал свою эффективность для многопластовых месторождений. Такая техника заканчивания гарантирует необходимое распределение приемистости между перфорационными группами для образования заданной геометрии каналов, а также обеспечивает беспрепятственное прохождение проппанта через перфорационные отверстия.

Технология ГРП с созданием каналов является действенным способом увеличить полудлину трещины при увеличении общего объема работы. Было выполнено значительное количество таких работ с массой проппанта, равной массе проппанта в обычной работе. В результате созданы каналы большей длины и достигнуты большие дебиты в нефтяных пластах низкой проницаемости (1–3 мД). Анализируя добычу простимулированных скважин в пяти различных регионах, были найдены корреляции между приростом дебита по сравнению с обычным ГРП и значением кН продуктивного нефтяного пласта: чем выше кН, тем более значительно преимущество канального ГРП.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроразрыв пласта в Западной Сибири, безусловно, является наиболее эффективным методом увеличения добычи нефти. Большая часть неокомских залежей в районе Нефтеюганска обладают низкой проницаемостью (1–3 мД) и высокой слоистой неоднородностью. Приобское месторождение, одно из самых больших нефтяных месторождений в мире, можно рассматривать в качестве типичного примера для этого района. Добыча на этом гигантском месторождении ведется из трех продуктивных пластов – АС12, АС11 и АС10, их свойства приведены в табл. 1. Во многих случаях скважины эксплуатируют сразу несколько пластов. Широкомасштабное использование гидроразрыва для интенсификации притока началось с 2002 года. История адаптации дизайна ГРП описана Тимоновым с коллегами (2006 год) и Никитиным с коллегами (2007 год). Приобское месторождение всегда было основным полигоном для апробации новых технологий по причине хорошей изученности: полнообъемный комплекс ГИС, отбор керна, исследования геомеханических свойств и измерения геометрии трещин были выполнены в десятках скважин. Отличительной особенностью вышеуказанных пластов (неокома) является низкая обводненность, поэтому увеличение высоты трещины ГРП, как правило, не приводит к повышению содержания воды в добываемой пластовой жидкости. Таким образом, ►

conductivity does not depend on proppant size to hold channels open, treatments can be performed with smaller proppants (20/40 or 16/20 mesh) instead of larger proppants (12/18 mesh) that have an increased risk of screenout.

In combination with abrasive jetting perforations, channel fracturing has proven to be an efficient stimulation solution for Russia's multi-layered reservoirs. This completion technique ensures proper flow distribution into perforation clusters according to the channel's specific requirements.

It also allows reliable proppant admittance through jetted caverns.

Channel fracturing increases the effective half-length with increased treatment size. A considerable number of channel fracturing jobs with proppant mass equal to standard fracturing designs have been performed – significantly increasing channel length and providing better production in low permeability (1 to 3 mD) oil reservoirs. Based on production analysis of stimulated wells in five different areas, a correlation between incremental channel fracturing productivity over the conventional stimulation technique and kH value of the formation can be made: the higher the kH the more significant the advantage of the channel fracturing is in oil wells.

INTRODUCTION

Hydraulic fracturing in western Siberia is by far most effective method of oil production enhancement. Majority of the Neocomian formations have low permeability (1–3 mD) and high lamination in the fields around Nefteyugansk City. Priobskoe Field, one of the world's largest conventional oil fields is a representative sample for the area. This giant field produces from three formations – AS12, AS11 and AS10, whose properties are shown in the Table 1. Many wells have simultaneous production from several intervals in which massive hydraulic fracturing treatments were placed since 2002 to maximize production. A history of the propped fracturing designs evolution was written by Timonov et al. 2006 and Nikitin et al. 2007. Priobskoe was always a primary target for new stimulation technologies, since it is relatively well-studied; full-suite logs, core analysis, geomechanics studies and fracture geometry measurements are available for dozens of wells. Another feature of the formations is low water contents. Since this significantly lowers the risk of the fracture growing into a water zone, the optimum fracture design can be modeled without restrictions on the treatment size and proppant concentration. Several iterations in the optimization process were made with various new technologies that deliver longer fractures, cleaner proppant packs and better fluids.

As a next step in the evolution of the optimization process, channel fracturing was field tested in 2008 with the goal of testing its applicability and to further improve on its delivery. Channel fracturing is based on the concept that allows ►

максимальный объем работы и максимальная концентрация не являются ограничивающими факторами для достижения оптимального дизайна при проектировании работы. Было совершено несколько шагов для оптимизации результатов гидроразрыва путем использования ряда новых технологий для создания более длинной трещины, дающих лучшую очистку проппантной пачки и более высокое качество жидкости гидроразрыва.

hydrocarbon flow inside the fracture through open channels between propping pillars. Open channels are obtained by pulsing proppant on surface in conjunction with specialized equipment and fibers which creates heterogeneous proppant placement. Fibers are necessary to prevent proppant settling during placement and closure. As a result, unproped, interconnected spaces remain that are stable and open for flow. Conductivity of the

Таблица 1 – Средние свойства пластов Приобского месторождения

Table 1 – Average Properties of the Priobskoe Field

Пластовые характеристики / Reservoir characteristics	Пласты / Reservoir Layers		
	AC10 / AS10	AC11 / AS11	AC12 / AS12
Вертикальная отметка / Average TVD, m	2410	2450	2560
Тип коллектора / Type of collector	Терригенный/Terrigenous		
НН мощность, м / Average net pay, m	10	12	25
Пористость / Porosity	0.19	0.19	0.18
Нефтенасыщенность / Oil saturation	0.68	0.70	0.66
Проницаемость, мД / Permeability, md	1–3	1–5	1–2
Содержание глин / Shaliness	0.7	0.6	0.75
Коэф-т расчлененности / Scattering coefficient	4	5	10
Температура, °C / Temperature, °C	88	89	93
Начальное давление, атм / Initial Reservoir pressure, atm	240	248	250
Вязкость нефти, сП / Oil viscosity (in-situ conditions), cp	1.52	1.36	1.36
Плотность нефти в пл. условиях / In-situ density of oil	0.796	0.775	0.788
Плотность нефти в пов-ых усл-ях / Surface density of oil	0.868	0.866	0.863
Коэф-т сжимаемости / Volume compressibility	1.196	1.229	1.202
Содержание серы и парафинов в нефти, % / Sulfur, wax - content in oil, %	1.18 / 2.47	1.25 / 2.48	1.18 / 2.52
Давление насыщения, атм / Bubble point pressure, atm	83	100	100
Газовый фактор, м ³ /м ³ / Gas saturation, m ³ /m ³	51	55	49

Следующим шагом с целью оптимизации ГРП в 2008 году было проведение полевых испытаний нового метода ГРП с созданием каналов внутри трещины, находившегося в то время на стадии НИОКР. Цель пилотной кампании состояла в проверке применимости и в дальнейшем улучшении процедуры выполнения. Гидроразрыв с созданием каналов представляет принципиально новый подход создания проводимости трещины. Он предполагает создание каналов в проппантной пачке в трещине ГРП. При этом во время добычи имеет место свободное течение углеводорода по каналу вместо фильтрации через проппантную пачку. Создание открытых каналов достигается гетерогенным размещением расклинивающего агента: проппант в жидкость гидроразрыва подается на поверхность не непрерывно, а порциями, с использованием специального оборудования и волоконных добавок. Волокна предотвращают оседание проппированных

channels is significantly increased compared to a homogenous proppant pack.

Figure 1 provides a visualization of the pillars distribution, fracture walls bending between them (left side) and resulting flow channels (right side).

Fundamentals and mechanisms of channel fracturing can be found in the first publication by Gillard et al., 2010 and more recent one by Medvedev et al., 2013. Case studies from western Siberia can be found in publications by Kayumov et al., 2012 and Sadykov et al., 2012. This paper will detail a comprehensive and long-term report on channel fracturing treatments performed within a four-year period, starting with its very first steps in field testing followed by long-term channels stability study. Finally, the paper will summarize applications developed locally in Priobskoe, Prirazlonoe and Malobalykskoe fields.

областей в жидкости под действием гравитационного поля во время закачки и закрытия трещины. В результате такой обработки в пропантной пачке образуются не заполненные пропантом, соединенные между собой области, которые остаются открытыми и служат каналами для текущей жидкости. Проводимость этих каналов существенно выше проводимости однородной пропантной набивки. На рис. 1 представлены результаты численного моделирования (слева) прогиба стенок трещины ГРП между двумя заполненными пропантом областями, а также течение углеводорода по каналам (справа).

Основы и механизм нового метода ГРП, а также свежие результаты применения опубликованы в

статьях Гилларда с коллегами (2010 год) и Медведева с коллегами (2013 год). Обе публикации очень детальные, уделяют большое внимание технической стороне нового метода, а также знакомят с результатами численного моделирования, лабораторных и полевых испытаний. Последние результаты применения в Западной Сибири представлены в работах Каюмова с коллегами (2012 год) и Садыкова с коллегами (2012 год).

В данной статье будет представлена всесторонняя информация о работах, выполненных по технологии ГРП с созданием каналов в течение четырех лет, начиная со стадии полевых испытаний, результатов исследования долговременной стабильности каналов и заканчивая передовыми приложениями, разработанными на местном уровне на Приобском, Приразломном и Малобалыкском месторождениях.

ГРП С СОЗДАНИЕМ КАНАЛОВ – ПЕРВЫЕ ШАГИ

Механические свойства пластовых пород были получены до начала полевых испытаний в результате интерпретации комплекса ГИС, с использованием корреляции по керну между статическими и динамическими свойствами. Геомеханика Приобского месторождения и ее важность для оптимизации геометрии трещины ГРП раскрыты Надеевым с коллегами (2010 год). Наиболее важным параметром при отборе скважин-кандидатов под ГРП с созданием каналов является безразмерное отношение модуля Юнга к горному давлению. Этот параметр должен быть >275 в соответствии с концепцией устойчивости каналов, согласно которой стенки трещины должны обладать достаточной жесткостью, чтобы противостоять горному давлению. Специальное программное обеспечение со встроенными механическими и гидродинамическими моделями применялось для оптимизации размещения пропаннта в трещине, а также оценки проводимости структуры каналов. На рис. 2 приведен фрагмент каротажной

FIRST STEPS OF CHANNEL FRACTURING

Research of the formation's mechanical properties was conducted with advanced well logging prior to the start of field testing of channel fracturing using the correlations between static and dynamic properties obtained by core analysis. The geomechanics of Priobskoe field and its importance to fracture geometry optimization was described by Nadeev et al., 2012. The most important parameter required to recognize field trial candidates was the dimensionless ratio between Young's modulus and in-situ stress. A cut-off requirement of greater than 275 for this ratio was used due to the concept of channel stability in

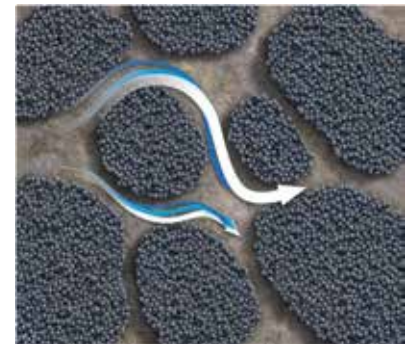
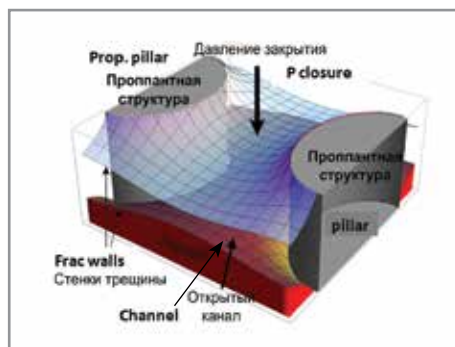


Рисунок 1 – Пропантные структуры, удерживающие стенки трещины от полного смыкания (слева) и поток углеводородов через сформированные каналы (справа)

Figure 1 – Proppant pillars and fracture walls bending between them (left) and oil flow through the remained channels (right)

which the walls of the fracture must be stiff enough to withstand closure stresses. Modeling software was used to optimize the placement of proppant and a numerical simulator was used to obtain a conductivity estimate of the treatment based on incorporated mechanical and hydrodynamic models. Figure 2 shows a combination of a lithology model together with geomechanics tracks in the middle which provides values for the Poisson's ratio and Young's modulus of Well A that was among the first channel fracturing candidates worldwide.

A fracturing treatment was successfully placed with 50 tons of 20/40 resin coated proppant (RCP) transported with a sufficient amount of cross-linked fluid. Figure 3 shows the interpretation of fracture height based on sonic anisotropy (left) and provides

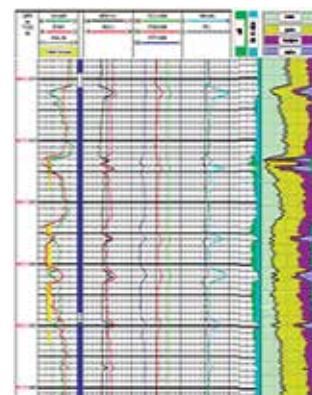


Рисунок 2 – Литологические и геомеханические свойства скв. А пласт АС11

Figure 2 – Lithology model and geomechanical properties of AS11 formation of the Well A

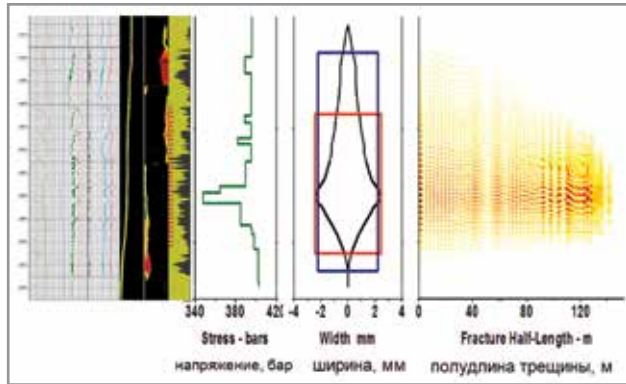


Рисунок 3 – Геометрия ГРП с созданием каналов, скв. А

Figure 3 – Channel fracturing in Well A, geometry

диаграммы с литологией и геомеханическими параметрами, которые использовались для расчета коэффициента Пуассона и модуля Юнга Скв. А – одного из первых кандидатов на стимулирование методом ГРП с созданием каналов.

В ходе стимуляции скважины в пласте достаточным объемом сшитой жидкости было успешно размещено 50 тонн проппанта размером 20/40 с резиновым покрытием (RCP). На рис. 3 показаны высота трещины (слева), полученная интерпретацией данных акустической анизотропии, а также профиль трещины и ее геометрия (справа). Независимые измерения высоты трещины показали, что имел место значительный рост высоты за пределы продуктивного интервала. Используя их совместно с данными забойного датчика давления, можно по анализу кривой давления относительно точно вычислить ширину и полудлину. Этот метод моделирования трещины, использующий кросс-дипольные акустические данные детально описан Никитиным с коллегами (2006 год) и Никитиным с коллегами (2009 год) в истории применения на скважинах Приобского месторождения и Киньяминского месторождения соответственно. Рассчитанная геометрия использовалась для выполнения численного моделирования, которое подтвердило стабильность и высокую проводимость каналов. Основываясь на измерениях и результатах моделирования, было принято решение сделать расписание закачки более агрессивным по концентрации проппанта и уменьшить, когда это возможно, скорость закачки жидкости ГРП, чтобы уменьшить рост трещины в высоту. Как было показано позднее в нескольких примерах, оба внесенных изменения понизили риск роста давления при закачке проппанта и позволили оптимизировать геометрию трещины в случае канального ГРП.

Во время первых обработок для уменьшения риска эрозии и осаждения пропшированных областей использовался проппант с резиновым покрытием во время всей работы. Чтобы уменьшить риск оседания проппанта во время закачки, размер проппанта был выбран наименьший из того, что предлагалось производителями, – проппант средней прочности размера 20/40. В последующих работах с применением

visualization of fracture width profile and geometry (right). It was shown by the independent fracture height measurements that a significant amount of height growth occurred outside of the net pay interval. Coupled with precise pressure history match using a bottom-hole memory gauge, it was possible to calculate fracture width and half-length with relatively high accuracy. This fracture modeling method which is based on cross-dipole sonic was detailed in case studies for Priobskoe wells was described by Nikitin et al. 2006 and for Kinyaminskoe wells - by Nikitin et al., 2009 and is common for the area. This calculated geometry was used in a numerical simulator which confirmed the stability and high conductivity of the channels. Based on the measurements and modeling results, it was decided to increase the aggressiveness of the design and reduce the pumping rate when possible to minimize fracture height growth. As it was shown with several cases afterwards, both adjustments lowered the risk of entrance issues and further optimized the fracture geometry in the case of channels fracturing.

During the first treatments, resin-coated proppant was throughout to minimize the risk of pillars erosion and settling at the expense of higher treatment costs. The smallest available proppant was used, 20/40 mesh, to reduce proppant settling while pumping. All the following channel fracturing treatments in Russia and the world incorporated RCP only at the last stage (if at all) and it was proven that presence of degradable fibers is sufficient to hold proppant particles together during placement and fracture closure period. In addition, closure stress prevents proppant pillars from settling and eroding after fibers have degraded.

Since proppant is placed heterogeneously, it requires 55–60% of the proppant material compared to a conventional treatment. Since fluid volume stays the same, the fractures have relatively the same geometry. The reduced proppant volume is replaced by void spaces inside fracture, what are originally filled with cross-linked fluid and fibers, and replaced by hydrocarbons during the production phase. Channels affect the fracture properties by increasing the conductivity by orders of magnitude. The fracture also cleans out in a more efficient way through open channels from fluid and polymers, which provide a higher effective half-length which is extremely important in low permeability formations.

Figure 4 represents a dimensionless productivity (Jd) comparison between channel fracturing (blue) and conventional treatments (orange). Jd is useful tool to compare oil wells producing from the layers of different permeability and net pay under different drawdown values, which was the case for a majority of wells in the studied areas due to heterogeneity of the formations and artificial lift as

нового метода ГРП в России и в мире RCP если и использовался, то лишь на последней стадии, и было показано, что волоконный материал является достаточным инструментом для поддержания целостности проппантных структур. Помимо этого, горное давление препятствует осаждению проппированных областей под действием гравитации и их эрозии после растворения волоконной добавки.

Поскольку проппант размещается гетерогенно, его требуется 55–60% от объема проппанта для обычного ГРП. Поскольку полный объем жидкости ГРП остается неизменным, трещина имеет примерно ту же геометрию. Объем, свободный от проппанта и изначально замещенный сшитой жидкостью и волоконными добавками, во время режима добычи заполнен углеводородом. Влияние каналов на свойства трещины отражается в многократном увеличении ее проводимости. Помимо этого, очистка трещины от жидкости ГРП и полимеров через открытые каналы протекает более интенсивно, что обеспечивает большую эффективную полудлину, которая крайне важна в низкопроницаемых коллекторах.

Сравнение индексов безразмерной продуктивности (J_d) скважин, интенсифицированных новым методом ГРП (синим цветом) с результатами обычного ГРП (оранжевым цветом), показано на рис. 4. Использование J_d является полезным, когда требуется сравнить продуктивность нефтяных скважин из пластов, имеющих разную проницаемость, мощность и давление, что было характерно для большинства скважин в этом исследовании из-за неоднородности месторождения, а также применения насосно-компрессорного метода добычи. Использовалась следующая формула для расчета J_d (Ф. 1):

$$J_d = \frac{18.4 \times q \times \mu \times B}{k \times h \times (\bar{P} - P_{wf})}, \quad (\text{Ф. 1})$$

где q – расход жидкости, μ – вязкость жидкости, B – коэффициент пластового объема, k – проницаемость, h – высота продуктивного интервала, \bar{P} – среднее пластовое давление, P_{wf} – давление на забое скважины. Коэффициент 18.4 используется в случае использования метрической системы размерных единиц.

Из рис. 4 можно сделать вывод, озвученный ранее Медведевым с коллегами (2010 год), что скважины, стимулированные с помощью ГРП с созданием каналов, демонстрировали стабильную добычу в течение двух лет. Как видно, результаты добычи подтверждают наличие каналов, так как в результате однородного распределения проппанта дебит был бы существенно ниже или отсутствовал бы вообще. Скважины, взятые для сравнения, были стимулированы обычным способом с использованием проппанта 12/18, при этом масса проппанта было почти в два раза больше.

По прошествии 5 лет, на начало 2013 года, эти первые скважины продолжают выдавать стабильный дебит благодаря устойчивости каналов и системе

production-enabling mechanism. The formula used for the J_d calculation was (Eq. 1):

$$J_d = \frac{18.4 \times q \times \mu \times B}{k \times h \times (\bar{P} - P_{wf})}, \quad (\text{Eq. 1})$$

Where q is liquid rate, μ is fluid viscosity, B is formation volume factor, k is permeability, h is net height, \bar{P} is average reservoir pressure, and P_{wf} is bottomhole flowing pressure. The coefficient of 18.4 is used in case of calculations in the metric system.

As it can be concluded from Figure 4, which was previously shown by Medvedev et al., 2010, channel fracturing has led to stable production of the wells over a period of two years. The production trend was very similar to the one of closest offset wells. This production result was seen to confirm the presence of channels, as uniform proppant distribution would have been expected to produce a significant if not total production loss. The offset wells were treated with 12/18 proppant of nearly twice the mass when compared to channel fracturing.

After 5 years and as of 2013, the first wells continue to produce at stable rates due to channel stability and maintained formation pressure which is well-established in Priobskoe. Geology in the vicinity of candidates was extremely heterogeneous which created high uncertainty in the permeability measurements of the wells. This clouded the ability to make a normalized production comparison. However, taking into account the smaller proppant size and the greatly reduced proppant mass used for the first treatments, it was confirmed the existence of channels along with their stability over time. New ideas and further optimization of the technique were then deemed necessary as the later sections will describe.

INCREASING THE SIZE OF CHANNEL FRACTURING TREATMENTS

Trial campaigns of channels fracturing in 2010 were performed in edge wells in the complex geology areas of Priobskoe field and in the over-pressured areas of Prirazlomnoe field. The conclusion of the trails led to many lessons learned

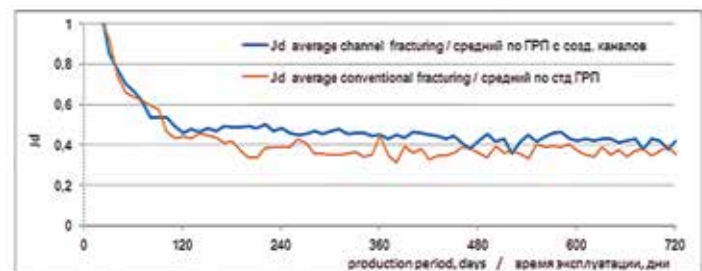


Рисунок 4 – Сравнение продуктивности между четырьмя скважинами, стимулированными новым методом, и ближайшими соседками

Figure 4 – Productivity comparison between first four channel fracturing treatments and closest offset wells

поддержания пластового давления, которая хорошо организована на Приобском месторождении. Геологическое строение в окрестности скважин-кандидатов было крайне неоднородным, что стало причиной больших расхождений в измерениях проницаемости в этих скважинах. Это усложняло возможность показательного сравнения нормализованных дебитов. Однако, принимая во внимание меньший размер и меньшую суммарную массу проппанта, использованного для этих первых обработок, было подтверждено существование каналов и их долговременная устойчивость. Была создана основа для развития новых идей и дальнейшей оптимизации этой технологии, что будет описано в следующих разделах.

УВЕЛИЧЕНИЕ РАЗМЕРА РАБОТ ПО ГРП С СОЗДАНИЕМ КАНАЛОВ

Полевые испытания ГРП с созданием каналов в 2010 году выполнялись на периферийных скважинах в областях сложной геологии Приобского месторождения и на участках Приразломного месторождения с аномально высоким пластовым давлением (АВПД). Выводы из проведенных работ стали частью накопленного опыта и подсказали дальнейшее направление в оптимизации нового метода ГРП для промышленного внедрения.

Краевые скважины Приобского месторождения вскрывают продуктивные пласты малой мощности и проницаемости (в среднем 12 мД.м). Эти пласты обладают также большой неоднородностью, которая представлена мощными фрагментами сланцев между продуктивными интервалами при очень низком контрасте напряжений пласта и барьеров. В результате гидравлическая ширина оказалась меньше, чем требовалось, а результаты численного моделирования показали, что при таких условиях каналы едва ли оставались открытыми. Хотя все скважины достигли запланированных дебитов, отсутствовал видимый выигрыш в добыче, в сравнении со скважинами, интенсифицированными методом обычного ГРП. Один из усвоенных уроков, впоследствии успешно внедренный Каюмовым с коллегами (2012 год) для низкопроницаемых нефтяных пластов Талинского месторождения, состоял в том, чтобы проектировать расписание ГРП с большей максимальной концентрацией проппанта, быстрее увеличивать концентрацию и использовать буферную стадию меньшего объема для создания трещины большей ширины.

ГРП с созданием каналов предложил превосходную надежность и гибкость при проектировании расписания при полном отсутствии «стопов» из-за сложных геологических условий в сравнении с обычным ГРП, имевшем 10% «стопов». Надежный транспорт проппанта во время канального ГРП наблюдается из-за чередования порций чистой жидкости без проппанта и жидкости с проппантом, а также волоконных добавок, которые способствуют движению проппированных областей вдоль

and gave further information for optimization of the channel fracturing in subsequent campaigns.

Edge wells of Priobskoe have formations with low net pay (12 mD.m on average). The wells also have high heterogeneity which consists of thick shale streaks in between productive intervals with a very low stress contrast. As a result, hydraulic width less than desired and modeling showed the channels were barely opened at such conditions. While all the wells met their production targets, there was no visible productivity gain when compared to offsets treated with conventional fracturing. One of the lessons learned that was later successfully implemented by Kayumov et al., 2012 for the tight oil formation of Talinskoe field, was to design a higher maximum proppant concentration, create an aggressive proppant ramp, and use a low percentage of pad to create a wider fracture.

Channel fracturing offered superior reliability and flexibility in the job design with a zero screenout rate versus conventional fracturing which had a screen out ratio of ~10% due to complicated geology. Reliable proppant admittance was seen with channel fracturing due to the pumping of clean pulses and fibers which support proppant slug flow inside the fracture. For Siberia applications, where large mesh proppant is used to increase conductivity of the pack, but represents significant risk of screen-out, channel fracturing offered an advantage of using a smaller mesh proppant due to the removal of the link between proppant mesh size and fracture conductivity. Since the proppant clusters do not significantly contribute to the hydrocarbons flow through the fracture, proppant size is more flexible. Due to this fact, all subsequent channel fracturing campaigns were performed with 16/20 proppant.

In the Prirazlomnoe area, production is from the BS4-5 sandstone formation of the Neocomian age, which is very laminated with a permeability in the range of 2–3 mD. Some areas, like the one where channel fracturing was implemented, has very high pore pressure gradients which makes wells flow naturally but tends fracture to grow outside of the zone. Due to this, the hydraulic width of the fracture is often insufficient and does not allow for reliable proppant admittance of conventional fracturing treatments (even though a smaller mesh size proppant was not used, screen-out ratios were 10–15% in the area). Channel fracturing eliminated this risk as all the treatments were placed according to design. In order to increase the fracture width, it was decided to increase the size of the treatment. In Prirazlomnoe operations, channel fracturing proppant mass was about 75–80% compare to conventional fracturing treatments in the offset wells. Also total slurry used for the job was increased which resulted in an increased channeled length and width of the channels. Overall production gain was an additional 18%

трещины. Для применения в Сибири, где для увеличения проводимости трещины используется проппант большого размера, увеличивая при этом значительно риск «стопа», новый метод ГРП предлагает преимущества использования проппанта маленького размера из-за ликвидации связи между размером проппанта и проводимостью трещины. Так как при ГРП с созданием каналов углеводороды в трещине не текут через проппированные области, отсутствуют жесткие ограничения на выбор проппанта. Благодаря этому факту все последующие кампании по использованию каналного ГРП проводились с использованием проппанта размером 16/20.

Приразломное месторождение эксплуатируется из пласта БС 4-5, представляющего собой песчаник неокомского периода, обладающий сильной расчлененностью и имеющий проницаемость порядка 2–3 мД. Некоторые районы месторождения, включая тот, где были закачаны работы по ГРП с созданием каналов, являются зонами АВПД, это повышает тенденцию вертикального роста трещины. Как следствие, гидравлическая ширина трещины не всегда достаточна для размещения крупного проппанта и стандартные работы ГРП имеют повышенный процент «стопов» (даже при выборе проппанта 16/20 в качестве основной фракции процент «стопов» составлял 10–15% по таким объектам). ГРП с созданием каналов снизил риски «стопов», и все работы были закачаны согласно дизайну. В целях повышения ширины трещины размер работ был увеличен. По работам на Приразломном месторождении масса проппанта при ГРП с созданием каналов составляла порядка 75–80% от массы проппанта стандартных ГРП, закачанных на соседних скважинах. Также общее количество смеси, закачанной на работах по новой технологии, было увеличено, что выразилось в большей полудлине трещины и ширине каналов. В целом прирост продуктивности скважин составил 18% по сравнению со стандартной технологией ГРП.

Основываясь на результатах вышеописанных работ, было принято решение о дальнейшем увеличении размера работ, масса проппанта при ГРП с созданием каналов была доведена до массы работ по стандартной технологии. Из-за специфики новой технологии равная масса проппанта означает значительно больший объем закачиваемой смеси в случае ГРП с созданием каналов. Увеличение объема смеси приводит к увеличению параметров геометрии трещины. Для краткости в данной статье такие работы с увеличенной массой будут названы К-100. Их концепция изображена на рис. 5, где трещина стандартного ГРП размером 60 тонн (сверху) трансформируется в более длинную трещину с наличием каналов при закачке ГРП по технологии К-100 размером все тех же 60 тонн (снизу).

Рисунок 6 демонстрирует моделирование геометрии трещины для стандартных ГРП различного размера, но при фиксированных параметрах пласта и скважины. Двадцать моделей были последовательно созданы при одинаковых входных данных по геомеханическим и литологическим свойствам

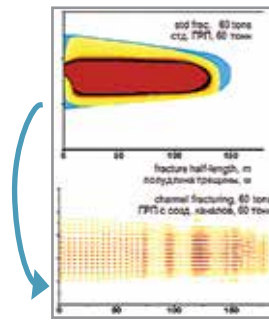


Рисунок 5 – Концепция технологии К-100: увеличение полудлины при массе проппанта

Figure 5 – Concept of CH-100: increase of channel length with proppant mass equal to the one of conventional treatment

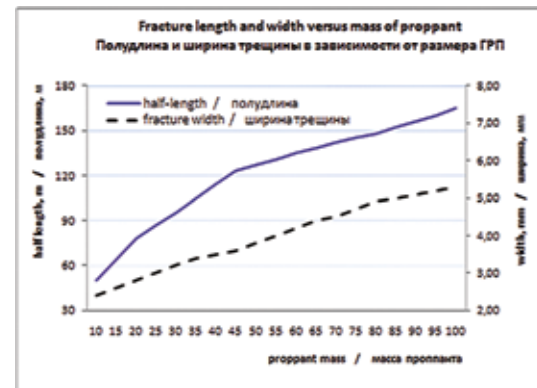


Рисунок 6 – Зависимость полудлины трещины и ее ширины от увеличения размера работы ГРП

Figure 6 – Dependence of fracture length and width on increasing treatment size

over the average results of conventional fracturing treatments.

Based on the results of the treatments described above, it was decided to further increase the size of the job so the amount of proppant pumped matched those of the conventional fracturing treatments. Due to the characteristics of channel fracturing design, the increase of proppant used results in a further increase of the fluid needed for the treatment. This increase in fluid significantly increased the overall fracture geometry. This paper will refer to this type of design for channel fracturing as CH-100. Its concept is illustrated in the Figure 5, where conventional fracturing geometry of the 60-ton treatment (top) is transformed to a much longer fracture with open channels created with the same 60 ton proppant amount with a channel fracturing design (bottom).

Figure 6 represents the modeling results of the conventional fracture simulations in a typical well and formation. Twenty models of different proppant mass were created assuming same geomechanics and lithology of the formation and barriers; fracturing design was proportionally changed to give adequate geometries of the fracture in relation to the slurry and proppant volume increase. As seen in the chart there is still sufficient increase of propped half-length and fracture width as the size of the treatment increases.

There were two important contributing factors for designing the channel fracturing treatments with an increased treatment size (as the size of the conventional treatment was determined to be optimized):

пород. Дизайн ГРП пропорционально изменялся для обеспечения адекватного роста геометрии трещины от увеличения массы проппанта. Как видно из графика, при дальнейшем увеличении размера работ можно наблюдать существенное увеличение полудлины трещины, равно как и ее ширины.

Отмечаются два фактора, отличающих новую технологию от стандартного ГРП и позволяющих говорить о целесообразности дальнейшего увеличения объема работ с созданием каналов (несмотря на то, что размер стандартного ГРП уже был оптимизирован):

- Каналы обеспечивают лучшую очистку трещины от полимеров, таким образом, увеличение размера работы ведет к увеличению и эффективной полудлины. Увеличение объема работы в случае стандартного ГРП сопряжено с потерей эффективности очистки трещины и может не привести к желаемому повышению продуктивности из-за значительного загрязнения проппантной пачки вдали от скважины.
- ГРП с созданием каналов подтвердил надежность в размещении проппанта и минимальный риск «стопов» по результатам пробных работ. При увеличении размера работ стандартного ГРП риск «стопов» также будет возрастать вместе с затратами на устранение последствий «стопов».

Начиная с 2011 года было принято решение о закачке ГРП по новой технологии именно с повышением массы проппанта. Пласты без рисков обводнения после ГРП, даже несмотря на тенденцию к вертикальному росту трещины, которые преобладают в регионе, позволили внедрить такую стратегию в производство. Пример применения технологии К-100, которая окупает сопряженные с ней дополнительные затраты за счет значительного увеличения продуктивности скважин, будет приведен в следующем разделе.

ПРИМЕР ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ К-100 НА МАЛОБАЛЫКСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ачимовская пачка представлена породой с высокой неоднородностью и низкой проницаемостью (0,5–5 мД). Пласт зачастую разделен мощными барьерами на несколько пропластков без гидродинамической связи друг с другом. Как следствие, даже большеобъемный гидроразрыв пласта не ведет к повсеместному покрытию всего интервала трещиной. Ачимовская толща залегает над известной баженовской породой, которая является материнской для верхнележащих коллекторов. Благодаря своим гигантским размерам, ачимовская и баженовская толщи представлены почти по всей территории западной Сибири. Баженовская свита, являясь материнской породой, всегда нефтенасыщенная, тогда как ачимовская толща может содержать как нефть, так и воду, или пласты со смешанным насыщением. Скважина В не вскрывала пластов со значительным содержанием воды. Это было подтверждено позже результатами обводненности продукции после ГРП на данной скважине и в окружении. Как можно видеть на рис. 7,

- Channels lead to better fracture cleanout from polymers and increasing treatment size results in an increase of the effective fracture length. An increase in the size of conventional treatments causes a reduction of cleanout effectiveness and the additional propped length does not contribute effectively to the production since significant damage remained in the farther sections of the proppant pack
- Channel fracturing is proven to have very low risk of screen-outs as demonstrated during the field campaign. As the size of conventional treatments increase over a certain optimum value, the risk of screen-outs increase along with the remedial work that comes along with it.

Since 2011, it was made a decision to pump all the channel fracturing treatments with an increased proppant mass since the formations of Nefteyugansk do not impose any water risks even though fracture height growth is significant. Later sections will describe the following trial campaigns in the area where additional oil production of the wells after implementation of CH-100 version of a new technique which paid out the incremental costs of the treatments associated with pumping more fluid.

CASE STUDY OF CH-100 IMPLEMENTED IN WELL B, MALOBALYKSKOE OILFIELD

The Achimov formation consists of high heterogeneity, low permeability (0.5–5 mD) rock. It is often subdivided into several hydraulically isolated layers with massive shale strikes in between. Due to this, is not possible to stimulate the whole Achimov interval even with increasing the size and rate of a fracturing treatment. Achimov formation above Bazhenov which is the source rock for the upper reservoirs including Achimov. Due to the large areas, these formations can be found in most places in western Siberia. Bazhenov shale, being a source rock, is always saturated with hydrocarbons, but Achimov formation can be water saturated or a mixed oil and water saturated. Well B did not contain significant water sections. This was later confirmed by the low water cut at the production stage of this well and most of the offset wells. As it can be seen from the Figure 7, stimulation treatments with CH-100 technique were performed in two stages; a large treatment of 120 tons of proppant placed into lower Ach-2 layer and followed by a smaller treatment in upper Ach-1 formation with 60 tons of proppant.

Since Well B has two layers, it was decided to combine fracturing, perforation and cleanout stages in one integrated process with use of a coiled tubing fleet. Many multi-layered wells of Priobskoe and Malobalykskoe fields are completed with abrasive perforating and stimulation technology which was recently described in details by Yudin

работы по гидроразрыву с применением технологии К-100 были выполнены в две стадии – начиная с массивного ГРП размером 120 тонн на пласт Ач-2 и заканчивая гидроразрывом пласта Ач-1 с закачкой 60 тонн проппанта.

Поскольку скв. В имела два пласта, было принято решение о привлечении флота ГНКТ для ускорения цикла заканчивания скважины. Такой подход был широко опробован на многопластовых скважинах Приобского и Малобалыкского месторождений, где флоты ГНКТ обеспечивали гидропескоструйную перфорацию (ГПП) скважин и в целом их подготовку и контроль в процессе многостадийного гидроразрыва, как описано Юдиным и коллегами (2012 год). Основным преимуществом такого комплексного подхода является сокращение более чем на 50% полного цикла заканчивания скважин. ГПП проводится с помощью специальной компоновки низа колонны ГНКТ, с форсунками для создания струи высокой скорости. Абразивный материал подается для обеспечения отверстий в обсадной колонне. При этом в цементном кольце и пристволенной области породы образуется каверна. В исследованиях было показано, что несколько каверн (10–12) достаточно для закачки больших работ ГРП на высоких расходах, в то время как при кумулятивном методе перфорации для этого используется несколько сотен отверстий. Преимущество технологии ГПП заключается в этих кавернах, чья площадь контакта в призабойной зоне значительно превосходит площадь узкого перфорационного канала. Последний к тому же становится окружен деформированной и спрессованной породой в результате взрыва. Давление гидроразрыва также снижается при использовании ГПП в сравнении с кумулятивной перфорацией, как было показано ранее.

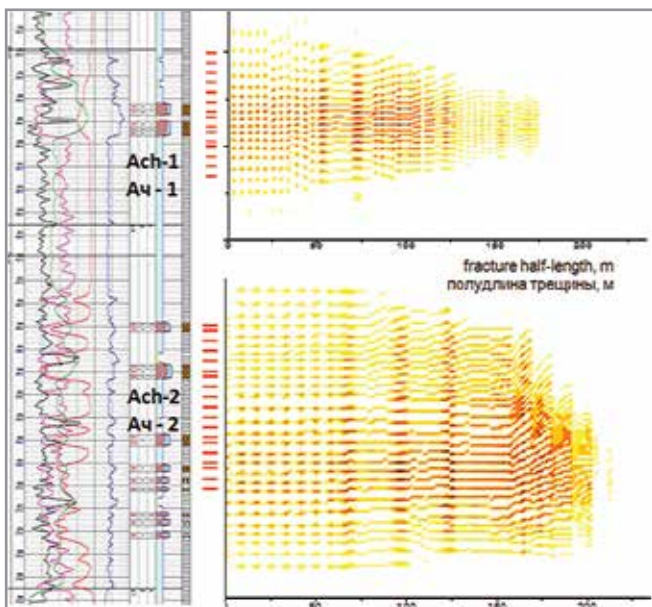


Рисунок 7 – Картажные материалы скв. В (слева), каверны абразивной резки (красным в центре) и геометрия каналов (справа)

Figure 7 – Well B log data on the left, abrasive perforation intervals (in red)

et al., 2012. The main advantage of such integrated completion approach is in a reduction of over 50% in the total completion period for multi-layered wells. Coiled tubing perforating use a special bottom hole assembly, an abrasive gun which pumps sand through nozzles and generates a high velocity flow which creating a connection to the formation through the casing and cement bond. It was shown in the study that large proppant fracturing treatments can be pumped at high rates through a small number of abrasive caverns (10–12 being typical number) which is a significant reduction in cumulative perforations which can be several hundred shots per fracturing stage. This advantage of abrasive caverns is their large surface area near the wellbore zone over conventional perforating which has narrow channel with compressed and damaged formation everywhere around it. Fracture initiation pressure were also shown to be significantly lower with abrasive caverns compared to cumulative perforation in the middle and channels geometry on the right

Channel fracturing uses cluster perforation for better division of relatively large proppant slugs coming to the formation from surface into smaller proppant pillars. All channel fracturing jobs done worldwide used cumulative perforations until abrasive perforating were used with this fracturing technology for the first time in history in Nefteyugansk area.

Over the course of treating 5 wells and 12 channel fracturing stages (Well B being one of them) that use of abrasive perforating via coiled tubing to supplement in channel fracturing operations is not only possible, but contains advantages:

- In case of abrasive jetting, there are only limited number of stations produced, but it allows for both flow distribution due to limited holes area and reliable proppant admittance due to abrasive caverns in near wellbore area at the same time;
- Number of abrasive stations and distance

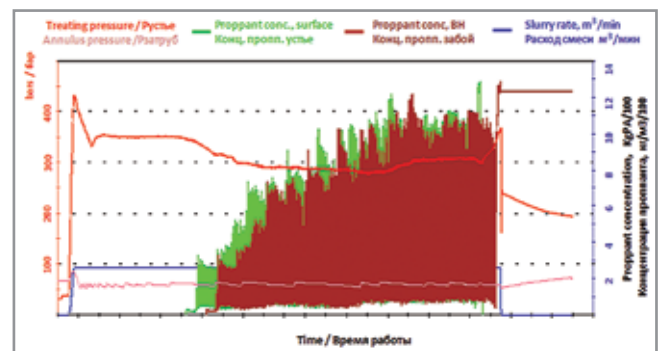


Рисунок 8 – График закачки ГРП с созданием каналов

Figure 8 – Channel fracturing treatment plot

ГРП с созданием каналов предполагает наличие кластерной перфорации, когда перфорированные интервалы чередуются цельными участками колонны. Такой кластерный способ перфорации позволяет разделять относительно крупные пакки смеси жидкости и пропанта на более мелкие пропантные структуры. Все проведенные работы по ГРП с созданием каналов до сих пор были сделаны через кумулятивные перфорационных отверстия. Опыт использования ГПП для новой технологии гидроразрыва в Нефтеюганском регионе стал первым.

По работам ГРП в пяти скважинах и 12 пластах (скв. В одна из них) можно заключить, что использование абразивной резки является не только возможным в сочетании с ГРП с созданием каналов, но и имеет преимущества:

- В случае абразивной резки интервала производится лишь несколько отверстий в колонне, однако это позволяет одновременно и разделять поток за счет малого числа отверстий, и обеспечивать надежную закачку пропанта благодаря свойствам каверны в призабойной зоне.
- Количество и расположение каверн ГПП по аналогии с дизайном кластеров кумулятивной перфорации проектируется с помощью программного обеспечения. Моделирование основывается на геомеханических и геологических характеристиках пород, ширине трещины, скорости закачки и частоте пульсаций. Таким образом, достигается оптимизация каналов в целом.

Важно отметить, что, несмотря на высокую концентрацию волокон в жидкости ГРП, проблем с работой ГНКТ в скважинах не наблюдалось. Во-первых, волокна используются лишь внутри трещины ГРП и работы проектируются таким образом, чтобы волокна не оставались в скважине. Во-вторых, даже в случае попадания волокон в скважину их прочность резко теряется под действием температуры и времени, выражаясь в отсутствии рисков аварийности при операциях ГНКТ по промывке скважин.

Одна из работ по ГРП, проведенных в скважине В, представлена на рис. 8 основными параметрами обработки, – изображены давление, расход и концентрации пропанта. Можно видеть, насколько часто пульсирует концентрация пропанта, так что график кажется полностью закрашенным. На самом деле длина чистого и грязного пульсов равны между собой. Подача пропанта предполагает равномерный рост концентрации по аналогии со стандартным ГРП. На каждой стадии осуществляется несколько пульсов подачи пропанта. Волокна добавляются как в чистые, так и в грязные пульсы на всех стадиях, кроме последней, где пульсация пропанта отсутствует. Последняя стадия на всех работах закачивалась с пропантом 12/18 RCP. Примечательно, что подавляющее большинство работ по новой технологии, включая К-100, были выполнены со значительным снижением расхода закачки относительно работ по стандартному гидроразрыву. Такая оптимизация была проведена

between them, similarly to cumulative clusters design, is made with use of fracture modeling simulator. Design is based upon geomechanical and geological formation properties, fracture width, pumping rate and pulses duration. Thus, optimization of the whole process is achieved.

It is important to note, that despite of high concentration of the fibers inside fracturing fluid, no problems occurred while coiled tubing operations in the wells. Firstly, fibers pumped inside fracture only and treatment is designed specifically to prevent fibers occurrence in the well after placement. Secondly, even in case of accidental fibers occurrence inside the wellbore, their mechanical stability is greatly reduced with temperature and time, resulting in no risk for cleanout operations with coiled tubing.

One of the fracturing stages performed in Well B is represented by Figure 8 with main execution parameters – pressure, rate and proppant concentrations. One can note the high frequency of the pulses of proppant so on the plot it visually seems to be filled entirely when in reality intervals of clean fluid between the proppant pulses are equally long. The schedule assumes a gradual increase of proppant concentrations with several pulses of proppant. Fibers are added continuously to both clean fluid and dirty pulses to ensure maximum proppant transport capabilities until the last stage which is pumped without pulses. This last stage was consistently done with 12/18 RCP material in all the described campaigns. Interestingly, many channel fracturing treatments in the area, including CH-100 jobs were pumped with significantly reduced slurry rates to move proppant pillars closer to each other when hydraulic width of the fracture is limited and closure stresses are high. In Well B, the pumping rate was only 2.6 m³/min, while conventional treatments were pumped with slurry rate of 3.5 m³/min or higher. The main reason for is due to the increased risk of screen-out in conventional treatments as the rate is lowered. Since channel fracturing greatly reduces this risk, lower pumping rates are advantageous: minimizes fracture vertical growth, provides wider fracture according to the models, and reduces the friction pressure significantly. The ability to reduce the friction pressure is particularly important for stimulation in deep wells since it allows for significant reduction of surface pressure. For instance, Figure 8 shows that surface treating pressure during proppant stages was about 300 bars while conventional treatments have a range of 400–500 bars. While pumping rate reduction reduced surface pressure, there is another contributor which is the presence of fibers inside fracturing fluid. Since the interest in friction pressure reduction is recently high worldwide, separate analysis for effect of fibers on friction

из-за необходимости расположить пропантные структуры как можно ближе друг к другу, чтобы обеспечить стабильность каналов в условиях ограниченной гидравлической ширины трещины, высоких пластовых напряжений и значительного роста трещины по вертикали. Так, в скважину В пропант был закачан с расходом смеси лишь $2,6 \text{ м}^3/\text{мин}$, когда на соседних скважинах для стандартного гидроразрыва пластов использовались расходы от $3,5 \text{ м}^3/\text{мин}$ и выше. Основная необходимость в высоком расходе ГРП связана с возрастающим риском «стопов» при снижении расходов стандартного

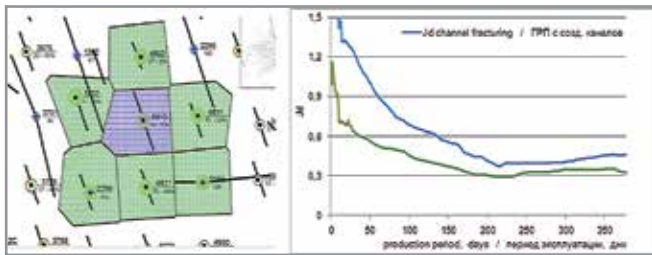


Рисунок 9 – Расположение скв. В относительно соседок (слева) и сравнение по продуктивности (справа)

Figure 9 – Well B and offset wells locations (left) and productivity comparison (right)

гидроразрыва. Поскольку новый метод ГРП значительно снижает риски «стопов», низкий расход при ГРП обеспечивает следующие преимущества: уменьшается вертикальный рост трещины, увеличивается ширина (согласно результатам моделирования) и достигается снижение потерь на трение жидкости в НКТ. Возможность снижения потерь на трение особенно привлекательна для глубоких пластов, поскольку снижает поверхностное давление. Так, рис. 8 показывает, что поверхностное трение составляло лишь порядка 300 атм на протяжении пропантных стадий при ГРП новым методом, тогда как стандартные ГРП на соседних скважинах приводили к давлениям в диапазоне $400\text{--}500 \text{ атм}$. Хотя снижение расхода приводит к меньшим давлениям на поверхности, есть еще один фактор, влияющий на трение жидкости: наличие волокон в жидкости приводит к значительному снижению потерь на трение. Поскольку интерес к снижению потерь на трение высок в целом по индустрии, следующий раздел данной статьи посвящен анализу снижения трения на основе представительной выборки скважин, стимулированных жидкостями ГРП с наличием волоконного материала на одинаковых расходах закачки со стандартными ГРП в соседних скважинах.

Подводя итоги операции К-100 в скважине В, рис. 9 представляет сравнение безразмерной продуктивности скважин между ГРП с созданием каналов и стандартным гидроразрывом на соседних скважинах. Шесть скважин со стандартным ГРП показаны зеленым цветом (рис. 9, слева) и сопоставлены со скважиной, стимулированной новым методом (синим). Значительное преимущество в продуктивности гидроразрыва с созданием каналов

pressure gradient were conducted based on a representative number of treatments in the area where fiber-laden fracturing fluid was used at the same pumping rate as conventional treatments which is discussed in the following section.

To summarize achievement of CH-100 treatments in Well B, Figure 9 provides a result of dimensionless productivity comparison between channel fracturing and conventional treatments in the offset wells. The six offset well with conventional treatments are shown in green (Figure 9 (left)) versus the channel fracturing wells shown in blue. Significant benefits from channel fracturing technology can be obtained as a result of proper candidate selection, use of integrated completion approach with coiled tubing (abrasive perforating and timely well clean out) and treatment size enhancement (CH-100). Thus, within one year of production period, Well B had 51% higher dimensionless productivity when compared to the average of the offset wells stimulated conventionally.

Friction Pressure Reduction by Fibers in X-linked Fracturing Fluid with High Proppant Concentrations

There are two contributing factors identified for lowered surface pressure: reduced pumping rates compare to conventional fracturing and the presence of fibrous material in channel fracturing fluids. Since majority of channel fracturing treatments in the area were pumped with reduced treatment rate compare to conventional treatments, it is suggested to divide the combined effect into two parts. This section will describe the mechanism of friction pressure reduction with fibers, and for that purpose fiber-laden fracturing treatments were analyzed with similar pumping rates as the conventional fluids. Fiber-laden fracturing was widely performed in the area in 2008–2010, Sitdikov et al., 2009 gave detailed description of the technology and first attempt to estimate friction reduction was made, perhaps not considering hydrostatic of the proppant. The analysis shown below is updated with more wells in the comparison from both Priobskoe and Malobalykskoe fracturing operations.

The fiber laden fluid described above used similar fibrous materials under the same concentrations as channel fracturing, but the first technique incorporates a homogeneous proppant addition similar to a conventional schedule. Table 2 provides a calculated results of friction gradients (total friction loss divided by the frac string length) representing fiber-laden treatments on top and conventional stimulation operations at the bottom. For a more representative comparison, proppant concentration between $400\text{ and }800 \text{ Kg/PA}$ were selected which used the same proppant (12/18 ISP). 10 wells in each of the groups were analyzed for this study. It is shown that rate

Таблица 2 – Сопоставление градиента потерь на трение между жидкостями на волоконной основе и стандартными жидкостями ГРП

Table 2 – Comparison of friction gradients between fiber-laden and conventional fracturing fluids

		код скважины / well ID										средн. по конц. average by conc.	
		F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	F10		
волоконная ж-ть fiber-laden fluid	расход смеси, м³/мин pump rate, m³/min	3.5			4				4.2				
	конц. проппанта, кг/м³ prop. conc., KgPA	400	68	68	72	72	72	70	78	70	76	69	72
		500	71	65	72	73	76	74	81	75	73	84	74
		600	70	70	81	79	71	69	85	79	74	83	76
		700	71	74	83	81	86	84	79	80	82	86	81
		800	75	75	73	86	85	83	85	87	88	91	83
	град. трения, бар/км friction grad., bar/km												
средн. по расходу average by rate	71			78				80					
стандартная ж-ть conventional fluid	расход смеси, м³/мин pump rate, m³/min	3.5			4				4.2				
	конц. проппанта, кг/м³ prop. conc., KgPA	400	83	80	71	99	95	82	79	85	89	95	86
		500	91	89	79	107	106	90	84	92	99	99	94
		600	99	98	88	113	112	95	93	103	109	107	102
		700	106	107	97	120	120	100	101	113	119	116	110
		800	111	114	111	126	127	105	107	118	126	118	116
	град. трения, бар/км friction grad., bar/km												
средн. по расходу average by rate	95			100				106					

на данной скважине обеспечено за счет качественного подбора кандидата, использования комплексного подхода к заканчиванию скважины с помощью ГНКТ (проведение ГПП и своевременная промывка скважин) и увеличению размера работы по ГРП (К-100). Таким образом, на протяжении года эксплуатации скважина В продемонстрировала на 51% большую продуктивность в сравнении с соседними скважинами, стимулированными обычным методом.

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ НА ТРЕНИЕ С ПОМОЩЬЮ ВОЛОКОН В ЖИДКОСТЯХ ГРП

Два фактора, влияющих на снижение поверхностного давления при ГРП, – меньшие расходы закачки в сравнении со стандартными технологиями гидроразрыва и наличие волоконного материала в жидкости ГРП с созданием каналов – уже обсуждались выше. Поскольку большинство работ по новому методу гидроразрыва в Нефтеюганском регионе были выполнены со снижением расхода закачки, предлагается разделить общий эффект на две составляющие. Этот раздел посвящен снижению потерь на трение за счет волокон, и с этой целью волоконные жидкости ГРП были сопоставлены со стандартными, закачанными на тех же расходах. Жидкости на волоконной основе были широко применены в регионе в 2008–2010 годах. Ситдииков с коллегами детально описали данную технологию ГРП (2009 год) и сделали первую попытку оценки влияния волокон на снижение трения, хотя в тех результатах не учитывалась

distribution between the treatments was equal between the groups along with the polymer loading (3.6 kg/m³).

An important note on the wells selection was a frac string of 3" ID was consistently used for both groups of wells. Friction losses below the frac string were considered as insignificant (fluid was flowing through 5" ID casing for 40 meters consistently between the wells).

Figure 10 represents one of the outcome from Table 2, when averaged values of friction gradients (F.G.) at each proppant concentration steps were compared – by absolute values (in bar/km) or in relation to each other (% of F.G. reduction with fibers). It can be concluded from both Figure 10 and Table 2 that fibers reduce friction pressure losses significantly under similar treatment and wells characteristics. Also, the reduction in friction is increased from 17% to 29% as the proppant concentration increases from 400 KgPA to 800 KgPA, respectively. For example, when at Priobskoe conditions at relatively high rates (4.5 m³/min and above) fibers can reduce the friction by 100 bars or more. This is absolutely critical when dealing with deep and laminated formations where the maximum surface pressure is a significant limiting factor.

CONCLUSIONS

Based on the five years of channel fracturing development and implementation in Priobskoe,

гидростатика пропантной смеси. Результаты анализа, приведенные ниже, основаны на доработанной статистике с большим количеством скважин как на Приобском, так и на Малобалькском месторождениях.

Волоконные жидкости, описанные выше, включали сходный волоконный материал и при тех же концентрациях, что используются в случае гидроразрыва с созданием каналов, но в отличие от последних закачивались без пульсации проппанта. Таблица 2 представляет рассчитанные значения градиентов потерь на трение (суммарная потеря давления на трение, отнесенная к длине НКТ). Расчеты для волоконных жидкостей приведены в верхней половине таблицы, стандартные жидкости ГРП описаны в нижней половине соответственно. Для более показательных выводов в анализе использовались концентрации проппанта от 400 до 800 кг/м³, поскольку на данных стадиях последовательно между скважинами закачивался одинаковый тип проппанта (12/18 ISP). По десять скважин в каждой из групп были проанализированы в ходе сравнительного анализа. В таблице отражены значения расходов на работах,

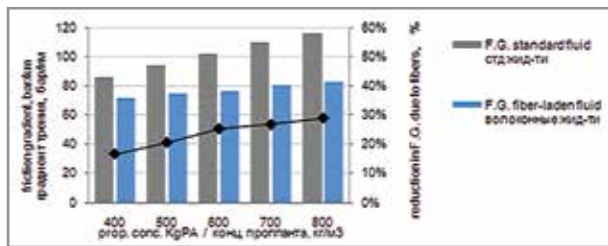


Рисунок 10 – Сравнение потерь на трение между чистой жидкостью и чистой жидкостью с волоконными добавками

Figure 10 – Friction gradient comparison between standard X-linked fluid and with fibers

можно убедиться, что они соответствовали между двумя группами. Кроме того, загрузка полимеров была одинаковой между всеми работами (3,6 кг/м³). Важно также, что тип НКТ был одинаковым между всеми работами – 88,9 мм. Потери на трение ниже НКТ были пренебрежимо малы (жидкость преодолевала порядка 40 м в колонне 146 мм между НКТ и перфорационным интервалом во всех скважинах).

Рисунок 10 представляет один из возможных выводов из табл. 2, когда осредненные градиенты потерь на трение (F.G.) по каждой из концентраций проппанта были сравнены – по абсолютным значениям (атм/км) и по относительным изменениям (% снижения F.G. при добавлении волокон). Из графика 10 и табл. 2 можно сделать вывод о значительном снижении потерь на трение при добавлении в жидкость ГРП волокон, основываясь на одинаковых пластовых характеристиках и заканчивании скважин. Также сокращение потерь на трение становится более выраженным по мере увеличения концентрации проппанта (возрастает от 17% до 29% при увеличении концентрации от 400 до 800 кг/м³ соответственно). Для примера: на работах по ГРП на Приобском месторождении с достаточно высокими расходами закачки (4,5 м³/мин и выше) волокна снижают потери

Prirazlomnoe and Malobalykskoe oil field, twenty two treatments were divided into five groups for comparison. Following results can be given in a summary:

- Zero screen outs occurred during the whole implementation period proving a unique reliability of the new technique in proppant placement
- New directions in channel fracturing were invented and successfully implemented to Achimov and Neocomian sandstone reservoirs:
 - Combination of channel fracturing with abrasive perforating
 - CH-100 version of the channel fracturing to maximize channels length and width by placing an equal proppant amount as the conventional design
- Impact of channel fracturing
 - Depends on the size of the job and the formation kH. Production differential versus conventional techniques increased with increasing these parameters. Production increase of up to 51% was realized with this technique.

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors would like to thank Rosneft and Schlumberger for their support and permission to publish this paper. Special acknowledgments go to the team of the Novosibirsk Technology Center of Schlumberger for channel fracturing development: particularly to Oleg Medvedev, project manager and to Andrey Bogdan for his work on channels visualization. The authors are grateful to Andrey Geroevich Pasynkov, former Chief Geologist of the Yuganskneftegaz for the overall contribution to field testing of the new technology. ☺

NOMENCLATURE

B	oil volumetric factor, m ³ /m ³
BHST	bottomhole static temperature, °C (°F)
BHP	bottomhole pressure, bar (atm)
GOR	gas/oil ratio, m ³ /m ³
h	effective reservoir thickness, m
Jd	dimensionless productivity
ISP	intermediate strength proppant
k	permeability of porous media, m ² or mD
KgPA	kilograms of proppant added, kg/m ³
P _r	average reservoir pressure, atm
P _{wf}	bottomhole flowing pressure, atm (bar)
q	fluid production, m ³ /day
RCP	resin-coated proppant
TOPD	tons of oil per day, t/day
TSO	tip screenout
TVD	true vertical depth, m
μ	fluid viscosity, Pa*s
CH-100 equivalent	channel fracturing with 100% mass equivalent

SI METRIC CONVERSION FACTORS

atm	× 1.013 250* E+05	= Pa
bar	× 1.0* E+05	= Pa
bbbl	× 1.589 873 E-01	= m ³
cp	× 1.0* E-03	= Pa*s

на трение на 100 атм и более. Это особенно важно, когда объектом обработки является глубокий и разобценный пласт и ограничение поверхностного давления является решающим компонентом в дизайне ГРП.

ВЫВОДЫ

Основываясь на пятилетнем опыте внедрения технологии ГРП с созданием каналов на Приобском, Приразломном и Малобалькском месторождениях, двадцать две проведенные работы были поделены на пять групп для сравнения. В качестве итоговых приведены следующие результаты:

- Ни одной преждевременной остановки работы («стопа») при ГРП не произошло, что подтверждает уникальную надежность новой технологии в размещении проппанта.
- Новые перспективные направления в использовании гидроразрыва с созданием каналов были разработаны и внедрены в ачимовских и неокмских песчаниках:
 - Комбинирование ГРП с созданием каналов и технологии абразивной перфорации с помощью ГНКТ.
 - Опция технологии К-100 введена в производство для максимального увеличения длины и ширины каналов за счет размещения равной массы проппанта в сравнении со стандартным ГРП.
- Эффект от ГРП с созданием каналов
 - Зависит от размера работы и параметра кН стимулируемого интервала. При росте данных параметров возрастает дополнительный эффект от новой технологии. Увеличение продуктивности до 51% было зафиксировано в ходе исследований.

БЛАГОДАРНОСТЬ

Авторы выражают благодарность компаниям «Роснефть» и «Шлюмберге» за поддержку и разрешение опубликовать данные материалы. Отдельную признательность хотелось бы выразить Новосибирскому технологическому центру компании «Шлюмберге» за разработку новой технологии и персонально поблагодарить Олега Медведева, руководителя проекта, и Андрея Богдана за его работу по визуализации моделей каналов. Авторы крайне благодарны Андрею Героевичу Пасынкову, бывшему главному геологу компании «Юганскнефтегаз» за всецелую поддержку в разработке технологии на стадии полевого тестирования. ©

СИ МЕТРИЧЕСКИЕ ПЕРЕВОДНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ

atm	× 1.013 250* E+05	= Pa
bar	× 1.0* E+05	= Pa
bbbl	× 1.589 873 E-01	= m ³
cp	× 1.0* E-03	= Pa·s
ft	× 3.048* E-01	= m
ft ²	× 9.290 304* E-02	= m ²
ft ³	× 2.831 685 E-02	= m ³
°F	(°F-32)/1.8	= °C
gal	× 3.785 412 E-03	= m ³
lbm	× 4.535 924 E-01	= kg
psi	× 6.894 757 E+00	= kPa

* Коэффициент точный

ft	× 3.048* E-01	= m
ft ²	× 9.290 304* E-02	= m ²
ft ³	× 2.831 685 E-02	= m ³
°F	(°F-32)/1.8	= °C
gal	× 3.785 412 E-03	= m ³
lbm	× 4.535 924 E-01	= kg
psi	× 6.894 757 E+00	= kPa

*Conversion factor is exact.

Литература / References

- Gillard, M., Medvedev O., Peña, A., et al. 2010. A New Approach to Generating Fracture Conductivity. Paper SPE 135034 presented at the 2010 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 20–22 September. <http://dx.doi.org/10.2118/135034-MS>.
- Kayumov, R., Klyubin, A., Yudin, A., et al. 2012. First Channel Fracturing Applied in Mature Wells Increases Production from Talinskoe Oilfield in Western Siberia. Paper SPE 159347 presented at SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October.
- Medvedev, O., Bogdan, A., Titkov, A., et al. 2010. Channel Fracturing - New Technique for Generating Conductivity: Experience and Applicability in Russia. Slides (not published) presented at the 2010 SPE Applied Technology Workshop on Hydraulic Fracturing in Russia: Current Experience and Perspectives, Nizhnevartovsk, Russia, 28 September.
- Medvedev, A., Yudina, K., Panga, M., et al. 2013. On the Mechanisms of Channel Fracturing. Paper SPE 163836 presented at the 2013 SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference held in The Woodlands, Texas, USA, 4-6 February.
- Nadeev, A., Yudin, A., Sudeev, I., et al. 2012. Improved Hydraulic Fracture Modeling Based on Geomechanical Correlation Functions Optimizes Development of Priobskoe Oilfield. Paper SPE 160694 presented at the 2012 SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Russia, Moscow, 16-18 October.
- Nikitin, A., Pasyнков, A., Makarytchev, G., et al. 2006. Differential Cased Hole Sonic Anisotropy for Evaluation of Propped Fracture Geometry in Western Siberia, Russia. Paper SPE 102405 presented at the 2006 SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 3-6 October.
- Nikitin, A., Shirnen, A., and Maniere, J. 2007. Complex Fracture Geometry Investigations Conducted on Western-Siberian Oilfields at Rosneft Company. SPE 109909 presented at the 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA, 11-14 November
- Nikitin, A., Yudin, A., Latypov, I., et al. 2009. Hydraulic Fracture Geometry Investigation for Successful Optimization of Fracture Modeling and Overall Development of Jurassic Formation in Western Siberia. Paper SPE 121888 presented at 2009 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition, Jakarta, Indonesia, 4-6 August.
- Sadykov, A., Yudin, A., Oparin M., et al. 2012. Channel Fracturing in the Remote Taylakovskoe Oil Field: Reliable Stimulation Treatments for Significant Production Increase. Paper SPE 160767 presented at the 2012 SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 16-18 October.
- Sitdikov S., Serdyuk, A., Nikitin, A., et al. 2009. Fiber-Laden Fluid – Applied Solution for Addressing Multiple Challenges of Hydraulic Fracturing in Western Siberia. Paper SPE 119825 presented at the 2009 SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference held in The Woodlands, Texas, USA, 19–21 January.
- Timonov, A.V., Zagurenko, A.G., Hasanov, M.M., et al. 2006. System Approach to Hydraulic Fracturing Optimization in Rosneft Oilfields. Paper SPE 104355 presented at the 2006 SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 3-6 October.
- Yudin, A., Burdin, K., Yanchuk, D., et al. 2012. Coiled Tubing Reduces Stimulation Cycle Time by More Than 50% in Multilayer Wells in Russia. Paper SPE 154386 presented at the 2012 SPE/ ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 27-28 March.