

2019 Halliburton, все права защищены  
2019 Halliburton, Rights Reserved

Е.Г. Казаков, И.Г. Файзуллин, Э.Ф. Сайфутдинов  
Научно-Технический Центр «Газпром нефть» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)  
А.А. Корепанов, ООО «Газпромнефть-Ямал»  
Н.В. Чебыкин, ООО «Газпромнефть-Хантос»  
А.Ю. Конопелько, АО «Мессояханефтегаз»

E.G. Kazakov, I.G. Fayzullin, E.F. Sayfutdinov,  
Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg  
A.A. Korepanov, Gazpromneft-Yamal LLC, RF, Tyumen  
N.V. Chebykin, Gazpromneft-Khantos LLC, RF, Khanty-Mansiysk  
A.Yu. Konopelko, Messoyakhaneftegaz JSC, RF, Tyumen

## Газпром нефть: Оптимизация технологий многостадийного гидроразрыва пласта в коллекторах с близким расположением газонефтяного и водонефтяного контактов и наличием слабовыраженных барьеров с низким контрастом напряжений

### Gazprom Neft: Optimising Multistage Hydraulic Fracturing in Challenging Reservoirs

Для эффективной стимуляции скважин методом ГРП необходима глубокая инженерная и технологическая проработка. В работе показаны различные пути оптимизации МГРП в пластах со слабовыраженными барьерами и низким контрастом напряжений. Одним из решений поставленных задач является оптимизация существующих гуаровых систем жидкости для контроля высоты трещины. Для достижения максимального эффекта проводилось постепенное снижение концентрации полимера, и использовались маловязкие жидкости и

Effective well stimulation with hydraulic fracturing requires indepth engineering and technological research. This paper shows various ways of optimizing multistage fracturing operations in reservoirs with weak barriers with low stress contrasts. One of the solutions is to optimize the existing guar fluid systems to control the fracture height. The following solutions were applied to achieve the maximum effect: gradual decrease of polymer concentration, application of low-viscosity fluids and combined «pad» stages. Additional operations were carried out in order to optimize the pumping schedule and

комбинированные буферные стадии. Дополнительно проводились работы по оптимизации расписания закачки и повышения его агрессивности. С целью достижения наибольшего эффекта по очистке трещины происходило постепенное повышение концентрации ферментного деструктора. В качестве альтернативного подхода в стимуляции была выбрана жидкость ГРП на бесполимерной основе (ПАВ). Для минимизации рисков, связанных с получением СТОПа, внедрено применение компоновок МГРП с многоразовыми муфтами, управляемыми ключом с привлечением установки ГНКТ и мониторингом забойного давления. В качестве дополнительных методов контроля применялся микросейсмический мониторинг и различные геофизические исследования. Анализ фактического дебита показал успешность примененных подходов для достижения максимальной эффективности работы простимулированных скважин.

## Введение

В портфеле активов «Газпром нефти» имеется ряд месторождений, пласты которых характеризуются отсутствием ярко выраженных литологических барьеров для газа и воды. Проведение гидроразрыва пласта (ГРП) без глубокой инженерной проработки и внедрения технологий не эффективно. Для успешного введения в эксплуатацию объектов – п-ова Ямал требуется поиск оптимальных решений. В данной работе рассмотрены различные сценарии проработки путей оптимизации технологии ГРП. Анализ фактической работы простимулированных скважин показывает, что в итоге удалось найти успешное решение. Благодаря комплексному подходу специалистов компании была проведена большая работа по оптимизации ГРП, что позволило повысить производительность скважин.

## Апробация оптимизации жидкости и дизайна ГРП

На месторождениях Западной Сибири для коллекторов с близким расположением газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов и слабовыраженными барьерами с низкими напряжениями одной из задач является необходимость контроля высоты трещины ГРП для исключения приобщения непроектных интервалов. В связи с тем, что технологии с низкополимерными модифицированными или ПАВ рецептурами пока не получили широкого распространения из-за более высоких стоимости и требований к оборудованию, очевидным решением представляется оптимизация существующих гуаровых жидкостей ГРП в направлении снижения концентрации (загрузки) полимера и использования в качестве буферной и/или песконесущей жидкости маловязких жидкостей [1]. В рассматриваемом случае оптимизация была начата с жидкостей и

make it more rapid. To achieve the maximum clean out of the fracture, the concentration of the enzyme breaker was gradually increased. Hydraulic fracturing with a non-polymer fluid system (surface active agent) was chosen as an alternative stimulation approach. To minimize the risks associated with screenout, multistage completion system with reusable sleeves have been used. The system is controlled by a special CT-deployed key and bottomhole pressure monitoring. Additional control methods included microseismic monitoring and different logging operations. The analysis from the actual oil production rate showed that these approaches maximized the efficiency of the stimulated wells.

## Introduction

Gazprom Neft's asset portfolio includes several fields which are characterized by the absence of distinct lithological barriers for gas and water. Hydraulic fracturing is not efficient without in-depth engineering studies and utilizing the latest technologies. Successful field commissioning in the Yamal region requires implementing the optimal solutions. This paper describes the various scenarios for the optimization of hydraulic fracturing. The analysis of the actual performance of the stimulated wells showed that a successful solution was finally identified. The integrated approach developed by the company's specialists allowed the company to optimize hydraulic fracturing and thus increase the wells productivity.

## Fluid and Fracturing Design Optimisation Testing

In Western Siberia, one of the tasks for reservoirs with close proximity to oil-gas and water-oil contacts and low stress barriers is the need to control the height of fracture in order to avoid the fracturing of non-target intervals. Technologies with low-polymer modified agents or surfactants have not yet become widespread due to the higher costs and harsh equipment requirements. Therefore, the obvious solution is to optimize the existing guar fluids in order to reduce the concentration of the polymer and to use low-viscosity fluids as a buffer and/or sand-bearing fluid [1]. In the present case, it was decided to start optimizing the fluids and fracturing design by a gradual decrease the polymer concentration and increasing the pump rate (reduction of the buffer volume, increase in the maximum concentration of proppant and decrease in fluid rate). The first tests were carried out in directional wells. The design of these wells prevents the risk of an accident due to the proppant settling in the liner in the horizontal section. After obtaining positive results, it was decided to perform an injection in the horizontal wells completed with multistage fracturing assemblies [2]. The polymer concentration and main reservoir characteristics before and after the optimization are presented in the table. Initially, the viscosity of the cross-linked fluid was 800 mPa·s, which is due to the high fluid loss into the formation matrix.

дизайна ГРП, а именно с постепенного снижения загрузки (концентрации) полимера и повышения агрессивности графика-закачки (уменьшение доли объема буфера, увеличение максимальной концентрации проппанта и снижение расхода жидкости). Первые опробования проводили в наклонно направленных скважинах, конструкция которых предотвращает риск аварии из-за оседания проппанта в хвостовике горизонтальной секции. После получения положительных результатов была выполнена закачка в горизонтальных скважинах с заканчиванием компоновками многостадийного ГРП (МГРП) [2]. Концентрация полимера, основные характеристики пласта до и после оптимизации приведены в таблице. Первоначально вязкость сшитой жидкости составляла 800 мПа·с, что объяснялось большими утечками жидкости в матрицу пласта.

Высокая вязкость системы жидкости позволяла избежать риск получения СТОПа и гарантировала достаточность гидравлического раскрытия трещины, однако при этом увеличивалась ее высота, что многократно повышало риск приобщения газа и воды. Оптимизация ГРП происходила по направлению снижения загрузки полимера, а также увеличения концентрации ферментного (энзимного) брейкера для очистки трещины от остатков полимера и соответственно повышения остаточной проводимости трещины. Проведенные работы позволили без увеличения аварийности существенно снизить загрузку полимера – с 3,6 до 2,2 кг/м<sup>3</sup>. В результате было достигнуто снижение вязкости сшитого геля в среднем до 400–450 мПа·с. В целом на проекте было проведено 370 скважино-операций, доля осложнений (СТОП) составила менее 5 %, что явилось очень хорошим показателем. В основном осложнения связаны с техническими причинами (работой оборудования), такими как отклонения в подаче проппанта (скачки концентрации проппанта) и химических реагентов. Для подтверждения правильности выбранного подхода проводился инструментальный контроль высоты трещины – микросейсмический мониторинг (МСМ), который позволяет оценить эффективность работ физически, а не только по параметрам добычи или результатам моделирования в симуляторе ГРП. На рис. 1 приведено сравнение высоты трещины по дизайну ГРП и лоцированным событиям МСМ. Данные моделирования и МСМ были подтверждены работой скважин без признаков прорыва в непроектные горизонты [3].

Параметры дизайна ГРП Fracturing design parameters	До оптимизации Before optimization	После оптимизации After optimization
Давление закрытия забойное, МПа Closing pressure at bottom hole, MPa	25,0 - 33,0	25,0 - 33,0
Эффективное давление, МПа Effective pressure, MPa	1,8 - 3,0	1,8 - 3,0
Эффективность жидкости, % Fluid efficiency, %	35 - 60	35 - 60
Загрузка полимера, кг/м <sup>3</sup> Polymer concentration, kg/m <sup>3</sup>	2,76 - 3,6	2,0 - 2,4
Объем жидкости, м <sup>3</sup> Fluid volume, m <sup>3</sup>	80 - 110	25 - 70
Доля объема буфера в смеси, % Share of buffer volume, %	25 - 30	13 - 18
Масса проппанта, т Proppant volume, t	25 - 50	5 - 35
Фракции проппанта Proppant fractions	20/40, 16/20	20/40, 16/20, 12/18
Максимальная концентрация, кг/м <sup>3</sup> Maximum concentration, kg/m <sup>3</sup>	800 - 900	900 - 1200
Расход жидкости, м <sup>3</sup> /мин Fluid flow rate, m <sup>3</sup> /min	2,8 - 3,0	1,8 - 2,2

The high viscosity of the fluid prevented the risk of screen-out and guaranteed the conductivity of the fracture. However, the height of the fracture also increased which led to the risk of gas and water infiltration. Hydraulic fracturing was further optimized by reducing the polymer concentration and increasing the concentration of the enzyme breaker to clean the fracture from the polymer residues and, consequently, increased the residual conductivity of the fracture. This enabled a significant reduction in the polymer concentration without increasing the accident rate - from 3.6 to 2.2 kg/m<sup>3</sup>. As a result, the viscosity of the cross-linked gel has been reduced to an average of 400-450 mPa·s. In total, 370 well operations were performed in the project, the share of complications (screen-out) was less than 5%, which was a very good indicator. Most of the complications were related to technical problems (equipment operations), such as deviations in the injection of the proppant (proppant concentration spikes) and chemical agents. Fracture height control was carried out to validate the chosen approach - micro-seismic monitoring, which physically evaluates the efficiency of the operation, not only in terms of the production parameters or the results of the hydraulic fracturing simulation. Figure 1 shows the comparison of the fracture height calculations via the fracturing design and micro-seismic monitoring. The data from the simulation and the micro-seismic monitoring have been validated in well operation without signs of fracture breakthrough into non-target layers [3].

### Pilot Operations for Optimising Fluid and Fracture Design

In addition to the testing of the fluid and fracturing design optimization, pilot operations injecting viscoelastic surfactants were also conducted. Viscoelastic surfactant

# 23RD WORLD PETROLEUM CONGRESS

**THE WORLD IS COMING  
TO HOUSTON, JOIN US!**

Mark your calendars and plan to be an integral part of discussions on the future of energy. This event is an extraordinary opportunity to connect with global leaders and to discuss the challenges and opportunities of the transforming energy industry.

**Interested in a Sponsorship or  
Showcasing your Company?**

**Visit: [WPC2020.COM](http://WPC2020.COM)**



**DEC 6-10, 2020  
HOUSTON, USA**

@2019\_WPC\_GA-5



PRESENTED BY



HALLIBURTON

accenture



ExxonMobil



Baker Hughes

aramco

ConocoPhillips

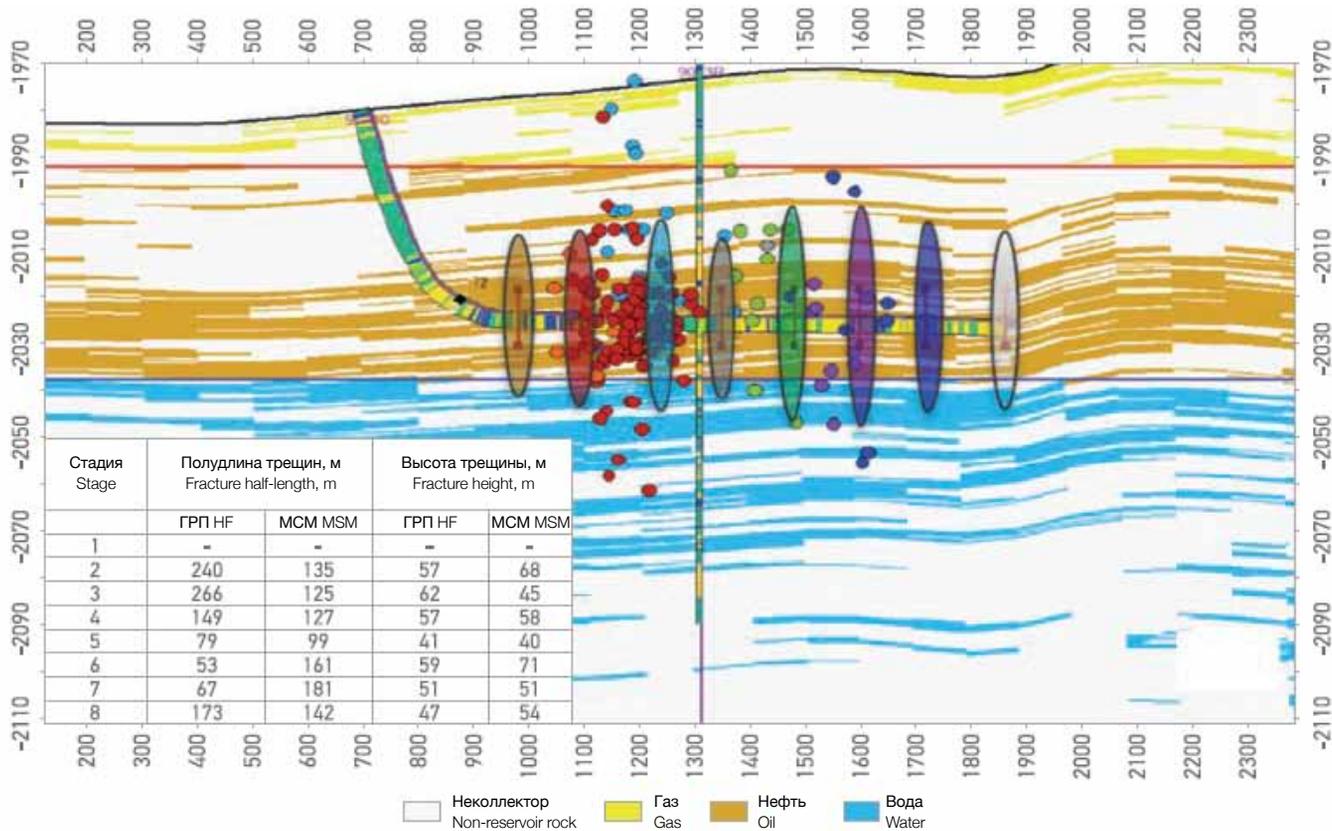


Рис.1: Результаты сравнения высоты трещины по дизайну и лоцированные события MCM

Fig.1: Outcome of compared fracture height according to its design and MSM located events

## Опытно-промышленные работы по оптимизации жидкости и дизайна ГРП

Помимо апробации оптимизации жидкости и дизайна ГРП проводились опытно-промышленные работы (ОПР) с закачкой вязкоупругих ПАВ. Жидкость на основе вязкоупругих ПАВ по сравнению с жидкостью на гуаровой основе имеет хорошую песконесущую способность при пониженной вязкости (около 250 мПа·с), но при этом предъявляются очень высокие требования к технологическим средствам ее применения и, кроме того, жидкость на основе вязкоупругих ПАВ имеет значительно более высокую стоимость.

Проведены девять скважино-операций, доля осложнений (СТОП) по данной технологии составила 25 %, основной их причиной послужила неготовность подрядчика к проведению работ по технологии с применением данной рецептуры жидкости. Результаты работы скважин оценивались по безразмерному индексу продуктивности, приведенному к дебиту скважины после выполнения одной стадии ГРП. Эффективность технологии ГРП с применением жидкости на основе вязкоупругих ПАВ получила свое подтверждение, однако из-за высокой стоимости и большого процента осложнений по сравнению с технологией с использованием жидкости на гуаровой основе не получила широкого распространения.

fluids have good sand-bearing capacity at a reduced viscosities (about 250 mPa·s), but very high demands are then placed on the equipment. In addition, viscoelastic surfactants are much more expensive.

Nine well operations were carried out, the share of complications (screen-out) with this technology was 25%. The main reasons for the complications was the unwillingness of the contractor to perform the operations with this fluid. The well's performance was evaluated by a dimensionless productivity index normalized to the production rate after one fracturing stage. This fracturing technology with viscoelastic surfactant fluid has been proven to be efficient. However, this technology is not widely used due to the high cost and high percentage of complications as compared to the guar-based fluid technology. In order to minimize the risks of breakthroughs during hydraulic fracturing when injecting 8-10 tons of proppant, a ball-drop tool has also been utilized. This tool enabled eight stage fracturing without stopping the injection, which has proved its efficiency. As a result, the unproductive volume of the fluid pumped into the formation is reduced by several times (the fluid volume is reduced by 30-40% due to the cancellation of pumping tests for each fracturing stage and the reduction of the fluid volume during pumping). The duration of eight fracturing stages is also reduced (duration from the time



**OGU**  
Uzbekistan



24-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

# НЕФТЬ И ГАЗ

24th UZBEKISTAN  
INTERNATIONAL

# OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

[www.oilgas.uz](http://www.oilgas.uz)

**13-15**  
**МАЯ / MAY**  
**2020**

**УЗБЕКИСТАН, ТАШКЕНТ**  
**UZBEKISTAN, TASHKENT**

ГЛАВНАЯ  
НЕФТЕГАЗОВАЯ  
ВЫСТАВКА  
В УЗБЕКИСТАНЕ

THE LEADING  
OIL & GAS EVENT  
IN UZBEKISTAN

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ  
FOR PARTICIPATION PLEASE CONTACT



**RUSSIAN ENERGY  
EVENTS EXPERTS**

+7 (499) 348-85-00  
[info@re3.events](mailto:info@re3.events)

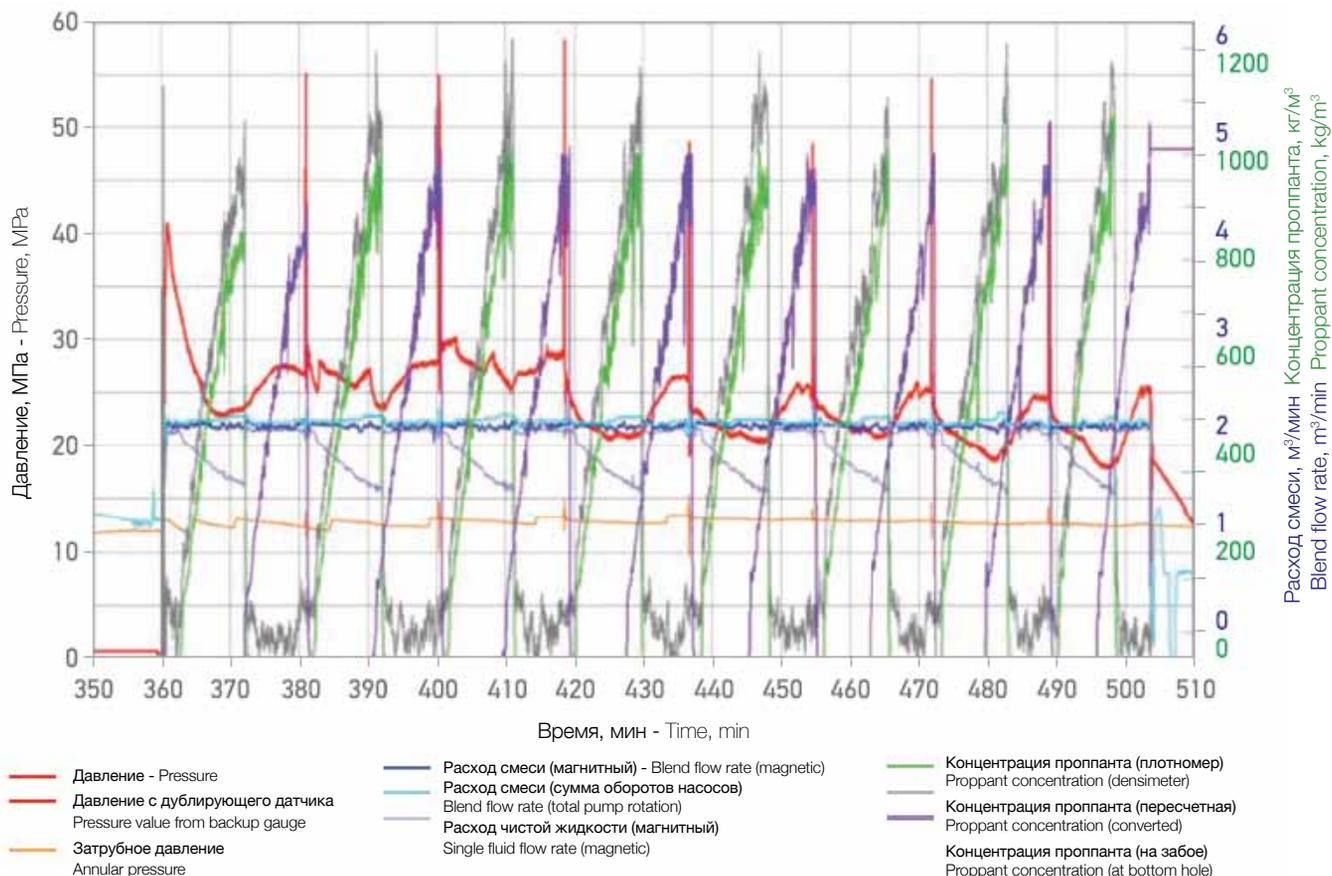


Рис.2: График проведения восьмистадийного ГРП с закачкой проппанта в поток жидкости  
 Fig.2: Schedule of the eight-stage hydraulic fracturing operation with proppant injection in the fluid flow

Для минимизации рисков прорыва при ГРП с закачкой проппанта массой 8–10 т также применено устройство для сброса шаров, позволяющее проводить плановые восемь стадий МГРП без остановки закачки, что доказало свою эффективность. В результате кратно снижается непроизводительный объем закачиваемой жидкости в пласт (уменьшение объема жидкости на 30–40 % за счет отмены тестовых закачек на каждую стадию МГРП и сокращения объема жидкости на стадии продавки), уменьшается время на проведение восьми стадий ГРП (с момента заезда флота ГРП практически в 2 раза). Достигнуто значительное ускорение, например, закачка проппанта массой 10 т на стадию при восьмистадийном ГРП была завершена за 2 ч (рис. 2).

Однако при закачке в поток проппанта массой 8–10 т на муфту ГРП имеется риск получения осложнения из-за того, что во время прохождения проппанта в стимулируемую зону пласта шар для активации последующего порта уже сброшен в скважину. В случае получения СТОПа нахождение шара в колонне НКТ серьезно затрудняет дальнейшее проведение работ в скважине [3]. Для минимизации данных рисков внедрены компоновки МГРП с многоразовыми муфтами, управляемыми ключом на гибкой НКТ (ГНКТ). Закачка жидкости ГРП осуществляется по

the fracturing fleet arrives at location is reduced by almost half). A significant overall time reduction has also been achieved. For example, pumping of 10 tons of proppant per stage as part of eight-stage fracturing was completed in 2 hours (Fig. 2).

However, when pumping 8-10 tons of proppant per fracturing sleeve, there is a risk of complications from the activation ball for the subsequent sleeve which has already been dropped into the well during proppant injection into the stimulated formation interval. In case of screen-out, the presence of the ball in the tubing string seriously hampers further work in the well [3]. In order to minimize these risks multistage fracturing completion configurations with reusable CT-operated sleeves have been implemented. Fracturing fluid is pumped through the annular space between tubing and coiled tubing with a CT-deployed key below the target frac port. This dispensed the “unnecessary” runs for each stage and provided the unique ability to monitor the bottomhole pressure inside the coiled tubing in real time (Fig. 3).

This made it possible to evaluate the efficiency of proppant pack in the fracture during operations and to propose well-reasoned optimization changes to the pumping program. After fracturing the port is closed,

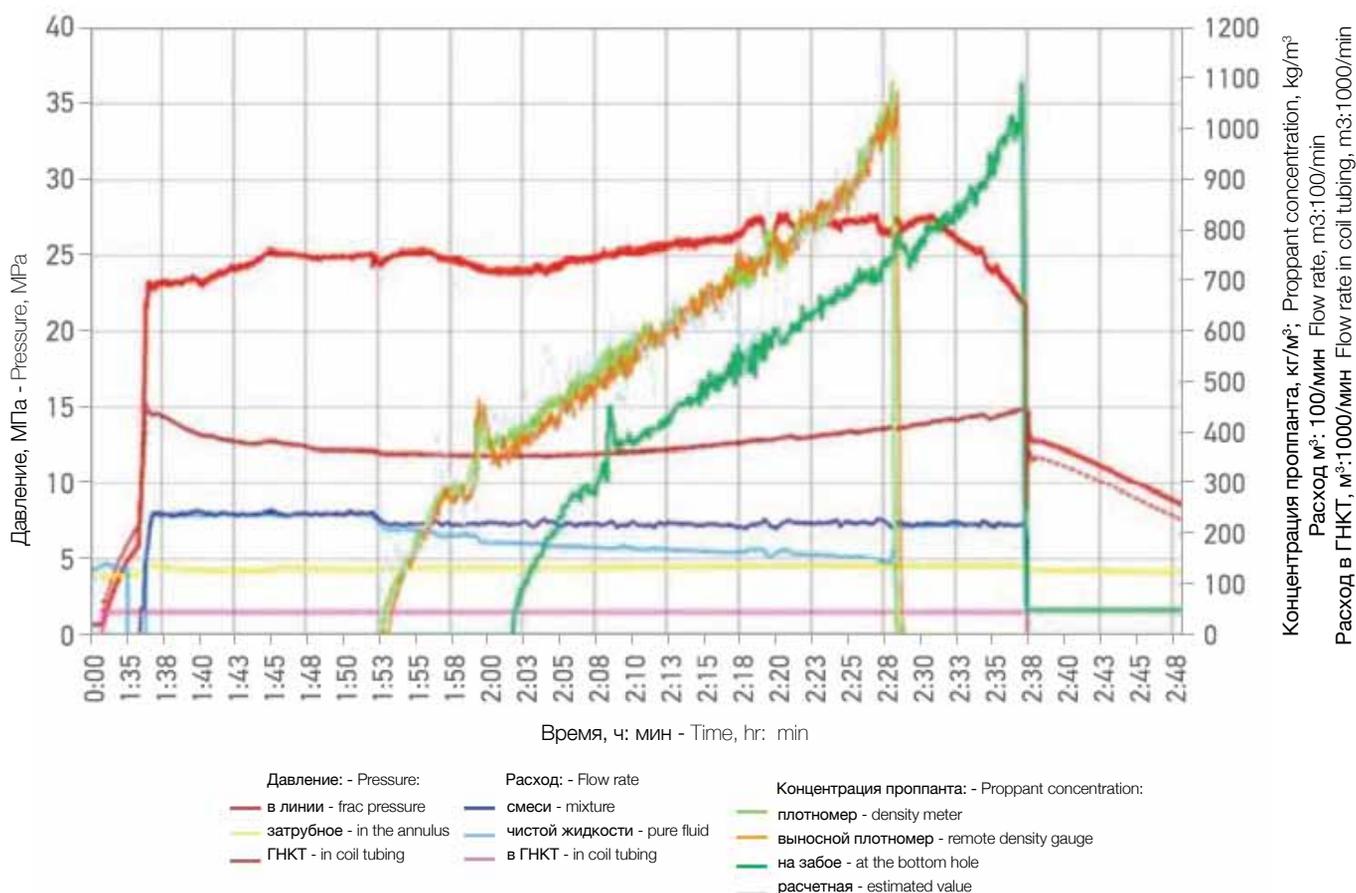


Рис.3: График проведения основного ГРП без подъема ГНКТ и с возможностью мониторинга забойного давления в режиме реального времени

Fig.3: Schedule of main hydraulic fracturing job without coil tubing trip, with possibility to monitor bottom hole pressure in real time

малому затрубному пространству со спуском ключа на ГНКТ ниже порта, на который проводится ГРП. Это позволило избавиться от «лишних» спускоподъемов компоновки при проведении каждой стадии, в связи с чем появилась уникальная возможность мониторинга забойного давления по давлению в ГНКТ в режиме реального времени (рис. 3).

Это дало возможность оценивать упаковку трещины пропантом при проведении операций и обоснованно предлагать оптимизационные изменения к плану закачки. После выполнения операции порт закрывается, что исключает дополнительную кольматацию только что обработанной зоны, а также способствует выносу пропанта из простимулированного порта в ствол скважины при продолжении работ по стимуляции следующих стадий. На части месторождения принято решение о тиражировании данной технологии. Внедрение всех описанных этапов оптимизации жидкости и технологий ГРП позволило достичь параметров закачек при ГРП, приведенных на рис. 4. Помимо снижения содержания полимера в жидкости ГРП в «Газпром нефти» реализован метод закачки комбинированных буферных стадий (линейный + сшитый гели) с

which eliminates additional clogging of the newly treated interval and facilitates the proppant removal from the stimulated frac port into the wellbore during the next stages. It was decided to replicate this technology within one area of the field. Implementing all the described stages of fluid and fracturing optimization technologies resulted in the fracturing injection parameters shown in Fig. 4. In addition to reducing the polymer content in the fracturing fluids, Gazprom Neft has implemented the method of pumping combined buffer pills (linear + cross-linked gel) with a constant decrease in the concentration of the cross-linked fluids without changing the volume of the buffer fluid. It is possible to pump fully linear buffer fluid for reservoirs that do not have the risk of a breakthrough in the non-target interval. In Western Siberia operations, the fluid was injected into low porosity and permeability reservoirs at a depth of 2350-2650m. The efficiency of the cross-linked fracturing fluids in these reservoirs reached more than 60%. The positive results and experience were subsequently adapted and transferred to reservoirs with a risk of a breakthrough in gas-oil and water-oil contact. These reservoirs are characterized by relatively high porosity and permeability, depth 750-780 m. The efficiency of cross-linked fluid in these reservoirs reached 45%.

постоянным уменьшением концентрации сшитой жидкости без изменения объема буферной стадии вплоть до закачки полностью линейных буферных стадий для коллекторов, в которых отсутствует риск прорыва в непроектный интервал. Работы были реализованы в Западной Сибири, закачка проводилась в пласты, залегающие на глубине (а.о.) 2350–2650 м, характеризующиеся низкими ФЕС, эффективность применения сшитой жидкости разрыва в которых достигает более 60 %. Полученные положительные результаты и опыт впоследствии были адаптированы и перенесены на объекты, где есть риск прорыва в ГНК и ВНК. Такие объекты для проведения ГРП характеризуются довольно высокими значениями ФЕС, глубина их залегания (а.о.) составляет 750–780 м, эффективность использования сшитой жидкости достигает 45 %. Для данных коллекторов в дальнейшем оптимизация закачки на основе линейного геля доведена до концентрации проппанта 200 кг/м<sup>3</sup> фракцией 16/20, на основе сшитой жидкости – до 1400 кг/м<sup>3</sup> фракцией 12/18.

Первая горизонтальная скважина, в которой был опробован данный подход, была оснащена компоновкой заканчивания с пятью муфтами МСГРП, активируемыми шарами, с длиной горизонтальной секции примерно 1000 м. Увеличение линейной части буферной стадии проводилось поэтапно. При проведении основного ГРП на пятой стадии использовали линейную жидкость как на буферной, так и на проппантной стадиях закачки до концентрации проппанта 200 кг/м<sup>3</sup>. Дальнейшая закачка с набором концентрации проппанта до 1400 кг/м<sup>3</sup> осуществлялась на основе сшитого геля, использовалась загрузка геля концентрацией 2,4 кг/м<sup>3</sup>. Кроме того, расход закачки был снижен с 2,4 м<sup>3</sup>/мин на буферной части до 2,0 м<sup>3</sup>/мин к концу работы. Средняя масса проппанта составила 30 т на стадию. Показатели добычи нефти превысили ожидаемые на 25 %. Оптимизация жидкости, технологии ГРП и графика закачки в настоящее время еще не закончена и в дальнейшем будет развиваться, в направлении поиска соотношения линейной и сшитой частей геля (рис. 5).

Планируется снижение концентрации полимера до 1,8 кг/м<sup>3</sup>, повышение максимальной концентрации проппанта до 1600–1800 кг/м<sup>3</sup>, а также применение

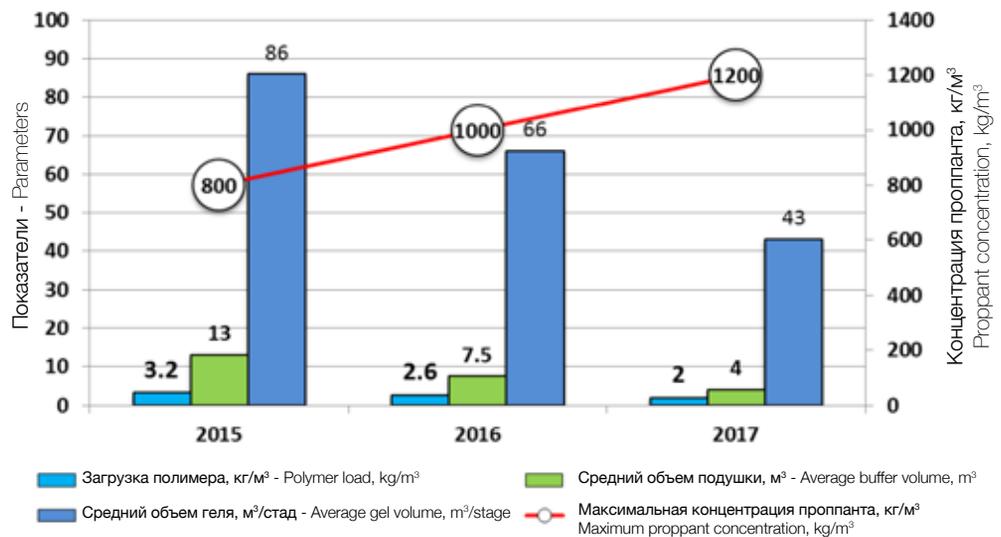


Рис.4: Параметры закачек при ГРП Fig.4: Hydraulic fracturing injection parameters

Fluid injection optimization in these reservoirs enabled a proppant concentration of 200 kg/m<sup>3</sup>, fraction 16/20 for fluid based on linear gel, and proppant concentration of 1400 kg/m<sup>3</sup>, fraction 12/18 - for fluid based on cross-linked gel.

The first horizontal well to test this approach was completed with five ball-drop sleeves with a horizontal section length of approximately 1000m. The increase of the linear gel content in the buffer stage was carried out gradually step by step. During the fracturing of the fifth stage, linear fluid was used both at the buffer and proppant pumping stages up to the proppant concentration value of 200 kg/m<sup>3</sup>. Further injection with gradual increases of proppant concentrations up to 1400 kg/m<sup>3</sup> was carried out with the fluid based on cross-linked gel with a concentration of 2.4 kg/m<sup>3</sup>. In addition, the pumping rate was reduced from 2.4 m<sup>3</sup>/min during the buffer stage to 2.0 m<sup>3</sup>/min by the end of the operation. The average proppant volume was 30 tons per stage. Oil production exceeded expectations by 25%. The optimization of fluid, fracturing technology and injection program is yet to be completed and will be further developed to determine the optimum ratio of linear and cross-linked components of the gel (Fig. 5).

It is planned to reduce the polymer concentration to 1.8 kg/m<sup>3</sup>, increase the maximum proppant concentration up to 1600-1800 kg/m<sup>3</sup>. It is also planned to use larger proppant fraction 10/14.

### Conclusion

Gazprom Neft's specialists provided a successful technological approach for the development of hard-to-recover reserves in Western Siberian fields with reservoirs with close proximity to oil-gas and water-oil contacts and low stress lithological barriers. Solutions for hydraulic fracturing in reservoirs with close proximity to oil-gas and water-oil contacts were tested and implemented while maintaining

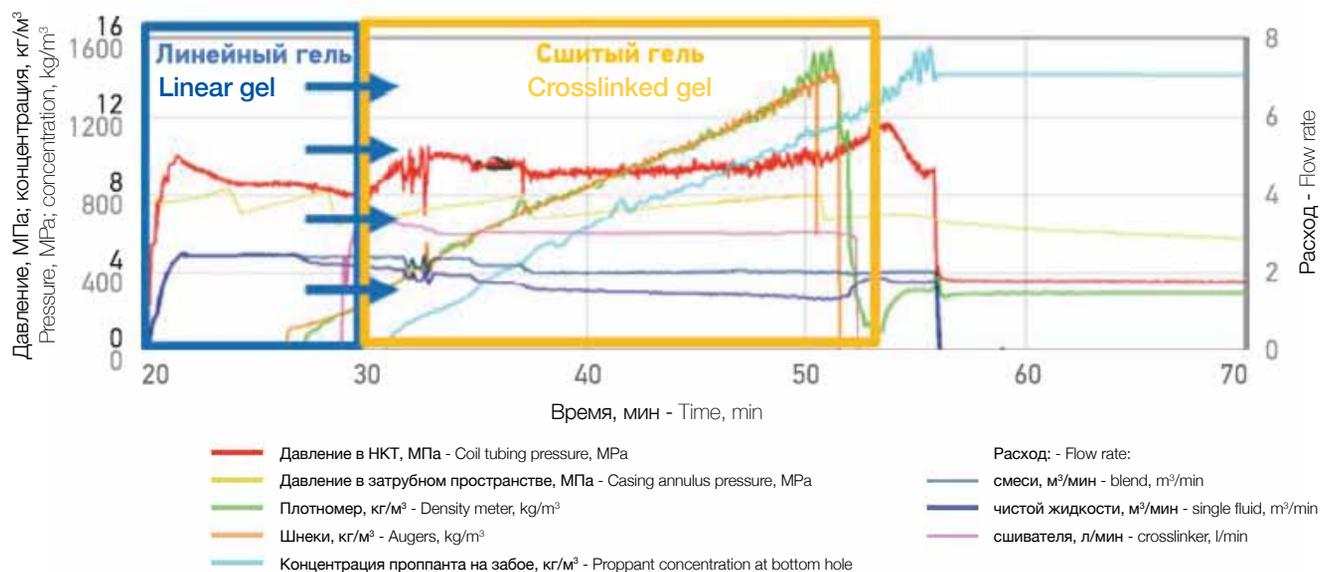


Рис.5: Дальнейшая оптимизация графика закачки жидкости основного ГРП  
 Fig.5: Further optimization of the fluid injection schedule for the main hydraulic fracturing job

более крупного пропанта фракцией 10/14.

## Заключение

Специалисты компании «Газпром нефть» в области разработки и освоения трудноизвлекаемых запасов месторождений Западной Сибири с близким расположением ГНК и ВНК и слабовыраженными литологическими барьерами нашли успешный технологический подход. Опробованы и внедрены решения по проведению ГРП в условиях близкого расположения ГНК и ВНК с сохранением технологической успешности без увеличения стоимости работ, такие как снижение загрузки гуарового полимера, применение устройства для сброса шаров в поток, гибридного дизайна ГРП, равнопроходных бесшаровых технологий заканчивания. Эффективность оптимизированных технологий подтверждается фактической работой простимулированных скважин. Это открывает перспективы для тиражирования таких технологий на другие объекты дочерних обществ компании с аналогичными или близкими условиями.

## Список литературы

1. Интегрированный подход к разработке нефтяных оторочек Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения / Д.А. Сугаипов, Д.Ю. Баженов, С.С. Девятъяров, [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. - №12. – С. 60-63.
2. Первое в России массовое применение кластерной технологии ГРП в горизонтальных скважинах / А. Юдин, С. Сыпченко, А Громовенко., [и др.] // SPE-187932 – RU – 2017.
3. Казаков Е., Верещагин С., Кичигин А. Ювелирный гидроразрыв: увеличение стадийности при снижении размеров трещин в подгазовых нефтяных пластах

technological success without increasing the cost of the operations. These solutions include reduction of the concentration of guar polymer, the application of a ball-dropping tools, hybrid fracturing design and full-bore ball-free completion technologies. The efficiency of the optimized technologies is confirmed by the actual production of the stimulated wells. This enables the prospect to replicate these technologies at fields with the same or similar conditions.

## Reference

1. Sugaipov D.A., Bazhenov D.Yu., Devyatyarov S.S. et al., Integrirovanny podkhod k razrabotke neftnyanykh otorochek Novoportovskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2016, no. 12, pp. 60-63.
  2. Yudin A., Sypchenko S., Gromovenko A. et al., First in Russia large-scale implementation of the channel fracturing technology in horizontal wells (In Russ.), SPE-187932-RU, 2017.
  3. Kazakov E., Vereschagin S., Kichigin A. et al., Precise fracturing: Increasing number of stages and reducing treatments size in oil rims of Novoportovskoe oil field (In Russ.), SPE-187680-RU, 2017.
  4. Kuvakina M.S., The combine completion of the wells for development oil rims (In Russ.), PRONeft', 2018, no. 4, pp. 44-47, DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-44-47.
- Published with thanks to Gazprom Neft & PRONeft Magazine

Новопортовского месторождения // SPE-187680-RU – 2017  
 4. Кувакина М.С. Комплексная система заканчивания скважин для разработки подгазовых залежей // PRONeft'. – 2018. - № 4(10) – С. 44-47  
 Материал любезно предоставлен компанией ПАО «Газпром нефть» и журналом «PRONeft'»