

ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ БОЛЬШЕОБЪЕМНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В СКВАЖИНЕ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ В АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЯМБУРГСКОГО НГКМ CASE STUDY: MASSIVE HYDRAULIC FRACTURING IN A HORIZONTAL WELL IN THE ACHIM OIL RESERVOIRS AT THE YAMBURG OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

**А.В. ТРИФОНОВ, С.С. ДЕВЯТЬЯРОВ, Д.С. ЛЕОНТЬЕВ, В.В. ВОЛКОВ, Е.Н. КОЗЛОВ, Р.Р. ГАЙНЕТДИНОВ, Э.Ф. САЙФУТДИНОВ,
А.А. КОРЕПАНОВ, А.А. БАСТРАКОВ, Д.С. ПОНОМАРЕВ**

**A.V. TRIFONOV, S.S. NINEARYOV, D.S. LEONTIEV, V.V. VOLKOV, E.N. KOZLOV, R.R. GAYNETDINOV, E.F. SAIFUTDINOV, A.A. KOREPANOV,
A.A. BASTRAKOV, D.S. PONOMAREV**

АННОТАЦИЯ

Ачимовский нефтегазоносный комплекс является одним из наиболее сложно построенных объектов разреза, но, несмотря это, он является одним из наиболее перспективных объектов разработки с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Однако для рентабельного освоения ачимовских залежей требуется применение новых передовых технологий.

Одним из ключевых методов разработки таких горизонтов является гидравлический разрыв пласта (ГРП), в том числе многостадийный ГРП (МГРП). Технология ГРП подразумевает образование гидравлических трещин в пласте, которые впоследствии заполняются расклинивающим агентом (проппантом). Чем длиннее и чаще трещины, тем большую зону пласта они охватывают, что позволяет добыть больше углеводородов. Оптимальность системы разработки с применением технологии МГРП зависит от ФЕС пласта и от дизайна ГРП (расстояние между стадиями, величина полудлины трещины ГРП).

В настоящей статье представлен опыт проведения большеобъемного 18-стадийного гидравлического разрыва пласта в скважине с горизонтальным окончанием Ямбургского НГКМ «Газпромнефть-Заполярье» в условиях высокой забойной температуры и АВПД, имеющей длину по стволу 6500 м. Длина спущенного в горизонтальный участок ствола хвостовика составляет 2714,3 м.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Ямбургская площадь, ачимовские нефтяные залежи, скважина с горизонтальным окончанием, многостадийный гидравлический разрыв пласта, АВПД.

ABSTRACT

The Achim oil and gas reservoirs represent one of the most complex lithology. At the same time, this is one of the most promising areas for development of hard-to-recover oil reserves. However, the cost-effective development of the Achimov reservoirs requires the application of new advanced technologies.

One of the key methods for developing such reservoirs is hydraulic fracturing, including multistage fracturing. Hydraulic fracturing technology implies creation of hydraulic fractures in the reservoir, which are subsequently filled with propping agent (proppant). The longer and more frequent the fractures, the larger the drainage area, allowing more hydrocarbons to be produced. The applicability of multistage fracturing technology depends on the reservoir porosity and permeability and fracture design (distance between stages, fracture half-length).

The paper presents the case study of performing 18-stage massive hydraulic fracturing at high bottomhole pressure and temperature in a horizontal well with the measured depth of 6500 m at the Yamburg oil, gas and condensate field developed by "Gazpromneft-Zapolyarye". The length of the liner that was run in the horizontal wellbore is 2,714.3 m.

KEY WORDS: Yamburg area, Achim oil reservoirs, horizontal well, multistage hydraulic fracturing, extremely high reservoir pressure and temperature.

Ачимовские нефтяные залежи – одно из наиболее перспективных направлений разработки трудноизвлекаемых запасов в периметре Компании. Для рентабельного освоения залежей требуется строго выверенное применение набора технологий, где стандартные широко растиражированные инструменты не всегда способны гарантировать высокую результативность. Ачимовка северного кластера месторождений Компании отличается еще более низкой проницаемостью, большей глубиной залегания, обладает аномально высоким пластовым давлением (коэффициент 1,7), пластовая температура (110 °С) на 20 градусов превышает значения «стандартной» ачимовки центрального региона Обь-Иртышской низменности.

Естественно, что при текущем технологическом уровне освоение низкопроницаемых ачимовских отложений без стимуляции методом гидроразрыва бесперспективно. Но в вопросе о том, как разместить горизонтальный ствол в сложно построенном геологическом разрезе – где должна располагаться зона инициации трещины ГРП, ответ не всегда очевиден. Сформированные в условиях глубокого моря в результате лавинной седиментации ачимовские отложения являются невыдержанными песчано-алевритистыми телами. Породы представляют собой чередование плотных мелкозернистых песчаников и глин, нефть распределена неоднородно, пласты разрозненные, а геологическое строение гораздо более сложное по сравнению с традиционными запасами. Общая мощность пластов составляет десятки, а иногда и сотни метров. Какому объекту отдать предпочтение при неограниченной возможности приобщения пропластков трещиной ГРП – нетривиальный вопрос. В задачах определения PVT-свойств, вертикального и латерального распространения целевых объектов также существует много неопределенностей.

Одним из ключевых методов разработки таких горизонтов является гидравлический разрыв пласта (ГРП), в том числе многостадийный ГРП (МГРП). Технология ГРП подразумевает образование гидравлических трещин в пласте, которые впоследствии заполняются расклинивающим агентом (проппантом). Чем длиннее и чаще трещины, тем большую зону пласта они охватывают, что позволяет добыть больше углеводородов. Оптимальность системы разработки с применением технологии МГРП зависит от ФЕС пласта и от дизайна ГРП (расстояние между стадиями, величина полудлины трещины ГРП) [1–4].

Главный целевой объект пласт Ач18 занимает всю Ябургскую площадь, характеризуется большой мощностью с внутренней высокой неоднородностью, обусловленной многоярусным формированием этих отложений. Выделяемые глинистые переемы в пределах пласта незначительны (от 1 метра в дистальных и медиальных частях конусов выноса до 30 м в склоновой части комплекса). Объект

The Achimov oil deposits are one of the most promising areas for development of hard-to-recover reserves in Gazpromneft group. Cost-effective reservoir development requires a carefully selected set of technologies. In this regard, standard widely deployed tools do not always guarantee high performance. Achimov reservoirs in the northern cluster of the Company's fields are characterized by lower permeability, higher depth, extremely high reservoir pressure (ratio 1.7) and formation temperature (110 °C) that is 20 degrees higher than the "standard" temperature in Achimov reservoirs in the central region of the Ob-Irtysh lowland.

It is evident that at the current technological level development of low-permeable Achimov deposits without hydraulic fracturing is unpromising. However, it is quite difficult to select the correct trajectory of the horizontal wellbore in a complex lithology reservoir and to select the location of the fracture initiation zone. Formed in deep sea conditions as a result of avalanche sedimentation, the Achimov deposits are irregular sand and silty formations. The Achimov rock represents the alternation of tight fine-grained sandstones and clays, the oil is not uniformly distributed, the reservoirs exhibit a scattered pattern, and the geological structure is much more complex than in conventional reserves. The total thickness of the strata is tens and sometimes hundreds of meters. One of the difficult tasks is to select the correct reservoir considering that the fracture length will cover a limited number of layers. There are also many uncertainties in the process of determining PVT properties, vertical and lateral distribution of target reservoirs.

One of the key methods for developing such reservoirs is hydraulic fracturing, including multistage fracturing. Hydraulic fracturing technology implies creation of hydraulic fractures in the reservoir, which are subsequently filled with propping agent (proppant). The longer and more frequent the fractures, the larger the drainage area, allowing more hydrocarbons to be produced. The applicability of multistage fracturing technology depends on the reservoir porosity and permeability and fracture design (distance between stages, fracture half-length) [1–4].

The main target reservoir Ach18 expands across the entire Yamburgskaya area. This reservoir is characterized by high thickness with internal high heterogeneity due to the multilayer origin of these sediments. The clay bridges identified within the reservoir are not thick (from 1 m in the distal and medial parts of the alluvial fans, to 30 m in the slope part). The reservoir has a good connectivity and considered as a single reservoir.

The parameters of the target reservoir Ach18: total reservoir thickness 80 m, effective thickness 49 m, permeability 0.09 mD, porosity 13%, reservoir pressure 650 atm, reservoir temperature 106 °C.

A simulation of the geological section along the horizontal well path is shown in fig. 1; the figure also shows the offset exploration well.

гидродинамически связан и рассматривается как единый.

Параметры целевого пласта Ач18: общая мощность пласта 80 м, эффективная мощность 49 м, проницаемость 0,09 мД, пористость 13%, пластовое давление 650 атм, температура пласта 106 °С.

На рис. 1 приведена модель геологического разреза вдоль траектории горизонтальной скважины, на рисунке также показана опорная разведочная скважина.

Для ускорения подтверждения эффективности конструкции скважины, подтверждения возможности строительства протяженных горизонтальных участков и спуска хвостовика в условиях аномально высокого пластового давления, а также испытания работоспособности технологии бурения с управляемым давлением на закрытой системе циркуляции (МРД) было принято решение об увеличении длины горизонтального участка скважины до 1800 м.

Технологическое решение удалось успешно реализовать – длина новой пробуренной скважины на Ямбургском месторождении составила 6500 м. Длина открытого ствола от башмака обсадной колонны Ø178 мм до проектной глубины составила 2454 м. Последние 450 м горизонтального участка были пробурены с технологией МРД, позволившей снизить плотность раствора при бурении.

После окончания бурения и подготовки ствола скважины были безаварийно выполнены работы по спуску хвостовика диаметром Ø114 мм и длиной 2714 м. Использование подвески хвостовика с возможностью вращения позволило произвести спуск до проектного забоя.

На сегодняшний день это самая глубокая горизонтальная одноствольная скважина в Компании. Уникальность скважины – сложные исходные геолого-технические условия, в которых был поставлен данный рекорд. Конечная цель проекта – с наращиванием технологической сложности в условиях ачимовских отложений с АВПД через испытание различных технологий заканчивания подобрать оптимальный сценарий. В настоящий момент по номинальным преимуществам наиболее предпочтительной представляется технология установки на кабеле пробок и выполнения ПВР в одну СПО для последующего производства стадии ГРП (PDP, или pump down plug&perforator). Перспектива возможности работы по проекту в горизонтальных стволах любой длины и производства неограниченного количества стадий ГРП – желаемый образ технологий, обладающий хорошими экономическими показателями, но пока отказываться от ГНКТ преждевременно.

Другим немаловажным этапом в цикле работ является реализация программы гидроразрыва пластов. Ограниченная инфраструктура, удаленность основных баз обслуживания, низкие температуры окружающей среды и сильные ветра в совокупности с особенностями крупнотоннажного ГРП превращают обычную работу по гидроразрыву

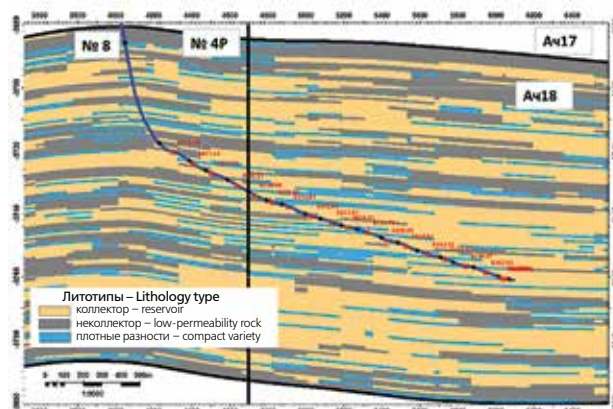


Рисунок 1 – Модель геологического разреза вдоль траектории горизонтальной скважины

Figure 1 – A simulation of the geological section along the horizontal well path

It was decided to increase the length of horizontal section up to 1800 m in order to speed up validation of well design efficiency, confirm feasibility of drilling long horizontal sections and running the liner in conditions of extremely high reservoir pressure, as well as to test the performance of the technology of measured pressure drilling (MPD) with the closed circulation system.

The technology solution was successfully implemented – the length of the new well drilled at the Yamburgskoye field amounted to 6,500 meters. The length of the open hole from the Ø7-inch casing shoe to the target depth was 2454 m. The last 450 m of the horizontal section was drilled with MPD technology to reduce mud density while drilling.

After drilling and wellbore preparation, Ø4.5-inch liner with length 2,714 m was run accident-free. The use of a rotatable liner hanger made it possible to run the liner down to the target depth.

Currently this is the deepest horizontal single-borehole well in the Company. The uniqueness of the well is in the complex initial geological and technical conditions in which this record was set. The ultimate goal of the project is to select the optimum technology by testing different completion technologies with increasing technological complexity in the Achimov reservoirs with extremely high reservoir pressure. At the moment, in terms of nominal advantages, the most preferable technology seems to be running plugs on the cable and performing perforation in one run for subsequent hydraulic fracturing stage (PDP or "pump down plug&perforator"). The prospect of being able to develop the reservoir with horizontal boreholes of any length and performing an unlimited number of fracturing stages is a desired image of technology with good economics. However, it is still premature to abandon coiled tubing technology.

Another important stage in the work cycle is the implementation of the hydraulic fracturing program. Limited infrastructure, the remoteness of major service bases, low ambient temperatures and high

в чрезвычайно напряженную операцию, цену ошибки которой сложно переоценить. Вследствие агрессивных условий закачки нередко были выходы из строя оборудования, и сервисная компания прикладывала немалые усилия для обеспечения бесперебойной работы. Достигнутая скорость закачки пропрантно-гелевой смеси составила $6 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Периоды похолодания до температуры $-50 \text{ }^\circ\text{C}$ и ниже и последующим потеплением с неизбежными метелями вносили каждый раз серьезные коррективы в процессы водоподготовки, погрузочно-разгрузочных работ – график выполнения программы смещался «вправо».

Фотография расстановки флота ГРП на кустовой площадке представлена на рис. 2.

Другой несколько неожиданной проблемой в «краю бесчисленных озер и болот» стал поиск подходящего источника воды для ГРП, которые отличались небольшой глубиной и склонны были к практически полному промерзанию в зимние месяцы.

Данный вопрос в свете освоения ачимовских отложений северного кластера еще раз говорит о важности другой исследовательской работы, которую ведет Компания, о поиске нечувствительных к качеству воды рецептур химреагентов для целей ГРП.

При выполнении программы ГРП в ходе производства 18 стадий массой пропранта отдельных стадий 250 т всего в пласте Ач18 было размещено 2800 т. В горизонтальной части скважина представлена нецементированным хвостовиком с гидравлическими заколонными пакерами. Как известно, первые интервалы носочной области горизонтальных скважин, по статистике, имеют более низкую технологическую успешность с точки зрения инициации трещины и производства ГРП. В связи с этим интервал стадии № 1 содержал 2 муфты ГРП: одну с разрывными дисками и стандартную шаровую. Для стадий № 2–15 были предусмотрены стандартные сдвижные шаровые муфты. В интервале стадий № 16–18 предусмотрены полнопроходные многократного действия муфты ГРП, активация/деактивация которых происходит при помощи ключа на ГНКТ. Последующие работы с муфтами ППМ с позиции выполнения ГРП не вызвали каких-либо затруднений, в то же время возник вопрос обеспечения герметичности в широком диапазоне давлений и работоспособности муфт на несколько циклов открывания/закрывания в сложных условиях проекта. Необходимо отметить, что работы с участием ГНКТ также требуют выполнения тщательных подготовительных мероприятий, направленных на предотвращение сбоя и недопущение инцидентов.

Плановая масса пропранта по стадиям по мере опробования различных технологических решений в области дизайна ГРП возрастала с 150 до 350 тонн с сохранением распределения по фракционному составу: 35% – 20/40, 65% – 16/20.



Рисунок 2 – Расстановка флота ГРП на кустовой площадке

Figure 2 – Layout of hydraulic fracturing fleet at the well pad

winds, combined with the complexity of massive hydraulic fracturing – all this turn a routine hydraulic fracturing into an extremely hard operation. The cost of mistake during such operation can hardly be overestimated. Due to the harsh pumping conditions, equipment failures were frequent and the service company worked hard to ensure uninterrupted operation. The achieved injection rate for proppant-gel mixture was $6 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Periods of cooling to $-50 \text{ }^\circ\text{C}$ and below and the subsequent warming with the inevitable snowstorms made each time serious adjustments to the process of water treatment, loading and unloading – the schedule of the program shifted “to the right”.

Fig. 2 shows a photograph of the layout of hydraulic fracturing fleet at the well pad.

Another quite unexpected problem in the "land of countless lakes and swamps" was finding a suitable source of water for hydraulic fracturing. Available sources were shallow and prone to almost complete freezing during the winter months.

In terms of development of the Achimov deposits in the northern cluster, this issue once again demonstrates the importance of another research effort the Company is undertaking – development of water quality-insensitive chemical formulations for hydraulic fracturing purposes.

During the fracturing program of 18 stages with 250 tons of proppant in some stages, a total of 2800 tons was injected in the Ach18 reservoir. In the horizontal section, the well is represented by an uncemented liner with hydraulic open-hole packers. It is known that statistically fracture initiation and propagation is less efficient in the first intervals at the toe depth of horizontal wellbore. In this regard, there were 2 fracturing sleeves for stage 1: burst disc sleeve and a standard ball-drop sleeve. Stages 2–15 were performed with standard ball-drop sleeves. Stages 16–18 were performed with full-bore re-usable sliding sleeves. Activation/deactivation was performed using a key on the coiled tubing. Fracturing with full-bore sleeves was performed without complications. One of the key tasks was to ensure tightness in a wide pressure range and sleeves efficiency for several cycles of opening/closing in difficult conditions. It should be noted that operations involving coiled tubing also

Полимернопокрытый проппант для закрепления призабойной зоны не применялся.

Центром компетенций по ГРП Научно-технического центра «Газпром нефти» совместно со специалистами сервисной компании проведена значительная работа по оптимизации рецептур рабочих жидкостей и расписания закачки проппанта. Лаборатория по контролю качества проппанта и жидкости ГРП представлена на рис. 3.

Так, при старте проекта концентрация гелеобразователя составляла стандартно $4,2 \text{ кг/м}^3$, в настоящее время рабочая загрузка – $3,8 \text{ кг/м}^3$. Проводится планомерная работа по повышению концентрации деструкторов, в том числе с учетом неполного нагревания жидкости ГРП до пластовой температуры непосредственно в трещине ГРП в течение закачки ГРП. Коэффициенты, характеризующие соотношение жидкости и проппанта, долю буферной стадии, также соответствуют лучшим практикам региона работ.

Подготовительная работа лабораторных испытаний рабочей жидкости, нахождение вискозиметра-реометра на месторождении, мероприятия по контролю работы оборудования и качества жидкости ГРП позволили успешно выполнить все операции ГРП. Нарботанная практика в условиях ачимовских отложений в условиях АВПД позволяет говорить о наличии потенциала у стандартной системы жидкости с точки зрения дальнейшей оптимизации.

При производстве работ на скважине применялся протектор фонтанной арматуры, к которому также в ходе выполнения работ накопились вопросы по модернизации и безопасному выполнению работ. В текущих характеристиках протектора работа на более высоких скоростях закачки и рабочих давлениях обработки невозможна.

Другое устройство, возможность применения которого будет рассматриваться на последующих работах – глубинный датчик давления, передающий данные в режиме реального времени. Работа с емкостями на различной температуре воды, колебания в вязкости линейного геля, изменение трений по трубе как жидкости, так и геле-проппантной смеси делают крайне ограниченной возможность не только оперативного, но и достаточно обоснованного реагирования на колебания устьевого давления.

Корректный детальный анализ трений по трубе и элементам компоновки горизонтальной части скважины статичен – возможен только после остановки закачки, но и тогда он не дает той точности, которую обеспечивает глубинный датчик давлений.

Типовой график закачки ГРП на проекте «Ямбург» представлен на рис. 4.

В настоящий момент скважина после завершения работ по многостадийному ГРП запущена в работу в фонтанном режиме. Запланирован комплекс исследований для уточнения перспектив проекта «Ямбург» в целом и выполнения дальнейших мероприятий.

require thorough preparations to prevent failures and incidents.

As various technological solutions in the fracturing design were tried out, the planned proppant mass per stage increased from 150 to 350 tons, while the fractional composition was maintained: 35% – 20/40, 65% – 16/20. No polymer-coated proppant was used.

The Hydraulic Fracturing Center of Gazprom Neft Science and Technology Center together with the service company specialists carried out considerable work to optimize the formulation of process fluids and the proppant injection schedule. Fig. 3 shows the laboratory set-up for monitoring the proppant and frac fluid quality.

At the start of the project the concentration of the gelling agent was 4.2 kg/m^3 as standard. At present the working concentration is 3.8 kg/m^3 . Systematic work is carried out to increase the concentration of breakers, considering the incomplete heating of frac fluid in the fracture up to formation temperature during injection. The fluid to proppant ratio and the proportion of the buffer stage are also in line with best practices in the region of operations.



Рисунок 3 – Пример организации контроля качества проппанта и жидкости ГРП

Figure 3 – Example of monitoring the proppant and frac fluid quality

Preparatory laboratory testing of frac fluid, finding a viscosimeter-rheometer at the field, measures to control equipment operation and quality of frac fluid – all this made it possible to successfully perform all the fracturing stages. The experience gained in the conditions of Achimov deposits at extremely high reservoir pressure discovered the potential for further optimization of the standard fluid system.

The job also provided recommendations to improve safety and upgrade the wellhead isolation tool that was used during operation. Operation at higher injection rates and working pressures is not possible with the current tool characteristics.

The other tool that will be considered for further operations is a depth sensor transmitting data in real time. Operation with tanks at different water temperature, fluctuations in viscosity of linear gel, changes of friction along the pipe for both fluid and gel-proppant mixture – these complications severely limit the ability for quick and reasonable response to wellhead pressure fluctuations.

Correct detailed analysis of friction along the pipe and horizontal completion elements is static – it is possible only after pumping is stopped, but even

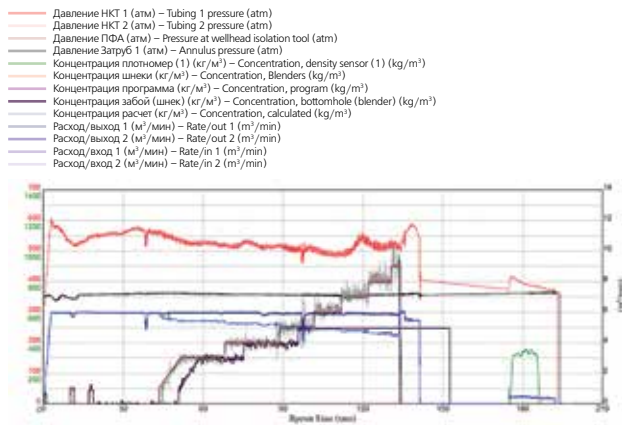


Рисунок 4 – Типовой график закачки ГРП на проекте «Ямбург»

Figure 4 – Typical fracturing injection schedule for the Yamburg project

Касательно целей, стоящих перед проектом по определению оптимальной системы заканчивания для ачимовских отложений с АВПД Ямбургского месторождения, можно подвести следующие промежуточные итоги выполненных задач:

- учитывая сложность и высокую ресурсоемкость выполняемых операций, необходимо постоянное квалифицированное инженерно-техническое обеспечение со стороны сервисных компаний;
- необходима тщательная подготовка задействованного персонала, оборудования, расширенные матрицы рисков, проработка вопросов бесперебойного обеспечения ЗИП, топливом и материалами ГРП, возможности оперативной замены вышедшего из строя оборудования;
- стандартная шаровая компоновка отработала штатно; для проведения ПГИ требуется фрезерование седел муфт ГРП;
- полнопроходные муфты ГРП многократного действия, активируемые ключом на ГНКТ, не подтвердили возможности обеспечения герметичности закрытых ранее простимулированных интервалов;
- контроль качества жидкости, лабораторное тестирование и полевые работы показывают наличие потенциала на дальнейшую оптимизацию жидкости ГРП;
- дальнейшее увеличение скорости закачки и вместе с этим рассмотрение иных смежных технологических решений по ГРП при текущей конструкции скважины и обвязке устья невозможно, требуется пересмотр;
- для возможности оперативного реагирования на изменяющиеся условия закачки ГРП и анализа параметров ГРП требуется глубинный датчик давления;
- требуются надлежащим образом проверенные дополнительные источники воды для бесперебойного производства крупнотоннажных ГРП.

then it does not provide the accuracy that the downhole pressure sensor provides.

Fig. 4 shows the typical injection graph at the Yamburg project.

At the moment, after multistage fracturing the well is running in a free-flow mode. A series of studies has been planned to clarify the prospects for the Yamburg project as a whole and to carry out further operations.

As for the objectives of the project to determine the optimal completion technology for the Achimov deposits at high reservoir pressure, the following intermediate results of the completed tasks can be summarized:

- given the complexity and high resource intensity of the operations performed, continuous qualified engineering support from service companies is required at all times;
- thorough training of the personnel, preparation of all the equipment involved, extended risk matrixes, uninterrupted provision of spare parts, fuel and materials for fracturing, possibility of quick replacement of damaged equipment are required;
- the standard ball-drop completion worked perfectly; the logging operation requires milling of the sleeves` seats;
- full-bore re-usable fracturing sleeves activated using a CT key have not confirmed the capability of ensuring the tightness of previously stimulated closed intervals;
- fluid quality control, laboratory testing and field operation show the potential for further optimization of the fracturing fluid;
- the current well design and wellhead equipment do not allow for further increase in injection rate and consideration of other similar fracturing technology solutions, a revision is required;
- a downhole pressure transducer is required to be able to respond quickly to changing injection conditions and to analyze fracturing parameters;
- additional properly verified water sources are required to carry out uninterrupted massive fracturing.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике/Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236 с.
2. Сабитов Р.М., Багаев А.Н. Проведение поинтервального ГРП с использованием технологии растворимых шаров в качестве потокоотклонителей// Экспозиция нефть газ. – № 3. – 2017. – С. 34–38.
3. Постнов А.А., Оганов А.С. Точечная стимуляция при многоэтапном разрыве пласта//Нефть, газ и бизнес. – № 6. – 2015. – С. 24–27.
4. Говзич А.Н., Билинчук А.В., Файзуллин И.Г. Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО «Газпром нефть»//Нефтяное хозяйство. – № 12. – 2012. – С. 59–61.