

Развитие кластерного ГРП по технологии Plug & Perf

Cluster Fracturing Development Using Plug & Perf Technology

Д.В. ВОРОБЬЕВ, заместитель генерального директора по производству, В.В. МАРЧЕНКО, инженер 2-й категории ОКРС УСТиС, Д.А. ЗАКРУЖНЫЙ, начальник УСТиС, К.Е. АЛЕКСЕЕВ, ведущий инженер ОКРС УСТиС, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

Denis VOROBYOV, Deputy General Director for Production, Vladimir MARCHENKO, Engineer of the 2nd category of OKRS USTiS, Denis ZAKRUZHNY, Head of USTiS, Konstantin ALEKSEEV, Leading Engineer of OKRS USTiS, RUE "Production Association "Belorusneft"

Введение

В настоящее время подавляющая часть нефтяных месторождений Республики Беларусь находится на последней стадии разработки, при этом более 50% остаточных запасов углеводородов приурочено к низкопроницаемым слабодренлируемым коллекторам. Активизация их выработки, повышение нефтеотдачи и рентабельность работы фонда скважин в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» возможны исключительно с использованием прогрессивных методов освоения скважин и интенсификации притока – гидравлического разрыва пласта.

В связи со специфичностью строения плотных карбонатных отложений использование «классических» технологий ГРП не в полной мере дает желаемый результат. Поэтому постоянное прогрессирование технологий ГРП влечет за собой активное развитие других сфер нефтедобычи и сервисных работ: бурения, заканчивания, капитального ремонта скважин, геофизических работ. При этом взаимосвязь различных направлений, подбор и оптимизация применяемых технологий невозможны на основании теоретических изысканий, а требуют только практической реализации, и, как показал наш опыт, «гибкости» в принятии решений.

В данной статье приведен опыт бурения и освоения карбонатных коллекторов в Республике Беларусь за период 2014-2020 годов, кратко описаны мощности и возможности РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», основные используемые технологии и их эволюция в зависимости от получаемого технико-экономического эффекта. Описана технология кластерного МГРП при реализации работ по Plug & Perf на традиционном и нетрадиционном коллекторах, получены подтверждение возможности вовлечения новых невыработанных зон

Introduction

At present, the overwhelming majority of the oil fields in the Republic of Belarus is at the last stage of development, while more than 50% of the current hydrocarbon reserves are confined to low-permeability, weakly drained reservoirs. Activation of their production, increased oil recovery and profitability of the well stock in RUE "Production Association" Belorusneft" is possible only with the use of progressive methods of well development and stimulation of inflow. And it is hydraulic fracturing.

Due to the specificity of the dense carbonate sediments structure, the use of "classical" hydraulic fracturing technologies does not fully give the desired result. Therefore, the constant progress of hydraulic fracturing technologies entails the active development of the other oil production and service work areas, such as drilling, well completion, well workover, well logging. At the same time, the interconnection of various directions, the selection and optimization of the applied technologies is impossible on the basis of theoretical research, but requires only practical implementation, and, as our experience has shown, "flexibility" in decision-making.

This article will give the experience of drilling and developing of carbonate reservoirs in the Republic of Belarus for the 2014-2020 period. The capacities and capabilities of RUE "Production Association" Belorusneft", the main technologies used and their evolution depending on the obtained technical and economic effect are briefly described. The technology of cluster multistage hydraulic fracturing during the implementation of Plug & Perf on traditional and unconventional reservoirs is described, confirmation of the possibility of involving new undeveloped reservoir zones within the horizontal section of the well by creating additional filtration channels (i.e. hydraulic fractures) has been obtained.

Based on the work performed, further development paths of RUE Production Association

коллекторов в пределах горизонтального участка скважины с помощью создания дополнительных каналов фильтрации (т. е. трещин ГРП).

На основании выполненных работ намечены дальнейшие пути развития РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», главным из которых является достижение уже к концу 2021 года возможности проводить цикл работ МГРП по технологии Plug & Perf собственными силами (т. е. под ключ).

Начальный (первый) этап – пилотные работы в ГС

Зарождение и развитие технологий освоения карбонатных коллекторов горизонтальными скважинами в Республике Беларусь начались с разработки «нетрадиционных» коллекторов, на которые были пробурены первые скважины в 2014 году. Учитывая специфичность планируемых к освоению отложений, в качестве пилотных работ принято решение бурить скважины с горизонтальным окончанием до 500 м с последующим проведением МГРП на старейшем и самом большом нефтяном месторождении Белорусского региона – Речицком.

Речицкая структура выявлена в 1949 году белорусской комплексной геофизической экспедицией по поверхности соленосных и подсолевых отложений. С марта 1967 года месторождение находится в промышленной разработке. В геологическом строении Речицкого месторождения принимают участие породы кристаллического фундамента архейско-нижнепротерозойского возраста и осадочного чехла, представленные верхнепротерозойскими, девонскими, каменноугольными, пермскими и мезокайнозойскими образованиями, разделенными между собой крупными перерывами в осадконакоплении.

К нетрадиционным коллекторам в Республике Беларусь относятся межсолевые плотные ультранизкопроницаемые карбонатные отложения верхнего девона, а именно отложения I-III пачки петриковского горизонта. На территории Республики Беларусь в пределах Припятского прогиба данные отложения наиболее перспективны на Речицком нефтяном месторождении. Средняя вертикальная глубина залегания данных отложений составляет -1850 – -2050 м. Средняя открытая пористость составляет 5–7% с редкими прослойками коллекторов с открытой пористостью до 10–12%, проницаемость данных коллекторов находится в пределах менее 1 мД, при этом коэффициент глинистости пород в коллекторе достигает 30%. Литологически данные коллекторы представлены переслаиванием доломитов, доломитов глинистых и глинистых известняков, мергелей. Вертикальная эффективная мощность варьируется в пределах 3,8–8,1 м при общей мощности отложений до 20 м, коэффициент

Belorusneft are outlined. The main one is the achievement of the ability to carry out a cycle of MSHF operations using Plug & Perf technology on its own (i.e. on a turnkey basis) by the end of 2021.

Initial (first) stage – pilot work in the horizontal wells

The emergence and development of technologies for the development of carbonate reservoirs with horizontal wells in the Republic of Belarus began with the development of "unconventional" reservoirs, on which the first wells were drilled in 2014. Taking into account the specificity of the deposits planned for development, as a pilot work, it was decided to drill wells with horizontal ends up to 500 m, followed by multistage hydraulic fracturing at the oldest and largest oil field in the Belarusian region – Rechitskoye.

The Rechitsa structure was revealed in 1949 by the Belarusian integrated geophysical expedition on the surface of salt and subsalt deposits. Since March 1967 the field has been in commercial development. The geological structure of the Rechitsa deposit involves rocks of the crystalline basement of the Archean-Lower Proterozoic age and a sedimentary cover, represented by Upper Proterozoic, Devonian, Carboniferous, Permian and Meso-Cenozoic formations, separated by large interruptions in sedimentation.

Unconventional reservoirs in the Republic of Belarus include inter salt dense ultra-low-permeable carbonate deposits of the Upper Devonian, namely deposits of I-III units of the Petrikovsky horizon. In the territory of the Republic of Belarus, within the Pripyat trough, these deposits are most promising in the Rechitsa oil field. The average vertical depth of these deposits is from 1850 up to 2050 m. The average open porosity is about 5–7% with rare interlayers of reservoirs with open porosity up to 10–12%, the permeability of these reservoirs is less than 1 mD, while the clay content of the rocks in the collector reaches 30%. Lithologically, the reservoir data are represented by interbedded dolomites, dolomites, clay and clayey limestones, marls. The vertical effective thickness varies from 3.8 to 8.1 m with a total thickness of deposits up to 20 m, the dissection coefficient is 4 or more [1].

At the well completion stage, non-cemented units with annular packers and multistage hydraulic fracturing sleeves were run, without the possibility of opening-closing, activation of ports and temporary cutting off of the underlying intervals were carried out with balls (ball-drop units). When developing unconventional reservoirs, standard fracturing technologies were used: high-viscosity fracturing fluid, proppant with large fractions of 20/40 and 16/20 mesh, standard injection rate for fields in the Belarusian region equal to 3.5 m³ / min.

Well 310g was the first target to explore and develop unconventional reservoirs in a horizontal wellbore by hydraulic fracturing. This well was drilled in 2014, the vertical section of the wellbore was cased

расчлененности составляет 4 и более [1].

На этапе заканчивания скважин спускались нецементируемые компоновки с заколонными пакерами и муфтами МГРП без возможности открытия-закрытия, активация портов и временное отсечение нижележащих интервалов проводилось шарами (ball-drop-компоновки). При освоении нетрадиционных коллекторов применялись стандартные технологии ГРП: высоковязкая жидкость разрыва, проппант крупных фракций 20/40 и 16/20 mesh, стандартный для месторождений белорусского региона расход нагнетания, равный 3,5 м³/мин.

Первым объектом, на котором проходила разведка и освоение нетрадиционных коллекторов в горизонтальном стволе методом ГРП, стала скважина № 310g. Данная скважина пробурена в 2014 году, вертикальный участок ствола обсажен эксплуатационной колонной Ø 245 178 мм, в горизонтальный участок спущена 5-портовая компоновка МГРП Ø 114 мм с заколонными пакерами. Длина горизонтального участка, проведенного по коллектору в направлении естественного напластования, составила 400 м, при этом протяженность продуктивных отложений по стволу – 305,1 м, по вертикали – 7,83 м. Коэффициент открытой пористости по отдельным пропласткам достигал 12%, коэффициент глинистости при этом составлял до 11,2%, начальное пластовое давление – 26,7 МПа. Профиль проводки скважины и глубины установки портов и пакеров

with a production casing of Ø 245 178 mm, a 5-port multistage hydraulic fracturing assembly Ø 114 mm with annular packers was run into the horizontal section. The length of the horizontal section, drawn along the reservoir in the direction of natural bedding, was 400 m, while the length of productive deposits along the wellbore was 305.1 m, along the vertical – 7.83 m. The coefficient of open porosity for individual layers reached 12%, the clay content at this was up to 11.2%, the initial reservoir pressure – 26.7 MPa. The well placement profile and port and packer depths are shown in Figure 1.

When carrying out multistage hydraulic fracturing on well 310g, 5 stages were performed, a total of 437 m³ of fracturing fluid and 85 tons of proppant with fractions 20/40 and 16/20 mesh were injected, which corresponds to ~ 0.2 tons of proppant per meter of length of the effective (oil-saturated) horizontal wellbore. A characteristic fact of the operations performed was the virtually problem-free injection of a coarse fraction (16/20 mesh) of proppant with a concentration of up to 800 kg/m³.

The well was put into operation with an initial production rate of 46 tons/day (35.4 tons/day for oil) in the first month. After 4 months, the flow rate decreased to 6 tons/day (4.7 tons/day for oil). The results obtained, namely, a sufficiently high by the standards of even traditional reservoirs of the Republic of Belarus, the input flow rate of the well, made it possible to actively continue field testing of new technological approaches to drilling and development of wells.

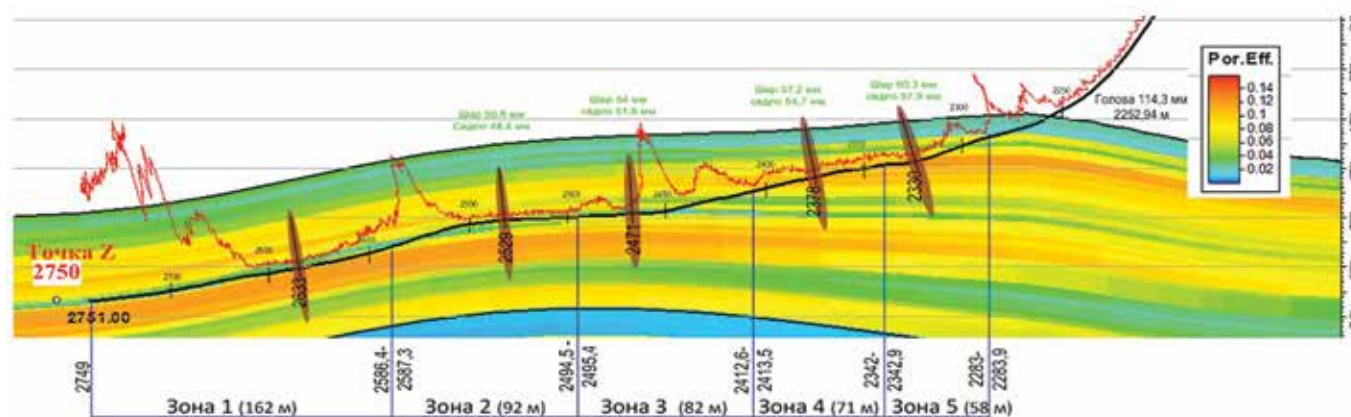


Рисунок 1 – Профиль скважины 310g с указанием точек размещения портов МГРП и заколонных пакеров

Figure 1 – Profile of well 310g with indication of locations of multistage hydraulic fracturing ports and annular packers

изображены на рис. 1.

При проведении МГРП на скважине 310g выполнено 5 стадий, суммарно закачано 437 м³ жидкости разрыва и 85 т проппанта фракций 20/40 и 16/20 mesh, что соответствует ~ 0,2 т проппанта на метр длины эффективного (нефтенасыщенного) горизонтального ствола скважины. Характерным фактом выполненных операций явилась фактически беспроблемная закачка крупной фракции (16/20 mesh)

Further, well 292g was drilled to the "unconventional" reservoir of the Rechitsa field, which was located in the cross of natural bedding, and the reservoirs exposed by the well had similar characteristics to well 310g. It was also mastered using ball-drop units, but with a different approach to multistage hydraulic fracturing: The volume of the injected fluid was multiplied (1220 m³ in total), its viscosity was reduced, the proppant mass was increased (165 tons of proppant with 20/40 mesh

проппанта с концентрацией до 800 кг/м³.

В эксплуатацию скважина вступила с начальным дебитом продукции 46 т/сут (35,4 т/сут по нефти) за первый месяц. Через 4 месяца дебит снизился до 6 т/сут (4,7 т/сут по нефти). Полученные результаты, а именно достаточно высокий по меркам даже традиционных коллекторов Республики Беларусь входной дебит скважины, позволили активно продолжить промысловое опробование новых технологических подходов при бурении и освоении скважин.

Далее была пробурена скважина 292g на «нетрадиционные» коллекторы Речицкого месторождения, которая располагалась в крест естественному напластованию, а вскрытые скважиной коллекторы обладали схожими характеристиками со скважиной 310g. Освоена она также с помощью ball-drop-компоновок, но с иным подходом к МГРП: кратно увеличен объем закачиваемой жидкости (суммарно закачено 1220 м³), снижена ее вязкость, увеличена масса проппанта (165 т проппанта фракций 20/40 mesh) и снижена концентрация проппанта до 300 кг/м³. Закачанная масса проппанта соответствует ~ 0,34 т проппанта на метр длины эффективного (нефтенасыщенного) горизонтального ствола скважины (рис. 2).

Несмотря на значительный прирост отношения массы проппанта к протяженности вскрытых горизонтальным стволом отложений на скважине 292g, после проведения комплекса работ по освоению она вступила в добычу с гораздо более низким дебитом по нефти – 5,97 т/сут, через 3 месяца дебит продукции снизился до 4,3 т/сут по нефти (табл. 1).

Основной причиной получения низких дебитов по скважине виделось иное расположение ствола скважины, и, как следствие, развитие трещин ГРП вдоль ствола скважины и соосность со стволом созданных каналов фильтрации. Данная гипотеза была подтверждена результатами интерпретации микросейсмического мониторинга, который проводился на скважине 292g: азимут направления развития трещин совпадал с азимутом направления горизонтального участка скважины.

Таким образом, на первом этапе бурения горизонтальных скважин и освоения нетрадиционных коллекторов методом

fractions) and the proppant concentration was reduced up to 300 kg/m³. The injected proppant mass corresponds to ~ 0,34 tons of proppant per meter of length of the effective (oil-saturated) horizontal wellbore (Figure 2).

Despite a significant increase in the ratio of the proppant mass to the length of the horizontally bored deposits in well 292g, after a complex of development work, it entered production with a much lower oil production rate – 5,97 tons/day, after 3 months the production rate decreased to 4.3 tons/day for oil (table 1).

The main reason for obtaining low production rates in the well was seen to be a different location of the wellbore, and, as a consequence, the development of hydraulic fractures along the wellbore and the alignment of the created filtration channels with the wellbore. This hypothesis was confirmed by the results of the interpretation of

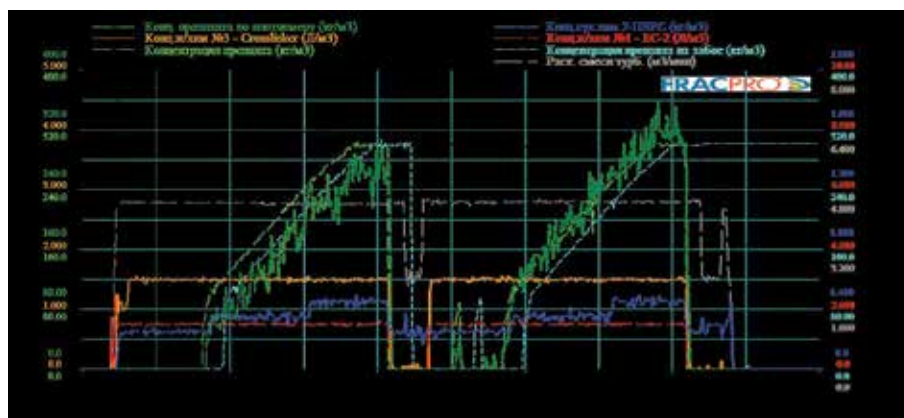


Рисунок 2 – График проведения МГРП на скважине 292g 1-2-й порт

Figure 2 – Schedule of multistage hydraulic fracturing on well 292g 1-2 port

Таблица 1 – Параметры освоения скважин 292g и 310g
Table 1 – Development parameters of wells 292g and 310g

Скважина Well	Длина ГС, м Length of horizontal well, m	Кол-во стадий Number of stages	Объем ЖР, м ³ FL volume, m ³	Расход нагнет. м ³ /мин Injection rate, m ³ /min	Масса проппанта, т Proppant weight, t	Макс. конц. проп. Max. conc. prop	Тонн проп. на 1 м эфф. длины Tonns of prop. per 1 m of eff. length	Дебит нефти, т/сут Oil flow rate, t/day
310g	400	5	437	3,2	85	800	0,2	35,4
292g	480	5	1220	4,2	165	300	0,34	5,97

microseismic monitoring, which was carried out on well 292g: the azimuth of the direction of fracture development coincided with the azimuth of the direction of the horizontal section of the well.

Thus, at the first stage of drilling horizontal wells and developing unconventional reservoirs using multi-stage hydraulic fracturing, initial experience was gained in drilling, running and activating ball-drop units, performing multi-stage hydraulic

многостадийного ГРП получен начальный опыт в бурении, спуске и активации ball-drop-компоновок, выполнении МГРП по различным технологическим подходам. Вероятными причинами получения невысоких дебитов нефти и непродолжительности эффекта могли послужить следующие факторы:

- неоптимальная проводка ствола скважины относительно скоплений углеводородов и латеральных полей напряжений, и, как следствие, – низкий потенциал скважины;
- неоптимальная схема заканчивания и освоения скважины. Вероятно, для достижения более высоких дебитов необходимо использование технологий ГРП, направленных на увеличение количества создаваемых трещин и более плотный охват ими горизонтального ствола скважины;
- малая величина стимулируемого объема породы при проведении ГРП [1].

Второй этап – проецирование подхода на «классические» коллекторы, пилотные работы по повторным ГРП

После получения первого опыта бурения и освоения горизонтальных скважин на «нетрадиционном» коллекторе принято решение перенести данные подходы на «классические» коллекторы. Так, с 2014 по 2018 год было пробурено и освоено 8 горизонтальных скважин на различных месторождениях: длина ствола составляла до 500 м с применением ball-drop-компоновок, количество стадий увеличилось до 6, масса проппанта на стадии увеличилась до 50–60 т, расход нагнетания составлял от 3,5 до 5,5 м³/мин. Данные работы были эффективны, о чем свидетельствуют выросшие в 2–3 раза входные дебиты по нефти в сравнении со скважинами, которые запускали одностадийным ГРП (табл. 2).

Работы в целом были эффективны, скважины больше года работали на хороших режимах, однако уже к 2–3 годам эксплуатации добыча нефти упала до 1–4 т/сут и встал вопрос о проведении повторной интенсификации на данных объектах. В процессе проработки вопроса был найден ряд сервисных компаний, которые предлагали различные технологические подходы к повторным ГРП на незацементированных ball-drop-компоновках: ГРП с применением пакерной компоновки Cup-to-Cup, надувные пакерные системы, использование кольматирующих фибров, потокоотклонителей и пр. Также был подробно изучен опыт ведущих добывающих компаний

fracturing using various technological approaches. The probable reasons for the low oil production rates and the short duration of the effect could be the following factors:

- suboptimal wellbore routing with respect to hydrocarbon accumulations and lateral stress fields, and as a result - low well potential;
- suboptimal well completion and development scheme. Probably, in order to achieve higher flow rates, it is necessary to use hydraulic fracturing technologies aimed at increasing the number of created fractures and tighter coverage of the horizontal wellbore;
- small value of the stimulated volume of the rock during hydraulic fracturing [1].

The second stage is the projection of the approach to the "classic" reservoir, pilot works on re-fracturing

After obtaining the first experience in drilling and developing horizontal wells in an "unconventional" reservoir, it was decided to transfer these approaches to the "classic" reservoir. So, from 2014 to 2018 8 horizontal wells were drilled and completed in various oil fields: The borehole length was up to 500 m using ball-drop units, the number of stages increased to 6, the proppant weight per stage

Таблица 2 – Параметры работы скважин после МГРП
Table 2 – Well performance parameters after multistage hydraulic fracturing

Скважина Well	Ср. сут. дебит нефти за 3 мес., т/сут Average daily oil production rate for 3 months, t/ day	Ср. сут. дебит жидкости за 3 мес., т/сут Average daily liquid flow rate for 3 months, t/day	Ср. сут. дебит нефти через 1 год., т/сут Average daily oil flow rate for 1 year, t/day	Обводненность, % Water cut, %
58g	35,89	41,69	16,25	14,04
204g	6,77	19,00	1,26	46,86
61g	25,38	29,13	15,71	12,72
59g	17,12	21,36	14,18	19,00
125g	12,97	65,22	12,48	79,99
56g	18,34	22,42	9,31	14,74

increased to 50–60 tons, the injection rate was from 3.5 to 5.5 м³ /min. These works were effective, as evidenced by the 2–3 times increased input oil flow rates in comparison with wells that were launched with one-stage hydraulic fracturing (Table 2).

The work was generally effective, the wells worked at good conditions for more than a year, however, by 2–3 years of operation, oil production dropped to 1–4 tons/day and the question arose about re-stimulation at these facilities. In the process of studying the issue, a number of service companies were found. They offered various technological approaches to re-fracturing on uncemented ball-drop units: Hydraulic fracturing using Cup-to-Cup packer unit, inflatable packer systems, the use of

РФ и сделан вывод, что все существующие на рынке СНГ технологии имеют ряд недостатков и высоких рисков, и большинство сервисных компаний не дают гарантии в успешности проведения работ.

Принимая во внимание неоднозначный опыт и ограниченное предложение на рынке, принято решение проводить повторный ГРП собственными силами. В качестве объекта для проведения повторного МГРП была выбрана скважина 310g, которая вскрывала «нетрадиционный» коллектор многопортовой шаровой компоновкой.

Основной целью проведения повторного МГРП на данном объекте виделось создание дополнительного стимулированного объема в зонах горизонтального ствола, не подвергнутых обработке при освоении скважины, и вовлечение в добычу ранее не выработанных запасов.

Для достижения цели первым делом были выполнены работы по определению принимающих интервалов и определения наиболее выработанных зон горизонтального ствола. По результатам наметилось создание шести новых интервалов путем перфорирования эксплуатационной колонны. Перенаправление потока жидкости и создание трещин в новых интервалах планировалось достичь путем локального увеличения стресса в выработанных зонах и частичной блокировки существующих трещин посредством закачки дивертирующих пачек (в нашем случае пачек крупного проппанта). Данная схема по своей сути являлась «слепой» технологией, так как, несмотря на ряд косвенных признаков дивертирования, отсутствовала прямая возможность направлять и управлять местоположением создания трещин [1].

После работ по дополнительной перфорации шести интервалов выполнен комплекс повторного МГРП с дивертированием. Проведено шесть закачек основного ГРП. В качестве расклинивающих агентов использовались проппанты фракций 30/50, 20/40 и 12/18 NRT (Non-Radioactive Tracer для последующего картирования мест образования трещин). Масса проппанта на стадию варьировалась от 40 до 50 тонн, максимальная концентрация составляла до 400 кг/м³, средний расход нагнетания на стадию составлял 5–6 м³/мин. Закачанная масса и концентрация проппантов оперативно корректировались в зависимости от поведения устьевого давления при закачке проппанта. Суммарно при проведении повторного МГРП закачано 280 т проппанта, более 2500 м³ жидкости разрыва,

bridging fibers, flow diverters, etc. The experience of the leading mining companies of the Russian Federation was studied in detail and it was concluded that all the technologies existing in the CIS market have a number of disadvantages and high risks, and most service companies do not guarantee the success of the work.

Taking into account the ambiguous experience and limited supply in the market, it was decided to carry out the re-fracturing using our own resources. Well 310g, which penetrated the "unconventional" reservoir with a multiport ball unit was selected as the target for repeated multistage hydraulic fracturing.

The main goal of the repeated multi-stage hydraulic fracturing at this object was to create an additional stimulated volume in the zones of the horizontal wellbore that were not treated during well development, and to involve previously undeveloped reserves in production.

To achieve the goal, the first thing to do was to determine the receiving intervals and determine the most developed zones of the horizontal wellbore. The results indicated the creation of six new intervals by perforating the production casing. Redirecting the fluid flow and creating fractures in new intervals was planned to be achieved by a local increase in stress in mined zones and partial blocking of existing fractures by pumping diverting packs (in our case, packs of large proppant). This scheme was inherently a "blind" technology, since, despite a number of indirect signs of diversion, there was no direct ability to direct and control the location of cracks [1].

After work on additional perforation of six intervals, a complex of repeated multistage hydraulic fracturing with diversion was performed. Six injections of the main hydraulic fracturing were carried out proppants with fractions 30/50, 20/40 and 12/18 NRT (Non-Radioactive Tracer for subsequent mapping of fracture sites) were used as propping agents. The proppant weight per stage varied from 40 to 50 tons, the maximum concentration was up to 400 kg/m³, the average



Рисунок 3 – Расстановка оборудования на скважине 310g
Figure 3 – Equipment placement on well 310g

что соответствует 0,75 т проппанта на метр эффективной длины горизонтального ствола скважины (рис. 3).

В ходе проведения МГРП проводился комплекс геофизических исследований: наземный микросейсмический мониторинг, ПГИ на закачке, определение местоположения NRT-проппанта. Данные работы выполнялись для определения местоположения и количества создаваемых трещин при повторном МГРП и определения самого факта достижения перенаправления трещин по горизонтальному стволу.

Результаты проведения исследований показывают, что NRT-проппант располагается не всегда строго напротив новых трещин ГРП (в нашем случае интервалов перфорации), а на некотором расстоянии от них. Интерпретация микросейсмических событий определила, что растрескивание пород в целом приурочено к новым кластерам перфорации, но растрескивание не было постадийное, а проходило на протяжении всех стадий закачки. Анализ выполненных ПГИ также показал изменение приемистости отдельных интервалов по стволу скважины по сравнению с фоновой записью. Полученные результаты по изменению профиля приемистости имели достаточно неплохую (пусть и не строгую) корреляцию с результатами ИННК-каротажа и особенно микросейсмического мониторинга, т. е. можно проследить ожидаемую связь между созданием новых закрепленных трещин ГРП и изменением приемистости интервалов вслед за ними.

После выполнения повторного МГРП с дивертированием скважина 310g вступила в добычу с дебитом по нефти 26,6 т/сут, дебитом по жидкости 30 т/сут и обводненностью 11,11%. Полученный дебит сопоставим с полученным дебитом при освоении, что позволяет считать выполненные работы весьма эффективными.

Таким образом, анализируя работу за пять лет, напрашивалось решение, которое позволяло быкратно увеличить простимулированный объем при выполнении МГРП, а также иметь возможность с малыми затратами проводить повторную стимуляцию скважин.

Третий этап – пилотные работы по бурению ГС и выполнению МГРП по технологии Plug & Perf

После анализа ранее выполненных работ по бурению и ГРП стало понятно, что ключевыми факторами, влияющими на приток нефти (особенно из «нетрадиционного» коллектора), являются площадь растрескивания и стимулированный объем коллектора. Чтобы увеличить площадь растрескивания и стимулированный объем коллектора необходимо бурить горизонтальные стволы более протяженные, сократить расстояние

injection rate per stage was 5–6 m³/min. The injected mass and proppant concentration were promptly adjusted depending on the behavior of the wellhead pressure during proppant injection. In total, during the repeated multistage fracturing, 280 tons of proppant were injected, more than 2500 m³ of fracturing fluid, which corresponds to 0.75 tons of proppant per meter of effective length of the horizontal wellbore (Figure 3).

In the course of the multistage hydraulic fracturing, a complex of geophysical studies was carried out: Ground microseismic monitoring, downhole logging, determining the location of the NRT proppant. These works were carried out to determine the location and number of fractures created during repeated multi-stage hydraulic fracturing and to determine the very fact of achieving fracture redirection along the horizontal wellbore.

The research results show that NRT proppant is not always located strictly opposite new hydraulic fractures (in our case, perforation intervals), but at some distance from them. Interpretation of microseismic events determined that rock cracking was generally confined to new perforation clusters, but cracking was not stage wise, but took place throughout all stages of injection. The analysis of the performed downhole logging also showed a change in the injectivity of individual intervals along the wellbore compared to the background recording. The results obtained on the change in the injectivity profile had a fairly good (albeit not strict) correlation with the results of TDT log and, especially, microseismic monitoring, i.e. it is possible to trace the expected relationship between the creation of new fixed hydraulic fractures and a change in the injectivity of the intervals following them.

After performing repeated multi-stage hydraulic fracturing with diversion, well 310g entered production with an oil flow rate of 26.6 tons/day, a liquid flow rate of 30 tons/day and a water cut of 11.11%. The resulting production rate is comparable to the production rate received during development, which allows us to consider the work performed as very effective.

Thus, analyzing the work over five years, a solution was suggested that would make it possible to multiply the stimulated volume when performing multi-stage hydraulic fracturing, as well as be able to re-stimulate wells at low cost.

The third stage – pilot work on drilling horizontal wells and performing multistage hydraulic fracturing using Plug & Perf technology

After analyzing the previous drilling and fracturing work, it became clear that the key factors affecting oil inflow (especially from the "unconventional" reservoir) are the fracture area and the stimulated reservoir volume. To increase the fractured area and stimulated reservoir volume, it is necessary to drill more horizontal boreholes, to reduce the distance

между стадиями ГРП по стволу скважины, а при ГРП закачивать значительно большие объемы жидкости и проппанта.

Для достижения поставленных целей с учетом опыта Северной Америки было принято решение строить скважины с цементируемым горизонтальным окончанием протяженностью горизонтального ствола 500–1000 м, при этом спускать в продуктивные отложения эксплуатационную колонну диаметром не менее 114 мм с обязательной возможностью формирования равнопрочного и равнопроходного лифта колонны труб от устья до забоя скважины, с последующим проведением по ней МГРП.

Увеличение протяженности горизонтального ствола в условиях малой вертикальной мощности «нетрадиционных» коллекторов (до 8,1 м) повлекло за собой необходимость проводки горизонтального ствола скважины в ограниченном коридоре. Также для возможности безаварийного спуска эксплуатационной колонны большого диаметра требовалось исключение значительного искривления ствола скважины. Поэтому на пилотные работы для проводки горизонтального участка протяженностью более 1170 м был привлечен сервис по управлению траекторией ствола скважины с применением роторно-управляемой системы ведущей мировой компании, что позволило провести ствол скважины по проектной траектории в заданные точки в кратчайшие сроки.

Переход от нецементируемых «хвостовиков» к цементируемым подразумевал применение рецептуры тампонажного раствора, способного выдержать высокие стрессовые нагрузки на цементный камень в процессе проведения перфорационных работ и ГРП. Крепление таких объектов требовало не только применения обсадных труб с премиальными типами резьбовых соединений и высокотехнологичной оснастки, но и привлечения ведущих сервисных компаний по цементированию эксплуатационных колонн горизонтальных участков скважин с длительной протяженностью горизонтального ствола.

Также с конца 2018 года начались работы по проведению широкого комплекса исследований с целью определения геомеханических свойств пород-коллекторов на различных месторождениях. Данные работы включали:

- приобретение современного геофизического оборудования;
- проведение повторных геофизических исследований на опорных скважинах;
- переинтерпритацию геофизического материала в новых пробуренных скважинах с современным комплексом исследований;
- масштабный отбор кернового материала в новых скважинах, проведение геомеханических и петрофизических

between hydraulic fracturing stages along the wellbore, and to inject significantly larger volumes of fluid and proppant during hydraulic fracturing.

To achieve these goals, taking into account the experience of North America, it was decided to build wells with a cemented horizontal end with a horizontal wellbore length of 500–1000 m, while lowering a production casing with a diameter of at least 114 mm into productive deposits with the obligatory possibility of forming an equal-strength and equal-bore cleanout string lift from the wellhead to the bottom of the well, followed by multi-stage hydraulic fracturing.

The increase in the length of the horizontal wellbore in the conditions of low vertical thickness of "unconventional" reservoirs (up to 8.1 m) led to the need to drill a horizontal wellbore in a limited corridor. Also, for the possibility of trouble-free running of the production string of large diameter, it was required to exclude significant deviation of the wellbore. Therefore, for pilot work for drilling a horizontal section with a length of more than 1,170 m, a wellbore trajectory control service using a rotary-controlled system of a leading world company was involved, which made it possible to conduct the wellbore along the design trajectory at specified points in the shortest possible time.

The transition from non-cemented liners to cemented liners implied the use of a grouting slurry formulation capable of withstanding high stress loads on the cement stone during perforation and hydraulic fracturing. Cementing such objects required not only the use of casing with premium types of threaded connections and high-tech equipment, but also the involvement of leading service companies for cementing production strings of horizontal sections of wells with a long horizontal borehole.

Also, from the end of 2018, work began on a wide range of studies to determine the geomechanical properties of reservoir rocks at various fields. These works included:

- purchase of modern geophysical equipment;
- carrying out repeated geophysical surveys at reference wells;
- reinterpretation of geophysical material in newly drilled wells with a modern set of studies;
- large-scale sampling of core material in new wells, carrying out geomechanical and petrophysical studies;
- carrying out information hydraulic fracturing in drilled wells with conducting downhole geophysical research and microseismic research.

The result of the work performed was the creation of 1D geomechanical models for a number of wells, updating the existing petrophysical and geomechanical models, drawing up 3D geological and geomechanical models for a number of deposits of various fields, adjusting the location of project wells, their azimuthal direction, and well completion options.

A logical continuation was the drilling of a new

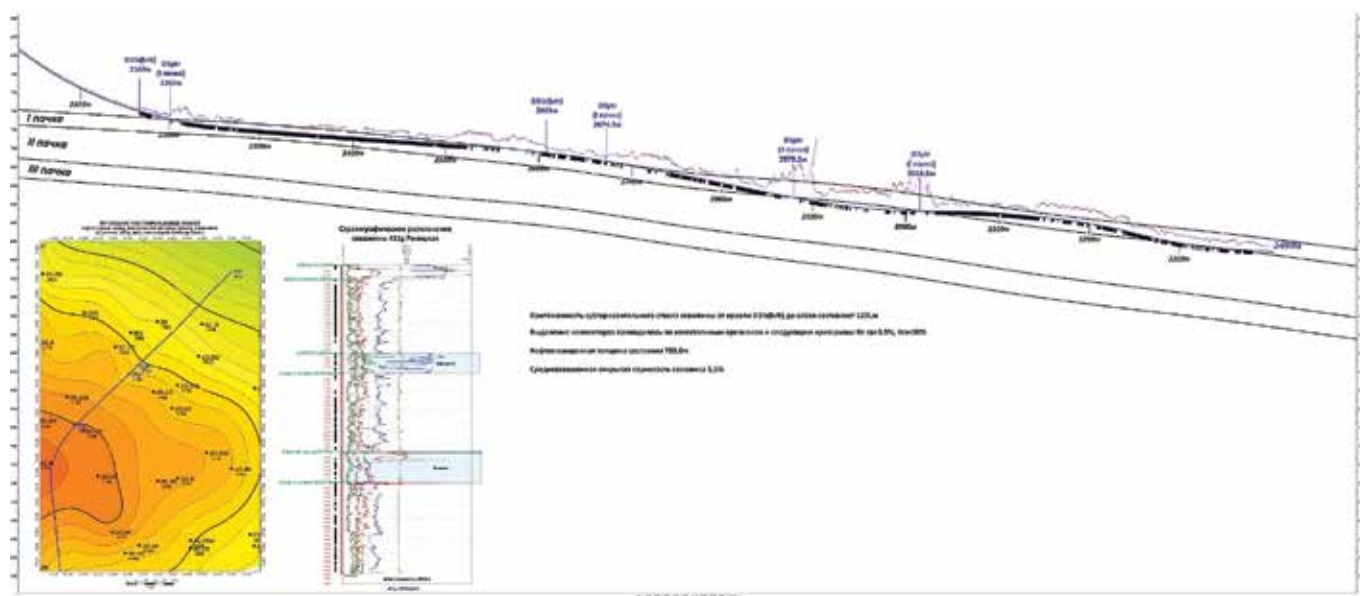


Рисунок 4 – Профиль скважины 411g
Figure 4 – Profile of the well 411g

исследований;
 – проведение информационных ГРП в бурящихся скважинах с проведением внутрискважинных геофизических исследований и микросейсмических исследований.

Результатом выполненных работ стало создание 1D геомеханических моделей по ряду скважин, актуализация существующих петрофизической и геомеханической моделей, составление 3D геолого-геомеханических моделей по ряду залежей различных месторождений, корректировка местоположения проектных скважин, их азимутального направления, вариантов заканчивания скважин.

Логическим продолжением стало бурение новой скважины на целевые интервалы «нетрадиционного» коллектора Речицкого месторождения – скважины 411g. Заканчивание скважины осуществлено путем спуска равнопроходной цементируемой в одну секцию эксплуатационной колонны Ø 140 мм повышенной группы прочности V-150, с длиной горизонтального участка 1176 м, где протяженность продуктивных отложений по стволу составила 746,5 м, эффективная мощность по вертикали – 82,2 м (рис. 4). Учитывая, что освоение скважины планировалось проводить по технологии кластерного Plug & Perf с высоким расходом нагнетания, работы требовали отсутствия подвески НКТ с пакером (т. е. закачка ГРП по э/к), а отсечение простимулированных интервалов композитными пробками планировалось выполнять при помощи либо колтюбинговой, либо геофизической установок.

Пилотная скважина 411g стала так называемым полигоном испытаний технологических приемов: на ней опробовались различные типы перфорационных зарядов, типоразмеры перфораторов, количество кластеров,

well at the target intervals of the "unconventional" reservoir of the Rechitskoye field – well 411g. The well was completed by running an equal-bore cemented production casing in one section of Ø 140 mm of increased strength group V-150, with a horizontal section length of 1176 m, where the length of productive deposits along the wellbore was 746.5 m, effective vertical thickness was 82.2 m (Figure 4). Considering that the well development was planned to be carried out using the cluster "Plug & Perf" technology with a high injection rate, the work required the absence of a tubing suspension with a packer (i.e. hydraulic fracturing injection by completion string), and it was planned to cut off stimulated intervals with composite plugs using either, or geophysical units.

Pilot well 411g became the so-called "testing ground" of the technological methods: Various types of perforating charges, standard sizes of perforators, the number of clusters, limited opening of the formation "limited entry" (clusters 30 cm long, 6 holes /1 running meter); linear/low-viscosity (40 cP) / crosslinked (350 cP) fracturing fluids and their alternation during the main hydraulic fracturing were used; hydraulic fracturing was carried out with different productivity (from 5.5 m³/min to 9 m³/min), perforators and packer plugs were run on tubing and coiled tubing, etc. (Figure 5)

At the same time, related technologies were improved in parallel:

- the fracturing fluid was modified in the direction of high shear load and crosslinking time up to 60 seconds;
- the hydraulic fracturing fleet was modernized: The goal was to combine two full-fledged hydraulic fracturing fleets into a single working system to achieve a productivity of 12–14 m³/min (one fleet in RUE Production Association Belorusneft is capable of operating with a capacity of up to 7 m³/min);
- completing of equipment for cementing, gas-well

ограниченное вскрытие пласта limited entry (кластеры длиной по 30 см по 6 отв./1 п. м); применялись линейные/маловязкие (40 сП)/сшитые (350 сП) жидкости разрыва и их чередование при проведении основного ГРП; проводились ГРП с различной производительностью (от 5,5 м³/мин до 9 м³/мин), перфораторы и пакер-пробки спускались на НКТ и ГНКТ и др. (рис. 5).

При этом параллельно совершенствовались сопутствующие технологии:

- дорабатывалась жидкость разрыва в направлении высокой сдвиговой нагрузки и времени сшивки до 60 секунд;
- модернизировался флот ГРП: целью было объединение в единую рабочую систему двух полноценных флотов ГРП для достижения производительности в 12–14 м³/мин (один флот в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» способен работать с производительностью до 7 м³/мин);
- проводилась доукомплектация оборудования для цементирования, ГФР, флота ГРП, которая позволила расширить спектр выполнения работ собственными силами.

Таким образом, уже к девятой стадии ГРП на скважине 411g удалось проводить работы с расходом нагнетания 8–10 м³/мин.

Всего на скважине 411g выполнен ГРП в 11 зонах на 27 кластерах, закачано 12 000 м³ жидкости разрыва и 871 т проппанта фракций 30/50 и 20/40. После разбуривания пробок и нормализации забоя скважина запущена в работу фонтанным способом с дебитом по нефти 50 т/сут и обводненностью 10%.

Четвертый (текущий) этап – тиражирование работ по бурению ГС и выполнению МГРП по технологии Plug & Perf на «классические» коллекторы

Опираясь на результаты проведенных исследований и опыт выполнения работ на скважине 411g, компанией РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в 2020 году пробурены две горизонтальные скважины № 67g и № 155g на различных месторождениях в «классических» коллекторах. Вертикальный участок ствола скважин обсажен эксплуатационной колонной Ø 178 мм, а горизонтальный участок – эксплуатационной колонной Ø 114 мм группы прочности Р-110 с подвеской хвостовика, выдерживающей перепад давления 70 МПа.

На скважине 67g длина горизонтального ствола скважины Ø 114 мм составила 487 м, по результатам интерпретации ГИС прогнозируемая суммарная нефтенасыщенная мощность коллекторов – 12 м (по вертикали по карте нефтенасыщенных толщин); по факту – 191 м (по стволу), 28,37 м (по вертикали). Для проведения МГРП по технологии Plug & Perf в скважину спускалась компоновка НКТ



Рисунок 5 – Спуск пакер-пробки и перфорационной системы на скважине 411g

Figure 5 – Running the packer plug and perforation systems in well 411g

drilling, hydraulic fracturing fleet was carried out, which made it possible to expand the range of work performed on its own.

Thus, by the ninth stage of hydraulic fracturing at well 411g, it was possible to work with an injection rate of 8–10 м³/min.

In total, well 411g was fractured in 11 zones on 27 clusters, 12,000 м³ of fracturing fluid and 871 tons of proppant with fractions 30/50 and 20/40 were injected. After drilling out the plugs and normalizing the bottom, the well was put into operation in a flowing manner with an oil flow rate of 50 tons/day and a water cut of 10%.

The fourth (current) stage – replication of work on drilling horizontal wells and performing multistage hydraulic fracturing using Plug & Perf technology on "classic" reservoirs

Based on the results of the studies and the experience of performing work on well 411g, the company RUE Production Association Belorusneft drilled two horizontal wells No. 67g and No. 155g in 2020 at various fields in "classic" reservoirs. The vertical section of the wellbore is cased with a production casing of Ø 178 mm, and the horizontal section is cased with a production casing of Ø 114 mm, strength group R-110 with a liner hanger that can withstand a pressure drop of 70 MPa.

On well 67g, the length of the horizontal wellbore Ø 114 mm was 487 m, according to the results of logging interpretation, the predicted total oil-saturated capacity of the reservoirs is 12 m (vertically according to the oil-saturated thickness map); in

Ø 114 мм со стингером, тем самым образуя равнопроходной лифт труб от устья до забоя. МГРП выполнен в 4 стадии по 3 кластера в каждой с производительностью 9–11 м³/мин. Всего было закачено 2243 м³ жидкости разрыва и 347 т пропанта фракций 30/50 и 20/40 с максимальной концентрацией до 800 кг/м³, что соответствует 1,82 т пропанта на метр эффективной длины горизонтального ствола скважины. В сравнении с 2014 годом данный показатель был увеличен более чем в 5 раз.

Простимулированные интервалы перфорации отсекались композитными пробками, которые вместе с перфораторами доставлялись на забой с помощью геофизического кабеля путем замыкания компоновки флотом ГРП. Тем самым общее время выполнения работ МГРП по технологии Plug & Perf составило не более 48 часов.

Также на скважине 67g был выполнен комплекс работ по микросейсмическому мониторингу, интерпретация которого показала, что трещины ГРП располагались в крест простирацию ствола скважины, средняя длина трещин составила около 200 м (рис. 6).

Разбуривание композитных пакер-пробок и нормализация забоя выполнялись с помощью колтюбинговой установки с применением гибкой трубы 50,8 мм, винтового забойного двигателя диаметром 73 мм и вогнутого торцевого фрезы диаметром 93 мм. При использовании данной компоновки среднее время бурения одной пакер-пробки составило 30–40 минут.

Скважина вступила в работу со следующими параметрами: дебит по нефти – 33,99 т/сут, дебит по жидкости – 66,58 т/сут, обводненность – 48,95%; через 3 месяца параметры составили: дебит по нефти – 32,28 т/сут, дебит по жидкости – 38,86 т/сут, обводненность – 16,93 %. Полученный приток превышает в 2 раза эффект от применения на данном месторождении МГРП с использованием шаровых компоновок и в 4 раза эффект от проведения одностадийного ГРП в субгоризонтальной скважине данного месторождения (средний дебит нефти после стандартного ГРП составляет 7–8 т/сут).

Скважину 155g пробурили с длиной горизонтального ствола скважины Ø 114 мм 814,82 м, по результатам интерпретации ГИС прогнозируемая суммарная нефтенасыщенная мощность коллекторов составляла 20 м (по вертикали по карте нефтенасыщенных толщин); по факту – 387,7 м (по стволу), 36 м (по вертикали). Для проведения МГРП по технологии Plug & Perf в скважину спускалась компоновка НКТ Ø 114 мм со стингером аналогично скважине 67g. МГРП выполнен в 7 стадий по 3–4 кластера в каждой с производительностью 9–12 м³/мин. Всего было закачено 3300 м³ жидкости разрыва

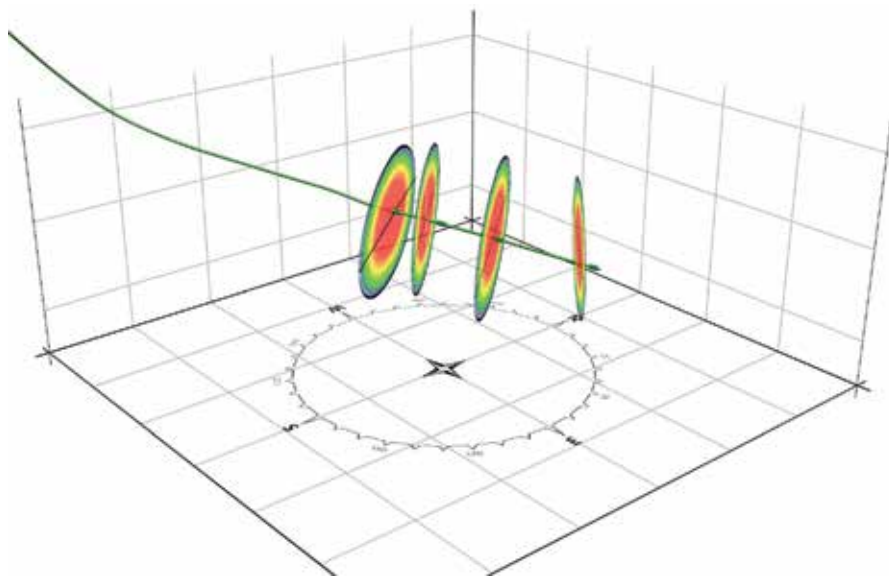


Рисунок 6 – Микросейсмические исследования на скважине 67g

Figure 6 – Microseismic surveys at well 67g

fact it accounts for 191 m (along the wellbore), 28.37 m (vertical). To carry out multistage hydraulic fracturing using the Plug & Perf technology, a tubing unit of Ø 114 mm with a stinger was run into the well, thereby forming an equal pipe lift from the wellhead to the bottomhole. Multi-stage hydraulic fracturing was performed in 4 stages, 3 clusters in each with a productivity of 9–11 м³/мин. In total, 2243 м³ of fracturing fluid and 347 tons of proppant with fractions 30/50 and 20/40 were injected with a maximum concentration of up to 800 kg/м³, which corresponds to 1.82 tons of proppant per meter of effective length of the horizontal wellbore. In comparison with 2014, this indicator has been increased more than 5 times.

The stimulated perforation intervals were cut off with composite plugs, which, together with perforators, were delivered to the bottomhole using a geophysical cable by flushing the layout with the hydraulic fracturing fleet. Thus, the total time spent on multistage hydraulic fracturing operations using Plug & Perf technology was no more than 48 hours.

Also, at well 67g, a set of works on microseismic monitoring was performed, the interpretation of which showed that hydraulic fractures were located in the cross of the wellbore strike, the average length of the fractures was about 200 m (Figure 6).

The composite packer plugs were drilled out and the bottomhole normalized using a coiled tubing unit equipped with a coiled tubing of 50.8 mm, a downhole motor with a diameter of 73 mm and a concave end mill with a diameter of 93 mm. When using this unit, the average drilling time for one packer plug was 30–40 minutes.

The well was put into operation with the following parameters: oil flow rate – 33.99 tons/day, liquid flow rate 66.58 tons/day, water cut 48.95%; After 3 months, the parameters were: Oil flow rate – 32.28 tons/day, liquid flow rate 38.86 tons/day, water cut 16.93%. The

и 659 т пропанта фракций 30/50 и 20/40 с максимальной концентрацией до 800 кг/м³, что соответствует 1,70 т пропанта на метр эффективной длины горизонтального ствола скважины (рис. 7).

Простимулированные интервалы перфорации так же, как и на скважине 67g, отсекались композитными пробками, которые вместе с перфораторами доставлялись на забой с помощью геофизического кабеля путем замыка компоновки флотом ГРП. Тем самым общее время выполнения работ МГРП по технологии Plug & Perf составило не более 4 суток.

Разбуривание композитных пакер-пробок и нормализация забоя выполнялись с помощью колтюбинговой установки с применением гибкой трубы 50,8 мм, винтового забойного двигателя диаметром 76 мм и долотом PDC диаметром 92 мм. При использовании данной компоновки среднее время бурения одной пакер-пробки составило 20–30 минут.

Скважина вступила в работу со следующими параметрами: дебит по нефти – 41,32 т/сут, дебит по жидкости – 68,22 т/сут, обводненность – 39,44 % и еще выходит на режим. Однако вводные параметры превышают в 3 раза эффект от применения на данном месторождении МГРП с использованием шаровых компоновок и в 4 раза эффект от проведения одностадийного ГРП в субгоризонтальной скважине данного месторождения (средний дебит нефти после стандартного ГРП составляет 10 т/сут).

Полученная высокая продуктивность скважин № 411g, № 67g и № 155g показывает, что вложение средств в широкий комплекс исследований, бурение новых скважин, их освоение методом МГРП по технологии Plug & Perf на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» эффективны как на «нетрадиционных», так и на классических коллекторах.

Развитие в 2021 году

Масштабное бурение горизонтальных скважин, совершенствование технологий освоения скважин, увеличение площади растрескивания и стимулированного объема коллектора, сокращение временных затрат приносят положительные результаты: кратно увеличивают приток, продолжительность эффекта, и, как следствие, рентабельность работ.

Приоритетами дальнейшего развития в бурении горизонтальных скважин и проведении в них кластерного МГРП по технологии Plug & Perf видится в первую очередь полный



Рисунок 7 – Расстановка оборудования на скважине 155g
Figure 7 – Equipment placement on well 155g

resulting inflow is 2 times greater than the effect of using multistage hydraulic fracturing in this field using ball units, and 4 times the effect of carrying out one-stage hydraulic fracturing in a sub-horizontal well of this field (the average oil production rate after standard hydraulic fracturing is 7–8 tons/day).

Well 155g was drilled with a horizontal wellbore length of Ø 114 mm and 814.82 m, according to the interpretation of the logging results, predicted total oil-saturated capacity of the reservoirs was 20 m (vertically according to the oil-saturated thickness map); In fact – 387.7 m (along the wellbore), 36 m (vertical). For multistage hydraulic fracturing using Plug & Perf technology, a 114 mm tubing unit with a stinger was run into the well, similar to well 67g. Multistage hydraulic fracturing was performed in 7 stages, 3–4 clusters in each with a productivity of 9–12 m³/min. In total, 3300 m³ of fracturing fluid and 659 tons of proppant with fractions 30/50 and 20/40 were injected with a maximum concentration of up to 800 kg/m³, which corresponds to 1.70 tons of proppant per meter of effective length of the horizontal wellbore (Figure 7).

The stimulated perforation intervals, as well as in well 67g, were cut off with composite plugs, which, together with perforators, were delivered to the bottomhole using a geophysical cable by cleaning out the assembly with the hydraulic fracturing fleet. Thus, the total time spent on multistage hydraulic fracturing operations using Plug & Perf technology was no more than 4 days.

The composite packer plugs were drilled out and the bottomhole normalized using a coiled tubing unit using a 50.8 mm coiled tubing, a 76 mm downhole motor and a 92 mm PDC bit. When using this assembly, the average drilling time for one packer plug was 20–30 minutes.

The well was put into operation with the following parameters: oil flow rate – 41.32 tons/day, fluid flow rate 68.22 tons/day, water cut 39.44% and is still entering the regime. However, the input parameters

отказ от привлечения дорогостоящих сервисов и выполнения всего комплекса работ собственными силами. Также немаловажным фактором развития является оптимизация технологического процесса проведения работ, которая позволит увеличить качество и сократить временные затраты, тем самым еще больше повысить рентабельность. Логическим апофеозом развития станет выход на рынок нефтесервисных услуг и проведение работ по кластерному МГРП с применением технологии Plug & Perf под ключ на месторождениях заказчика.

Идет серьезная модернизация бурового блока: внедряются буровые установки нового поколения, модернизируются старые и дооснащаются системами верхнего привода (СВП), новыми мощными буровыми насосами, современной 4-ступенчатой системой очистки бурового раствора с целью реализации агрессивных подходов и выполнения заявленных гидравлических программ, активно применяется телеметрическая система с гидравлическим каналом связи. Это привело не только к существенному сокращению сроков строительства субгоризонтальных и горизонтальных скважин, но и позволило проводить полный цикл строительства скважины с протяженностью горизонтального ствола более 1000 м собственными силами без привлечения сервиса дорогостоящего оборудования и технологий.

Эволюционирует подход и к цементированию скважин. Закуплена инновационная тампонажная техника, разработана собственная рецептура эластичного тампонажного раствора, которая позволила отказаться от привлечения услуг ведущих сервисных компаний по креплению скважин, качественно цементировать горизонтальный ствол скважины и располагать кластеры перфорации на малом расстоянии друг от друга. Наличие специализированной оснастки в октябре 2020 года позволило выполнить пилотные работы по цементированию эксплуатационной колонны 114 мм, расположенной в горизонтальном участке протяженностью 1000 метров, с вращением собственными силами с качеством крепления $K_{акц} = 0,98$.

В настоящее время успешно реализована программа переоснащения центра исследований ядра новым современным лабораторным оборудованием от ведущих производителей по следующим направлениям: первичная пробоподготовка ядра, привязка ядра к ГИС, фотодокументирование ядра в дневном и ультрафиолетовом свете, стандартные и специальные (геохимические, геомеханические, минералогические, рентгено-томографические) исследования. Наличие такого оборудования способствует получению большого объема информации, которая

are 3 times higher than the effect of using multistage hydraulic fracturing in this field using ball units and 4 times the effect of performing one-stage hydraulic fracturing in a sub-horizontal well of this field (the average oil production rate after standard hydraulic fracturing is 10 tons/day).

The obtained high productivity of wells No. 411g, No. 67g and No. 155g shows that investment in a wide range of studies, drilling new wells, their development by multistage hydraulic fracturing using Plug & Perf technology at the fields of RUE Production Association "Belorusneft" are effective as in "non-traditional", and on classic collectors.

Development in 2021

Large-scale drilling of horizontal wells, improvement of well development technologies, an increase in the area of cracking and stimulated reservoir volume, and a reduction in time costs bring positive results: they multiply the inflow, the duration of the effect, and, as a result, the profitability of the work.

The priorities for further development in drilling horizontal wells and carrying out cluster multistage hydraulic fracturing using Plug & Perf technology is, first of all, a complete refusal to attract expensive services and perform the entire range of works on our own. Also an important development factor is the optimization of the technological process of work, which will increase the quality and reduce time costs, thereby further increasing profitability. The logical apotheosis of development will be the entry into the oilfield services market and the implementation of cluster multi-stage hydraulic fracturing operations using the Plug & Perf technology on a turnkey basis at the customer's fields.

A serious modernization of the drilling unit is underway: New-generation drilling rigs are being introduced, old ones are being modernized and retrofitted with top drive systems (TDS), new powerful mud pumps, a modern 4-stage mud cleaning system in order to implement aggressive approaches and fulfill the declared hydraulic programs, is actively used telemetry system with hydraulic communication channel. This led not only to a significant reduction in the construction time for sub-horizontal and horizontal wells, but also made it possible to carry out a full cycle of construction of a well with a horizontal wellbore length of more than 1000 m on our own without involving the service of expensive equipment and technologies.

The approach to well cementing is also evolving. An innovative grouting technique was purchased, a proprietary formulation of an elastic grouting slurry was developed, which made it possible to abandon the involvement of the services of leading service companies for well casing, high-quality cementing of a horizontal wellbore and locate perforation clusters at a short distance from each other. The availability of specialized equipment in October 2020 made it possible to carry out pilot work on cementing a 114 mm production casing located in a horizontal section

позволяет корректно характеризовать сложную природу пласта-коллектора и лучше понимать его строение и свойства, что необходимо для решения широкого комплекса задач геологии и разработки.

Геофизические работы выходят на совершенно новый уровень. Закупленное высокоточное геофизическое оборудование позволяет получать широкий спектр скважинного и наземного геофизического материала, интерпретация которого выполняется собственными силами (в том числе и микросейсмического мониторинга). Это способствует не только правильному выбору направления бурения стволов новых скважин и качественному составлению дизайна ГРП, но также позволяет постоянно улучшать 3D геомеханические модели нефтяных месторождений.

При проведении перфорационных работ активно применяются заряды российского и американского производства, а компоновки с перфосистемами и пакер-пробками могут доставляться до нужного места горизонтального участка скважины путем замыка на геофизическом кабеле, а также с применением ГНКТ и НКТ.

Проведение работ по ГРП уже сейчас сопоставимо с ведущими нефтесервисными компаниями. В 2020 году завершилась модернизация флотов по ГРП и их объединение в единую систему. Это позволило проводить ГРП с производительностью до 14 м³/мин, при этом есть возможность закачивать объем жидкости более 2000 м³ и массу проппанта более 300 т за одну операцию. Сейчас идет дооснащение флота ГРП новой техникой (высокорасходная смесительная установка, химмашина, емкостной парк) с целью возможности уже в середине 2021 года проводить МГРП с расходом нагнетания до 18–20 м³/мин.

Усовершенствуются и технологические подходы к ГРП. Разработана специальная рецептура жидкости разрыва на гуаровой основе, которая имеет хороший тест на сдвиг и способна выполнять свои функции даже при расходе нагнетания 12–14 м³/мин [2].

Идет активное тестирование жидкости разрыва на основе высоковязких понизителей трения (HVFR), закуплены три различных типа (эмульсия, суспензия, порошок) жидкости для проведения ОПИ на скважинах. Модернизируется лабораторное оборудование: приобретаются установки для определения проводимости проппантной пачки и измерения потери давления на трение. Их использование в работе в первую очередь позволиткратно повысить эффективность проведения ГРП на нетрадиционных коллекторах [2].

Работы по нормализации забоя и разбуриванию пакер-пробок с применением колтюбинговой установки постоянно

with a length of 1000 meters, with rotation on its own with a fastening quality of $K_{acc} = 0.98$.

At present, a program has been successfully implemented to re-equip a core research center with new modern laboratory equipment from leading manufacturers in the following areas: Primary sample preparation of a core, linking a core to GIS, photo documentation of core in daylight and ultraviolet light, standard and special (geochemical, geomechanical, mineralogical, X-ray) tomographic) studies. The availability of such equipment contributes to obtaining a large amount of information that allows you to correctly characterize the complex nature of the reservoir and better understand its structure and properties, which is necessary to solve a wide range of geology and development problems.

Geophysical work is reaching a completely new level. The purchased high-precision geophysical equipment allows obtaining a wide range of borehole and surface geophysical material, the interpretation of which is carried out on our own (including microseismic monitoring). This contributes not only to the correct choice of direction for drilling new wells and high-quality hydraulic fracturing design, but also allows for continuous improvement of 3D geomechanical models of oil fields.

During perforation operations, charges of Russian and American production are actively used, and units with perforation systems and packer plugs can be delivered to the desired location in the horizontal section of the well by washing on a geophysical cable, as well as using coiled tubing and tubing.

Hydraulic fracturing works are already comparable with the leading oilfield service companies. In 2020, the modernization of hydraulic fracturing fleets and their integration into a single system was completed. This made it possible to carry out hydraulic fracturing with a capacity of up to 14 м³/min, while it is possible to inject a fluid volume of more than 2000 м³ and a proppant mass of more than 300 tons in one operation. Now the hydraulic fracturing fleet is being retrofitted with new equipment (high-flow mixing unit, chemical machine, tank farm) in order to be able to carry out multi-stage hydraulic fracturing in mid-2021 with injection rates up to 18–20 м³/min.

Technological approaches to hydraulic fracturing are also being improved. A special formulation of a guar-based fracturing fluid has been developed, which has a good shear test and is capable of performing its functions even at injection flow rates of 12–14 м³/min [2].

An active testing of the fracturing fluid based on high-viscosity friction reducer (HVFR) is underway, three different types (emulsion, suspension, powder) of fluid were purchased for pilot testing in wells. Laboratory equipment is being modernized: installations are being purchased to determine the conductivity of the proppant pack and measure the friction pressure loss. Their use in work, first of all, will make it possible to multiply the efficiency of hydraulic fracturing in unconventional reservoirs [2].

Таблица 3 – Эволюция бурения и освоения ГС
Table 3 – Evolution of drilling and development of horizontal wells

Количество скважин Number of wells	8	1	1	1	1	8	2	Выполнение работ Works carried out
Тип коллектора Collector type	Классический и ТРИЗ Classic and hard-to-recover resorces		ТРИЗ Hard-to-recover resorces	Классический Classic			ТРИЗ Hard-to-recover resorces	
Годы Years	2014-2018	2019		2020		2021		Собст. силы/ сервис By own efforts/ service
Технология проводки ГС Wiring technology	Телесистема Telesystem	Телесистема Telesystem	Телесистема/ РУС Телесистема/ RSS	Телесистема Telesystem		Телесистема Telesystem	РУС RSS	
Цементирование Cementing	Без цемента Without cement	Без цемента Without cement	Цемент. без вращения за 1 подход Cement without rotation for 1 approach	Цемент. без вращения за 1 подход с цент. Cement without rotation for 1 approach		Цемент. с вращением за 1 подход с цент. Cement with rotation for 1 approach per cent.		Собст. силы By own efforts/ service
ЭК Production string	168*114	178*114	140	178*114	178*114	178*114	140	Собст. силы By own efforts/ service
Длина ГС BG length	300–500 м	450	1200	400	590	1000	1400	Собст. силы By own efforts/ service
Кол-во стадий ГРП Number of hydraulic fracturing stages	4–6	5	12	4	7	8	14	Собст. силы By own efforts/ service
Скорость закачки Pumping speed	3,5–5,5	4	7	7	11	12–14	12–18	Собст. силы By own efforts/ service
Кол-во кластеров Number of clusters	1	1	2–3	3	3–4	4	4–6	Собст. силы By own efforts/ service
Масса проп. на стадию Weight of prop. per stage	20–60	60	110	100	120	120–150	150–180	Собст. силы By own efforts/ service

совершенствуются – опробуются различные типы породоразрушающего инструмента, идет активная разработка рабочей жидкости, которая способствует снижению гидравлических потерь на трение, поддержанию требуемой производительности, минимальному загрязнению пласта и быстрому отмыву продуктов разбуренных композитных пакер-пробок и проппанта.

Учитывая вышеизложенное, в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» на 2021 год поставлен план выполнить на 10 скважинах месторождений белорусского региона комплекс работ, начиная от бурения и заканчивая освоением методом кластерного МГРП по технологии Plug & Perf собственными силами без привлечения сторонних сервисных компаний (табл. 3). Это составляет более 30% от запланированных к строительству скважин эксплуатационного фонда в 2021 году.

Bottom hole normalization and packer plug drilling using a coiled tubing unit are constantly being improved – various types of rock cutting tools are being tested, a working fluid is being actively developed, which helps to reduce hydraulic friction losses, maintain the required productivity, minimize formation contamination and quickly wash out the products of drilled composite packers - plugs and proppant.

Considering the above, RUE Production Association Belarusneft has set a plan for 2021 to complete a range of works at 10 wells in the Belarusian region, from drilling to development by cluster multistage hydraulic fracturing using Plug & Perf technology on its own without involving third-party service companies (Table 3). This is more than 30% of the production wells planned for construction in 2021.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. Мироненко К.В. Опыт освоения нетрадиционных коллекторов с МГРП в Республике Беларусь//SPE 202059.
2. Гилязитдинов Т.Д. Применение метода осцилляционной реологии для исследования жидкостей разрыва//SPE 202063.