

«Белоруснефть» готова решать самые сложные задачи

Belorusneft Is Ready To Solve the Most Complicated Tasks

Д.А. Закружный родился в 1983 году. В 2005 году окончил Белорусский государственный университет транспорта по специальности «автоматика, телемеханика и связь на ж/д транспорте». В 2009 году окончил Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого по специальности «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». В 2011 году окончил Белорусский торговый экономический университет потребительской кооперации по специальности «экономика и управление на предприятии».

Трудовую деятельность начал в 2005 году в Управлении по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин (УПНПРС) РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» помощником бурильщика подземного и капитального ремонта скважин.

С 2008 по 2011 год работал инженером группы технологии ремонта скважин, профилактики и ликвидации аварийности (УПНПРС), инженером-технологом технологического отдела (УПНПРС).

С 2011 года работает в отделе строительства и ремонта скважин Управления скважинных технологий и сервиса Центрального аппарата РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». На данный момент занимает должность ведущего инженера.

D. Zakrzhnyi was born in 1983. He graduated from the Belarusian State University of Transport in 2005. His specialty was "automation, telemechanics and communications on the railway transport". D. Zakrzhnyi completed the full course of the P.O. Sukhoi Gomel State Technical University in 2009, majoring in "development and exploitation of oil and gas fields". In 2011 he graduated from the Belarusian Trade and Economics University of Consumer Cooperatives, majoring in "economics and business management".

He started his career in 2005 as an Assistant Driller in the Enhanced Oil Recovery and Well Workover (EOR & WW) Department at RUP PO Belorusneft.

Between 2008 and 2011 he worked as an Engineer in the Well Repair, Accident Prevention and Elimination Technologies Team (EOR & WW Department) and as a Process Engineer in the Process Division of the same department.

Starting from 2011, D. Zakrzhnyi has worked in the Well Construction and Repair Division of Downhole Technologies and Service Department of RUP PO Belorusneft. He is currently holding a position of Lead Engineer.

На вопросы журнала «Время коiled тубинга» отвечает Д.А. Закружный, ведущий инженер отдела строительства и ремонта скважин Управления скважинных технологий и сервиса центрального аппарата РУП «Производственное объединение «Белоруснефть».

На 16-й Международной научно-практической конференции «Коiled тубинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

Д.А. Закружный выступил с докладом «Опыт проведения МГРП на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» и был отмечен как один из лучших докладчиков конференции.



D. Zakrzhnyi, Lead Engineer, Well Construction and Repair Division of Downhole Technologies and Service Department of RUP PO Belorusneft, is answering the questions of Coiled Tubing Times.

D. Zakrzhnyi made a report entitled as "Multi-stage Hydraulic Fracturing Experience at the Oilfields of RUP PO Belorusneft" and was noted as one of the best speakers at the 16th International Scientific and Practical Coiled Tubing Technologies, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference.

Coiled Tubing Times: Denis Anatolyevich, what hydraulic fracturing technologies are currently used by RUP PO Belorusneft?

«Время колтюбинга»: Денис Анатольевич, какие технологии ГРП применяются РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в настоящее время?

Денис Закружный: РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» начало применять технологии ГРП с 2007 года. На данный момент выполнено более 350 операций ГРП и КГРП в Республике Беларусь и более 150 операций различных видов ГРП за рубежом. Мы обладаем современным оборудованием для проведения ГРП и имеем в штате обученный, опытный и компетентный персонал, стаж руководителей и дизайнеров ГРП составляет более семи лет.

Применяемые технологии:

- ГРП и КГРП в терригенных и карбонатных коллекторах;
- КГРП с предварительной изоляцией водопритока;
- КГРП на основе нефтекислотных эмульсий;
- КГРП на основе загущенных кислот (с применением самоотклоняющихся кислотных составов);
- ГРП на линейном и околожидном геле;
- ГРП с предварительной закачкой проппантно-песчаного микса для создания искусственных перемычек (технология J-Frac);
- Проппантный КГРП;
- Многообъемные КГРП;
- Двухэтапный ГРП (для азимутальной переориентации трещины);
- Многостадийные ГРП.

ВК: Когда компания начала применять технологии МГРП? Чем была вызвана необходимость их применения?

Д.З.: «Белоруснефть» начала применять технологии МГРП в 2014 году.

Одной из основных наших задач на данный момент является вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым карбонатным коллекторам, а также карбонатным и терригенным «полуколлекторам», на которых до настоящего времени не представлялось возможным вести разработку ввиду отсутствия эффективных методов воздействия для получения экономически рентабельных дебитов нефти. Этим эффективным методом и явилась технология МГРП.

Также необходимо отметить, что, помимо решения поставленных геологических задач при применении технологии МГРП, мы параллельно решали и технико-технологические задачи. Мы получили бесценный опыт при проведении работ, изучили их тонкости на всех стадиях проводки скважин – начиная с бурения горизонтального ствола и заканчивая подготовкой и проведением МГРП. Данный опыт позволил нам открыть новое конкурентоспособное направление деятельности в области предоставления услуг по проведению ГРП и позиционировать себя на рынке предоставления услуг в данной сфере ►

Denis Zakrzhnyi: RUP PO Belarusneft has been implementing hydraulic fracturing technologies since 2007. To date, we have completed more than 350 hydraulic and acid fracturing operations in the Republic of Belarus and more than 150 fracs abroad. We own state-of-the-art hydraulic fracturing equipment and have experienced and competent staff. Track record of our hydraulic fracturing managers and designers exceeds seven (7) years.

Applied technologies include:

- Hydraulic and acid fracturing in terrigenous and carbonate reservoirs;
- Acid fracturing with preliminary water shutoff;
- Acid fracturing with the application of acid-oil emulsions;
- Acid fracturing with the application of gelled acids (and self-diverting acid compositions);
- Hydraulic fracturing with the use of linear or almost linear gel;
- Hydraulic fracturing with the preliminary injection of proppant-sand mix intended for artificial locks creation (J-Frac technology);
- Proppant acid fracturing;
- Large-volume acid fracturing;
- Two-stage hydraulic fracturing (for azimuth fracture reorientation);
- Multi-stage hydraulic fracturing.

CTT: When did the Company start to apply multi-stage hydraulic fracturing technologies? Why have you started its application?

D.Z.: Belarusneft started to apply hydraulic fracturing technologies in 2014.

One of the main our tasks today is the involvement of hard-to-recover oil reserves into development. Such reserves are situated in low-permeability carbonate reservoirs, as well as in carbonate and terrigenous “half-reservoirs”. The development of such reservoirs has been impossible up to the present moment due to the lack of effective technologies allowing for economically feasible oil production. It is multi-stage hydraulic fracturing that carved out this niche.

Also it should be noted that besides finding a solution to the geological challenges, we simultaneously were solving technical and technological tasks. We have acquired invaluable experience during fracturing operations and have studied all the operations’ details, ranging from horizontal section drilling to the process of multi-stage fracturing design and execution. The above experience allowed us to open new competitive direction in the field of hydraulic fracturing services and to position our company on the service market as a company that is always ready to solve the most complicated tasks set by the customer.

CTT: How many multi-stage fracturing operation has your company performed so far?

D.Z.: In 2014–2015 we successfully performed multi-stage fracturing operations at five oilfields, including well #58 of Severo-Domanovichskoe oilfield (TAML level IV multi-lateral well, multi-stage fracturing in two laterals was performed), wells #310, #204 and #292 ►

как компанию, готовую решать самые сложные задачи, поставленные заказчиком.

ВК: Сколько операций МГРП уже проведено?

Д.З.: В 2014–2015 годах успешно выполнены МГРП на пяти объектах: 58 Северо-Домановичского месторождения (МЗС IV уровня сложности по ТАМЛ, выполнено МГРП в 2-х стволах); № 310 Речицкого месторождения; № 204 Речицкого месторождения; № 61 Северо-Домановичского месторождения; № 292 Речицкого месторождения.

ВК: Какое оборудование для производства МГРП стоит на вооружении компании?

Д.З.: Для проведения МГРП мы применяли компоновки нескольких ведущих западных производителей (подписан договор о конфиденциальности). Изучали их особенности и недостатки, которые в будущем позволят нам качественно подходить к выбору более технологичной оснастки для проведения МГРП.

При оказании услуг в области различных технологий ГРП мы предлагаем заказчику следующие наши ресурсы: два современных флота ГРП; две полевые лаборатории с расширенным функциональным обеспечением; насосы высокого давления до 105 МПа; дублирующие системы химических реагентов; дублирующие системы расходомеров (турбинный и электромагнитный); парк горизонтальных и вертикальных емкостей-термосов, бункеров для проппанта; систему онлайн дистанционного мониторинга; ленточные пропантовозы; гидратационную установку; установку дозирования химреагентов; установку нагрева жидкости 5 МВт; собственные рецептуры гелевых композиций для широчайшего диапазона пластовых температур; программное обеспечение FracproPT; НКТ группы прочности P-110; пакерно-якорное оборудование для проведения ГРП с перепадом давления 100 МПа.

ВК: В каких регионах, кроме Беларуси, компания оказывает и/или планирует оказывать услуги по МГРП?

Д.З.: Особенностью нашей компании является то, что мы готовы предложить заказчику полный сервис услуг строительства скважины любого уровня сложности, начиная от проектирования объекта и заканчивая его освоением, в том числе и с проведением МГРП.

За последние несколько лет мы оказывали услуги в области проведения различных технологий ГРП в РФ и Украине для следующих компаний: ООО «Лукойл-КМН» (Калининград), ООО «РН-Ставропольнефтегаз» (Ставрополь), ООО «РН-Краснодарнефтегаз» (Краснодар), ООО «Лукойл-Ками» (Республика Коми), ОАО «РИТЭК» (Самара и Волгоград), ОАО «Грознефтегаз» (Грозный), ООО «КУБ-Газ» (Украина).

Признание российским отделением

of Rechitskoe oilfield, as well as well #61 of Severo-Domanovichskoe oilfield.

CTT: What multi-stage hydraulic fracturing equipment is owned by your company?

D.Z.: To perform multi-stage fracturing, we have used the equipment of several major foreign manufacturers (we don't have a right to disclose their names). We have studied features and drawbacks of the above-mentioned fracturing equipment. This knowledge will give us the ability to choose the multi-stage fracturing equipment wisely.

Our customers who order hydraulic fracturing services can reckon on the following assets: two state-of-the-art hydraulic fracturing fleets; two field labs with the extended operations support; high-pressure pumps (up to 15,300 psi); redundant chemical agents systems; redundant flow-measuring systems (turbine and electromagnetic); the fleet of horizontal and vertical vacuum tanks and sand bins; the system for online remote monitoring; frac sand trucks; hydration unit; chemical dosing system; fluid heating system (5 MW); patented gelled compositions for the widest range of formation temperatures; FracproPT software; P-110 grade tubing strings; packer and anchor equipment suitable for hydraulic fracturing operations with pressure differentials up to 14,500 psi.

CTT: In what regions (except from Belarus) does your company render and/or plan to render multi-stage fracturing services?

D.Z.: One of the features of our company is that we are ready to offer full spectrum of well construction services to the customer, ranging from well design to well completion stages, including multi-stage fracturing as well.

In the recent years we have rendered hydraulic fracturing services in Russia and Ukraine for the following companies: Lukoil-KMN, LLC (Kaliningrad), RN-Stavropolneftegaz, LLC (Stavropol), RN-Krasnodarneftegas (Krasnodar), Lukoil-Komi, LLC (The Republic of Komi), RITEK, OJSC (Samara and Volgograd), Grozneftegas, OJSC (Grozny), and KUB-Gas, LLC (Ukraine).

The Intervention Technology Award in the category "Best company in the sphere of hydraulic fracturing operations in Russia and CIS countries" presented to RUP PO Belorusneft by the Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association (ICoTA) in 2015 is the evidence of complete satisfaction of our customers with the quality of our operations.

We are currently taking part in a number of hydraulic fracturing services tenders and are setting work scope targets for 2016.

CTT: Could you please provide some details about the unique operation in well #58 of Severo-Domanovichskoe oilfield.

D.Z.: The main feature of this well was that we introduced the technology of multi-lateral drilling there. The constructed well was ТАМЛ Level IV (two cased horizontal wellbores with multi-stage fracturing

Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA) в 2015 году РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» лучшей компанией в области проведения ГРП в России и СНГ свидетельствует о полной удовлетворенности заказчиков качеством наших работ.

На данный момент мы участвуем в различных тендерах по предоставлению услуг области проведения ГРП и планируем объем работ на предстоящий период.

ВК: Расскажите, пожалуйста, об уникальных работах на скважине № 58 Северо-Домановичского месторождения.

Д.З.: Особенность этой скважины в том, что на данном объекте была успешно внедрена технология строительства разветвленной скважины IV уровня сложности по ТАМЛ (два обсаженных горизонтальных ствола с установленными компоновками МГРП в каждом). Данный объект введен в эксплуатацию и эксплуатируется с двух стволов одновременно с добычей безводной нефти, объем которой в три раза превышает добычу на соседних скважинах, построенных по стандартной технологии.

ВК: Ознакомьте наших читателей со схемами заканчивания ряда скважин Речицкого и Северо-Домановичского месторождений.

Д.З.: Схема проводки и заканчивания горизонтальных скважин с последующим проведением МГРП является стандартной для данной технологии. Мы применяли 4–5-портовые компоновки МГРП диаметром 114,3 мм, активируемые шарами.

Выполняли ГРП на каждом из портов как без остановок, на лету, так и с остановками после мини-ГРП в связи с неизученностью геологических характеристик некоторых пластов. Затем проводили фрезерование портов и седел муфт МГРП, в том числе с применением колтюбинговой установки МК-30Т с использованием системы направленного бурения (СНБ89-76М), запускали скважины в эксплуатацию.

По горизонтальной скважине № 61 Северо-Домановичского месторождения добыча составляет порядка 20 т/сут безводной нефти, что в два раза больше, чем на соседних скважинах, построенных по стандартной технологии. По скважинам № 310, № 204 и № 292 Речицкого месторождения получен промышленный приток нефти порядка 8 т/сут из нетрадиционных коллекторов (ранее данные отложения в РБ не разрабатывались).

ВК: В чем суть Вашего опыта применения технологии фрезерования шаров и седел муфт МГРП?

Д.З.: При фрезеровании шаров и седел муфт

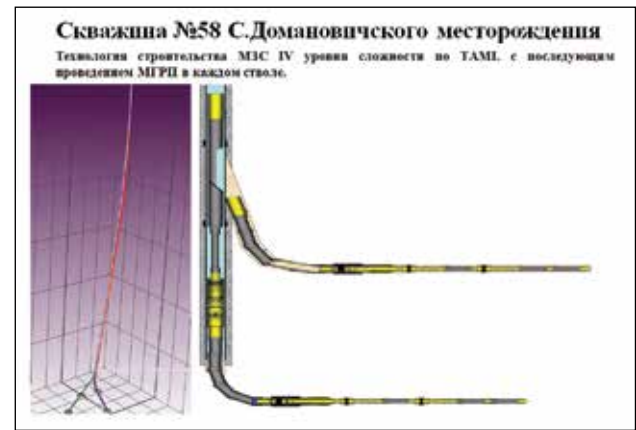


Рисунок 1 – Скважина № 58 Северо-Домановичского месторождения

Figure 1 – Well #58 of Severo-Domanovskoe oilfield

assemblies installed in each of them). The well has been brought into production. Both wellbores are currently producing pure oil, the volume of which is three times higher than the oil production volumes in the offset wells constructed with the application of conventional technologies.

СТТ: Could you please familiarize our readers with the completion designs of wells at Rechitskoe and Severo-Domanovskoe oilfields.

D.Z.: Placement and completion designs of horizontal wells with subsequent multi-stage fracturing are standard. We used 4.5-in. multi-stage fracturing assemblies with a total of 4–5 ball-activated ports/sleeves.

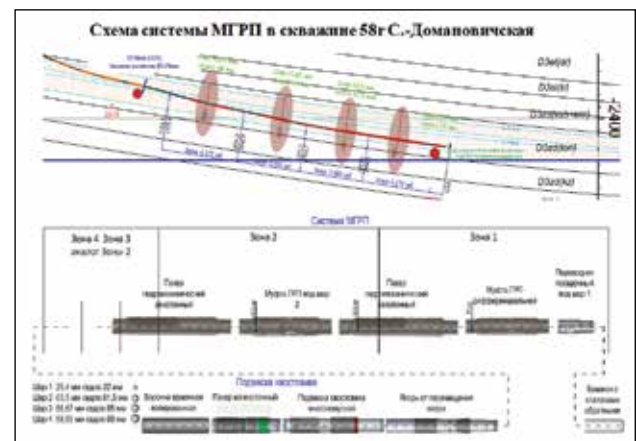


Рисунок 2 – Схема системы МГРП в скважине № 58г Северо-Домановичского месторождения

Figure 2 – Design of multi-stage fracturing assembly placed in the well #58 of Severo-Domanovskoe oilfield

We performed fracturing on each port/sleeve both on-the-fly (with no stops) and with local stops that were associated with poor knowledge of formations' geological parameters. After that we performed milling of ports and saddles of multi-stage frac sleeves. Milling operations were executed, in particular, using МК-

МГРП мы применили три различных способа:

1. Фрезерование с грузоподъемного агрегата А60/80 компоновкой с фрезером торцовым вогнутым, ВЗД и бурильными трубами;
2. Фрезерование роторным способом с грузоподъемного агрегата А60/80 компоновкой с фрезером торцовым вогнутым и бурильными трубами;
3. Фрезерование с применением комплекса внутрискважинного и наземного оборудования СНБ89-76М, используемого в технологии колтюбингового бурения с депрессией на продуктивный пласт. Применяемые модули СНБ89-76М (разъединитель и модуль нагрузки) при фрезеровании муфт МГРП позволили выполнить работы с контролем режимно-технологических параметров фрезерования и забойного давления в режиме реального времени.

Предлагаю ознакомиться со сравнительной таблицей выбора способа фрезерования шаров и седел муфт МГРП (рис. 5).

ВК: Какие проблемы встретились Вам на пути проведения МГРП? Какие пути их решения Вы и Ваши коллеги нашли?

Д.З.: При внедрении технологии МГРП на наших месторождениях были решены следующие проблемы:

1. Негерметичность стингера при проведении работ на скважине № 58 Северо-Домановичского месторождения была ликвидирована путем изменения конструкции стингера – установкой защитного кожуха.
2. Деформация подгоночных патрубков НКТ при проведении МГРП на скважине № 58 Северо-Домановичского месторождения была предотвращена заказом стингера с анкерным устройством на следующие объекты.
3. Получение давления «СТОП» на 3-м порту в скважине № 204 Речицкого месторождения, связанного с соединением трещины с нижним интервалом, – были изучены направления полей напряжения в целевом интервале перед началом проектирования объекта.
4. Избыточная фильтрация жидкости разрыва и получение давления «СТОП» на скважине

Применяемые модули СНБ89-76М (разъединитель и модуль нагрузки) при фрезеровании муфт МГРП позволили выполнить работы с контролем режимно-технологических параметров фрезерования и забойного давления в режиме реального времени.

Used modules of SNB89-76M (disconnecter and load measuring module) allowed to perform multi-stage frac sleeves milling operations with online monitoring of bottomhole pressure and milling process parameters.

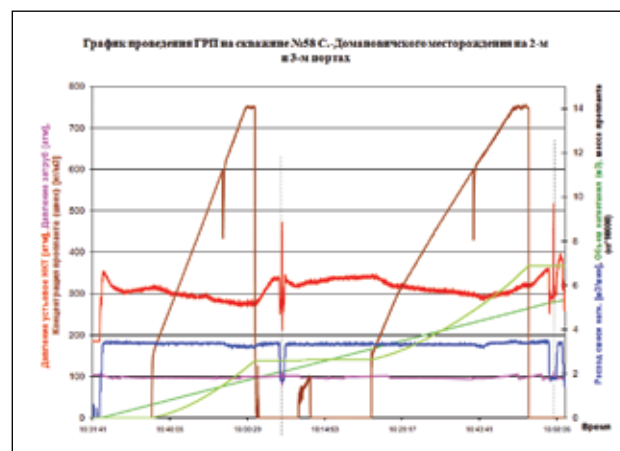


Рисунок 3 – График проведения ГРП на скважине № 58 Северо-Домановичского месторождения на 2-м и 3-м портах

Figure 3 – Hydraulic fracturing scheme at well #58 of Severo-Domanovichskoe oilfield (ports #2 and #3)

30T coiled tubing unit equipped with SNB89-76M directional drilling system. Then the well was put into production.



Рисунок 4 – Опыт применения технологии фрезерования шаров и седел муфт МГРП

Figure 4 – Application experience of balls and multi-stage frac sleeves milling technology

The pure oil production volume at well #61 of Severo-Domanovichskoe oilfield is currently around 20 tons/day. This is two times higher than oil production rates at offset wells constructed using conventional technology. Wells #310, #204 and #292 of Rechitskoe oilfield now produce 8 tons of unconventional oil per day (such deposits have been developed for the first time in Belarus).

CTT: What is the key point of your experience in balls and frac sleeves milling technology application?

D.Z.: During the process of balls/sleeves milling we used three different approaches:

1. Milling using A60/80 hoisting gear assembly equipped with a front concave mill, downhole drilling motor and drill pipes;

Оценка выбора способа фрезерования шаров и седел муфт МГРП		
Критерии	Преимущества и недостатки способа фрезерования	
	Колтюбинг (МК-30Т)	Подъемный агрегат (А 60/80)
1. Фрезерование в режиме депрессии (равновесия)	✓	–
2. Фрезерование в условиях АНПД с ГЖС без поглощения бурового раствора	✓	–
3. Контроль и регулирование забойного давления (депрессия/репрессия) в процессе работ	✓	–
4. Скорость выполнения СПО	✓	–
5. Выполнение постоянной циркуляции в процессе фрезерования	✓	–
6. Стоимость нормо-часа	–	✓
7. Возможность вращения рабочей колонны	–	✓

Рисунок 5 – Оценка выбора способа фрезерования шаров и седел муфт МГРП
Figure 5 – Estimation of balls and multi-stage frac sleeves milling technology selection

№ 310 Речицкого месторождения по причине возможной негерметичной посадки заколонного пакера между 3 и 4 портами (привело к утечкам жидкости разрыва по заколонному пространству в ранее созданную высокопроницаемую зону около третьего порта) либо соединение создаваемой трещины гидроразрыва четвертого порта с уже созданной трещиной третьего порта, что привело к утечкам жидкости разрыва по ранее созданной трещине гидроразрыва в удаленную зону пласта. Было предпринято изучение направления полей напряжения в целевом интервале перед началом проектирования объекта.

5. Сброс шаров в ручном режиме – прорабатывается вопрос закупки устройства для сброса шаров.

ВК: Каковы Ваши планы в области реализации технологии МГРП в ближайшей перспективе?

Д.З.: По результатам строительства разветвленной скважины № 58 Северо-Домановичского месторождения в настоящее время осуществляется строительство аналоговой разветвленной скважины № 59 Северо-Домановичского месторождения IV уровня по ТАМЛ с проведением МГРП в каждом из стволов.

До конца 2016 года мы собираемся построить пять горизонтальных скважин с проведением МГРП. Планируется внедрить на наших месторождениях компоновки МГРП с растворяющимися шарами, а также компоновки МГРП с возможностью многократного открытия-закрытия портов в процессе эксплуатации скважин.

ВК: В 2014 году «Белоруснефть» была названа лучшей компанией по продвижению инноваций в России и СНГ по версии российского отделения ICoTA. Будет ли преувеличением отнести «Белоруснефть»,

2. Rotary milling using A60/80 hoisting gear assembly equipped with a front concave mill and drill pipes;
3. Milling using SNB89-76M complex of downhole and surface equipment intended for underbalanced coiled tubing drilling. Used modules of SNB89-76M (disconnecter and load measuring module) allowed to perform multi-stage frac sleeves milling operations with online monitoring of bottomhole pressure and milling process parameters.

I suggest the readers to familiarize themselves with the comparison table of milling approaches selection (fig. 5).

CTT: What problems have you encountered during multi-stage fracturing operations? What solutions have you found?

D.Z.: When implementing multi-stage fracturing technology at the oilfields of Belarus, the following problems have been solved:

1. Stinger leakage at well #58 of Severo-Domanovichskoe oilfield has been eliminated by means of stinger design modification (protection cover installation).
2. Deformation of tubing casing swages during multi-stage fracturing at well #58 of Severo-Domanovichskoe oilfield has been prevented by means of purchasing a stinger with the anchoring system to be used at subsequent wells.
3. Occurrence of "STOP" pressure conditions at port #3 of well #204 of Rechitskoe oilfield stipulated by the connection of fracture with the lower interval. We have examined the stress fields' directions in the selected interval prior to the process of its fracturing.
4. Excessive filtration of fracturing fluid and occurrence of "STOP" pressure at well #310 of Rechitskoe oilfield due to the possible untight setting of casing packer between ports #3 and #4 (it caused the leakage of fracturing fluid via the annulus into the previously created high-permeability zone near port #3) or due to the connection of fracture under creation near port #4 with the existing fracture near port #3. The latter resulted in fracturing fluid leakage via the previously created fracture into the remote formation zone. We have examined the stress fields' directions in the selected interval prior to the process of its fracturing.
5. Manual ball dropping. We study the possibility of ball-dropping device purchase.

CTT: What are your future plans regarding the application of multi-stage fracturing technology?

D.Z.: Based on the construction results of well #58 of Severo-Domanovichskoe oilfield, we are currently performing the construction of well #59 of Severo-Domanovichskoe oilfield. The well will have ТАМЛ Level IV structure, and we plan to perform multi-stage fracturing in each of its laterals.

We intend to construct five horizontal wells with multi-stage fracturing completion by the end of 2016. We also plan to introduce multi-stage fracturing assemblies with dissolvable balls, as well as assemblies with the possibility of repeated opening-closing of ports/sleeves during wells operation.

оказывающую услуги в различных регионах, к числу международных сервисных компаний? Объективно ли Вы оцениваете свои возможности на фоне западных компаний?

Д.З.: В 2015 году в объединении «Белоруснефть» в очередной раз побывали с визитом представители ведущих нефтяных компаний стран СНГ с целью посмотреть, как производится формирование сети глубокопроникающих каналов фильтрации. Комплекс данных работ был осуществлен на очередной скважине силами УПНП и РС под патронажем института «БелНИПИнефть». Данная технология уже внедрена на наших месторождениях на 11 объектах. Потенциальные заказчики остались довольны демонстрацией процессов подготовки и проведения работ по формированию сети глубокопроникающих каналов фильтрации, а также высказали намерения подписания договоров на оказание «Белоруснефтью» сервисных услуг по данной технологии в ближайшем будущем.

Также специалисты Управления по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин (УПНП и РС) провели тестирование работоспособности нового специализированного оборудования российского производства – кабельного инжектора. Оно было приобретено для дальнейшего расширения перечня оказываемых сервисных услуг, в первую очередь в зарубежных проектах. Испытательные работы проводились совместно с представителями компании-изготовителя. Достигнут положительный результат. На данный момент реализован контракт на выполнение сервисных работ для компании ООО «ФракДжет-Волга» (Оренбург, Российская Федерация) по запасовке геофизического кабеля в ГНКТ с использованием кабельного инжектора.

ВК: Какая техника и оборудование используются Вашей компанией при работе флота ГНКТ?

Д.З.: РУП «ПО «Белоруснефть» использует современное колтюбинговое оборудование, изготовленное отечественным производителем – нашим партнером Группой ФИД. Выходя на рынок Нового Уренгоя, мы отметили, что на нашем вооружении стоит оборудование, идентичное тому, что и у наших прямых конкурентов с известным названием «Газпром». За пределами страны уже знают предлагаемый спектр освоенных нами технологий с применением ГНКТ, технику, которую используем, и, разумеется, качество выполненных работ. Также знают и ценят опыт, квалификацию, ответственность белорусского персонала.

CTT: In 2014 Belarusneft was named the "Best innovating company in Russia and CIS countries" by the Russian Chapter of the Intervention and Coiled Tubing Association. Since your company performs service operations in various regions, is it a stretch to say that Belarusneft is the international oilfield service company? Do you objectively estimate your capabilities against the foreign companies?

D.Z.: In 2015, Belarusneft was visited by the representatives of major oil and gas companies of CIS countries. The purpose of their visit was to examine the technology of deep penetration filtration channels creation. The complex of mentioned operations was performed by the EOR and Well Workover Department of Belarusneft under the patronage of BelNIPIneft institute. The above-mentioned technology has been already introduced at 11 wells of our oilfields. The potential customers remained pleased by the demonstration of preparation processes and execution of deep penetration filtration channels creation operations. They also expressed their intentions to sign contracts with Belarusneft for the rendering of services connected with the mentioned technology in the nearest future.

The specialists of EOR and Well Workover Department have also performed testing of a new cable injector of Russian manufacturer. This tool has

РУП «ПО «Белоруснефть» использует современное колтюбинговое оборудование, изготовленное отечественным производителем – нашим партнером Группой ФИД.

RUP PO Belarusneft uses state-of-the-art coiled tubing equipment manufactured by the domestic company and our partner, FID Group.

been purchased for further extension of our services portfolio, primarily in foreign countries. Testing has been performed together with the representatives of company-manufacturer. We have obtained a positive result. We have signed an oilfield services contract with FracJetVolga, LLC (Orenburg, Russian Federation) for logging cable injection into coiled tubing string using the mentioned cable injector.

CTT: What equipment is used by your company during coiled tubing fleet operation?

D.Z.: RUP PO Belarusneft uses state-of-the-art coiled tubing equipment manufactured by the domestic company and our partner, FID Group. When entering the market of New Urengoy, we have noticed that our fleet was equipped identically to the fleets of our main competitors (Gazprom subsidiaries). Outside Belarus customers already know the spectrum of coiled tubing technologies mastered by our company, equipment that we use and, of course, the quality of our services. They know the experience background, qualification and commitment of our specialists as well.