

Применение новых технологий ГРП с пропантом в карбонатных коллекторах верейского горизонта среднего карбона на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами на территории Республики Татарстан

Application of New Proppant Fracturing Technologies in Carbonate Reservoirs of Vereiskian Stage at the Oilfields with Hard-To-Recover Reserves on the Territory of the Republic of Tatarstan

**Р.Ш. ТАХАУТДИНОВ, Р.Ф. ВАЛИЕВ, О.З. ИСМАГИЛОВ, М.Г. НОВИКОВ, ООО УК «Шешмаойл»;
А.Р. ДАВЛЕТОВ, А.М. ГАЗИЗОВ, В.С. МИРОНОВ, StrataGen**

**R. TAKHAUTDINOV, R. VALIEV, O. ISMAGILOV, M. NOVIKOV, 'Sheshmaoil' Management Company LLC;
A. DAVLETOV, A. GAZIZOV, V. MIRONOV, StrataGen**

Республика Татарстан является одним из старейших нефтедобывающих регионов России, значительная часть стратиграфического разреза которого представлена карбонатными отложениями. До последнего времени считалось, что основным методом интенсификации добычи в карбонатных коллекторах является кислотная обработка пласта. Последние опытно-промышленные работы на месторождениях УК «Шешмаойл» при инженерной поддержке консультантов StrataGen показали значительные преимущества новых технологий ГРП по сравнению с традиционными кислотными обработками, а именно: более высокие стартовые дебиты и долгосрочный прирост добычи.

В условиях необходимости стабилизации добычи нефти нефтяными компаниями Республики Татарстан предпринимается много усилий по развитию и внедрению различных технологий повышения нефтеотдачи пласта. Указанное в особенности относится к высокопродуктивным крупным месторождениям, находящимся на поздних стадиях разработки. Кроме того, уделяется много внимания проблемам освоения сложных залежей углеводородов: добыче сырья из битуминозных пород, перспективам поисковых работ в карбонатных отложениях девона и другим.

При этом остается открытым вопрос повышения рентабельности разработки значительного числа малоэффективных мелких месторождений республики с трудноизвлекаемыми запасами. Одним из объектов разработки является верейский горизонт среднего карбона. Разработка данного объекта в основном осложнена двумя факторами: сложное геологическое строение, вязкая тяжелая смолисто-парафинистая нефть. При этом на

The Republic of Tatarstan is one of the oldest oil producing regions in Russia. Its geology is mainly represented by carbonate deposits. Until recently, acid treatments were considered the only EOR method in carbonate reservoirs. Latest field trials conducted at the fields of Sheshmaoil Management Company with the engineering support of StrataGen consultants showed considerable advantages of new fracturing technologies compared to conventional acid treatments – in particular, higher initial well yields and long-term production build-up.

Striving to stabilize oil production rates oil companies of Tatarstan make a lot of effort to develop and introduce various EOR technologies. This, in particular, concerns highly-productive large mature oilfields. Besides, attention is paid to the development of less accessible hydrocarbon deposits – hydrocarbon production from bituminous rocks, hydrocarbon exploration in carbonate deposits of Devonian period, etc.

However, increasing profitability of development of great number of small inefficient oilfields with hard-to-recover reserves remains an open issue. Formations of the Vereiskian stage are one of the targeted areas. Development of such formations is complicated by two factors: complex geology and heavy viscous paraffin-resinous oil. Meanwhile, sizeable proportion of Sheshmaoil's recoverable deposits (14 to 35%) is located in the Vereiskian stage. Oil recovery factors are 0.25 to 0.29, development rates are not high – 0.006 to 0.032. Average well yields are also quite low: fluid yield is 2m³/day, oil yield – 1.4 tons/day, water cut – 24%.

Additional features of the formation in question are: low oil saturation according to logging data

месторождениях добывающих компаний УК «Шешмаойл» на верейский горизонт приходится значительная доля извлекаемых запасов – от 14% до 35%. Утвержденные КИН при этом от 0,25 до 0,29, темпы разработки низкие – от 0,006 до 0,032. Средние показатели по скважинам также отмечаются низкими значениями и составляют: дебит жидкости – 2 м³/сут, по нефти – 1,4 т/сут, обводненность – 24%.

Дополнительными отличительными факторами, характеризующими рассматриваемый объект, являются фактор низкой нефтенасыщенности по ГИС и относительно низкая пластовая температура (19–21 °C). В более чем 90% скважин коэффициент нефтенасыщенности, по данным ГИС, менее 55%, что является нижней границей кондиции промышленно-продуктивных пластов. Кроме того, указанное не согласуется со средними показателями работы скважин по обводненности добываемой продукции и, скорее, свидетельствует о недонасыщенном характере объекта. Это может подтверждаться низкими значениями пластового давления (особенно в зоне отбора) с коэффициентом аномальности менее 0,5, постоянными эффектами поглощения жидкостей в процессе работ на скважинах (в том числе нагнетательных).

Верейский горизонт представлен двумя пачками. Верхняя сложена алевролитом-глинистыми породами толщиной 20–30 м. В ней практически отсутствуют пористо-проницаемые пропластки, и вся она является региональным водонефтеупором для залежей среднего карбона. В большинстве скважин верхние пласты верейского горизонта (Вр-4-Вр-6) и нижний (Вр-1) слаборазвиты и включают в основном уплотненные разности глинисто-карбонатных пород. Нижние пласты-коллекторы (Вр-2 и Вр-3), залегающие под регионально выдержанной плотной пачкой пород, прослежены в разрезах большинства скважин с общей толщиной Вр-2 (1–3 м), Вр-3 (3–7 м). Число пористо-проницаемых пропластков в них составляет 1–3. Пласты отделены глинистой пачкой толщиной 0,8–1,0 м и образуют единый природный резервуар пластового типа. По физико-химическим свойствам нефти верейские отложения относятся к смолистым, парафинистым, высокосернистым (3% и более) и высоковязким (80–90 мПа.с), плотность поверхностных проб 0,912–0,918 г/см³, газовый фактор низкий со значениями менее 5 м³/т.

Разработка верейского объекта традиционно ведется с применением следующих основных направлений: кислотное воздействие на карбонатный коллектор по различным технологиям, заводнение (преимущественно нестационарное) с применением в качестве агента сточной или пластовой воды с целью поддержания, повышения пластового давления (ППД) и вытеснения нефти.

В условиях вышеуказанных особенностей и кавернозно-порово-трещиноватой структуры коллектора закачка воды даже в ее циклическом

and relatively low reservoir temperature (19–21 °C). In more than 90% of wells oil saturation factor is less than 55%, which is the lowest acceptable quality threshold of a producing formation. Besides, the abovementioned is not consistent with the average fluid water cut data and is indicative of the undersaturation of the formation in question. This can be confirmed by low reservoir pressure (especially in the oil recovery zone) with the anomaly ratio below 0.5, and continuous fluid loss effects during well interventions (including injection wells).

Vereiskian formation consists of two units. The upper unit is represented by siltstone-clay rocks 20–30 meters thick. Porous and permeable layers are almost non-existent; the whole unit serves as water and oil confining stratum to the deposits of Middle Pennsylvanian. In the majority of wells upper layers of the Vereiskian formation (Vr-4-Vr-6) and the bottom one (Vr-1) are underdeveloped and are represented by consolidated varieties of carbonate and clay rocks. Lower reservoirs (Vr-2 and Vr-3), which are located under the solid rock unit, can be observed in the majority of well logs. Total thickness of Vr-2 is 1–3 meters, Vr-3 – 3 to 7 meters. They contain from one to three porous and permeable layers. The layers are separated by a clay unit 0.8-1.0 meter thick and constitute a single natural formation. In terms of physical and chemical properties Vereiskian formation crude is tarry and waxy with high sulfur content (3% and more). The crude is highly viscous (80–90 mPa.s); gravity of surface samples is 0.912–0.918 g/cm³; gas factor is low – less than 5 m³/ton.

Vereiskian formations are traditionally developed with the use of the following methods: acid treatment of carbonate reservoirs employing various technologies, water flooding (mainly non-stationary) with the use of waste water or formation water with the aim of increasing or sustaining reservoir pressure and oil displacement.

Under the abovementioned conditions and taking into account the porous and fissured structure of reservoirs, water injection (even cyclical) is not very efficient. One can surely say that there is no piston-like displacement effect; great portion of the injection is wasted. Quite often we observe negative effects of injections in the form of water breakthrough in first line wells. Authors believe that the attempts to boost injection efficiency by introducing conventional diverter technologies and polymer flooding do not yield desirable effect. On the contrary, they lead to negative effects: diverting agent breakthrough into the producing wells, clogging of the oil containing carbonate rock and, consequently, reduction of oil recovery.

As far as acid treatments are concerned, a number of technologies and methods were used: conventional hydrochloric acid treatments, hydrochloric acid treatment in combination with

проявлении несет низкую эффективность. Можно однозначно утверждать, что эффект поршневого вытеснения отсутствует, велика доля непроизводительной закачки. Нередки проявления негативного воздействия в виде прорыва воды на скважины первых рядов. Попытки повышения эффективности закачки путем внедрения классических потокоотклоняющих технологий, полимерного заводнения, по мнению авторов, не приносят желаемого результата, а наоборот, влекут отрицательные последствия: прорывы и вымыв отклонителей в добывающие скважины, кольматацию нефтесодержащей матрицы карбонатной породы, и, как следствие, снижение нефтеотдачи.

По направлению кислотного воздействия на данном объекте применялось множество технологий: обычные соляно-кислотные обработки (СКО), комплексирование СКО с закачкой растворителей, направленное СКО-воздействие, селективное воздействие, применение различного рода отклонителей, воздействие бинарными смесями и т.д. Практика показывала крайне низкую эффективность применяемых методов, которые не позволяли обеспечить приемлемую технологическую и экономическую эффективность.

Долгое время уделялось недостаточно внимания лабораторным исследованиям (тесты на совместимость закачиваемых реагентов с пластовыми флюидами, фильтрационные эксперименты на керне и ряд других) и математическому моделированию (расчет процессов растворения) обработки. В рамках работ по повышению эффективности кислотного воздействия в 2013 году УК «Шешмаойл» с привлечением научно-исследовательского института провела полный цикл обоснования работ, включая лабораторные исследования на керне и составление планов закачек на основании оптимальных моделей процесса. В ноябре 2013 года на рассматриваемом объекте были проведены опытные работы на двух скважинах Краснооктябрьского месторождения: одна с кислотным воздействием увеличенным объемом кислоты в комплексе с закачкой растворителя, другая – КГРП с использованием эмульгированного кислотного состава. Эффект получен не был.

В связи с низкой эффективностью кислотных обработок компания приступила к опытно-промышленным испытаниям технологии гидравлического разрыва пласта с проппантом на верейском горизонте. В июне и августе 2013 года были проведены проппантные ГРП на двух скважинах того же Краснооктябрьского месторождения при участии инженеров-консультантов StrataGen. Получен положительный эффект. По состоянию на 01.12.14 дополнительная добыча нефти составила 3,4 тыс. тонн при средней наработке 477 сут., и самое важное, что эффект продолжается. В 2014 году работы были продолжены. Всего за полтора года проведения ГРП

solvent injection, targeted acid treatment, selective treatment, application of various diverting agents, application of binary mixtures, etc. Events proved these methods to be inefficient, since they did not ensure the necessary technical and economic feasibility.

For quite a long period of time little attention was paid to laboratory studies (tests for compatibility of injected agents with formation fluids, filtration tests on the core, etc.) and mathematical simulation (modelling of dissolution processes) of treatment operations. In 2013 in order to improve the efficiency of acid treatments Sheshmaoil in cooperation with research institute conducted a feasibility study, including tests on the core and preparation of injection plans based on optimal process models. In November 2013 they conducted trials at two wells of Krasnooktyabrskoye oilfield: one well – acid treatment with higher acid volume in combination with solvent injection, the other well – acid fracturing with the use of emulsified acid composition. There was no effect achieved.

Due to low efficiency of acid treatments the company started field trials of proppant fracturing at Vereiskian formation. In June and August 2013 proppant-based hydraulic fracturing operations were done at two wells of the same Krasnooktyabrskoye oilfield with the participation of StrataGen consultant engineers. The results were positive. As of December 1, 2014 incremental oil production amounted to 3.4 thousand tones with the mean operation time of 477 days. Most importantly, long-lasting effect was achieved. Treatments continued in 2014. Within 1.5 years' time more than twenty hydraulic fracturing jobs have been conducted at the wells of Vereiskian formation.

When planning and conducting hydraulic fracturing in carbonate reservoirs the main challenges faced are:

1. High permeability (50–450 mD) due to natural fissures system;
2. Low reservoir pressure (~40 bar, vertical reservoir depth – ~850 m), low reservoir temperature (19–21 °C);
3. Weak streaks and bridges that separate the target formation;
4. Formations with high closure gradients and Young's modulus.

Typically, carbonate formation matrix does not exhibit considerable permeability or porosity, while a system of natural fissures might considerably affect porosity and permeability properties of the formation. That is why hydraulic fracturing of carbonate rock, unlike conventional terrigenous rock, requires injecting larger volumes of fluid.

We try to select fracturing method with lower volumes of guar in order to reduce damage to the formation done by polymers. Under low reservoir pressure polymers remain in the fracture and around it, they clog the proppant pack and when

на скважинах верейского горизонта выполнено более 20 ГРП.

Основные проблемы, возникающие при проектировании и проведении ГРП в карбонатных пластах:

1. Высокая проницаемость (50–450 мД), обусловленная наличием естественной трещиноватости;
2. Низкое пластовое давление (~40 атм, при вертикальной глубине залегания ~850 м), низкая пластовая температура (19–21 °С);
3. Слабые перемычки, отделяющие целевой горизонт;
4. Пласты с высокими градиентами закрытия и модулями Юнга.

Матрица карбонатного пласта чаще всего не обладает какой-либо значимой проницаемостью или пористостью, а наличие сети естественных трещин может значительно повлиять на фильтрационно-емкостные свойства пласта, поэтому проведение ГРП в карбонатных породах в отличие от традиционных терригенных отличается бóльшим объемом закачиваемой жидкости.

С целью уменьшения повреждения пласта полимерами в условиях низких пластовых давлений, которые остаются в трещине и вокруг нее, забивая упаковку проппанта и попадая в пласт, образуя плотную корку на поверхности трещины и препятствуя добыче углеводородов, ведется подбор рецептур в сторону уменьшения загрузки гуара. Основной рабочей жидкостью ГРП является система на основе гуара с загрузкой 2,8 кг/м³ (сухой эквивалент). График стабильности (разрушения) геля с загрузкой 2,8 кг/м³ представлен на рис. 1.

С целью подбора оптимальной системы со сниженной загрузкой при условии достаточной вязкости и транспортных свойств были протестированы лабораторные образцы с загрузками 2,5 и 2,0 кг/м³. В результате для опытной закачки была выбрана система с загрузкой геля 2,0 кг/м³ (сухой эквивалент). График стабильности (разрушения) геля с загрузкой 2,0 кг/м³ представлен на рис. 2.

Проведение и анализ опытных работ ГРП на сниженных загрузках, помимо идеи снижения загрязнения пласта, повышения проводимости трещины, также имеет важное значение для управления геометрией трещины. Как известно из международной общепризнанной практики, уменьшение вязкости рабочей жидкости ГРП приводит к уменьшению высоты трещины, увеличению длины трещины, что очень важно при воздействии на конкретный целевой объект в условиях отсутствия барьеров и ограничений по высоте. Снижение вязкости позволяет оптимизировать воздействие на пласт при одновременном исключении в приобщении других объектов разработки. Таким образом, мы имеем возможность увеличить объем работы ГРП (тоннаж и кубатуру рабочей жидкости) для целевого пласта, тем самым добиваясь максимального и длительного эффекта.

they get into the reservoir they form a solid crust on the fracture's surface hampering recovery of oil. Main fracturing fluid is a guar-based system with guar concentration of 2.8 kg/m³ (dry equivalent). Gel stability (destruction) chart (with concentration of 2.8 kg/m³) is shown in Figure 1.

In order to select an optimal system with lower guar concentration (provided that sufficient viscosity and transportation properties are achieved), we tested laboratory samples with concentrations of 2.5 and 2.0 kg/m³. After laboratory testing we have selected a system with gel concentration of 2.0 kg/m³ (dry equivalent). Gel stability (destruction) chart (with concentration of 2.0 kg/m³) is shown in Figure 2.

Besides the aim of reducing reservoir contamination and improving fracture conductivity, field trials of hydraulic fracturing with lower gel concentrations and analysis of its results is also important for managing fracture geometry. As we know from internationally recognized practice, reduction in fracturing fluid viscosity leads to reduction in fracture height and increase in its length, which is important in case of particular target area provided that there are no barriers and height limitations. Reduction in viscosity allows optimizing formation stimulation, and at the same time allows excluding other productive layers. Thus, we can increase the scope of hydraulic fracturing job (tonnage and volume of the fracking fluid) for the targeted formation, achieving maximum and long-time effect.

Beyond all doubt, another important concurrent factor is the reduction of the surface injection pressure when using systems with lower viscosity. It allows reducing load on the equipment, performing treatment operations with higher flow rates, ensuring safety of works.

Lower viscosity of the fracturing fluid helps to transport proppant deeper into the fracture and to ensure its penetration into natural small fissures in the formation that allows achieving better coverage by fracking and involving natural fissure system. Taking into account all the abovementioned factors a decision was made to conduct a series of field trials at the Vereiskian formation. Well No. 3725 of Dachnoye oilfield became the first well for trial.

Taking into account lack of fracking experience with gel concentration of 2.0 kg/m³, we prepared the design and a model of hydraulic fracturing for 20 tons (quartz sand plus ceramic proppant). Geometry simulation done with the use of Fracpro software showed a 30% longer fracture compared to similar fracking operation with gel concentration of 2.8 kg/m³.

Before the main job some standard test injections were made: injection of 5 m³ of water, displacement with linear gel, stepwise flow rate reduction test and mini-fracking using a 1-ton quartz sand pack. We analyzed the data of test injections and calibrated the fracturing model, as well as changed

Brookfield Viscosity Profile / Профиль вязкости

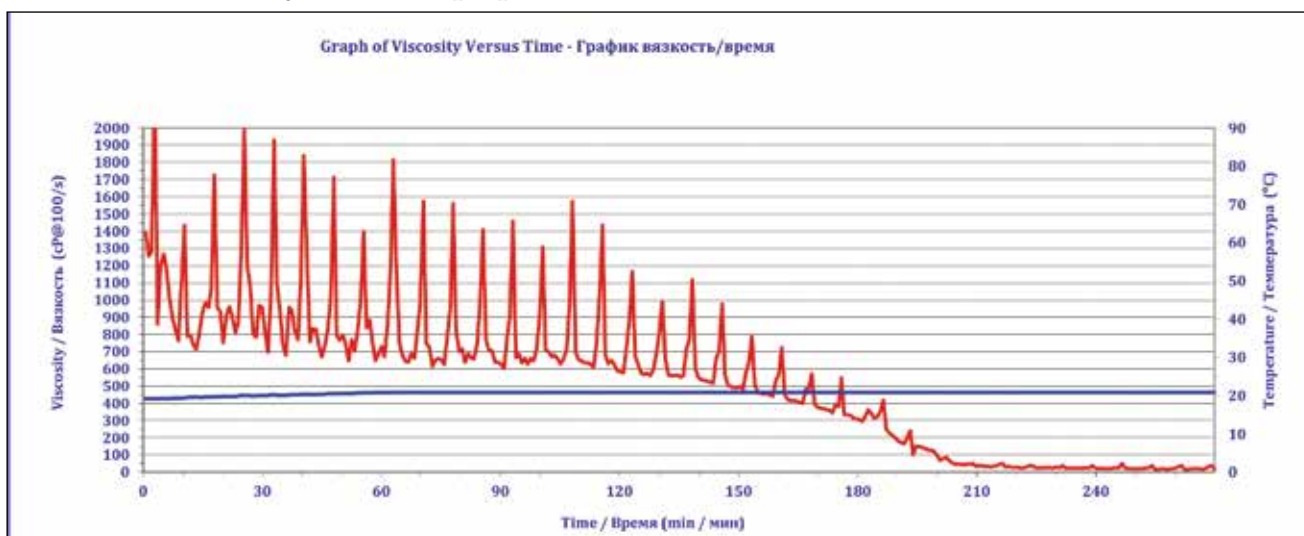


Рисунок 1 – График стабильности (разрушения) геля с загрузкой 2,8 кг/м³
Figure 1 – Gel stability (destruction) chart (with concentration of 2.8 kg/m³)

Brookfield Viscosity Profile / Профиль вязкости

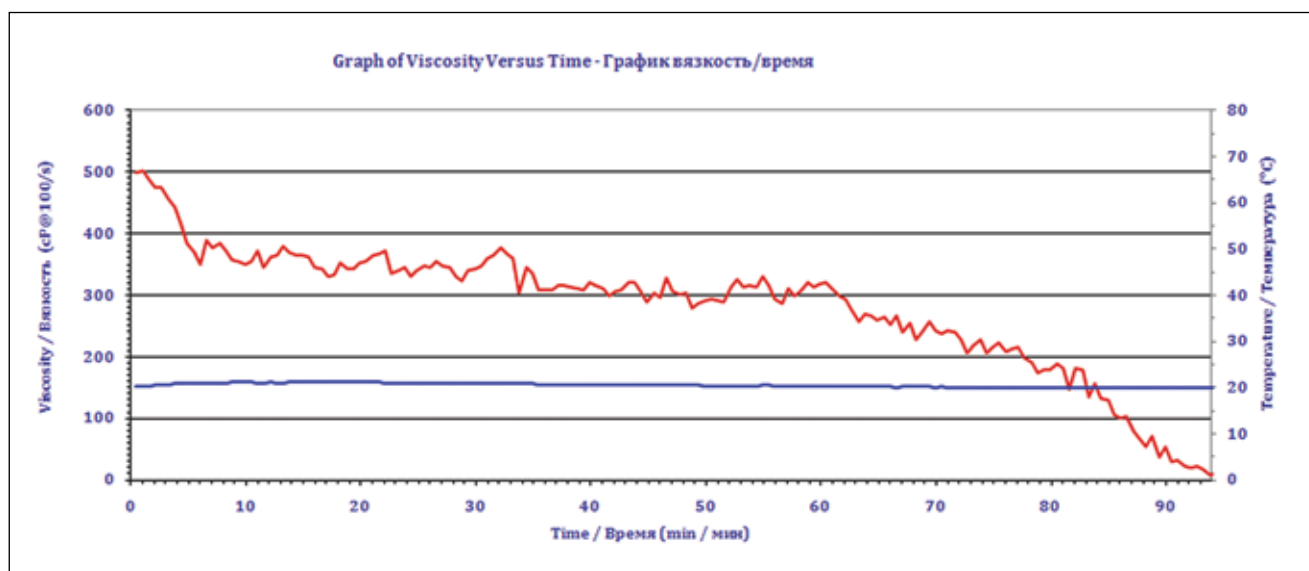


Рисунок 2 – График стабильности (разрушения) геля с загрузкой 2,0 кг/м³
Figure 2 – Gel stability (destruction) chart (with concentration of 2.0 kg/m³)

Несомненно, важным сопутствующим фактом является снижение поверхностного давления закачки при использовании систем с пониженной вязкостью, что уменьшает нагрузку на рабочее оборудование, дает возможность проводить обработку на повышенных расходах, обеспечивает безопасность проведения работ.

Понижение вязкости рабочей жидкости улучшает транспортировку пропанта вглубь трещины, а также его проникновение в систему естественных мелких трещин пласта, тем самым улучшая охват воздействия и вовлекая в процесс естественную трещиноватость. Учитывая вышеприведенные факторы, было решено провести серию опытно-промышленных работ в условиях верейского горизонта. Первой скважиной стала скважина № 3725 Дачного месторождения.

fracturing programme (increased the volume of displacement fluid). Hydraulic fracturing was successfully conducted in November 2014 (see Figure 3). At present this well is in operation and shows high productivity. Sheshmaoil decided to continue trials at other wells of Vereiskian horizon.

Hydraulic fracturing with lower gel concentration has a number of constraining factors: a) use of mainly quartz sand and fine-fraction proppant; b) use of lightweight proppant; c) limitation in terms of maximum proppant concentration; d) inclination angle limitation in the perforation interval.

Creation of a fracture largely depends on the distribution of stress in the formation. In porous and fissured carbonate formations stress distribution is anisotropic. That is why the

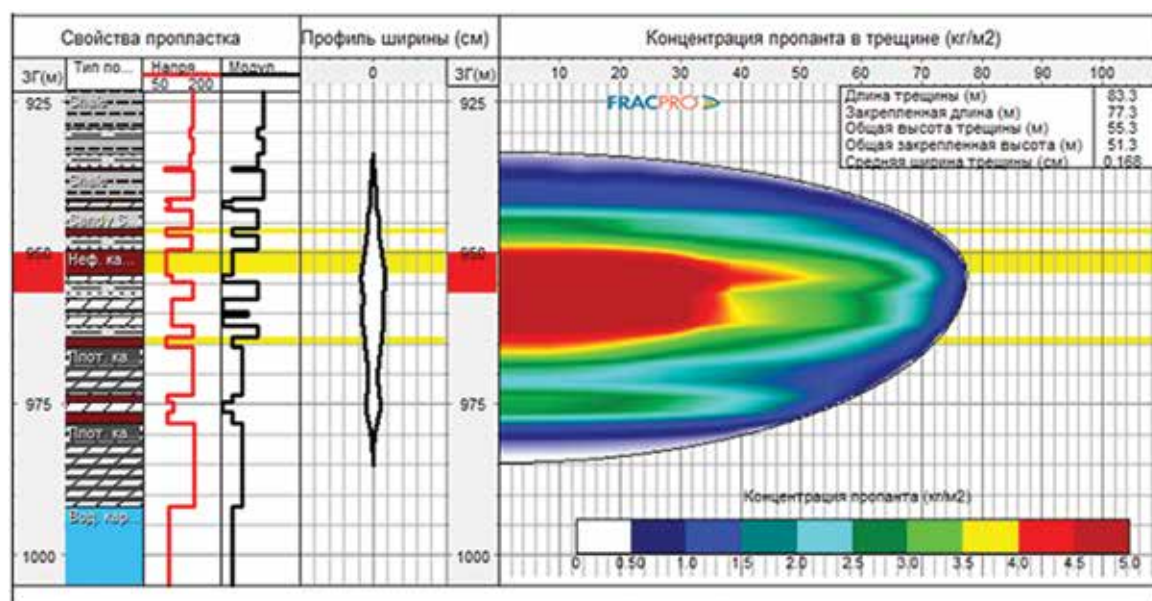


Рисунок 3 – Геометрия трещины ГРП скважины № 3725 Дачное м/р
Figure 3 – Fracture geometry. Well No. 3975, Dachnoye oilfield

Учитывая отсутствие опыта проведения ГРП на геле с загрузкой $2,0 \text{ кг/м}^3$, был подготовлен дизайн и рассчитана модель проведения ГРП 20 тонн (кварцевый песок + керамический проппант). Расчет геометрии ГРП, осуществленный на программном продукте Fracpro, показал увеличение длины трещины на 30% в сравнении с аналогичными работами на загрузке геля $2,8 \text{ кг/м}^3$.

Перед работой были проведены стандартные тестовые закачки – тест с закачкой воды в объеме 5 м^3 , замещение линейным гелем со ступенчатым тестом снижения расхода и мини-ГРП с пачкой кварцевого песка 1 т. По результатам анализа данных тестовых закачек модель ГРП была откалибрована, программа проведения ГРП изменена (увеличена доля буфера). ГРП был успешно закачан в ноябре 2014 года (рис. 3). В данный момент скважина находится в режиме эксплуатации и характеризуется высокой продуктивностью. По решению УК «Шешмаойл» эксперимент будет продолжен на других скважинах верейского горизонта.

Ограничивающими факторами проведения ГРП на геле с пониженной загрузкой геля является: а) использование преимущественно кварцевого песка и проппанта мелких фракций; б) использование облегченных проппантов; в) ограничения по максимальной концентрации проппанта; г) ограничения по зенитному углу в интервале перфорации.

Создание трещин в пластах в значительной степени зависит от распределения напряжений в породе. В кавернозно-порово-трещиноватых карбонатных пластах распределение напряжений является по своему характеру анизотропным. Поэтому эффективность проведения ГРП и образование трещины или системы трещин зависит от степени анизотропии текущего напряженно-деформированного состояния пласта. Инициация и развитие трещин в таких пластах может

efficiency of the hydraulic fracturing job and creation of a system of fractures depends on the level of anisotropy under the current stressed and deformed state of a formation. Fracture initiation and propagation in such formations might occur in different directions depending on the orientation of natural fissures that appear on the pathway of propagating fracture. Due to this fact, hydraulic fracturing operations in such formations are mainly aimed at expanding the fracking coverage and inclusion of the maximum possible reservoir area.

Conducting hydraulic fracturing in carbonate reservoirs of the Vereiskian formation, which is interstratified by clay bands, is to a great extent stipulated by the need to create a highly-conductive canal that would link producing carbonate reservoirs together.

Table 1 shows average operational data of the stimulated wells.

As one can see, the technology allows increasing the yield of fluid by more than six times. At the same time, increase in water cut was the only factor that affected the level of oil yield. Logging conducted after the fracturing operation showed that the wells were in good technical order and fluid was coming from target perforated reservoirs.

In that context a decision was made to conduct hydraulic fracturing with the use of non-radioactive traceable proppant in order to assess fracture geometry and to find the reason for water cut increase after fracking.

Well No. 9873 is located at the Krasnooktyabrskoye oilfield of Sheshmaoil Management Company. Target interval – Vereiskian formation – is located at the depth of 909 to 947 meters and is represented by heterogeneous carbonate rock dating to Middle Pennsylvanian with interstratified clay bands. The proportion of clay bands is higher in the

происходить в разных направлениях в зависимости от количества и направленности естественных трещин, встречающихся на пути распространения трещины. В связи с этим проведение ГРП на данных пластах направлено на увеличение охвата и вовлечение максимально большей зоны объекта.

Проведение ГРП с проппантом в карбонатах верейского горизонта, переслаивающихся глинистыми пропластками, в большей степени обусловлено необходимостью создания высокопроводимого канала, объединяющего продуктивные карбонатные пропластки между собой.

В таблице 1 представлены данные по средним показателям работы освоенных скважин.

Как видно, технология позволяет получить прирост дебита жидкости более чем в 6 раз. При этом основным фактором, влияющим на величину эффекта по нефти, стал рост обводненности. Проводимые геофизические исследования в скважинах после ГРП показывали исправное техническое состояние скважин, приток выявлен из целевых перфорированных пластов.

В этой связи было принято решение и проведен ГРП с использованием маркированного нерадиоактивного проппанта для оценки геометрии трещины и выявления причин роста обводненности продукции скважин после ГРП.

Скважина № 9873 расположена на Краснооктябрьском месторождении компании УК «Шешмаойл». Интервал обработки – верейский горизонт, залегает на глубине от 909–947 м и представляет собой неоднородные карбонатные породы среднего карбона, переслоенные глинистыми прослойками. Процентное отношение глинистых включений увеличивается в верхней, малопроницаемой части интервала. Сверху (выше 900 м) пласт переходит в мощный водонасыщенный пласт карбонатных отложений (каширский горизонт). Ниже – с глубины 959 м пласт переходит в водонасыщенные карбонатные отложения (башкирский горизонт). Угол наклона ствола скважины в интервале перфорации составляет 4,1 град. Суммарная нефтенасыщенная мощность пластов Верейского горизонта составляет 4,6 м.

Скважина № 9873 Краснооктябрьского месторождения пробурена и введена в эксплуатацию в 2012 году. В декабре 2012 года на скважине проведена соляно-кислотная обработка с использованием 24%-й HCl в объеме 3 м³.

Для определения потенциальных возможностей скважины инженерами StrataGen был проведен анализ геолого-технической информации по соседним скважинам и скважине обработки, построено несколько дизайнов для определения оптимального с использованием программного обеспечения Fracpro. Из-за роста обводненности в продукции скважин после ГРП очень остро встал вопрос калибровки механических свойств пород, используемых в модели ГРП, чтобы исключить вероятность прорыва трещины ГРП в нижний обводненный горизонт. Для решения этой задачи в

Таблица 1 – Данные по средним показателям работы освоенных скважин

Table 1 – Average operational data of the stimulated wells

Количество освоенных скважин Number of stimulated wells	Средние показатели работы скважин Average operational indicators							
	До ГРП Before fracturing				После ГРП текущие на 01.12.14 After fracturing as of December 1, 2014			
	$Q_{ж}$ Q_{fluid}	$Q_{н}$ Q_{oil}	Обвод-ть Water cut	$P_{заб}$ $P_{bottomhole}$	$Q_{ж}$ Q_{fluid}	$Q_{н}$ Q_{oil}	Обвод-ть Water cut	$P_{заб}$ $P_{bottomhole}$
15	1,4	1,2	7%	7	9,5	3,6	59%	10

upper (less permeable) part of the target interval. On top of that interval (above 900 meters) the formation passes into a thick water-saturated carbonate deposit (Kashirskian stage). Below the target interval (below 959 meters) the formation passes into water-saturated carbonate deposit (Bashkirian stage). In the perforated interval borehole deviation angle is 4.1 degrees. Total oil saturated thickness of reservoirs in the Vereiskian formation is 4.6 meters.

Well No.9873 at Krasnooktyabrskoye oilfield was drilled and put into operation in 2012. In December 2012 the well was subjected to 24% HCl acid treatment. Injected volume was 3 m³.

In order to identify well potential StrataGen engineers analyzed geological and engineering data of the neighbouring wells and treatment well, as well as prepared several designs using Fracpro software. Due to increase of production fluid water cut it was important to calibrate rocks' mechanical properties that are used in the fracturing model in order to avoid the possibility of fracture propagation into the lower water-saturated horizon. In order to accomplish this task and to identify the fixed fracture height after the fracturing operation we used CARBOPROP NRT traceable proppant of 16/30 and 12/18 fraction.

As a fracturing fluid we used water-based guar-borate crosslinked system with polymer concentration of 2.8 kg/m³. The following data were obtained as a result of displacement and mini-fracturing analysis:

- ISIP – 50.6 bar
- Bottomhole closure pressure – 99.8 bar;
- Fracturing gradient – 0.11 bar/m;
- Wellhead closure pressure – 10 bar;
- Closure time – 5.6 min;
- Fluid efficiency – 36%;
- Estimated effective pressure – 40 bar.

As a result of stepwise flow rate reduction test, friction pressure drop in the bottomhole area was 45 bar, in the perforation area – 0 bar. Data analysis revealed that test results are close to the

качестве расклинивающего агента было решено использовать маркированный проппант CARBOPROP NRT размером 16/30 и 12/18 для определения закрепленной высоты трещины после ГРП.

В качестве жидкости ГРП применялась гуаро-боратная сшитая система на водной основе с концентрацией полимера 2,8 кг/м³. По результатам анализа замещения и мини-ГРП получены следующие данные:

- ISIP – 50,6 атм;
- Забойное давление смыкания – 99,8 атм;
- Градиент разрыва – 0,11 атм/м;
- Давление смыкания на устье – 10 атм;
- Время смыкания – 5,6 мин;
- Эффективность жидкости – 36%;
- Расчетное эффективное давление – 40 атм.

По результатам теста ступенчатого снижения расхода потери давления на трение в призабойной зоне пласта составили 45 атм, в перфорации потери составили 0 атм. После анализа данных полученных на мини-ГРП, в связи с получением близких к дизайну параметров обработки, было принято решение оставить расписание основной закачки без изменений.

Перед проведением ГРП на данной скважине также проводился акустический каротаж с целью определения модуля Юнга и коэффициента Пуассона. По данным акустических исследований, динамический модуль Юнга для карбонатных коллекторов составил в среднем 3,8*10⁴ МПа, для глинистых отложений выше интервала обработки – 2,5*10⁴ МПа, пересчетный статический модуль Юнга для карбонатных коллекторов составил примерно 2*10⁴ МПа, для глинистых отложений выше интервала обработки – 1,2*10⁴ МПа, что характеризует рассматриваемые карбонатные породы как более твердые в сравнении с глинистыми породами, т.е. вероятность вдавливания проппанта в глинистую породу больше, чем вероятность его вдавливания в карбонатную породу.

По результатам ГИС высота трещины с максимальной проводимостью составила 16 м (в интервале глубин 934,3–950,4 м), однако высота откалиброванной модели трещины несколько выше, так как программа моделирования ГРП считает проводимой область с наименьшей предельной концентрацией проппанта, необходимой для создания проводимости трещины с учетом вдавливания проппанта, повреждения геля и других эффектов. Наименьшая предельная концентрация проппанта по умолчанию равна 1,0 кг/м², т.е. немного меньше, чем сплошной монослой проппанта 20/40. Авторы некоторых недавно опубликованных

Таблица 2 – Геологические данные вскрытого пласта/параметры работы скважины

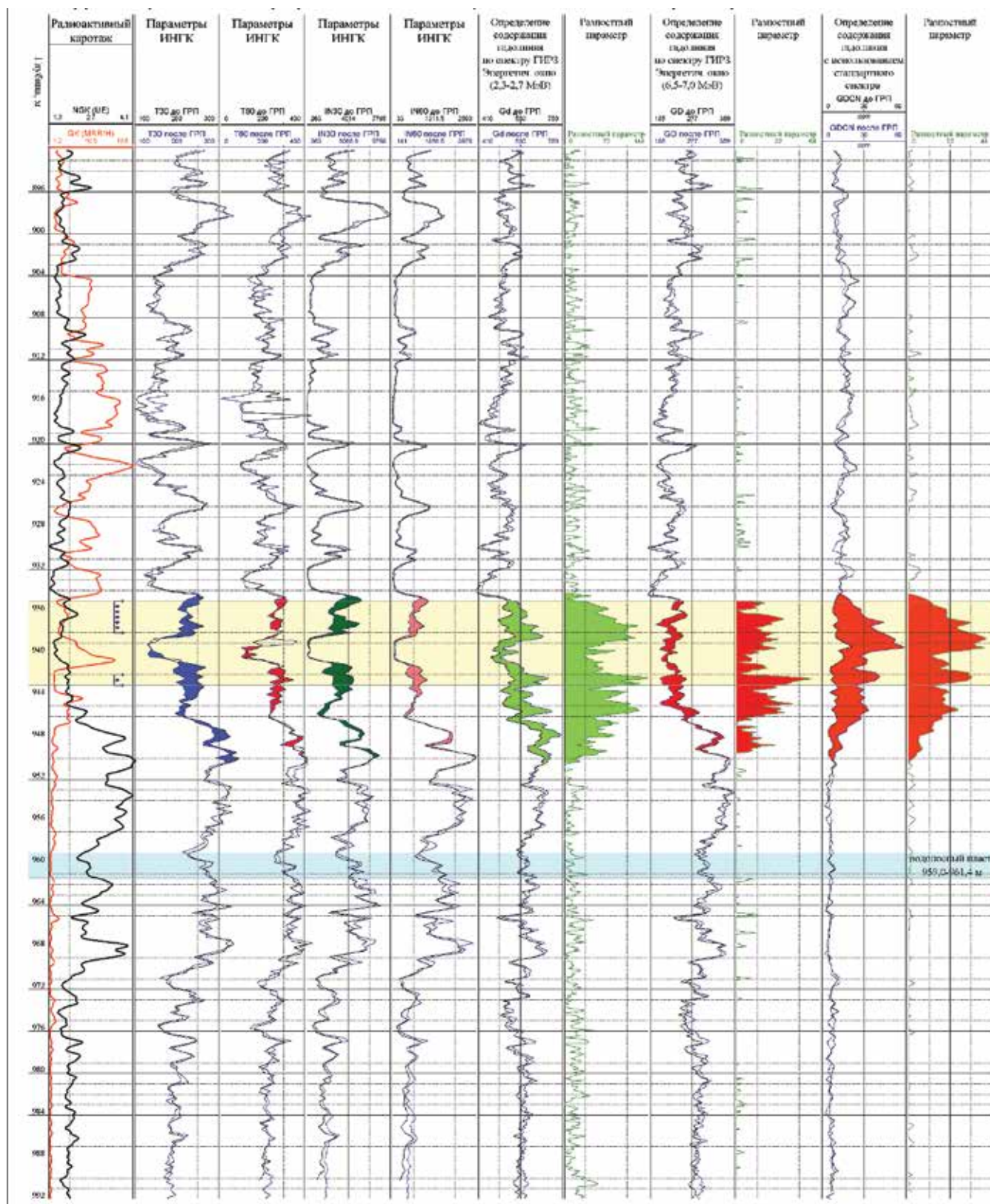
Table 2 – Reservoir geological data / well parameters

Пластовое давление – начальное / текущее	МПа	3,2 / 3				
Reservoir pressure – initial / current	MPa					
Текущее забойное давление	МПа	1				
Current bottomhole pressure	MPa					
Динамический / статический уровень	м	922 / 585				
Dynamic / static level	m					
Коэффициент продуктивности	м³/сут Мпа	0,089				
Productivity index	tons/day					
Накопленная добыча:	нефти (т) / воды (м³)	1204 / 1474				
Cumulative production	oil (tons) / water (m³)					
Ожидаемый прирост от ГРП		3				
Expected gain as a result of hydraulic fracturing						
Текущее состояние по скважине за 6 месяцев предыдущей эксплуатации						
Current well conditions over the period of recent 6 months						
дебит жидкости	м³/сут	3,9 / 2,2 / 2,3 / 2,0 / 1,7 / 1,6				
Fluid yield	m³/day					
дебит нефти	т/сут	3,2 / 1,9 / 2,0 / 1,7 / 1,5 / 1,4				
Crude yield	tons/day					
обводненность	%	12 / 8 / 8 / 8 / 5 / 5				
Water cut	%					
Пористость	%	15,0				
Porosity	%					
Средняя нефтенасыщенность	%	63,1				
Mean oil saturation	%					
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа.с	75,9				
In-situ oil viscosity	mPa.s					
Текущее состояние по соседним скважинам (по пласту)		м³/сут	м³/сут	% вод	K _{пр}	P _{зд} /P _{зд0}
Current status of the neighbouring wells (in the reservoir)		m³/day	m³/day	% water	Prod index	P _{зд} /P _{зд0}
Скважина № 9874		1,5	1,3	6	0,05	36 / 6
Well No.9874						
Скважина № 9872		1,6	1,3	14	0,08	32 / 11
Well No.9872						

designed mini-fracturing treatment parameters, therefore, it was decided to leave main injection schedule without any changes.

Before the fracturing operation an acoustic logging was done in this well in order to determine Young's modulus and Poisson's ratio. According to acoustic logging, dynamic Young's modulus for carbonate reservoirs is, on average, 3,8*10⁴ МПа, for clay bands located above the treatment interval – 2,5*10⁴ МПа. Static Young's modulus for carbonate reservoirs was about 2*10⁴ МПа, for clay bands above the treatment interval – 1,2*10⁴ МПа. Such results describe carbonate rock as harder one compared to clay band, i.e. the probability of proppant embedment into the clay band is higher than the probability of proppant embedment into the carbonate rock.

Logging data showed that the height of fracture with maximum conductivity was 16 meters (934.3–950.4 meters interval). However, in the calibrated model the fracture is higher, since the fracturing simulation software considers an area to be conductive, if it contains minimum necessary proppant concentration for ensuring



наибольшей проводимостью трещины, наиболее приемлемая для фиксации геофизическими приборами, также составляет порядка 16 м. Таким образом, отсутствие заметной для приборов ширины трещины выше интервала перфорации может быть связано с наличием мощных глинистых отложений в кровле пласта, что также объясняется их плохими фильтрационно-емкостными свойствами. Низкие утечки в глинистых породах создают условия для ухудшения транспортировки смеси с проппантом, несмотря на создаваемый в них гидравлический канал во время ГРП.

После ГРП скважина осваивалась длительное время, в течение двух месяцев обводненность продукции составляла 98%. После чего обводненность начала снижаться и на данный момент в среднем составляет 70%.

Помимо оценки геометрии трещины, основной целью также являлось выявление причин роста обводненности продукции скважины после ГРП. В процессе комплекса ГИС на скважине № 9873 был проведен СО-каротаж, по данным которого была определена величина нефтенасыщения, равная по пропласткам от 23 до 72%, что объясняет высокую обводненность продукции после ГРП и исключает предположение о прорыве трещины в нижележащую водонасыщенную зону.

На рисунке 5 приводится геометрия калиброванной модели трещины по дизайну перед ГРП и калиброванная модель трещины по результатам мини-ГРП на рис. 6.

Применение новых технологии ГРП на скважинах верейского горизонта позволило

good fracture conductivity minimum proppant concentration should be 2.5 kg/m². It means that if we have a soft rock, lower threshold of proppant concentration should be higher due to more intensive proppant embedment into the rock. The figure (Fig. 4) shows that the height of fracture with maximum conductivity, which can be best recorded by logging tools, is also around 16 meters. Thus, absence of recordable fracture width above the perforation interval may be due to thick clay deposits in the top of the formation, what can also be explained by their poor porosity and permeability properties. Low leakages in clay rock create conditions for poor transportation of proppant mixture despite the hydraulic canal that is created during the fracturing operation.

Well stimulation took quite a time after fracturing job. During two months water cut level was 98%; after that water cut started to reduce and is currently at the level of 70%, on average.

Besides assessment of fracture geometry, our aim was to find the reasons for increase in water cut after hydraulic fracturing job. Within the framework of logging operations a carbon-oxygen logging was conducted at well No.9873, which helped to identify the degree of oil saturation in different layers, varying from 23% to 72%. This explains high water cut of the production fluid after hydraulic fracturing and does not confirm the hypothesis of fracture breakthrough into the underlying water-saturated area.

Figure 5 shows calibrated model fracture geometry according to the design before hydraulic

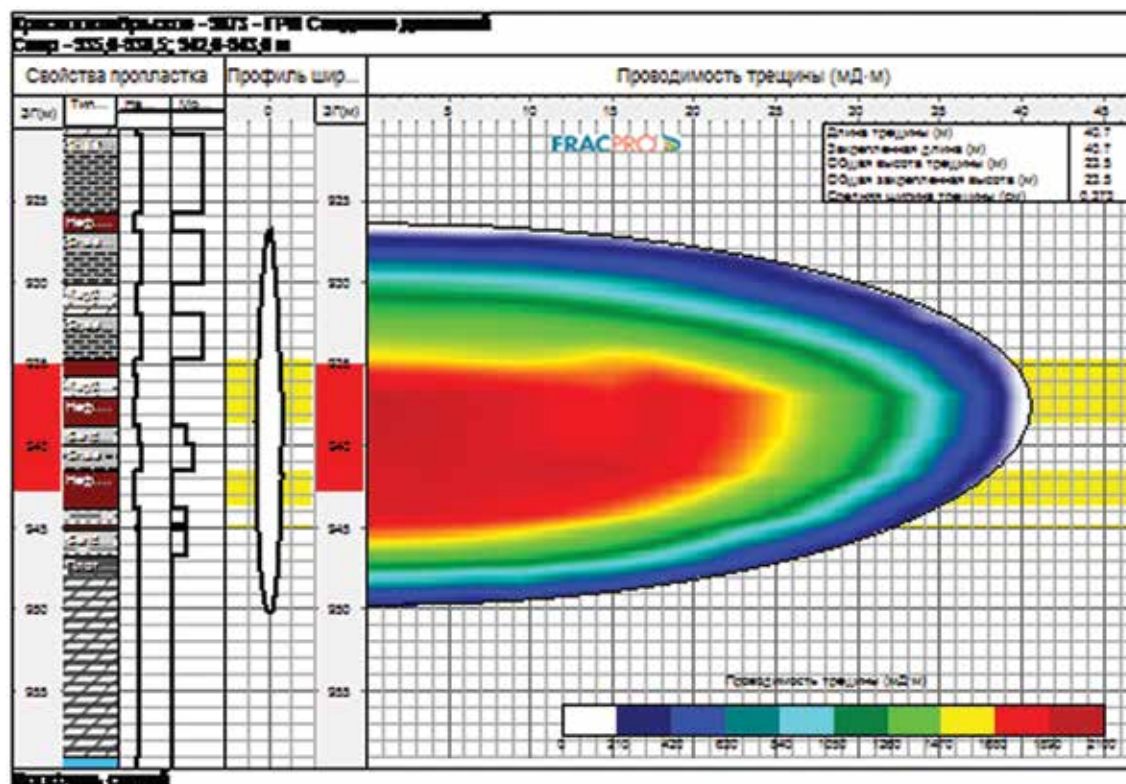


Рисунок 5 – Плановая геометрия трещины

Figure 5 – Designed fracture geometry

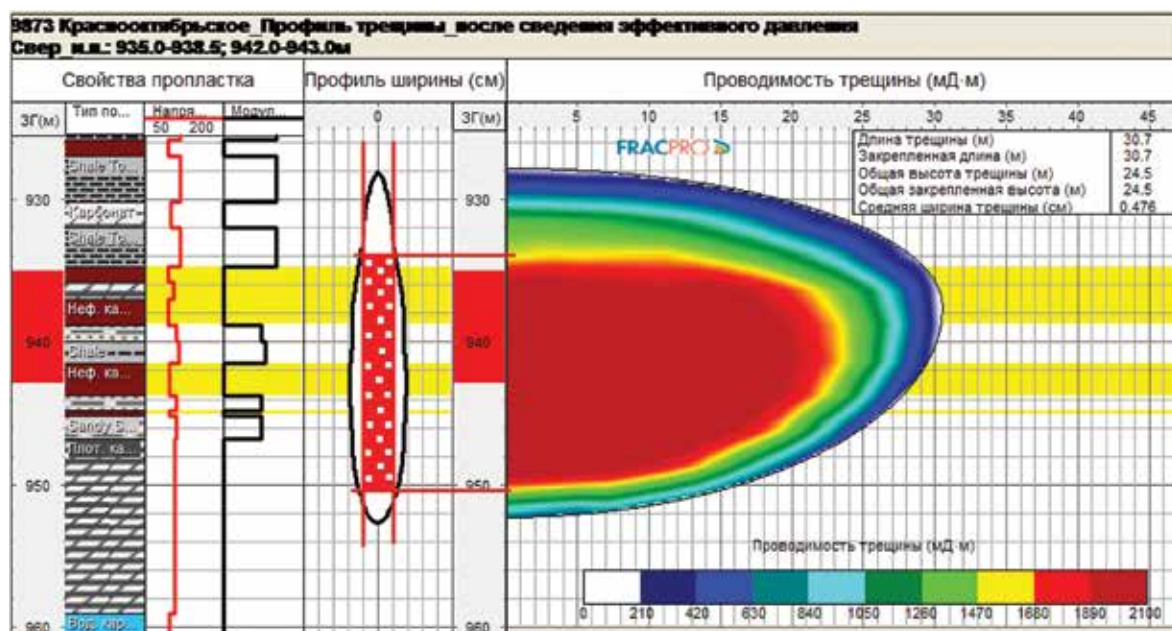


Рисунок 6 – Геометрия трещины, откалиброванная по результатам мини-ГРП
Figure 6 – Fracture geometry, calibrated as a result of mini-fracturing

повысить эффективность работ по интенсификации добычи нефти, увеличить, а также вовлечь в разработку пропластки, которые ранее считались трудноизвлекаемыми.

Более глубокий исследовательский и инженерный подход позволил найти ключ к эффективной разработке запасов нефти карбонатного верейского горизонта. Теперь стоит задача по повышению эффективности данных методов, есть планы опробовать новые технологии, такие как гель с низкой загрузкой гуара или даже Slickwater (вода с понизителем трения), облегченный проппант, комбинирование линейного и сшитого геля, повышение скорости закачки, подбор специального графика и ряд других.

С другой стороны, получение положительного эффекта в результате применения новых технологий ГРП, учитывая дополнительную важную информацию об объекте, которую мы получаем в процессе закачек, в совокупности с геологическими особенностями, проведением дополнительных исследовательских работ может стать обоснованием для применения налоговых льгот на добычу нефти по аналогичным объектам. Это послужит стимулом для внедрения высокотехнологичных мероприятий, таких как ГРП, отличающихся высокой стоимостью.

Авторы выражают признательность УК «Шешмаойл» за возможность публикации этой статьи. Отдельную благодарность авторы выражают инженерам-консультантам компании StrataGen за инженерное сопровождение, анализ данных и поддержку в течение всего проекта. ☺

fracturing. Figure 6 shows a calibrated fracture model based on the results of mini-fracturing.

Application of new hydraulic fracturing technologies at the wells of Vereiskian formation allowed improving efficiency of oil production stimulation, increasing oil recovery factor, as well including into the production process those reservoirs that were previously considered hard to recover.

Deeper research and engineering approach helped to find a 'key' to efficient recovery of oil deposits from Vereiskian formation. At present there is a task to further improve efficiency of these methods; there are plans to try new technologies such as gel with lower guar concentration or even Slickwater (water with friction reducer), lightweight proppant, combination of linear and crosslinked gel, increase in injection rate, choosing special schedule and some others.

Positive effect of new technologies application, taking into account important information about reservoirs and wells that we get during the injection process, in combination with geological peculiarities and additional research and exploration could become a good ground for obtaining tax relief for oil recovery from similar wells and reservoirs. This will serve as an incentive for application of costly high-tech methods, like hydraulic fracturing.

The authors would like to express appreciation to Sheshmaoil Management Company for the possibility to publish this article. Separate acknowledgements go to engineers of StrataGen for their engineering assistance, data analysis and support throughout the project. ☺