

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ГРП НА ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

DEVELOPMENT OF HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGIES IN TERRIGENOUS AND CARBONATE RESERVOIRS OF THE REPUBLIC OF BELARUS

Н.А. ДЕМЯНЕНКО, К.В. МИРОНЕНКО, А.В. ДРАБКИН, Д.В. ТКАЧЕВ, БелНИПИнефть

N. DEMYANENKO, K. MIRONENKO, A. DRABKIN, D. TKACHEV, BelNIPIneft

В статье обобщен опыт проведения ГРП в Республике Беларусь (2007–2014 годы), где эта технология планомерно развивалась от «слепых» малообъемных ГРП на терригенных отложениях до современных технологических подходов (МГРП, ПГРП, КГРП с проппантом), способных вводить в рентабельную разработку коллекторы, на которых традиционные методы интенсификации не могут дать необходимого эффекта.

Единственным нефтегазоносным регионом в Беларуси является Припятский прогиб, добыча нефти в котором ведется уже более 40 лет. Подавляющая часть запасов нефти (93%) приурочена к залежам, представленным карбонатными коллекторами. Данные залежи представлены верхнедевонскими известняками и доломитами, в основном массивной текстуры, в разной степени кавернозными и трещиноватыми. Большинство залежей разбито тектоническими нарушениями на отдельные блоки. В начальный период разведки в Беларуси были открыты самые крупные в регионе месторождения, выявляемые впоследствии залежи нефти относительно мелкие, их разработка зачастую малорентабельна или нерентабельна вовсе. В большинстве залежей гидродинамическая связь с законтурной зоной затруднена или вообще отсутствует, что существенно осложняет их разработку. Исследованиями кернового материала, а также анализом геофизических и промысловых данных установлена послойная и зональная неоднородность залежей по фильтрационно-емкостным свойствам. Высокая геологическая неоднородность продуктивных пластов, сложное строение емкостного пространства пород-коллекторов определяют неравномерную выработку запасов как по площади, так и по разрезу залежей.

The article summarizes the experience of fracturing in the Republic of Belarus (2007–2014), where this technology was gradually developing from 'blind' low volume fracturing on terrigenous deposits up to modern technological approaches (multi-stage fracturing, nitrogen-foam fracturing, acid fracturing with proppant) ensuring feasible reservoir development on sites, where conventional intensification methods are not efficient.

The Pripyat Trough is the only oil and gas-bearing region in Belarus where oil has been produced for over 40 years now. The prevailing part of the oil reserves (93%) is confined to deposits represented by carbonate reservoirs. Such deposits feature Upper Devonian limestone and dolomites, mainly of massive texture, with varying degrees of cavern and fracture porosity. Most deposits are divided by tectonic abnormalities into separate blocks. At the beginning of prospecting in Belarus, major fields in the region were discovered; the subsequently detected deposits are relatively small, their development are often insufficiently profitable or not profitable at all. In most deposits, the pressure communication with the edge water zone is constrained or absent altogether which complicates their development. By examining the core samples and analyzing the geophysical and production data the bed-by-bed and zonal heterogeneity of deposits in terms of porosity and permeability was determined. The high geological heterogeneity of the productive formations, the complex structure of the storage volume of reservoirs predetermine the uneven reserve recovery in terms of both the area and the profile of deposits.

At present one of the main tasks is to involve in the development of hard-to-recover oil reserves confined to low-permeability carbonate reservoirs where more than 50% of the remaining recoverable reserves of hydrocarbons are concentrated and to involve the



Рисунок 1 – Компания «Белоруснефть» проводит ГРП с применением флота ГРП производства Группы ФИД

Figure 1 – Belorusneft performs a hydraulic fracturing operation using the fracturing fleet manufactured by FID Group

В настоящее время одной из основных задач является вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым, карбонатным коллекторам, в которых сосредоточено более 50% остаточных извлекаемых запасов углеводородов, а также вовлечение запасов углеводородного сырья, сконцентрированного в карбонатных и терригенных породах-«полуколлекторах» Республики Беларусь.

На начальных стадиях разработки месторождений РБ для освоения и интенсификации залежей углеводородов применялись соляно-кислотные обработки в различных вариациях, однако постепенная выработка запасов диктовала необходимость применения более агрессивных технологий воздействия на околоствольную зону.

Так, с конца 2007 года на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» широко началось внедрение КГРП и ГРП. На начальных стадиях ГРП проводился лишь на терригенных коллекторах, а в карбонатах применялся кислотный гидравлический разрыв.

Однако довольно скоро стало очевидно, что классические кислотные разрывы карбонатов далеко не на всех объектах в полной мере отвечают задачам, стоящим перед производственным объединением. Основными факторами, влияющими на успешность кислотных разрывов на месторождениях Беларуси, являются характер емкостного пространства коллекторов («двойная пористость», порово-трещинно-кавернозная и порово-кавернозно-трещинная структура) и отношение пластового давления к гидростатическому. Первый фактор означает, что при поддержании системы ППД вытесняющая нефть вода с легкостью проходит по наиболее проводящим каналам – трещинам – и слабо вытесняет нефть, находящуюся в порах (матрице). В процессе же кислотного ГРП происходит еще большее травление трещин. Воздействие на поровую часть емкостного пространства минимально.

hydrocarbon reserves concentrated in carbonate and terrigenous half-reservoirs of Belarus.

At the early stages of field development in Belarus in order to stimulate the production of hydrocarbons, various acid treatments were used; however, gradual reserve recovery necessitated the use of more aggressive technological methods of stimulating the shaft zone.

Thus, since late 2007 large-scale acid fracturing and hydraulic fracturing have been implemented at the fields of RUE Belorusneft Production Association. At the early stages, hydraulic fracturing was implemented only in terrigenous reservoirs while acid hydraulic fracturing was used in carbonate reservoirs.

However, it soon became apparent that conventional acid fracturing of carbonate reservoirs not nearly on all sites fully accomplish the tasks set before the production association. The main factors of success of acid fractures in Belarusian fields include the nature of the storage volume of reservoirs (dual porosity, porous-fissured-cavernous and porous-cavernous-fissured structure) and the relation of the formation pressure to the hydrostatic pressure. The first factor means that with formation pressure maintenance the oil-displacing water easily go through most conductive channels – fractures – and feebly drives out oil deposited in the pores (matrix), whereas during acid hydraulic fracturing even stronger etching of the fractures occurs. Stimulation of the porous section of the storage volume is minimal.

As for the formation pressure, the relation between the efficiency of treatment and the formation-to-hydrostatic pressure ratio is clearly visible; the relation was determined following the results of the assessments of acid fractures in various fields of Belarus. In cases when with the use of the said technology operations were performed in wells with the ratio value of approx. 1.0, the flow rate growth multiplication factor reached 3.5. When the ratio dropped to below 0.6, the efficiency of treatment decreased 1.5–2x all other things being equal and does not go beyond the multiplier of two. The value

Что касается пластового давления, ярко выражена зависимость эффективности обработки от коэффициента отношения пластового давления к гидростатическому, выведенная по результатам оценок выполненных кислотных разрывов на различных месторождениях Беларуси. Так, при проведении операций по данной технологии на скважинах со значением коэффициента около 1,0 кратность прироста дебита достигает 3,5. При снижении коэффициента ниже 0,6 эффективность обработок падает в 1,5–2 раза при прочих равных условиях и не превышает двух единиц кратности. Величину отношения пластового давления к гидростатическому, равную 0,6, можно охарактеризовать как граничную для месторождений РБ, ниже которой проведение КГРП нецелесообразно. Это объясняется частичным закрытием («схлопыванием») созданных и протравленных кислотой трещин из-за низких пластовых давлений. В условиях низких пластовых давлений значительны эффективные давления на участки контакта стенок трещины, что приводит к их разрушению и снижению раскрытости.

Таким образом, для стимуляции карбонатных коллекторов с 2008 года начато применение гидравлического разрыва пласта с закреплением трещин расклинивающим агентом.

За время адаптации и широкого применения технологий ГРП/КГРП в РБ и по настоящее время выполнено более 330 операций. Статистика объемов ГРП/КГРП по годам представлена на рис. 2. Снижение количества выполняемых операций в РБ в последние годы связано с широким привлечением специалистов и технических мощностей ГРП/КГРП в международные проекты по оказанию услуг в сфере проведения ГРП/КГРП.

При проведении КГРП в зависимости от геологических условий и необходимости максимальной эффективности после воздействия применяются следующие технологические схемы проведения кислотного разрыва:

1. На обводненных объектах выполнялись КГРП с предварительной изоляцией водопритока с использованием углеводородных гелей. При этом проводилась порционная закачка водоизолирующих составов и растворов жидкостей травления.
2. На объектах, работающих безводной продукцией, в качестве жидкости разрыва использовались нефтекислотные эмульсии с последующей закачкой жидкости травления.
3. При обработке скважин нагнетательного фонда и скважин, переводящихся в нагнетательный фонд после выполнения КГРП, в качестве жидкости разрыва применялся главным образом гель на водной основе.
4. На скважинах, вскрывающих терригенные отложения, на которых проведение проппантного ГРП невозможно по ряду геологических или технических причин,

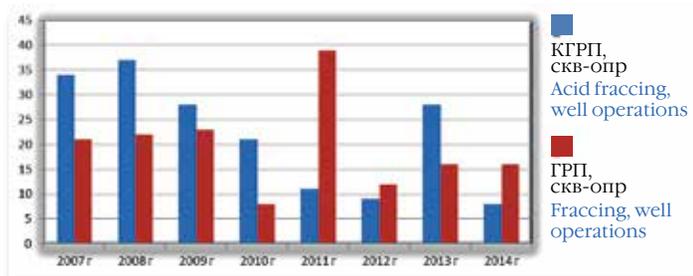


Рисунок 2 – Объемы ГРП/КГРП в Республике Беларусь

Figure 2 – Volumes of fracturing/acid fracturing in Belarus

of the formation-to-hydrostatic pressure ratio – equal to 0.6 – can be characterized as end value for fields in Belarus below which acid hydraulic fracturing is not feasible. This is explained by partial closure ('collapsing') of created and acid-etched fractures due to low formation pressure. At low formation pressure, the effective pressure on the contract points of the walls is significant which causes their destruction and reduced opening.

Consequently, hydraulic fracturing with a proppant has been used since 2008 to stimulate carbonate reservoirs.

In the course of adaptation and wide application of fracturing and acid fracturing techniques in Belarus and up to now over 330 operations have been performed. The year-by-year statistics of the volumes of fracturing/acid fracturing is shown in Figure 2. The decrease in the number of operations performed in Belarus in recent years is due to wide involvement of specialists and fracturing/acid fracturing engineering capacities in international projects related to hydraulic fracturing and/or acid hydraulic fracturing.

During acid hydraulic fracturing – depending on the geological conditions and the need for maximum post-stimulation efficiency – the following acid fracturing process scheme is used:

1. On water-cut sites, acid fracturing was accompanied by preliminary isolation of water influx using hydrocarbon gels while waterproofing sealants and etching solutions were batched.
2. On water-free production sites, acid-oil emulsions were used as fracturing fluids with subsequent injection of etching fluid.
3. When treating water-injection wells and wells which become water-injection wells in the aftermath of acid fracturing, a water-based gel was mainly used as fracturing fluid.
4. In wells drilled in terrigenous deposits where proppant hydraulic fracturing is not possible due to a number of geological or technical reasons, acid hydraulic fracturing was implemented using fluoro acid solutions and hydrochloric acid solutions with surface-active agents as etching fluids.
5. During subsequent acid fracturing to ensure even stimulation of the heterogeneous carbonate reservoir, viscoelastic diverting acids were used. The quantitative relation between acid fracturing

проводился КГРП с применением в качестве жидкостей травления фторкислотных растворов и растворов соляной кислоты с ПАВ. В этом случае в качестве буферной жидкости выступают гели на водной основе.

5. При проведении повторных КГРП для равномерного воздействия на неоднородный карбонатный коллектор применялись самоотклоняющиеся кислотные составы, а также аэрированные азотом кислотные составы.

Количественное соотношение проводимых КГРП в Республике Беларусь в зависимости от применяемой технологии представлено на рис. 3.

Как видно из диаграммы, наиболее часто при проведении КГРП в качестве жидкости разрыва применяется нефтекислотная эмульсия.

Проведение КГРП на добывающих скважинах позволило на 01.10.14 дополнительно добыть более 195 тыс. т нефти.

Реализацию технологии ГРП можно разделить на два блока в зависимости от типа обрабатываемых коллекторов:

1. ГРП в терригенных коллекторах. На месторождениях Беларуси по данной технологии проводились обработки в основном вертикальных и субгоризонтальных скважин с закачкой в пласт до 90 т расклинивающего материала. Средний прирост дебитов нефти за время эффекта после ГРП составил 3,53 т/сут, при этом средняя кратность прироста дебитов 2,6 ед.
2. ГРП в карбонатных коллекторах. По данной технологии проводятся обработки вертикальных, субгоризонтальных и горизонтальных скважин с многозонным ГРП. Закачиваемые массы проппанта разнятся в пределах 15т÷90 т (скин-ГРП÷МГРП). При этом средняя кратность прироста дебитов 6,9 ед., что является самым высоким показателем среди всех технологических схем и связано с обработкой в основном крайне низкодебитных скважин (часто менее 0,5 т/сут).

Процентное соотношение проводимых ГРП по литологическому составу подвергаемых разрыву коллекторов представлено на рис. 4.

История технологии ГРП в Республике Беларусь начиналась с проведения «слепых» и одноэтапных ГРП, при этом масса закачиваемого проппанта

Технология проведения КГРП Acid Fracturing Technique

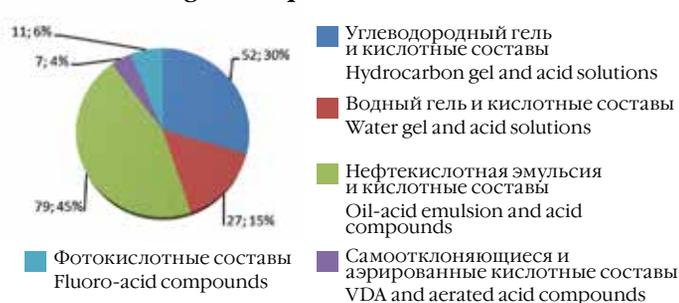


Рисунок 3 – Количественное соотношение применяемых в РБ технологических подходов КГРП

Figure 3 – Quantitative relation of process solutions of acid fracturing in Belarus

operations carried out in Belarus and the technology used is shown in Figure 3.

As shown by the diagram, oil-acid emulsion is most frequently used as fracturing fluid during acid fracturing.

Implementation of acid fracturing in productive wells allowed producing 195 thousand tons of oil extra as of October 1, 2014.

The implementation of hydraulic fracturing technology can be divided into two blocks depending on the reservoirs under treatment:

1. Fraccing in terrigenous reservoirs. On Belarusian fields, mainly vertical and sub-horizontal wells were treated using this technique with the injection of up to 90 tons of proppant into the formation. The average flow rate increase in the post-frac effective period equaled 3.53 t/day with the average flow rate growth multiplication factor of 2.6.
2. Fraccing in carbonate reservoirs. Vertical, sub-horizontal and horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing are treated using this technological method. The injected amounts of proppant vary from 15 to 90 tons (skin-fraccing÷multi-stage fraccing). In this case the average flow rate growth multiplication factor is 6.9 which shows the highest performance among all process schemes and is related to treatment mainly of wells with an extremely low flow rate (often less than 0.5 t/day).

The percentage ratio between fraccing operations by lithology of the fractured reservoirs is shown in Figure 4.

The history of fraccing in Belarus started from 'blind' and one-stage hydraulic fracturing where the amount of injected proppant varied between 20 and 25 tons. The economic environment necessitated the development of this technological method; consequently, over the last few years the country has adapted, implemented and widely uses such technologies as interval hydraulic fracturing with perforation, subsequent hydraulic fracturing and isolation of the treated interval, moving upwards and performing a similar cycle of operations (Plug&Perf),

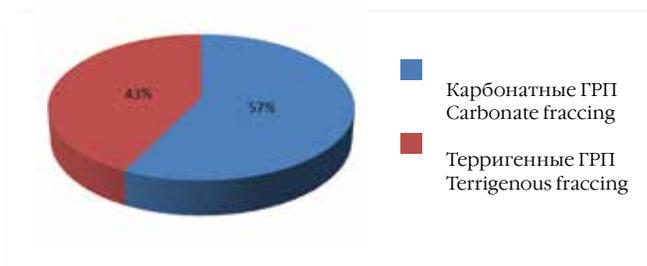


Рисунок 4 – Процентное соотношение проводимых в РБ ГРП

Figure 4 – Percentage ratio of fraccing operations in Belarus

колебалась в пределах 20–25 т. Экономическая обстановка диктовала необходимость развития технологии, в связи с чем за последние несколько лет адаптировано, внедрено и в настоящее время широко применяются такие технологии, как поинтервальные ГРП с выполнением перфорации, последующим ГРП и изоляцией обработанного интервала, переходом выше и проведению аналогичного цикла работ (Plug&Perf), ПГРП, МГРП, КГРП с закреплением протравленных трещин расклинивающим агентом, ГРП с созданием искусственных перемычек, ГРП на маловязких гелях.

По используемой жидкости разрыва и жидкости-пропантоносителя, применяемой при проведении ГРП в Республике Беларусь, можно выделить следующие виды технологий:

1. Применение в качестве жидкости разрыва и пропантоносителя сшитого геля на водной основе. В зависимости от геологических условий в качестве гелеобразующего элемента выступают гуары и его производные, для «сшивки» геля применяются боратные и циркониевые сшиватели. Данный вид жидкости наиболее часто применим при проведении ГРП в Республике Беларусь.
2. Применение в качестве жидкости разрыва и пропантоносителя линейных и маловязких гелей на водной основе. В зависимости от геологических условий и необходимого результата в качестве жидкости разрыва применяются линейные гели, а также водные растворы с вязкоупругими ПАВ.
3. Применение в качестве жидкости разрыва и пропантоносителя азотно-пенных систем. Применение подобного рабочего агента обусловлено геологическими условиями скважины.
4. Применение в качестве жидкости разрыва и пропантоносителя кислотных составов. Применяется при проведении кислотных разрывов с закреплением протравленных трещин расклинивающим агентом. В качестве жидкости разрыва и жидкости-пропантоносителя выступают загущенные кислотные составы, в том числе и самоотклоняющиеся.

Структура применяемых рабочих агентов при проведении ГРП представлена на рис. 5.

В настоящее время в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» внедрены: технологии азотно-пенного ГРП (ПГРП), многозонного ГРП (МГРП), КГРП с закреплением протравленных трещин расклинивающим агентом и ГРП с созданием искусственных перемычек (рис. 6).

Технология ПГРП направлена на снижение остаточного загрязнения пласта полимерами, уменьшение коэффициента фильтрации жидкости разрыва по коллектору и ограничение доминирующего роста трещины по высоте.

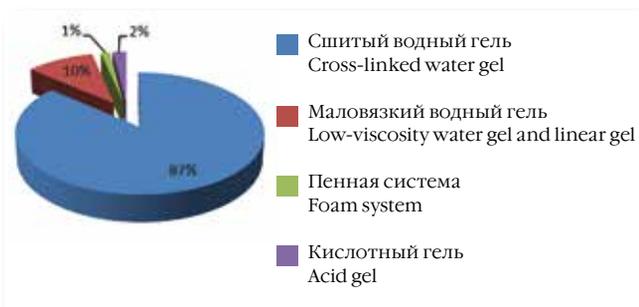


Рисунок 5 – Соотношение применяемых жидкостей при проведении ГРП

Figure 5 – Correlation between fracturing fluids

nitrogen-foam hydraulic fracturing, multi-stage hydraulic fracturing, acid hydraulic fracturing with proppant, fracturing with artificial bridging, fracturing with low-viscosity gels.

In terms of fracturing fluid and proppant-carrying fluid used during fracturing in Belarus, the following technologies can be differentiated:

1. Use of a water-based cross-linked gel as fracturing and proppant-carrying fluid. Depending on the geological conditions, guar and its derivatives serve as a gelling element; borate and zirconia cross-linkers are used to cross-link gel. This type of fluid is mostly used in hydraulic fracturing in Belarus.
2. Use of linear and water-based low-viscosity gels as fracturing and proppant-carrying fluid. Depending on the geological conditions and the desired outcome, linear gels as well as water solutions with visco-elastic surface-active agents serve as fracturing fluid.
3. Use of nitrogen foam systems as fracturing and proppant-carrying fluid. The use of such working agent is determined by the geological conditions of the well.
4. Use of acid solutions as fracturing and proppant-carrying fluid. Used during acid fracturing with proppant. Thickened acid compounds, including viscoelastic diverting acids, serve as fracturing and proppant-carrying fluids.

The structure of working agents used during hydraulic fracturing is shown in Figure 5.

At present RUE Belarusneft Production Association has implemented nitrogen-foam hydraulic fracturing (foam fracturing), acid fracturing with proppant and hydraulic fracturing with artificial bridging (Fig. 6).

Nitrogen-foam fracturing technique aims at reducing the residual contamination of the formation with polymers, reducing the coefficient of filtering of fracturing fluid into the reservoir and restricting the predominant vertical growth of the fracture. These advantages of nitrogen-foam fracturing over conventional fracturing with water gel are essential for carbonate and terrigenous deposits of Belarus due to non-porosity and absence of stopping rocks to restrain the vertical growth of the fracture and are essential for deposits with initially low pressure or

Данные преимущества азотно-пенного разрыва перед классическим ГРП с применением водного геля весьма актуальны для карбонатных и терригенных залежей Республики Беларусь ввиду монолитности разреза и отсутствия породупоров для сдерживания роста трещины по высоте, а также для залежей с изначально низкими либо «посаженными» за период эксплуатации пластовыми давлениями.

Наиболее успешной скважиной, где применялась пенная технология, стала скважина № 133 Вишанского н.м. На данной скважине технология пенно-азотного ГРП главным образом планировалась для ограничения роста трещины в высоту и минимизации вероятности получения обводненной продукции (расстояние от НДП до ВНК составляет 14 м). Скважина после освоения из бурения в 2003 году работала с обводненностью продукции 10%. После проведения операции среднесуточный дебит нефти увеличился в 3,5 раза, обводненность продукции варьируется в пределах 0–10%. При этом соседние скважины, на которых проводился ГРП по «классической» технологии, работают с меньшими показателями.

Технология КГРП с закреплением протравленных трещин пропантом направлена на травление кислотной композицией каналов и червоточин в массиве коллектора с последующим закреплением протравленных пустот расклинивающим агентом (рис. 7). Данная технология реализуется по двум схемам:

- создание высокопроводящих каналов с закреплением в прискважинной зоне (рисунок 8-1);
- создание каналов фильтрации и их равномерное закрепление (рисунок 8-2).

Данная технология находится на стадии опытно-промышленных работ, и в настоящее время ►

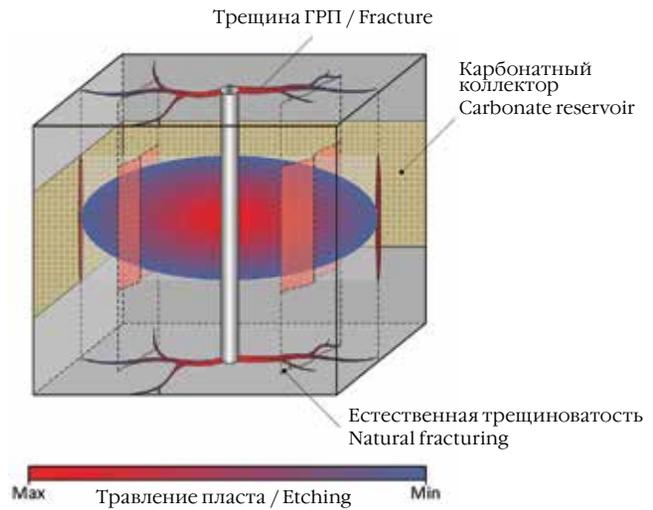


Рисунок 7 – КГРП с закреплением протравленных пустот пропантом
Figure 7 – Acid hydraulic fracturing with proppant

reduced over the period of operation pressure.

Well N. 133 on Vishansky oilfield has become the well where foam technology was used most successfully. On this well, it was intended to use nitrogen-foam hydraulic fracturing mainly to restrain the vertical growth of the fracture and to minimize the risk of water cutting (the distance to the oil-water contact is 14 m). Since development drilling in 2003, the well has operated with 10% water cut. After the intervention, the daily average flow rate increased 3.5x, the water-cut varies in between 0–10%. Additionally, the adjacent wells where hydraulic fracturing was implemented according to conventional technique, show lower performance.

Acid fracturing with proppant aims at acid etching of the channels and wormholes in the reservoir with subsequent propping of the etched ►

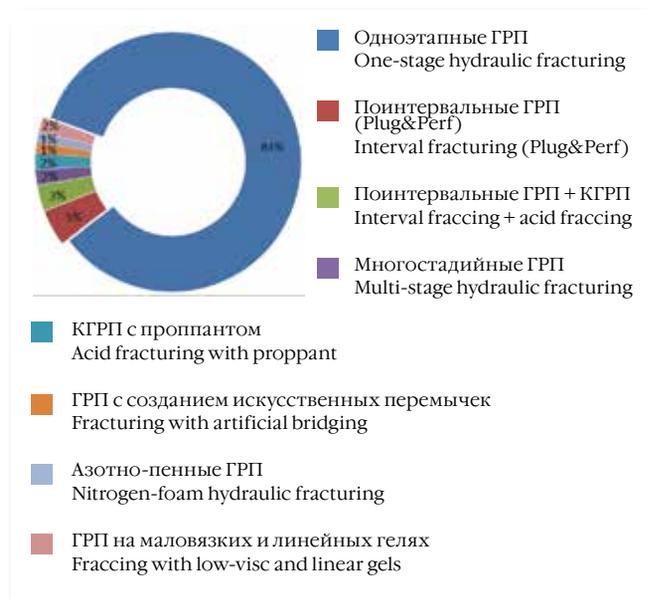


Рисунок 6 – Применяемые в РБ методы проведения ГРП
Figure 6 – Fracturing techniques used in Belarus

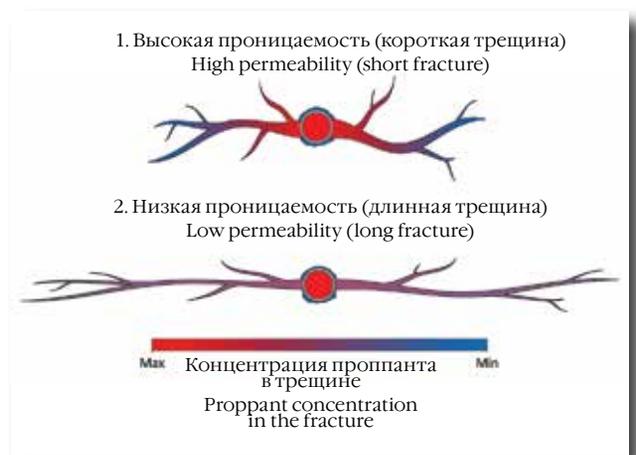


Рисунок 8 – Различные вариации КГРП с закреплением протравленных трещин пропантной набивкой
Figure 8 – Variations of acid fracturing with proppant pack

проведено три скважино-операции, однако уже подтверждена технологическая и экономическая эффективность данной технологии.

Технологии ГРП с созданием искусственных перемычек и ГРП на маловязких и линейных гелях схожи по своим целям – сокращению роста трещины по высоте. В первой из вышеназванных технологий подобный эффект достигается закачкой мелкодисперсного материала перед закачкой основного расклинивающего агента – для создания «подстилки». При проведении ГРП на маловязких и линейных гелях эффект ограничения роста трещины по высоте достигается за счет снижения вязкости жидкости разрыва.

В настоящее время в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» проходит стадию опытно-промысловых работ симбиоз двух вышеописанных методов – искусственная перемычка создается на линейном геле. По данной технологии отработано 2 скважино-операции и на обеих скважинах получен необходимый эффект.

Технология заканчивания скважин многопакерными компоновками с последующим проведением МГРП в Республике Беларусь только набирает обороты. На данный момент работы выполнены на трех скважинах: 2 скважины с 5-портовой компоновкой и 1 скважина с 4-портовой компоновкой. При этом 2 из данных скважин вскрывали карбонатные «полуколлекторы», на которых до настоящего времени не представлялось возможным вести разработки ввиду отсутствия методов воздействия для получения экономически рентабельных дебитов нефти. В период с 2015 по 2016 год планируется бурение еще 6 скважин для освоения с МГРП на карбонатные и терригенные «полуколлекторы».

Таким образом, в течение 2007–2014 годов в РУП «ПО «Белоруснефть» накоплен определенный опыт проведения КГРП и ГРП на карбонатных и терригенных коллекторах, глубокопогруженных низкопроницаемых залежах, с глубиной залегания до 5000 м. При этом технология ГРП планомерно развивалась от «слепых» малообъемных ГРП на терригенных отложениях и до современных технологических подходов (МГРП, ПГРП, КГРП с пропантом), способных вводить в рентабельную разработку коллекторы, на которых традиционные методы интенсификации не могут дать необходимого эффекта. По состоянию на 01.10.2014 дополнительная добыча от проведенных ГРП составляет более 130 тыс. тонн, при этом эффект по 80% скважин продолжается. Текущий эффект по проведенным операциям позволяет сделать вывод о целесообразности применения данных технологий на месторождениях Припятского прогиба. Более того, внедрение технологии ГРП в карбонатных пластах позволило ввести в рентабельную эксплуатацию ряд скважин, на которых традиционные технологии освоения не дали возможности запустить их в работу. ☉

cavities (Fig. 7). This technological method is implemented according to two schemes:

- a) creation of highly-conductive channels with propping in the wellbore zone (Figure 8-1);
- b) creation of filtration channels and their even propping (Figure 8-2).

This technological method is being field tested and three well interventions have been performed so far; however, the technological and cost efficiency of the method has already been confirmed.

Hydraulic fracturing with artificial bridging and hydraulic fracturing using low-viscosity and linear gels have similar goals – to reduce the vertical fracture growth. In the first case, this effect is achieved by injecting fines before injecting the main proppant agent – to create ‘bedding.’ During hydraulic fracturing using low-viscosity and linear gels, the vertical fracture growth is restrained by reducing the viscosity of the fracturing fluid.

At present, RUE Belarusneft Production Association is field-testing the synergy of the two methods – the artificial bridging is based on linear gel. Two well interventions have been performed according to this technique and the desired effect has been achieved in both cases.

The technique of completing wells with multi-packer packages and subsequent multi-stage fracturing is gaining momentum in Belarus. Up to the present moment, interventions have been made in three wells: two wells with a 5-port package and one well with a four-port package. Two of those wells were drilled in carbonate semi-reservoirs where until now development was impossible due to the absence of stimulation methods ensuring economically feasible flow rates. In 2015–2016 it is planned to drill 6 more wells to be developed with multi-stage hydraulic fracturing in carbonate and terrigenous semi-reservoirs.

Thus, in 2007–2014 RUE Belarusneft Production Association has accumulated certain experience in acid fracturing and hydraulic fracturing in carbonate and terrigenous reservoirs, up to 5000 m deep low-permeability deposits. The hydraulic fracturing technique has gradually developed from ‘blind’ small-scale hydraulic fracturing in terrigenous deposits to modern technological approaches (multi-stage fracturing, nitrogen-foam fracturing, acid fracturing with proppant) ensuring feasible reservoir development on sites where conventional intensification methods cannot yield the desired outcome. As of October 1, 2014, the incremental ultimate recovery resulting from hydraulic fracturing amounts to over 130 thousand tons with the ongoing effect in 80% of wells. The current effect from the interventions allows us to conclude that the use of these technological methods in the Pripjat Trough fields feasible. Moreover, the implementation of hydraulic fracturing in carbonate reservoirs made the operation of a number of wells feasible on sites where conventional development methods did not allow bringing them into operation. ☉