



Фото: Евгений Уваров, Александр Таран
Photo: Evgeny Uvarov, Aleksandr Taran

РАБОТА НА РАЗРЫВ FRACTURING JOBS

София Зорина, «Газпром нефть»

Sofia Zorina, Gazprom Neft

Смотреть в большом размере
Двадцать лет назад был проведен первый в истории компании гидроразрыв пласта. Опытным полигоном для этого стало Карамовское месторождение «Ноябрьскнефтегаза». С тех пор технология гидроразрыва стала только актуальнее: сегодня ее не просто применяют для интенсификации добычи на активах «Газпром нефти» — с ней связывают большие надежды по освоению трудноизвлекаемых запасов

Первый опыт

Поиск технологий, позволяющих интенсифицировать добычу нефти, начался еще в конце XIX века в США — практически сразу после того, как стали очевидны блестящие финансовые перспективы нефтяного бизнеса. Тогда малую эффективность

Twenty years ago the company performed its first hydraulic fracturing on the testing ground Noyabrskneftegaz's Karamovskoye field. Since then, the hydraulic fracturing technique has become ever-more sophisticated: today it allows Gazprom Neft to not only stimulate production in Gazprom Neft fields, but also focus on development of challenging reserves.

First Experience

The search for technologies for oil production stimulation started back in the late 19th century in the United States, as soon as outstanding commercial perspectives of the oil industry became obvious. Low efficiency of the drilling equipment and production methods would then be compensated by exploding nitroglycerin inside wells. The idea was basic: the technique simply facilitated

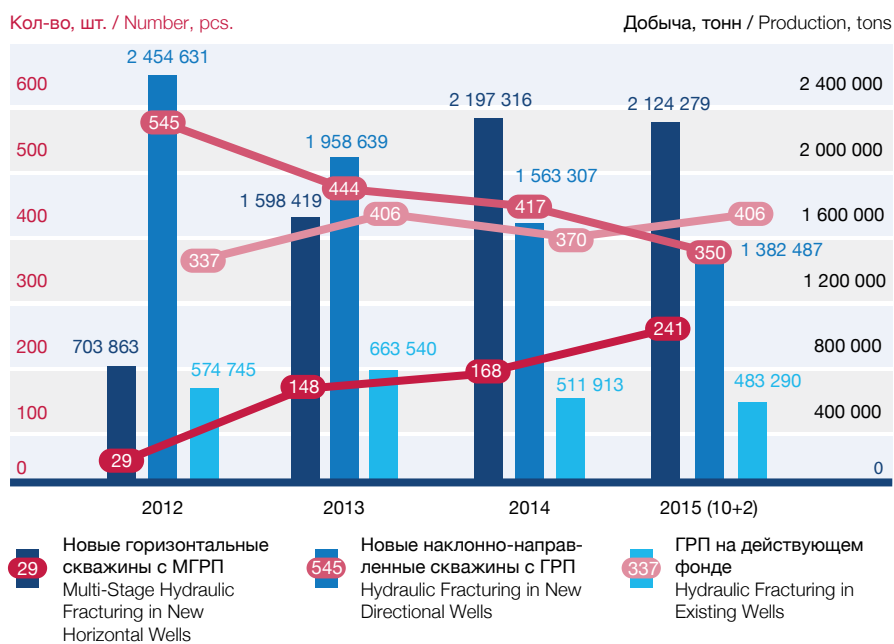
применявшегося бурового оборудования и способов добычи попытались компенсировать взрывами нитроглицерина в скважине. В целом мысль была верной — таким образом удавалось разрушать породы в призабойной зоне, обеспечивая большой приток пластового флюида. Впрочем, способ оказался опасным и довольно грубым.

Следующим шагом стала обработка забоя кислотой для растворения известняка, цементирующего породы некоторых нефтяных коллекторов. Первые кислотные обработки были выполнены еще в 1895 году. В промышленных масштабах этот метод стали применять лишь через 30 лет. Тогда же выяснилось, что закачка кислоты под значительным давлением оказывается более эффективной. Это дало толчок развитию идеи о разрыве твердых пород с помощью давления потока жидкости. Первопроходцами в деле внедрения гидроразрыва пласта считают американцев. Проведение первого успешного ГРП в конце 1940-х годов приписывается компании Halliburton, тогда же появилась и первая теоретическая работа на этот счет — американский инженер Кларк* описал сам метод и теоретические представления о происходящем в скважине процессе. Положительные результаты, которые наблюдались при проведении гидроразрывов, очень быстро сделали эту технологию популярной на нефтепромыслах США. Несмотря на ее малую изученность и несовершенство, уже к 1955 году общее количество гидроразрывов на американских скважинах достигло 100 тысяч.

В Советском Союзе первые ГРП начали проводить в начале 1950-х годов. Причем именно советские ученые стояли у истоков создания теоретических работ, позволяющих моделировать процесс гидроразрыва и предсказывать его результаты. Основатель Московского физтеха академик Сергей Христианович с коллегами разработали теорию образования и распространения двумерных трещин в пласте. Их наработки до сих пор используются при создании прогнозных моделей. Пик применения гидроразрыва в СССР пришелся на 1958–1962 годы, когда количество операций превышало 1,5 тыс. в год. С открытием крупных высокодебитных месторождений в Западной Сибири от применения ГРП практически отказались — «легкая» нефть позволяла обходиться без дополнительных методов

destruction of rocks in the bottom-hole area and maximized fluid influx. However, this method turned out to be dangerous and rather crude.

The next step was bottom hole acidizing to dissolve lime stone cementing rocks in certain oil reservoirs. The first acidizing experiments were carried out in 1895. Only 30 years after the method was commercialized, high efficiency of overpressure acid injection became evident. This initiated the development of fluid stream pressure based hard rock fracturing technique. The Americans are considered to be pioneers in hydraulic fracturing. The late 1940s are distinguished by the first successful hydraulic fracturing conducted by Halliburton and the first theoretical work by an American engineer Clark,* who described the technique and theorized the process in the well. Positive results achieved due to hydraulic fracturing quickly made the technique popular in the oilfields of the United States. Despite that the technique was not well studied and had imperfections, the total number of hydraulic fracturing jobs in the USA wells reached 100 000 by 1955.



Динамика ГРП в «Газпром нефти» Hydraulic Fracturing Operation Trends in Gazprom Neft

In the Soviet Union, the first hydraulic fracturing jobs were performed in early 1950s. Notably, it is Soviet scientists who pioneered investigations enabling to model hydraulic fracturing process and predict results. The founder of the Moscow Institute of Physics and Technology, Academician Sergey Khristianovich, in cooperation with his colleagues, developed a theory of two-dimensional fracture creation and propagation in the formation. Their achievements are still used in predictive modelling. The peak of hydraulic

интенсификации. Вновь внимание на технологию гидроразрыва в России обратили лишь в конце 1980-х, когда структура запасов нефти и газа существенно изменилась.

В поисках лучшего

К сожалению, за несколько десятилетий не востребовавности отечественное оборудование и опыт применения гидроразрыва пласта значительно отстали от мирового уровня. Поэтому в новейшей истории проведение ГРП на российских месторождениях сразу же стало прерогативой иностранных сервисных компаний. Сегодня ситуация на рынке изменилась, тем не менее, все новые веяния в технологии по-прежнему приходят из-за рубежа.



Фото / Photo: EWS Holdings

Главный вектор развития — удешевление технологии, повышение ее эффективности и поиск способов применения в самых сложных случаях, таких как разработка нетрадиционных запасов.

Схематично ГРП можно свести к ряду последовательных операций: определение места разрыва для образования трещин в породах нефтяного пласта, создание на выбранных участках скважин условий (отверстий) для давления на пласт, закачка в пласт под большим давлением разрывающей жидкости, закачка в образовавшуюся трещину расклинивающего агента (проппанта), промывка скважины и ее эксплуатация. Со времени проведения первого ГРП так или иначе претерпели изменения все перечисленные этапы: сегодня технологию стараются максимально

fracturing in the USSR was in 1958-1962 when the number of fracturing jobs exceeded 1.5 thousand/year. When large high-output fields were discovered in the Western Siberia, the hydraulic fracturing technique was no longer used as “easy” oil did not require additional simulation. Russia returned to the hydraulic fracturing technique only in late 1980’s when the oil & gas reserves structure had significantly changed.

In Search of Better Opportunities

For the decades the lack of demand has unfortunately resulted in Russian hydraulic fracturing equipment and experience being far behind the world level, and now hydraulic fracturing in Russian oil fields is utilized exclusively by foreign service companies.

Notwithstanding the changed market situation, all new technology trends are sourced from abroad. The main strategy is to reduce cost and increase efficiency of the technique, in addition to finding utilization methods in the most challenging conditions such as development of unconventional resources.

Hydraulic fracturing can be defined as a set of consecutive operations: identification of a fracture point to create fractures in the rocks of the oil formation, creation of conditions

(perforations) to apply pressure to the formation in the chosen well sections, injection of the fracturing fluid under high pressure into the formation, injection of the propping agent (proppant) into the fracture, flushing of the well and its further operation. Since the first hydraulic fracturing took place, all the above-mentioned stages have undergone certain changes in order to tailor the technique to each oil field. Today, despite of extensive use, hydraulic fracturing is a case-specific technique ensuring optimal efficiency.

The first hydraulic fracturing jobs utilized water fracturing liquid, and river sand as a propping agent. Hydraulic fracturing was performed in wells to increase the production rate and no preliminary study of possible impact was conducted. Modern computer aids to process geologic data and model formation make it possible

подогнать под условия каждого месторождения. Современный гидроразрыв, при всей массовости его применения, — это очень индивидуальная технология, обеспечивающая оптимальную эффективность именно за счет подбора параметров для каждого конкретного случая.

В первых гидроразрывах в качестве закачиваемой жидкости использовали техническую воду, а для расклинивания скважины — речной песок. ГРП проводили на любой скважине, где хотелось увеличить дебит, без предварительных расчетов возможных последствий. Современные компьютерные возможности обработки геологической информации и построения модели пласта позволяют выбрать наиболее подходящее место для инициации образования трещины. А дальнейшее моделирование с учетом свойств пластовых пород дает возможность рассчитать необходимые параметры закачиваемой жидкости и подобрать подходящий проппант, которые обеспечат получение трещины оптимальных размеров с максимальной проводимостью.

«В „Газпром нефти“ развитие технологии ГРП шло по пути поиска наиболее подходящих составов жидкости гидроразрыва, подбора оптимальных типов проппанта, — рассказывает начальник отдела дизайнов ГРП „Газпромнефть НТЦ“ Ильдар Файзуллин. — Закачиваемый в скважину гель в идеале должен быть достаточно вязким, чтобы не уходить в пласт, а также без потерь доносить проппант до трещины, не давая ему осесть в скважине. В то же время впоследствии жидкость должна легко вытекать из трещины, чтобы не уменьшать ее проводимость». По словам специалиста, для этого в гель ГРП добавляют специальные вещества — брейкеры, снижающие вязкость жидкости. Современные брейкеры заключают в капсулы, которые разрушаются под давлением в трещине. Таким образом гель начинает разжижаться только после завершения образования и стабилизации трещины. Помимо брейкеров в состав жидкости гидроразрыва могут входить и другие специальные компоненты, например уменьшающие трение жидкости при прохождении по трубе. Это позволяет экономить на затратах мощности. Есть свои секреты и в процессе выбора проппанта, который эволюционировал от обычного речного песка до шариков из обожженной глины или бокситов. Здесь ищут оптимальное соотношение цены, прочности и проводимости расклинивающего агента в конкретных горно-геологических условиях.

Новые горизонты

Сегодня странно слышать, что гидроразрыв пласта можно проводить лишь для того, чтобы

to select the most suitable area to initiate a fissure. Subsequent modelling that considers the formation rocks properties, allows calculation of required parameters of the fracturing fluid and selection of suitable proppant to achieve a fracture of optimal size and maximum conductivity.

“Every year hydrocarbon reserves in easy formations are reduced and the latter are replaced with low-permeability formations featuring high heterogeneity, low poroperm properties and heavy compartmentalization. This adversely affects hydrocarbon production rate.

One of the most efficient methods to increase well productivity penetrating such formations is hydraulic fracturing, which may maximize oil recovery rate. After hydraulic fracturing, the well is better linked with natural fractures and high-permeability areas; formation area drained by the well increases.

The most widespread technique is multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells. It multiplies the production well flow rate. Today we are also developing unique technologies, one of which is multilateral wells where multi-stage hydraulic fracturing is conducted in each wellbore. The first in Russia bilateral well with multi-stage hydraulic fracturing is currently being drilled in Krayneye Field. Moreover, the technology of repeated multi-stage hydraulic fracturing is now under intense investigation and their usage will become relevant in several years.”

Aleksandr Bilinchuk,
Head of Geology and Development Department

“Gazprom Neft hydraulic fracturing development focused on finding the optimal composition of fracturing fluid and types of proppants” says Ildar Faizullin, Head of Hydraulic Fracturing Design Department of Gazprom Neft Research and Development Centre, “Gel injected into a well should be viscous enough to not be absorbed by the formation and carry the proppant to the fracture without losses avoiding its settling in the well. Yet the fluid should easily leak out from the fracture so not to affect its conductivity”. According to the expert, for this to occur, special substances, i.e. fluid viscosity reducing breakers, are added to the gel. Encapsulated breakers used today, rupture under pressure inside the fracture. The gel liquefaction starts only after the fracture is induced and stabilised. In addition to breakers, fracturing fluid may contain other special components to, among other things, reduce fluid friction on passing through a pipe. This allows reducing power expenditures. Selecting a proppant can also be tricky; the selection evolved from regular river sand

преодолеть призабойную зону, испорченную оставшимся в ней буровым раствором, и связать чистый пласт со скважиной. Хотя двадцать лет назад это был обычный повод: в пластах с высокой проницаемостью буровой раствор загрязнял (кольматировал) достаточно обширную зону около скважины, препятствуя нефтедобыче. Сегодня рабочих пластов с высокой проницаемостью практически не осталось, а главная задача при проведении ГРП — увеличить интенсивность нефтеотдачи за счет большего охвата продуктивной зоны, сделать рентабельной добычу из неудобных коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

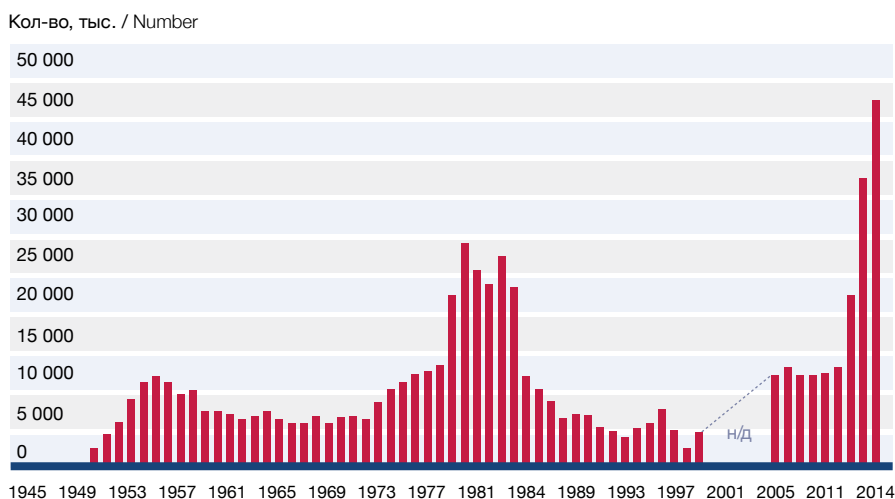
Новые задачи требуют и нового подхода к реализации технологии. Так, если при первых ГРП в пласт закачивалось не более 5–10 тонн проппанта, то сегодня эти значения достигают сотен тонн. Большое количество проппанта необходимо при создании протяженных трещин, охватывающих значительную часть пласта. А чтобы достичь таких показателей закачки, нужны мощные насосы, точный расчет геометрии трещины и подходящая жидкость гидроразрыва. Подбор жидкостей — это отдельная задача, стоящая перед химиками. Можно без преувеличения сказать, что успех проведения ГРП минимум на 60% зависит от верности ее решения.

Если первые гидроразрывы в компании проводились только в наклонно-направленных скважинах, то в начале 2000-х годов было принято решение попробовать эффективность гидроразрыва на горизонтальных скважинах. Впрочем, тогда речь шла о горизонталках, пробуренных в достаточно мощных и высокопроницаемых участках на традиционных месторождениях, без существенных осложнений. Целью проведения ГРП на таких скважинах, изначально не предназначенных для этой технологии, было желание поднять добычу, уменьшившуюся вследствие естественной потери продуктивности из-за кольматации призабойной зоны скважины как частичками от матрицы породы, так и привнесенными загрязнениями при ремонтах. При этом неудачным ГРП ситуацию можно было значительно ухудшить, например, в том случае, если бы трещина соединила пласт с обводненными

into burnt clays and bauxites pellets. The aim is to achieve a propping agent price-strength-conductivity balance in view of the particular geological conditions.

New Horizons

Today it is strange to hear that formation hydraulic fracturing can be done to only pass a bottom-hole area damaged by remaining drilling mud and to link clean formation and a well. Twenty years it was typical when in high-permeability formations the drilling mud contaminated (colmataged) a rather large area around the well, preventing oil production. Nowadays there are almost no high-permeability formations left and the hydraulic fracturing purpose is to increase the oil recovery rates by covering a larger production zone, achieving



Источники: Экономидес М., Олини Р., Валько П. «Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. От теории к практике». Environment America. Rystad Energy. FracFocus
Sources: M. Economides, R. Oligney, P. Valko. Unified Fracture Design. Bridging the Gap between Theory and Practice. Environment America. Rystad Energy. FracFocus

Количество ГРП на нефтяных скважинах США Number of Hydraulic Fracturing Operations in the USA Oil Wells

a cost-effective production of tight reservoirs with low permeability and porosity.

New challenges also require a new approach to the technology implementation. During the first hydraulic fracturing jobs no more than 5 – 10 tons of the proppant were injected into a well, while today the amount is hundreds of tons. A large amount of the proppant is required when creating long fractures through a considerable part of the formation. To achieve such injection performance, powerful pumps, accurate calculation of fracture geometry and suitable fracturing fluid are required. For the chemists, the selection of an appropriate liquid is the main concern. It is no exaggeration to say that at least 60% of a successful hydraulic fracturing depends on the appropriate chemical solutions.

“С каждым годом объем запасов углеводородов в легко разрабатываемых пластах снижается, и на смену приходят низкопроницаемые объекты, выраженные высокой неоднородностью и низкими коллекторскими свойствами с высокой степенью расчлененности пласта. Это негативно сказывается на уровнях добычи углеводородов.

Один из наиболее эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывших такие пласты, — ГРП, который позволяет значительно увеличить темп отбора нефти. После ГРП увеличивается связь скважины с системой естественных трещин и с зонами повышенной проницаемости, расширяется область пласта, дренируемая скважиной.

Наиболее широкое распространение получила технология многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах, в результате применения которойкратно повышается дебит добывающих скважин. Также сегодня мы развиваем уникальные технологии, в ряду которых многоствольные скважины с проведением МГРП в каждом из стволов. На текущий момент идет бурение первой в России двуствольной скважины с МГРП на Крайнем месторождении. Кроме того, сейчас активно испытываются технологии проведения повторного МГРП, использование которых станет актуально через несколько лет.”

Александр Билинчук,
начальник департамента геологии и разработки

участками. Первый опыт гидроразрыва на горизонтальных скважинах, несмотря на все, оказался вполне успешным и позднее позволил более уверенно подойти к внедрению технологии многостадийных ГРП на горизонтальных скважинах в низкопроницаемых коллекторах.

Массовое применение технологии многостадийного гидроразрыва пласта началось в начале XXI века в Америке после первых настоящих успехов на сланцевых месторождениях нефти и газа. Именно МГРП стало основой сланцевой революции. В России технологию начали внедрять в 2010-х. В «Газпром нефти» в качестве пробного актива был выбран Вынгапуровский участок — месторождение, где остаточные запасы невозможно вовлечь в разработку традиционными способами. Опытнo-промышленные работы по проведению здесь четырехстадийного гидроразрыва были проведены в 2011 году.

The company conducted its first hydraulic fracturing in directional wells only. In the early 2000s it was decided to test efficiency of hydraulic fracturing in horizontal wells, however, the horizontal wells were drilled in rather thick formations and at high-permeability sections in conventional fields, where no significant complications were encountered. In the wells not initially designed for the technique, hydraulic fracturing purpose was to increase production that had been reduced due to natural productivity loss caused by colmatage of bottom-hole area by both particles of rock matrix and contaminants left from repairs. Moreover, unsuccessful hydraulic fracturing could make the situation worse, for example the fracture linking the formation and water-flooded sections. Despite all the above-mentioned, the first hydraulic fracturing trials in horizontal wells were quite successful allowing for more confidence when introducing multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells in low-permeability reservoirs.

Wide use of the multi-stage hydraulic fracturing technique started in the early 21st century in America when the first true success was achieved in the shale oil & gas fields. The multi-stage hydraulic fracturing triggered what has become known as “the shale revolution”. In Russia use of the technique started in the 2010s. Gazprom Neft selected Vyngapurovskiy field as a trial site, as it was a field where remaining reserves could not be recovered by conventional methods. The pilot project four-stage hydraulic fracturing was performed in the field in 2011.

Unlike the conventional hydraulic fracturing, the multi-stage technique utilizes special equipment which is lowered into the well during its completion. The equipment range is wide and should be selected taking into account the formation conditions as well as economic feasibility.

“In the beginning of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells we used BHA with disposable sleeves and composite balls as isolators. (see chart)”, says Ildar Faizullin, “The borehole annulus was isolated by swellable packers, kind of plugs which swell when exposed to the oil. Packers sectioned the annulus where the fracturing fluid with the proppant could penetrate during staged hydraulic fracturing. Today we cement the borehole annulus. This is more complicated and expensive, but enhances reliability of hydraulic fracturing and control of the fracture initiation point”.

In 2014 the number of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells of Gazprom Neft increased up to 168 jobs per year. As well as quantity, quality also improved. Today 10-stage hydraulic fracturing is a routine, and the record of 19-stage hydraulic fracturing

У многостадийного ГРП есть одно важное отличие от обычного гидроразрыва: для его реализации требуется специальное оборудование, опускаемое в скважину при ее заканчивании. Причем вариантов такого оборудования немало — его нужно подбирать исходя из пластовых условий и экономической целесообразности.

«Изначально при проведении МГРП на горизонтальных скважинах мы использовали компоновки с муфтами одноразового действия и нерастворимыми композитными шарами в качестве отсекателей (см. схему), — вспоминает Ильдар Файзуллин. — Заколонное пространство перекрывали с помощью разбухающих пакеров — своеобразных пробок, набухающих под действием нефти. Пакера разбивали на секции пространство за эксплуатационной колонной, куда могла попасть жидкость ГРП с проппантом в процессе постадийного проведения гидроразрыва. Сегодня мы уже имеем опыт цементирования заколонного пространства. Это более сложная и дорогая операция, но она обеспечивает надежность проведения гидроразрыва и позволяет лучше контролировать места инициации трещин».

Уже в 2014 году количество многостадийных гидроразрывов на горизонталках в «Газпром нефти» выросло до 168 операций за год. Причем меняется не только количество, но и качество: сегодня обычным делом считается 10-стадийный гидроразрыв, а рекордное к настоящему времени количество стадий — 19 — проведено на Южно-Приобском месторождении «Газпромнефть-Хантоса» в конце уходящего года.

Последнее слово в развитии технологии — компоновки с многоразовыми муфтами и пакером в качестве отсекателя зон с уже проведенным гидроразрывом (см. схему). В этом случае пакер, активируемый при механическом сдавливании, заменяет традиционные композитные шары,

had been reached in the Yuzhno-Priobskoye field of Gazpromneft-Khantos in the end of the year.

The latest technology development is BHA systems with reusable sleeves and packer as the isolator for fractured areas (see chart). The mechanically activated packer replaces conventional composite packer ball allowing a maximum number of fracturing stages limited only by well length and cost estimates. Equipment to open a



Фото / Photo: EWS Holdings

sleeve with installed packer is lowered into the well on coiled tubing. Gazprom Neft used this hydraulic fracturing technique for the first time in the Priobskoye field and thus reached 15 fracturing stages with a prospect for further growth.

Hard-to-Recover Experience

Believe it or not, we cannot say that developing hydraulic fracturing technique is becoming more complicated. Of course, particular stages require more sophisticated equipment, for example, fracture propagation modelling, secondary well testing to obtain more accurate information and analyse hydraulic fracturing, i.e. seismic survey, logging. On the other hand, heavy-duty pumps are designed for less compounded fracturing fluids and high pumping rate allows for low fluid viscosity, moreover, sometimes it is necessitated for successful hydraulic fracturing, for example multi-stage fracturing in low-permeability reservoirs such as in the Bazhenov formation.

Oil deposits in the Bazhenov formation are very promising nowadays for the Russian oil industry. Gazprom Neft endeavors to find an optimal development method for

позволяя делать максимальное число стадий разрыва, ограниченное только длиной скважины и экономическими расчетами. Оборудование для открытия муфт с установленным пакером спускается в скважину на гибких трубах (койлтюбинге). В «Газпром нефти» подобная технология проведения ГРП впервые была применена на Приобском месторождении. Именно с ее помощью удалось увеличить количество стадий разрыва до 15 с перспективой и дальнейшего роста.

Трудноизвлекаемый опыт

Как это ни парадоксально, нельзя сказать, что с развитием технологии гидроразрыва она комплексно усложняется. Есть отдельные этапы, которые, несомненно, обрастают более сложной техникой, — например, моделирование развития трещин, вторичные методы исследования скважин для получения наиболее достоверной картины и анализа гидроразрыва — сейсмика, геофизические методы исследования. В то же время более мощные насосы дают возможность использовать менее сложные жидкости гидроразрыва — при высоких скоростях закачки вязкость жидкости может быть невысокой, а в некоторых случаях это и вовсе необходимое условие успешного ГРП. К таким случаям относится многостадийный разрыв в слабопроницаемых коллекторах, например, баженовской свите.

Нефтяные залежи, относящиеся к бажену, сегодня надежда отечественной нефтянки. «Газпром

the challenging reserves. It is obvious that the principle technique here is multi-stage hydraulic fracturing with optimal parameters, which are yet to be found. The first multi-stage hydraulic fracturing in the Bazhenov formation showed low efficiency of conventional fluids and BHA systems. Only narrow-width fractures are possible to form in the hard rocks of the Bazhenov formation and fracturing gel of standard viscosity settled in such fractures forms polymeric film resistant to washing away. The solution is to use low-friction water or even slickwater as a fracturing fluid.

However this water is now no longer used in hydraulic fracturing. The reason is simple: due to low viscosity the water does not deliver the proppant to the fracture, proppant settled in the well does not contribute to the fracture formation but hinders the operation. Today heavy-duty pumps are used to avoid this: proppant has no time to settle inside the well due to super-high injection rate. This concept was the one selected for the Bazhenov formation. The higher is fluid flow rate, the higher the pipe wall pressure is. Large bore pipes should be used to maintain the allowable pressure. Therefore, hydraulic fracturing BHA systems with sleeves and production tubing could not be used in the Bazhenov formation.

“The new-design ten-stage hydraulic fracturing was first conducted in Palyanovskoye Field of Bazhenov formation in December, 2015.” says Mikhail Cherevko, Chief Geologist of Gazprom Neft Khantos, “We used the plug and perf method of hydraulic fracturing when

Фото: Евгений Уваров, Александр Таран
Photo: Evgeniy Uvarov, Aleksandr Taran



нефть» тратит немало средств и сил на то, чтобы найти оптимальный способ разработки таких трудноизвлекаемых запасов. Очевидно, что главным инструментом здесь должен стать многостадийный гидроразрыв пласта — осталось подобрать его оптимальные параметры. Как показал опыт проведения первых МГРП на бажене, стандартные жидкости и компоновки здесь оказываются недостаточно эффективными. В твердых породах баженовской свиты удается создать очень узкие трещины, а гель ГРП с обычной вязкостью в таких трещинах оседает, образуя плохо смываемую полимерную пленку. Выход — использовать в качестве жидкости воду или даже «скользкую воду» — с пониженным трением.

Хотя изначально для гидроразрыва использовали именно воду, от нее скоро отказались. Причина проста: в силу малой вязкости вода не доносит проппант до трещины, он оседает в скважине и не только не способствует образованию трещины, но и мешает проведению операции. Сегодня с этой проблемой можно справиться за счет мощнейших насосов и сверхвысоких скоростей закачки — в этом случае проппант просто не успевает выпасть в скважине. Именно такой вариант решено было применить на бажене. При увеличении скорости течения жидкости растут и давление на стенки трубы. Чтобы не превышать допустимых параметров давления, необходимо использовать трубы большего диаметра. На практике это означает, что от применения компоновок ГРП с муфтами и насоснокомпрессорными трубами (НКТ) на бажене пришлось отказаться.

«Первый десятистадийный ГРП на баженовской свите по новой схеме был проведен на Паль-яновском месторождении в декабре 2015 года, рассказал главный геолог „Газпромнефть-Хантоса“ Михаил Черевко. — Мы использовали безшаровую технологию ГРП, в которой стадии гидроразрыва отделяются друг от друга специальными пробками, спускаемыми на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ), а закачка проппанта при каждом ГРП ведется через перфорационные каналы. Эта технология дала возможность создания разветвленной системы трещин, направление которых мы можем задавать и контролировать». На Западе эта технология успешно применяется уже около десяти лет и носит название plug and perf. В этом случае пласт вскрывается с помощью гидropескоструйной перфорации без использования муфт, причем в рамках одной стадии разрыва делается сразу несколько отверстий, что позволяет создавать сеть трещин, а не одну магистральную трещину, как при обычном ГРП. Жидкость гидроразрыва нагнетается

hydraulic fracturing stages are separated with special plugs lowered into the well on coiled tubing, and proppant is injected at each hydraulic fracturing through the perforated channels. By this technique it was possible to form branched conjugated fractures and define and monitor the direction thereof". In the West this technique has been successfully used for about ten years already and it is called "plug and perf method". Jet perforation with no sleeves required and several holes made per each fracturing stage make it possible to form a fracture network vs. a single main fracture formed by the conventional hydraulic fracturing technique. The tubing is not lowered into the well but the fracturing fluid is injected directly through production string, while fracturing stages are separated by special composite plugs.

Time will tell how efficient such multi-stage hydraulic fracturing technology will be. "By now two wells in Russia have been drilled by the plug and perf method, and both were successful", Aleksandr Milkov, Head of Bazhenov Project Well Completion Division of Gazprom Neft, shares with us. "We hope that the result will be also successful".

However, the search for new solutions continues, and there is still definitely a room for improvement. According to Aleksandr Milkov, the future is in mobile equipment, injection speed increasing and simplification of hydraulic fracturing gels chemical composition; and, in general, in low-cost and efficient solutions.

прямо по эксплуатационной колонне, без спуска в скважину колонны НКТ, а разделение стадий разрыва происходит специальными композитными пробками.

Насколько эффективной окажется такая технология проведения МГРП покажет время. «В России к настоящему моменту по технологии plug and perf сделано две скважины, обе удачные, — поделился руководитель направления по заканчиванию скважин проекта „Бажен“ „Газпром нефти“ Александр Мильков. — Мы так же надеемся на положительный результат».

Впрочем, поиск новых решений продолжается, благо еще есть куда стремиться. По мнению Александра Милькова, будущее — за мобильным оборудованием, повышением скорости закачки и упрощением химического состава гелей ГРП. А в целом — за недорогими и эффективными решениями.

Материал любезно предоставлен компанией ОАО «Газпром нефть» и журналом «Сибирская нефть»

Published with thanks to Gazprom Neft & Sibirskaya Neft MAGAZINE