



PHOTO: / ФОТО: HALLIBURTON



## Восходящая геометрия ствола позволит повысить эффективность ГРП в горизонтальных скважинах

### Uprising Wellbore Geometry to Boost Frac Efficiency in Horizontal Wells

Михаил Гапонов, главный специалист отдела планирования ГТМ, Департамент планирования ГТМ, ЦДО «Самотлорнефтегаз», TNK-BP

Mikhail Gaponov, Chief Specialist, Well Intervention Planning Section, Well Intervention Planning Dept., Samotlorneftegaz, TNK-BP

Решение задачи поддержания высокого уровня добычи подразумевает максимальное использование возможностей каждой скважины, в том числе, за счет реализации комплекса геолого-технических мероприятий (ГТМ) – гидравлических разрывов пласта (ГРП), кислотных обработок и других. В 2009 году специалисты Департамента планирования ГТМ ОАО «Самотлорнефтегаз» совместно с коллегами из Корпоративного центра TNK-BP предложили беспрецедентный комплексный подход к проведению ГРП без дополнительной перфорации в горизонтальных скважинах с незацементированным перфорированным хвостовиком в горизонтальном участке ствола. Высокая эффективность и перспективность этого метода позволили команде разработчиков стать обладателями Премии TNK-BP в области технологий по итогам 2009 года.

To maintain high production rates each well's potential is to be exploited to the full, for example through well interventions such as hydraulic fracturing, acid treatments, etc. In 2009, specialists in the Well Intervention Planning Dept. of Samotlorneftegaz together with their colleagues from TNK-BP Corporate Center proposed an unprecedented integrated approach to fracturing in horizontal wells with an uncemented perforated liner in the horizontal section that requires no additional perforation. In recognition of the method's efficiency and great potential the project team was awarded the TNK-BP Technology Award in 2009.

В ОАО «Самотлорнефтегаз» операции по гидравлическому разрыву пласта (ГРП) в горизонтальных скважинах впервые были проведены в марте 2007 года. Наибольшее распространение метод получил при разработке высокопроницаемых коллекторов БВ10(1-2) и низкопроницаемых пластов групп АВ и ЮВ. В 2009 году ГРП стали проводить и в горизонтальных скважинах пласта БВ8(0). Он характеризуется малой нефтенасыщенной мощностью (2,5 – 4 м) и относительно малой расчлененностью, проницаемость составляет 30 мД. Помимо прочего, разработка этого объекта осложняется наличием подстилающего водонасыщенного горизонта.

Необходимость применения методов интенсификации притока в скважинах пласта БВ8(0) обусловлена существенным снижением продуктивности горизонтальных скважин, пробуренных в 2005-2008 годах: к концу 2008 года многие из них работали в заштуцированном или периодическом режиме, средний дебит безводной нефти составлял 10,6 т в сутки. Причинами такого падения дебитов могли стать:

- » колыматация призабойной зоны при бурении или заканчивании скважины;
- » неправильно подобранные или проведенные в недостаточном объеме обработки по устранению фильтратной корки при заканчивании;
- » снижение проницаемости в призабойной зоне при эксплуатации скважины в результате движения мелких частиц, изменений в фазах жидкостей или деформации породы.

Неоднократное проведение кислотных обработок призабойной зоны и пластических перфораций с использованием щелевого гидромеханического перфоратора не принесли ожидаемого результата. Некоторые скважины работали в режиме ниже рентабельного или вовсе уходили в бездействие по причине отсутствия притока. Эффективность ГРП по ряду горизонтальных скважин пласта БВ8(0) также оказалась весьма низкой из-за прорыва трещины в нижележащий обводненный пласт. Анализируя причины неудач, специалисты ОАО «Самотлорнефтегаз» обнаружили, что на дебит скважины после ГРП значительно влияет геометрия ее горизонтального ствола; зависимости коэффициента продуктивности скважины от ориентации горизонтального ствола в пространстве

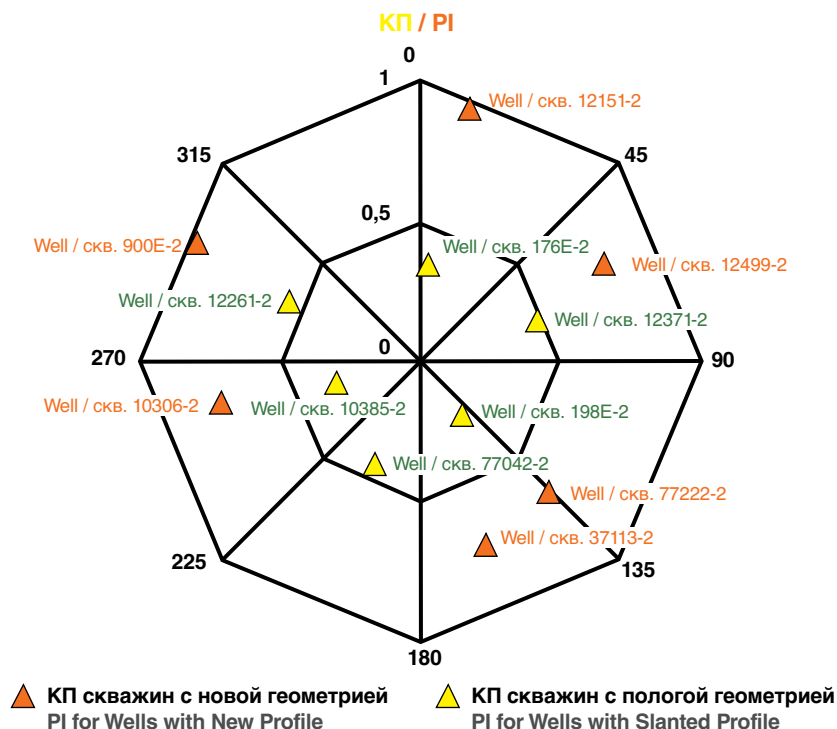
Samotlorneftegaz first applied hydraulic fracturing in horizontal wells in March 2007. Since then, the method has been most widely used to develop high-permeability BV10(1-2) reservoirs and the low-permeability formations of AV and YuV groups. In 2009, the frac program was extended to include horizontal wells in BV8(0) reservoir, which has a thin net pay (2.5 m to 4 m), is relatively unsegmented, and has a permeability of 30 mD. The development of this formation is additionally complicated by an underlying aquifer.

The need for inflow stimulation techniques in the wells of BV8(0) reservoir was driven by the substantial drop in productivity of horizontal wells drilled in 2005-2008: by late 2008 many of them were operating on choke or intermittently, with an average water-free flow rate of 10.6 tpd. Possible reasons for this drop in production are:

- » Clogging of the bottomhole zone during drilling or completion
- » Incorrectly selected or insufficient treatment to remove mud cake during completion
- » Loss of permeability in the bottomhole zone during well operation due to movement of fine particles, changes in liquid phase or rock deformation

Repeated acid treatments of the bottomhole zone and plastic perforations using a slotted hydromechanical perforator failed to produce the expected result.

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: TNK-BP



**Рис. 1** Коэффициенты продуктивности горизонтальных скважин по отношению к углу между горизонтальным стволом к минимальному напряжению  
**Fig. 1** Productivity Indexes of Horizontal Wells Relative to the Angle between the Horizontal Wellbore and Minimum Stress

по азимуту выявлено не было (Рис. 1).

Таки образом, необходимо было отработать алгоритм подбора и оценки скважин-кандидатов для проведения ГРП с тем, чтобы в дальнейшем избежать системных ошибок и снизить технологические и геологические риски. В решении этой задачи специалистам ОАО «Самотлорнефтегаз» помогали коллеги из СНГДУ-2, ОАО «ТНК-Нижневартовск», Департамента внутрискважинных работ БН «Разведка и Добыча» и БН «Технологии».

### Скважины с «изюминкой»

Выявленные закономерности, определяющие дебит скважины после ГРП, позволили сформировать новый подход к решению задачи интенсификации притока в горизонтальных скважинах. Его ключевая идея состоит в изменении геометрии горизонтального участка ствола скважины и создании наиболее благоприятных условий для последующего проведения гидроразрыва в пластах групп АВ, БВ и ЮВ.

Типичная горизонтальная скважина бурится с полой или синусоидальной геометрией ствола на горизонтальном участке (Рис. 2), длина которого составляет 200-300 м.

Используя методы геомеханического моделирования, специалисты предложили новую, специфическую и наиболее эффективную для ГРП геометрию горизонтального участка ствола скважины, предусматривающую крутое входение в пласт с переходом в пологий восходящий ствол с таким расчетом, чтобы окончание ствола было выше, чем вход в пласт или отсечение полой части горизонтального ствола неперфорированными трубами хвостовика (Рис. 3). Такой профиль скважины, получивший название «корыто», проводится вне зависимости от ориентации горизонтального ствола по отношению к направлению минимального горизонтального напряжения.

При проведении ГРП в скважине с вертикальным окончанием трещина развивается в конце горизонтального участка, так как геостатическое давление породы в конце ствола меньше, чем на других участках. Создание трещины именно в конце горизонтального участка расширяет дренируемую область пласта, что позволяет увеличить дебит скважины в несколько раз. Забойное давление

“Помимо увеличения дебитов и получения дополнительной добычи нефти изменение геометрии ствола позволило существенно сократить затраты на бурение  
Besides boosting flow rates and producing incremental oil the change in wellbore geometry has substantially cut the drilling costs”

Some wells had become sub-commercial or were shut down due the absence of inflow. Frac efficiency in a number of horizontal wells in BV8(0) reservoir also proved rather low due to fracturing of the underlying aquifer. As Samotlorneftegaz specialists were analyzing the reasons

for the failures, they discovered that the geometry of the well's horizontal section had a substantial effect on the well's flow rate after frac; no effect was established of the wellbore spatial orientation on the well productivity index (Fig.1).

A process for selecting and evaluating candidate wells for frac therefore had to be devised to avoid future systemic

errors and mitigate technological and geological risks. Samotlorneftegaz specialists were assisted in this task by their colleagues from SNGDU-2, TNK-Nizhnevartovsk, Upstream's Wellwork Dept. and Technology Stream.

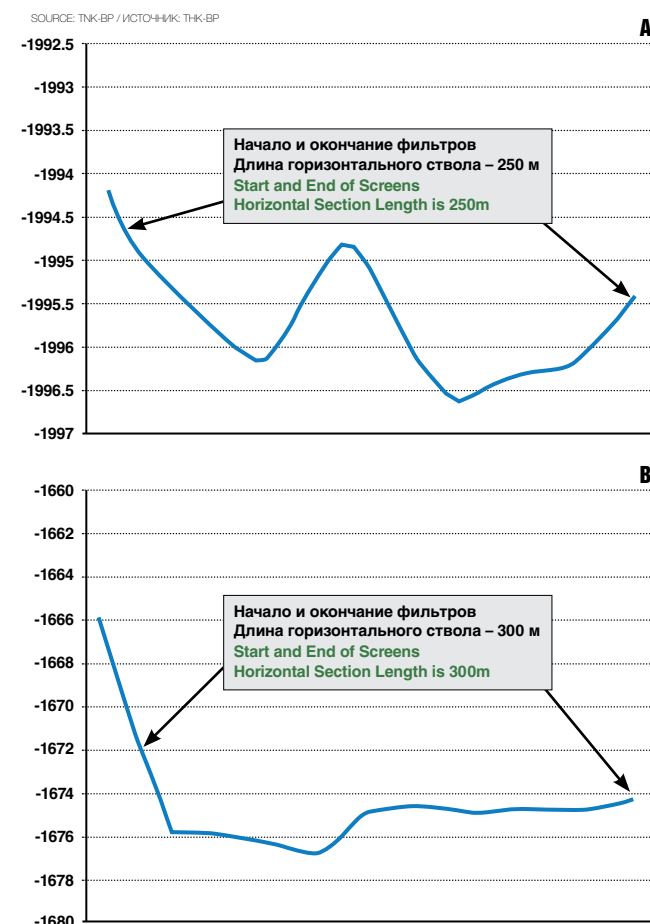


Рис. 2 Типичная горизонтальная скважина с синусоидальной (А) и полой (Б) геометрией ствола на горизонтальном участке

Fig. 2 Typical Horizontal Well with Sinusoidal (A) and Slanted (B) Horizontal Section Profile



Компания Centrax производит и  
монтирует газотурбинные  
генераторные установки мощностью  
от 2,5 до 6,3 МВт



- Комплексная энергетическая установка
- Высокая эффективность
- Простота цикла
- Комбинированное производство тепловой и электрической энергии



## ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

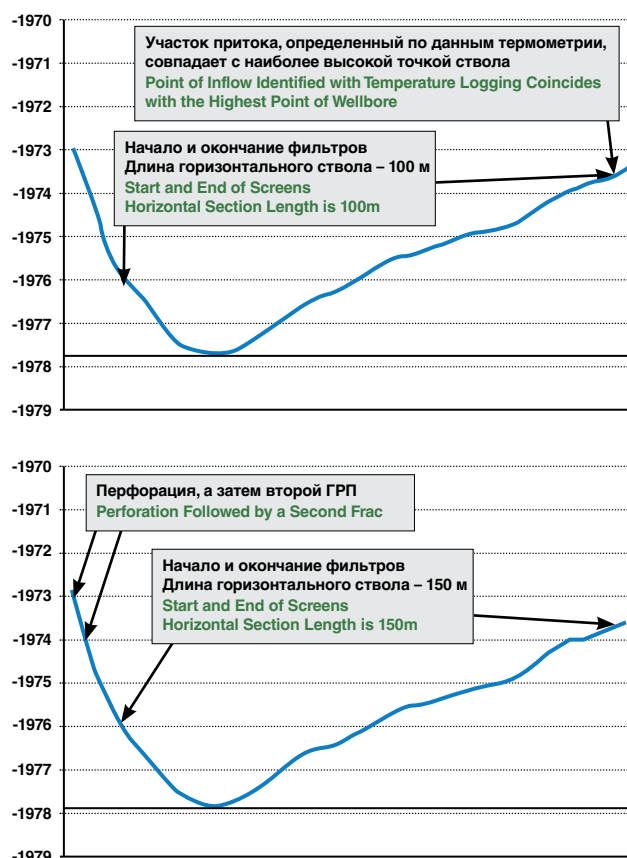
МАЗУТ И ГАЗ, ПРОИЗВОДСТВО, ТЕПЛОФИКАЦИЯ РАЙОНА

Компания Centrax производит газотурбинные генераторы для широкого спектра промышленного применения с использованием турбин компании Rolls-Royce. Технология использования вторичного воздуха обеспечивает эффективнейший открытый цикл и комбинированное производство тепловой и электрической энергии

**CENTRAX**  
GAS TURBINES

CENTRAX LIMITED, Newton Abbot, England UK  
Тел: +44 1626 358 000 Факс: +44 1626 358 158  
Эл. почта: [sales@centrax.eu.com](mailto:sales@centrax.eu.com) [centrax.eu.com](http://centrax.eu.com)

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: TNK-BP



**Рис. 3** Горизонтальная скважина с геометрией пологого горизонтального ствола с вертикальным окончанием типа «корыто»

**Fig. 3** Horizontal Well with Slanted Horizontal Wellbore and Uprising Termination

при этом распределяется равномерно по горизонтальному стволу, и приток из скважины сначала поступает из горизонтального участка и лишь затем из созданной трещины в концевой части.

### Новая геометрия – отличные результаты

Изменение концепции выбора скважин-кандидатов в пользу горизонтальных скважин с восходящим профилем привело к значительному увеличению коэффициента продуктивности и добычи нефти после проведения ГРП.

Так, по пласту БВ8(0) было выполнено 15 операций в скважинах со средним дебитом нефти до ГТМ, равным 10,7 т в сутки. После гидроразрыва средний дебит нефти увеличился почти в четыре раза и составил 41,1 т в сутки (Рис. 4).

Кроме того, по рекомендации отдела планирования ГТМ ОАО «Самотлорнефтегаз», в 2009 году горизонтальные скважины, пробуренные на пласты групп АВ, БВ, ЮВ, были построены с геометрией

### Wells with a Twist

With proper understanding of the factors affecting a well's flow rate after frac it became possible to approach the task of inflow stimulation in horizontal wells in a new way. The basic idea was to alter the geometry of the horizontal section of the wellbore to create the best conditions for subsequent frac in the formations of AV, BV and YuV groups.

A typical horizontal section of a well is drilled with a slanted or sinusoidal wellbore geometry (Fig.2); the length of the horizontal section is 200 m to 300 m.

The team used geomechanical modeling tools to devise a brand new geometry for the well's horizontal section that will boost frac efficiency. The well makes a steep entry into the formation before rising gently in such a way that the end of the wellbore is higher than the entry point or the point at which the slanted part of the horizontal wellbore is cut off by the unperforated liner pipes (Fig.3). This uprising well profile can be drilled irrespective of the direction of the horizontal wellbore in relation to the minimum horizontal stress axis.

When wells with a vertical termination are fractured, the rock pressure at the end of the bore is lower than in other sections and a fracture forms at the end of the horizontal section. With such a fracture the drainage zone within the formation can be expanded, thus increasing the well's flow rate by several times. The bottomhole pressure is distributed evenly along the horizontal bore and therefore the flow enters the well first in the horizontal section, and only later from the newly created fracture at the end.

“ Внедрение нового подхода к проведению ГРП на горизонтальных скважинах только в ОАО «Самотлорнефтегаз» позволит «оживить» 51 скважину  
New frac approach in horizontal wells can 'revive' 51 wells in Samotlorneftegaz alone ”

### New Geometry Brings Excellent Results

Altering the candidate well selection criteria in favor of horizontal wells with an uprising profile has resulted in a substantial increase in the productivity index and oil production after frac.

In BV8(0) reservoir 15 fracs have been performed in wells with an average initial flow rate of 10.7 tpd. After frac, the average flow rate increased by almost four times and reached 41.1 tpd (Fig.4). Moreover, following recommendations from the Well Intervention Planning Section of Samotlorneftegaz, in 2009 horizontal wells penetrating the formations of AV, BV and YuV groups



# 2-4 November 2010 Aktau, Kazakhstan

Grand Nur Plaza Hotel and  
Convention Center



## MANGYSTAU OIL & GAS



**OILTECH  
MANGYSTAU**

**2nd Mangystau Regional Petroleum  
Technology Conference**

**2-3 NOVEMBER 2010**  
Aktau, Kazakhstan

Grand Nur Plaza Hotel and Convention Center

## 5th Anniversary Mangystau Regional Oil, Gas & Infrastructure Exhibition

[www.mangystau.oil-gas.kz](http://www.mangystau.oil-gas.kz)



### Organisers:



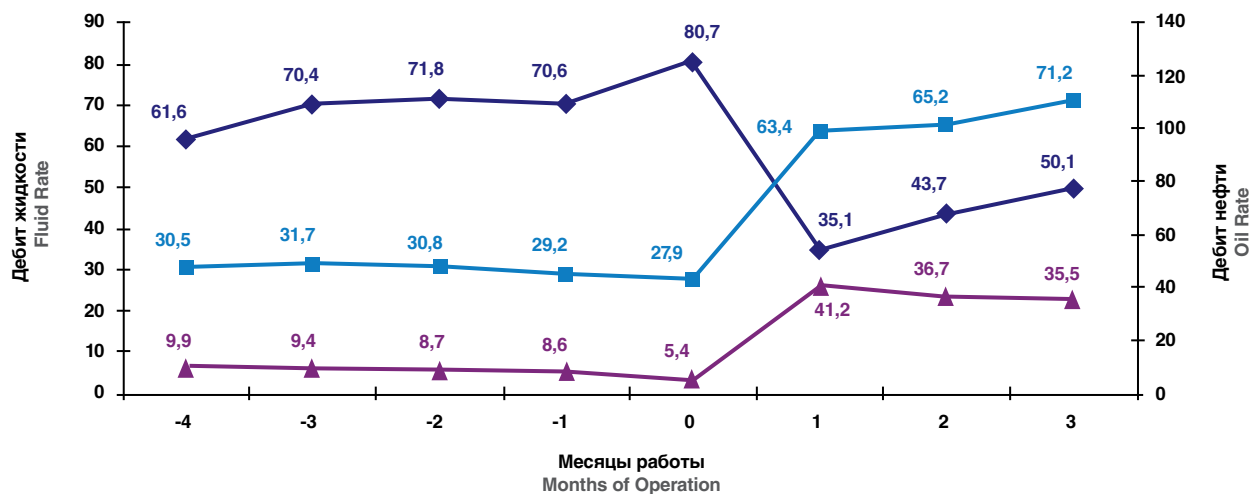
ITE (London) Tel.: +44 (0)20 7596 5000;  
Fax: + 44 (0)20 7596 5106;  
[oilgas@ite-exhibitions.com](mailto:oilgas@ite-exhibitions.com)

Iteca (Almaty) Tel.: +7 (727) 258 34 34;  
Fax: +7 (727) 258 34 44;  
[oil-gas@iteca.kz](mailto:oil-gas@iteca.kz)

Iteca (Aktau) Tel.: +8 701 268 73 09

Iteca (Atyrau) Tel.: +7 (7122) 58 60 88 / 58 61 50;  
Fax: +7 (7122) 58 60 88 / 58 61 50  
[natalia.makisheva@iteca.kz](mailto:natalia.makisheva@iteca.kz)





**Рис. 4** Динамика работы горизонтальных скважин с восходящим стволом до и после ГРП  
**Fig. 4** Horizontal Well Performance Before and After Frac

— Средний дебит жидкости, м³ в сутки  
Average Fluid Rate, cu. m per day

— Обводненность, %  
Watercut, %

— Средний дебит нефти, т в сутки  
Average Oil Rate, tpd

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: TNK-BP

пологого горизонтального ствола с вертикальным окончанием «корыто». После бурения и зарезки боковых стволов на 15 скважинах были проведены ГРП со средним приростом дебитов 45,8 т в сутки. Общая дополнительная добыча нефти по 30 скважинам за 10 месяцев 2009 года составила 103,3 тыс. т.

Помимо увеличения дебитов и получения дополнительной добычи нефти изменение геометрии ствола позволило существенно сократить затраты на бурение и зарезку вторых стволов. Во-первых, после проведения ГРП дренируемая площадь пласта увеличивается до 100 м за счет полудлины трещины, поэтому для скважины новой конструкции достаточно горизонтального участка длиной 100-150 м, в то время как длина горизонтального участка «обычной» скважины составляет 250-300 м. Уменьшение длины ствола сокращает сроки бурения, и соответствующие статьи затрат (в основном, на телеметрию). Кроме того, появляется возможность сократить и само число скважин – вместо двух наклонно-направленных скважин с последующим гидроразрывом достаточно пробурить одну горизонтальную скважину с восходящим профилем и провести в ней ГРП.

Таким образом, в совокупности, переход к строительству скважин с геометрией «корыто» позволяет сократить стоимость добычи одного барреля нефти до 15%.

#### Перспективы технологии

По оценкам разработчиков проекта, внедрение нового подхода к проведению ГРП на горизонтальных скважинах только в ОАО «Самотлорнефтегаз» позволит «оживить»

were drilled with a gently standing wellbore and an uprising termination. After drilling or sidetracking, fracs were carried out in 15 wells, producing an average incremental flow rate of 45.8 tpd. Over 10 months of 2009, the total incremental oil production from the 30 wells was 103,300 t.

Besides boosting flow rates and producing incremental oil the change in wellbore geometry has substantially cut the cost of drilling and sidetracking. First, owing to the half-length of the fracture the drainage area within the formation increases to 100 m after frac; therefore a horizontal section of 100 m to 150 m is sufficient in a new-style well, compared to 250 m to 300 m in a 'conventional' well. With the shorter wellbore the drilling time and, therefore, costs (mainly telemetry) are reduced. There is also an opportunity to reduce the number of wells: in place of two directional wells with subsequent fracs it is now sufficient to drill one horizontal well with an uprising profile and frac it.

As a result, drilling wells with an uprising geometry can cut the cost of producing one barrel of oil by up to 15 percent.

“Предложенный подход открывает новые возможности для вовлечения в разработку труднодренируемых запасов, а также для оптимизации и интенсификации системы разработки месторождений

Approach opens up new opportunities to develop hard-to-recover reserves”

51 скважину. Полученные в ходе анализа эффективности ГРП выводы были учтены и при планировании производственной деятельности предприятия на 2009-2010 годы:

- » горизонтальные скважины и вторые стволы с горизонтальной секцией на пласты групп АВ, БВ8(0) и БВ10 и ЮВ будут буриться с восходящей геометрией ствола, после чего в них будет проведен ГРП (46 скважин);
- » для обсадки горизонтальной части вновь пробуренных скважин будет использоваться подготовленный для ГРП фильтр без сетки с диаметром отверстий 16-18 мм, что обеспечит дополнительное снижение затрат за счет исключения перфорации перед ГРП;
- » при бурении горизонтальных скважин и зарезке вторых стволов будут применяться менее дорогостоящие буровые растворы (допускается в связи последующим проведением ГРП), что также снизит затраты на бурение;
- » планируется проведение двух ГРП в горизонтальных скважинах – в начале и в конце ствола, что приведет к увеличению коэффициента продуктивности и обеспечит максимальный коэффициент нефтеизвлечения.

Метод увеличения продуктивности горизонтальных скважин, предложенный в ОАО «Самотлорнефтегаз», может также найти применение и на других предприятиях ТНК-ВР, эксплуатирующих горизонтальные скважины с низким коэффициентом продуктивности. Внедрять эту технологию разработчики рекомендуют поэтапно, с предварительным опробованием на «пилотных» проектах до 10 скважин с целью учета особенностей различных регионов и месторождений Компании. Используя опыт проекта, реализованного в ОАО «Самотлорнефтегаз», другие предприятия ТНК-ВР смогут планировать бурение горизонтальных скважин и зарезки боковых стволов с горизонтальной секцией на всех пластах с последующим ГРП.

Участники проектной команды уверены, что в целом для Компании предложенный подход открывает новые возможности для вовлечения в разработку труднодренируемых запасов, а также для оптимизации и интенсификации системы разработки месторождений, имеющих как низкопроницаемые, так и высокопроницаемые пласты.

В свою очередь, разработчики проекта не планируют останавливаться на достигнутом: поиск новых методов повышения нефтеотдачи пластов продолжится и в будущем, ведь доля трудноизвлекаемых запасов нефти растет с каждым годом, а значит, поиск методов повышения эффективности скважин будет всегда оставаться актуальной задачей.

## Future of the Technology

The project team estimate that this new frac approach in horizontal wells can 'revive' 51 wells in Samotlorneftegaz alone. The results of the frac efficiency analysis were considered when planning the subsidiary's operations in 2009-2010:

- » Horizontal wells and sidetracks with a horizontal section penetrating the formations of AV, BV8(0), BV10 and YuV groups will be drilled with an uprising wellbore geometry and subsequently fractured (46 wells)
- » A screen-free filter with 16 m to 18 mm openings specially designed for frac will be used to case the horizontal section of the new wells; with no need for perforation before frac the costs will be further reduced
- » Less expensive muds will be used when drilling horizontal wells and sidetracking (permissible where frac is to follow) to further reduce drilling costs
- » Two fracs are planned in each horizontal well – at the start and at the end of the wellbore, thereby boosting productivity and maximizing oil recovery

The method proposed by Samotlorneftegaz to boost productivity in horizontal wells could also be used in other Company subsidiaries operating horizontal wells with low productivity indexes. The project team recommend introducing the new technique step-by-step, with pilot tests involving up to 10 wells to take account of the specific features of the different regions and fields where the Company operates. Using the experience gained in the Samotlorneftegaz project other TNK-BP subsidiaries can plan drilling of horizontal wells and sidetracking with horizontal sections in all formations with subsequent frac.

**“Горизонтальные скважины будут буриться с восходящей геометрией ствола и последующим ГРП**

**Horizontal wells will be drilled with an uprising wellbore geometry and subsequently fractured and to optimize and intensify development of reservoirs”**

The project team are confident that for the Company as a whole this approach opens up new opportunities to develop hard-to-recover reserves and to optimize and intensify development of both low-permeability and high-permeability reservoirs.

For their part, the project designers plan to build further on what they have achieved so far. The search for new methods of enhancing oil recovery will continue; the share of tight oil reserves increases year by year, which gives permanent focus to the search for methods to improve well efficiency.

*Published thanks to TNK-BP and Innovator Magazine*