

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ БЕЛАРУСИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

MAIN ISSUES OF ENHANCED OIL RECOVERY AT THE OILFIELDS OF BELARUS AND THEIR SOLUTIONS

Н.К. КАРТАШ, РУП «ПО «Белоруснефть»; Н.А. ДЕМЯНЕНКО, П.П. ПОВЖИК, БелНИПИнефть

N.K. KARTASH, Production Association Belorusneft; N.A. DEMYANENKO, P.P. POVZHIK, BelNIPIneft Research Institute

Проблемы разработки нефтяных месторождений Республики Беларусь заключаются в следующем:

- высокая степень выработки запасов (70–90%) на месторождениях, обеспечивающих основную добычу;
- значительная доля (более 60%) трудноизвлекаемых запасов и постоянное увеличение этой доли в общем балансе запасов за счет более активной выработки активных запасов;
- снижение эффективности традиционных химических технологий ПНП по мере увеличения степени выработки запасов;
- невозможность организовать ПНП традиционными химическими методами в низкопроницаемых коллекторах.

Основным направлением решения перечисленных проблем является активизация выработки трудноизвлекаемых запасов и увеличение коэффициента извлечения нефти на 10–15% за счет широкого внедрения новых технологий. В статье изложен опыт и результаты опробования и внедрения новых технологий с целью решения существующих проблем.

The main problems related to development of oilfields in the Republic of Belarus are as follows:

- high level of oil reserves depletion (70–90%) at the main oilfields;
- large share (more than 60%) of hardly recoverable reserves and continuous increase of their share in the overall balance of reserves due to more dynamic recovery of active reserves;
- reduction in efficiency of traditional chemical EOR technologies with the increase of oil reserves depletion;
- impossibility to apply traditional chemical EOR technologies in low-permeability reservoirs.

The main solutions of the abovementioned problems include: more active extraction of hardly recoverable reserves and increase in oil recovery factor by 10–15% due to wide application of new technologies. This article highlights the experience and results of testing and introduction of new technologies in order to solve the existing problems.



На текущий момент на балансе РУП «ПО «Белоруснефть» числится 63 месторождения. Следует отметить, что 44% от объема запасов этих месторождений относится к трудноизвлекаемым (сосредоточены в залежах с низкопроницаемыми коллекторами и вязкими нефтями) и 20% приурочены к высокообводненным зонам залежей с активными запасами, но обводненностью добываемой продукции более 80%. То есть по сути дела более 64% остаточных извлекаемых запасов являются трудноизвлекаемыми.

Основной объем добычи нефти (77,5%) обеспечивают залежи на месторождениях с активными запасами углеводородов. Темпы отборов активных запасов составляют в среднем 4–8%, а трудноизвлекаемых 0,5–1,5% от текущего объема извлекаемых запасов. При этом интенсивно сокращается доля активных и увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов.

В этих условиях для поддержания добычи нефти на запланированных уровнях главной задачей является увеличение коэффициентов извлечения нефти (КИН) по сравнению с проектными на залежах с активными запасами и увеличение темпов отбора и КИН на залежах с трудноизвлекаемыми запасами.

Основной объем добычи нефти из активных запасов обеспечивают 5 месторождений – Осташковичское, Речицкое, Вишанское, Ю.-Осташковичское, Ю.-Сосновское, текущая обводненность добываемой продукции по которым достигает 70–90%. Ежегодная

At present Production Association Belorusneft has 63 oilfields. It is worth mentioning that 44% of the reserves are hardly recoverable ones (low-permeable reservoirs and highly-viscous oils) and 20% of reserves are contained in highly watered areas of reservoirs with active reserves and have water cut of more than 80%. So, that means that more than 64% of the remaining recoverable reserves are hard to recover.

Main amount of oil production (77.5%) is yielded by oilfields with active hydrocarbon reserves. The rate of withdrawal of active reserves is, on average, 4–8%, and the withdrawal rate of hardly recoverable reserves is 0.5–1.5% of the current amount of recoverable reserves. At the same time the share of active reserves is intensively reducing and the share of hardly recoverable reserves is increasing.

Under such conditions the main task is to increase oil recovery factor at reservoirs with active reserves and to increase production rates and oil recovery factor at the reservoirs with hardly recoverable reserves in order to retain the planned volumes of oil production.

The main volume of oil production out of active reserves is yielded by 5 oilfields – Ostashkovichskoye, Rechitskoye, Vishanskoye, Yuzhno-Ostashkovichskoye, Yuzhno-Sosnovskoye where the water cut of the production fluid amounts to 70–90%. Annual increase in water cut amounted to 3–5%. In this context, chemical treatment technologies – injection of flow deviating compounds – have been actively applied at these oilfields over the recent years. Up to 50% of injection wells are subject to such treatments annually. The injection volumes amount to 3,000–5,000 m³ per one job. At the oilfields that yield

интенсивность увеличения обводненности добываемой продукции достигала 3–5%. В связи с этим на этих месторождениях в последние годы начали интенсивно внедрять технологии химического воздействия на пласт – закачку в нагнетательные скважины потокоотклоняющих композиций. Ежегодно обработкам подвергается до 50% нагнетательного фонда скважин. Объемы закачки композиций достигают 3000–5000 м³ на одну скважино-операцию. На месторождениях, которые обеспечивают основную добычу нефти, эти мероприятия выполняются практически ежегодно. Это позволяет, с одной стороны, снижать интенсивность увеличения обводненности в целом по залежам, а, с другой стороны, по ряду скважин снижать и обводненность добываемой продукции. Опыт работ по внедрению химических технологий ПНП показывает, что обводненность снижается от первых единиц до 10%, а длительность эффекта достигает до 0,5–1,0 года. В то же время при применении одних и тех же технологий по мере выработки запасов наблюдается тенденция к снижению эффективности работ по ПНП. Так, если при степени выработки запасов 0,6–0,7 от закачки 1 м³ потокоотклоняющих композиций получали дополнительно 0,5–0,8 т нефти, то при степени выработки запасов 0,8–0,9 объемы дополнительно добываемой нефти снизились до 0,1–0,3 т на 1 м³ закачанных в пласт потокоотклоняющих композиций. Применяемые в настоящее время для ПНП композиции имеют малый период гелеобразования, который составляет в основном 2–4 ч. Поэтому при средних проницаемостях пластов нефтяных залежей объемы закачки потокоотклоняющих композиций не превышают 0,5–1,0 тыс. м³. А на такой залежи, как межсоловая залежь Ю.-Сосновского месторождения, ПНП выполнить вообще невозможно, так как давление нагнетания воды при ППД имеют значения, близкие к давлению опрессовки эксплуатационных колонн, т.е. нет запаса по давлению для нагнетания композиций ПНП. Аналогичная ситуация характерна и для низкопроницаемых залежей. На таких залежах система ППД организована с применением модульных кустовых насосных станций (МКНС). Давление нагнетания воды в пласт при этом достигает 25–30 МПа, а приемистость нагнетательных скважин не превышает 50–60 м³/сут. В таких условиях организовать ПНП практически невозможно. Поэтому для увеличения КИН на низкопроницаемых залежах необходимо развить другие подходы.

Таким образом, основные проблемы разработки нефтяных месторождений Республики Беларусь



the main volume of oil production such treatments are performed almost every year. On the one hand this allows reducing the intensity of water cut increase in reservoirs on the whole, and on the other hand allows reducing water cut of the produced fluid at certain wells. The experience of application of chemical EOR technologies shows that water cut reduces by up to 10% and the duration of the effect up to 0.5–1 year. At the same time, when applying one and the same technologies along with the increase of reserves depletion we observe a tendency of reduction in EOR jobs efficiency. While in case of reserves depletion at the level of 0.6–0.7 injection of 1 m³ of flow deviation compounds yields 0.5–0.8 additional tons of oil, in case of reserves depletion at the level of 0.8–0.9 the amount of additional oil is 0.1–0.3 tons per 1 m³ of injected flow deviation compounds. Compounds currently used for EOR have rather short period of gel formation – mainly 2–4 hours. That is why in case of average permeability of oil reservoirs the injection volume of flow deviation compounds does not exceed 0.5–1.0 thousand m³. And at the inter-salt reservoir of Yuzhno-Sosnovskoye oilfield it is impossible to perform EOR jobs due to the fact that water injection pressure during reservoir pressure maintenance operations is very close to proof pressure of the production string, i.e. there is no margin pressure for injection of EOR compounds. The same situation is typical for other low-permeability reservoirs. At such reservoirs pressure maintenance system is organized with the use of modular cluster pumping stations (MCPS). Water injection pressure amounts to 25–30 MPa, and injection wells intake capacity does not exceed 50–60 m³/day. Under such conditions it is almost impossible to perform EOR operations. That is why other approaches should be used to increase oil recovery factor at low-permeability reservoirs.

So, the main issues of oilfields development in the Republic of Belarus are as follows:

1. High level of reserves depletion at the oilfields yielding the main volume of oil production.

закljučаются в следующем:

1. Высокая степень выработки запасов на месторождениях, обеспечивающих основную добычу нефти.
2. Значительная доля (более 64%) трудноизвлекаемых запасов и постоянное увеличение этой доли в общем балансе запасов за счет более интенсивной выработки активных запасов.
3. Снижение эффективности традиционных химических технологий ПНП по мере увеличения степени выработки запасов.
4. Невозможность организовать ПНП традиционными химическими методами в низкопроницаемых коллекторах.

В соответствии с решениями Республиканской конференции «Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века», которая проходила в Гомеле 25–27 мая 2011 года, за период с 2012 по 2050 год накопленная добыча нефти по РУП «ПО «Белоруснефть» должна составить более 40 млн усл. ед. При том состоянии ресурсной базы углеводородного сырья, которое было показано выше, достижение указанных уровней добычи нефти возможно только при массовом внедрении в процессах нефтедобычи самых современных технологий, направленных на активизацию выработки запасов и повышение нефтеотдачи пластов.

С целью определения основных направлений по развитию и внедрению новых технологий в течение 2010-го и первой половины 2011 года БелНИПИнефть были разработаны:

- Программа РУП «ПО «Белоруснефть» по внедрению новых технологий на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами на период 2011–2015 годов;
- Перспективная программа развития и внедрения техники и технологий на месторождениях РУП «ПО «Белоруснефть» в 2011–2015 годах в бурении, капитальном ремонте и нефтедобыче;
- Концепция развития нефтедобычи в РУП «ПО «Белоруснефть» на 2012–2015 годы и до 2020 года.

В соответствии с этими документами планируется за счет широкого внедрения новых технологий повысить эффективность управления разработкой месторождений, активизировать выработку запасов, особенно трудноизвлекаемых, и за счет этого увеличить коэффициенты извлечения нефти по сравнению с утвержденными проектными значениями на 10–15%, что приведет к росту извлекаемых запасов.

Рассматривая почти 1,5-летний период реализации программы внедрения новых

2. Considerable share (more than 64%) of hardly-recoverable reserves and continuous increase of their share in the overall balance of reserves due to more dynamic recovery of active reserves.
3. Reduction in efficiency of traditional chemical EOR technologies with the increase in reserves depletion.
4. Impossibility to apply traditional chemical EOR methods at low-permeability reservoirs.

According to the national conference “Capacity of Belarus in terms of fossil fuels production and the forecast for the first half of the 21st century” that was held in Gomel from 25th to 27th of May 2011, cumulative oil production at Belorusneft should amount to more than 40 million of conventional units from 2012 to 2050. Taking into account the current status of hydrocarbon resources, as mentioned above, it will be possible to achieve the specified level of cumulative oil production only in case of wide use of modern technologies aimed at more active withdrawal of oil reserves and enhancement of oil recovery.

In order to define the main areas of new technologies development and application throughout 2010 and in the first half of 2011, BelNIPIneft research institute elaborated the following documents:

- Programme of the Production Association Belorusneft on the Oilfields with Hardly-Recoverable Reserves for 2011–2015;
- Advanced Programme on Development and Introduction of Methods and Technologies at Belorusneft Oilfields in the Sphere of Drilling, Workover and Oil Production;
- Concept of Oil Production Development at the Production Association Belorusneft for 2012–2015 and till 2020.

According to these documents it is planned to widely introduce new technologies in order to improve management of oilfield development, to enhance withdrawal of oil reserves, especially hardly-recoverable ones and, consequently, increase oil recovery factor by 10–15% against the design value what will lead to the increase in recoverable reserves.

Analyzing the 1.5-year period of new technologies introduction programme implementation, we would like to highlight the most prominent actions made in this sphere.

The following technologies are being developed, tested and introduced in the sphere of development of reservoirs containing active oil reserves:

- time-periodic injections of displacement agents – formation fluid withdrawal;
- reservoir pressure maintenance at low-permeable reservoirs with the use of modular cluster pumping stations (MCPS);
- polymer flooding;
- integrated EOR operations with injection of flow deviation agents and surfactants;
- EOR operations with the use of water dispersion of

технологий, отметим наиболее значимые шаги, сделанные в этом направлении.

В области разработки залежей нефти с активными запасами разрабатываются, опробуются и внедряются технологии:

- периодических во времени закачек вытесняющего агента – отборов пластового флюида;
- организации поддержания пластового давления на залежах с низкопроницаемыми коллекторами с применением модульных кустовых насосных станций (МКНС);
- полимерного заводнения пластов;
- комплексное ПНП с закачкой потокоотклоняющих реагентов и ПАВ;
- ПНП с применением водной дисперсии амбарных нефтешламов;
- циклического воздействия на залежи;
- водогазовое воздействие;
- термогазовое воздействие;
- низкочастотное вибросейсмическое воздействие.

ТЕХНОЛОГИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПУТЕМ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ВО ВРЕМЕНИ ЗАКАЧКИ ВОДЫ И ОТБОРА ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

Эта технология внедряется на таких залежах, как воронежская восточного блока Тишковского, семилукская Ведричского, семилукские 1-го и 4-го блоков В.-Первомайского, семилукские залежи Зуевского, Зап.-Александровского, межсолевая залежь Красносельского месторождений и др. На каждой из перечисленных залежей при остановленной добыче из добывающего фонда ведется закачка воды через нагнетательные скважины до достижения определенного значения пластового давления. После этого закачка воды прекращается и выдерживается определенный период для выравнивания пластового давления, а затем в работу запускается добывающий фонд скважин. Добыча нефти ведется до снижения пластового давления до определенных значений. Работа добывающего фонда прекращается, ожидается период выравнивания пластового давления между зоной отборов и зоной нагнетания, и цикл закачки-отборов повторяется. Длительность каждого из перечисленных периодов и значения изменения пластовых давлений в циклах рассчитываются на гидродинамических моделях. Эта технология разработки в весьма неоднородных по фильтрационным свойствам пластах позволяет избежать больших перепадов давления между зоной нагнетания и зоной отборов, а соответственно, и быстрого прорыва вытесняющего агента (воды) в добывающие скважины.



- pit oil slimes;
- cyclic treatment of reservoirs;
- water-alternated-gas injection;
- thermal gas treatment;
- low-frequency vibroseismic treatment.

THE TECHNOLOGY OF HYDROCARBONS PRODUCTION BY MEANS OF TIME-PERIODIC WATER INJECTION AND FORMATION FLUID WITHDRAWAL

This technology is introduced at such reservoirs as Voronezhskaya reservoir of the eastern block of Tishkovskoye oilfield, Semilukskaya reservoir of Vedrichskoye oilfield, Semilukskaya reservoirs of the 1st and the 4th blocks of Vostochno-Pervomaiskoye oilfield, Semilukskaya reservoirs of Zuyevskoye and Zapadno-Aleksandrovskoye oilfield, inter-salt reservoir of Krasnoselskoye oilfield and others. At each of the abovementioned reservoirs when the wells out of the producing well stock are suspended water is injected through the injection wells to achieve a certain level of reservoir pressure. Then water injection is stopped and wells stay idle for a certain period of time for reservoir pressure to equalize and after that the producing well stock is put into operation. Oil is produced till reservoir

ВНЕДРЕНИЕ МКНС

На текущий момент (01.05.2012) закачка воды с применением МКНС осуществляется в 37 нагнетательных скважин на четырнадцати залежах одиннадцати месторождений. На скважинах с давлением закачки воды свыше 20 МПа применяются пакеры. Всего на сегодняшний день пакерами оборудовано 11 нагнетательных скважин. С помощью МКНС в низкопроницаемые пласты в последние годы ежегодно закачивается более 200 тыс. м³ воды. За счет поддержания пластового давления с применением МКНС дополнительная добыча нефти составляет более 100 тыс. т в год.

ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Технология полимерного заводнения опробуется на межсоловых залежах I и II блока Вишанского месторождения, которые имеют нефть повышенной вязкости. Исходя из изучения практики проведения подобных работ в других регионах, объем полимерной оторочки выбран в размере 0,3% от объема извлекаемых запасов нефти и должен составить 2500 м³ по I блоку и 5000 м³ по II блоку. На 01.05.2012 программа работ по I блоку выполнена. По второму блоку объем закачки полимерной оторочки составил 3125 м³. Работа продолжается. Надеемся, что этот эксперимент позволит нам избежать интенсивного прорыва воды к добывающим скважинам, так как перепад давления между зоной отбора и зоной нагнетания составляет более 35 МПа по первому блоку и 20 МПа по второму блоку. В дальнейшем полимерное заводнение планируется выполнить еще на лебедянской залежи Ново-Корневского месторождения.

КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ РЕАГЕНТОВ И ПАВ

Успешно прошла лабораторные исследования комплексная технология повышения нефтеотдачи пластов на основе потокоотклоняющих (ПАА FP-307 с ацетатом хрома) и нефтеотмывающих (ПАВ «Дон 96» с ПАА FP-307) составов. Опытнo-промысловые испытания данной технологии выполнены на задонской залежи (VIII п.) Речицкого месторождения через нагнетательные скважины 124 и 128. Объемы закачки составили 900 и 1600 м³ соответственно.

В итоге за 4 месяца только за счет снижения обводненности добываемой продукции по окружающим добывающим скважинам дополнительно получено более 300 т нефти.

pressure falls to a certain level. The work of the producing well stock is suspended for a certain period of time for reservoir pressure to equalize between the withdrawal zone and injection zone, and then the injection-withdrawal cycle is repeated again. The duration of each period and reservoir pressure values are calculated with the use of hydrodynamic models. This technology of hydrocarbon production in non-homogeneous reservoirs in terms of their filtration properties allows avoiding big pressure differences between the injection zone and withdrawal zone and, consequently, achieving quicker penetration of the displacement agent (water) into producing wells.

INTRODUCTION OF MCPS

At present (01.05.2012) water injection with the use of MCPS is organized on 37 injection wells at fourteen reservoirs of eleven oilfields. Packers are used at the wells with water injection pressure above 20 MPa. Currently, the total of 11 injection wells is equipped with packers. More than 200 thousand m³ of water is annually injected into low-permeability reservoirs with the use of MCPS in recent years. Due to application reservoir pressure maintenance with the use of MCPS additional oil production is more than 100 thousand tons per year.

POLYMER FLOODING

The technology of polymer flooding is tested on inter-salt reservoirs of block I and II of Vishanskoye oilfield, which contain highly-viscous oil. Based on the experience in performing such jobs in other regions we calculated that the volume of the polymer bank should be 0.3% of the volume of recoverable oil reserves and should amount to 2,500 m³ for block I and 5,000 m³ for block II. As of 01.05.2012 the programme of works for block I was fulfilled. As for the second block, polymer injection volume has amounted to 3,125 m³. Work is in progress. We hope that this experiment will allow us avoiding intensive water penetration into the producing wells, since the pressure difference between the withdrawal zone and injection zone is more than 35 MPa for the first block and 20 MPa for the second block. In the future it is also planned to conduct polymer flooding of the Lebedyanskaya reservoir of Novo-Korenevskoye oilfield.

INTEGRATED EOR TECHNOLOGY BASED ON FLOW DEVIATING AGENTS AND SURFACTANTS

An integrated EOR technology based on flow deviation (FP-307 polyacrylamide with chrome acetate) and oil cleaning ("Don 96" surfactant with FP-307 polyacrylamide) compounds was successfully tested in laboratories. The technology was pilot tested at Zadonkaya reservoir (unit VIII) of Rechitskoye oilfield through injection wells 124 and 128. The injection volumes were 900 and 1,600 m³, respectively.

В дальнейшем опытные работы по адаптации данной технологии планируется продолжить на воронежской залежи Речицкого месторождения.

ПНП С ПРИМЕНЕНИЕМ ВОДНОЙ ДИСПЕРСИИ АМБАРНЫХ НЕФТЕШЛАМОВ

Лабораторные исследования и опытно-промышленные работы по отработке данной технологии начаты в конце 2008 года. В 2011 году опытные работы выполнены на семилукской залежи (нагнетательная скважина 43) и задонской залежи – IV пачка (нагнетательная скважина 35) Речицкого месторождения. Нефтешламная дисперсия готовилась на основе ПАВ «Неонол АФ9-6» и нефтешламов из нефтешламовых амбаров. Всего в скважину 43 закачали 4015 м³, в скважину 35 – 168 м³ нефтешламной дисперсии. За счет снижения обводненности добываемой продукции по окружающим скважинам дополнительная добыча нефти составила 1479 т. В 2012 году отработка этой технологии продолжается на Речицком и Дубровском месторождениях.

ШИРОКООХВАТНОЕ ПНП

Данная технология заключается в подаче потокоотклоняющих реагентов в продуктивный пласт в зоны движения основных фильтрационных потоков не только через нагнетательные, но и через контрольные, бездействующие и высокообводненные простаивающие добывающие скважины, находящиеся на пути движения этих потоков. Технология начала внедряться с 2007 года. На 01.05.2012 она внедрена на 5 залежах Речицкого, Вишанского, Золотухинского и Березинского месторождений. Дополнительная добыча нефти за счет этой технологии превысила 46 тыс. т. В 2012 году эта технология будет реализована на 6 залежах Золотухинского, В.-Первомайского, Тишковского, Сосновского и Березинского месторождений.

ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Водогазовое воздействие планируется развивать по трем направлениям с применением азота, углекислого газа и отбензиненного углеводородного газа.

В 2011 году проведены промышленные испытания технологии увеличения охвата пластов вытеснением путем нагнетания в пласт через нагнетательные скважины мелкодисперсной водогазовой смеси на семилукских залежах Осташковичского и восточного блока Тишковского месторождений. В качестве газовой фазы использовали азот. Объемы закачанного в пласт азота составляли



As a result, over the period of 4 months it was possible to additionally produce more than 300 tons of oil only due to reduction of the water cut in the neighbouring wells. It is planned to continue experimental works aimed at adapting this technology at Voronezhskaya reservoir of Rechitskoye oilfield.

EOР OPERATIONS WITH THE USE OF WATER DISPERSION OF PIT OIL SLIMES

Laboratory tests and pilot field tests of this technology started in late 2008. In 2011 pilot testing was performed at Semilukskaya reservoir (injection well 43) and Zadonskaya reservoir – unit IV (injection well 35) of Rechitskoye oilfield. Oil slime dispersion was prepared on the basis of “Neonol AF9-6” surfactant and oil slimes from oil slime pits. The total of 4,015 m³ of oil slime dispersion was injected into well 43 and 168 m³ – into well 35. Due to the reduction of the water cut in the neighbouring wells the additional oil production was 1,479 tons. In 2012 we continue applying this technology at Rechitskoye and Dubrovskoye oilfields.

чуть более 2 тыс. м³ на одну нагнетательную скважину в пластовых условиях при среднем содержании газа в газожидкостной смеси в пределах 30%. Эффект оказался кратковременным и длился до двух месяцев. По двум операциям дополнительно получено около 500 т нефти. Кратковременность эффекта, по-видимому, связана с небольшими объемами закачки в пласты водоазотной смеси.

По состоянию на 01.05.2012 эксперимент по технологии водогазового воздействия на пласт с применением азота проводится на залежи VIII п. задонского горизонта Речицкого месторождения. Нагнетание водогазовой смеси проводится через очаговую нагнетательную скважину 128. Всего в пласт закачали 727 тыс. м³ в пересчете на нормальные условия, или 5200 м³ в пересчете на пластовые условия азота совместно с 10 200 м³ воды. Как показал анализ результатов трассерных исследований, выполненных через месяц после начала закачки в нагнетательную скважину 128 водогазовой смеси, фильтрационные потоки значительно изменились по сравнению с фильтрационными потоками, имевшими место до закачки водогазовой смеси. Объемы меченой жидкости, поступающей от нагнетательной скважины 128 к добывающим скважинам 100, 115 и другим, уменьшились в 2 и более раз. Изменились и скорости движения фильтрационных потоков. Отбор проб газа по подконтрольным добывающим скважинам и исследование его на содержание азота показывает, что содержание азота в этих пробах находится на уровне фоновых значений.

Оценка эффективности работ будет выполнена после окончания эксперимента. Эксперимент планируется закончить в конце мая после нагнетания в пласт еще 400 тыс. м³ азота в пересчете на нормальные условия.

По воздействию на пласт с целью ПНП с применением CO₂ совместно с ООО «Технология-сервис» и УфаНИПИнефть выполняется работа по выбору на воронежской залежи Золотухинского месторождения пилотного участка для закачки углекислого газа. В настоящее время исполнителями (ООО «Технология-сервис» и УфаНИПИнефть) представлен отчет, который планируется в июне заслушать на ТЭС РУП «ПО «Белоруснефть» и принять решение о направлениях развития у нас этой технологии.

Вместе с БашНИПИнефть ведется работа по созданию композиционной модели с целью обоснования технологии ПНП с применением отбензиненного углеводородного газа на залежи VIII п. задонского горизонта Речицкого месторождения.

EXTENDED EOR

This technology involves injection of flow deviation agents into the producing formation (into the zones of the main filtration flows) not only through injection wells but also through inspection wells, non-operating wells and highly-watered idle producing wells located on the way of these flows. We started to apply this technology in 2007. As of 01.05.2012 it has been introduced at 5 reservoirs of Rechitskoye, Vishanskoye, Zolotukhinskoye and Berezinskoye oilfields. Due to this technology additional oil production amounted to more than 46 thousand tons. In 2012 this technology will be applied at 6 reservoirs of Zolotukhinskoye, Vostochno-Pervomaiskoye, Tishkovskoye, Sosnovskoye and Berezinskoye oilfields.

WATER-ALTERNATED-GAS INJECTIONS

It is planned to conduct water-alternated-gas injections with the use of nitrogen, carbon dioxide and stripped hydrocarbon gas.

In 2011 the technology was pilot tested by injecting finely dispersed water-gas mixture through injection wells at Semilukskaya reservoirs of Ostashkovskoye oilfield and eastern block of Tishkovskoye oilfield. Nitrogen was used as a gaseous phase. The volume of injected nitrogen was a little bit more than 2 thousand m³ per injection well under reservoir conditions and with 30% gas share in the water-gas mixture. The effect was short-term and lasted up to 2 months. As a result of 2 jobs additional oil production was 500 tons. Probably, such short period of the effect is due to small volumes of water-nitrogen mixture injected into the reservoirs.

As of 01.05.2012 water-alternated-gas technology with the use of nitrogen is applied at unit VIII of Zadonsky horizon of Rechitskoye oilfield. Water-gas mixture is injected through injection well 128. The total of 727 thousand m³ of nitrogen (for standard conditions) or 5,200 m³ (for reservoir conditions) together with 10,200 m³ of water was injected. Trace surveys conducted one month after the start of water-gas injections into injection well 128 showed that the filtration flows have considerably changed compared to those before injections. The volumes of tracer fluid coming from injection well 128 to producing wells 100, 115 and others reduced by 2 times and more. The velocity of filtration flows has also changed. The study of gas samples taken from the monitored producing wells showed that nitrogen content in these samples was at background levels.

The efficiency of works will be assessed after the completion of the experiment. The experiment is planned to be completed at the end of May after injecting additional 400 thousand m³ of nitrogen (for standard conditions).

As for CO₂ injections, currently in cooperation with Tekhnologiya-Service and UfaNIPIneft we are selecting a pilot site for carbon dioxide injection at



ЦИКЛИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ

В связи с появлением в последние годы в нефтедобыче такого технологического инструмента, как станции управления работой ЭЦН с частотным приводом, нами предложено опробовать технологию циклического воздействия на залежи, включающую в себя комплекс мероприятий по работе с системой «пласт – скважина» и направленную на наиболее полное вовлечение в разработку остаточных извлекаемых запасов нефти.

Основными компонентами технологии являются:

1. Воздействие на прискважинную зону добывающих скважин путем изменения параметров работы электроцентробежного насоса с помощью регулирования частоты переменного тока электродвигателя ЭЦН.
2. Воздействие на удаленную зону пласта путем закачки потокоотклоняющих реагентов в нагнетательные скважины и изменения компенсации отбора жидкости закачкой.

Опытно-промышленные работы по опробованию данной технологии выполнены на участках подсолевой залежи Вишанского (добывающие скважины 118, 108, 53, 106, 5602, 105 и нагнетательные скважины 70, 5402, 36, 142, 60, 116) и IV пачки задонского горизонта Речицкого (добывающие скважины 40, 191g2, 98, 63, 19 и нагнетательные скважины 29, 64, 26) месторождений. Весь комплекс работ включал 5 этапов.

the Voronezhskaya reservoir of Zolotukhinskoye oilfield. Tekhnologiya-Service and UfaNIPIneft have submitted a report that is planned to be considered at the Belorusneft meeting on technical and economic matters in June and decision will be made concerning further development of this technology.

In cooperation with BashNIPIneft we are working towards creation of a compositional model to justify the EOR technology with the use of stripped hydrocarbon gas at unit VIII of Zadonsky horizon of Rechitskoye oilfield.

CYCLIC TREATMENT OF RESERVOIRS

Due to application of ESP control stations with variable frequency drive in the oil sector we propose a technology of cyclic treatment of reservoirs. This technology includes a set of works in “well-reservoir” system aimed at fuller withdrawal of remaining recoverable reserves.

Technology's main components include:

1. Impact on the wellbore zone of producing wells by changing the ESP working parameters by regulating alternating current frequency of the ESP engine.
2. Impact on the remote part of reservoir by injecting flow deviating agents into the injection wells and changing the injection-to-withdrawal ratio.

This technology was pilot tested at the sections of subsalt reservoir of Vishanskoye oilfield (producing wells 118, 108, 53, 106, 5602, 105 and injection wells 70, 5402, 36, 142, 60, 116) and at unit IV of Zadonsky horizon of Rechitskoye oilfield (producing wells 40,

Первые три месяца с помощью изменения частот тока, подаваемого на двигатели насосного оборудования по каждой добывающей скважине, подбирался оптимальный режим работы, при котором скважина работала с наименьшей обводненностью стабильно. На этом этапе достигалось вовлечение в работу неохваченных выработкой прискважинных зон пласта.

Вторые три месяца выполнялось увеличение текущей месячной компенсации отбора закачкой до 105% по залежи Речицкого месторождения и до 130% по залежи Вишанского месторождения.

Третьи три месяца проводилась закачка в нагнетательные скважины потокоотклоняющих реагентов. На этом этапе достигалось вовлечение в работу неохваченных выработкой удаленных зон пласта.

Четвертые три месяца снижалась текущая компенсация отборов закачкой до 95% по залежи Речицкого месторождения и до 110% по залежи Вишанского месторождения.

Завершающий этап включал поддержание текущей компенсации отбора закачкой на уровне 100% по залежи Речицкого месторождения и 120% по залежи Вишанского месторождения.

В настоящее время все этапы по реализации опытных работ по данной технологии выполнены. При этом эффект от циклического воздействия составил 1157 т дополнительно добытой нефти по подсолевой залежи Вишанского и 3600 по задонской залежи (IV п.) Речицкого месторождений. Нам необходимо детально проанализировать результаты этой работы, выполнить корректировку технологии и продолжить ее адаптацию к условиям наших залежей.

ТЕРМОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Проект на опытно-промышленные работы по опробованию технологии термогазового воздействия готовится нами совместно с ОАО «Зарубежнефть» для II блока межсолевой залежи Вишанского месторождения. На текущий момент для данной залежи с применением симулятора CMG STARS создана термогидродинамическая модель и выполняются расчеты технологических показателей разработки для нескольких вариантов проведения эксперимента. Для реализации будет выбран вариант, перспективный по экономическим показателям.

В перспективе на обводненных залежах с активными запасами, находящихся на последней стадии разработки, планируется опробовать современные технологии физико-химического воздействия с применением: полимерных композиций с длительным периодом начала гелеобразования (15–25 сут.); полимерных

191г2, 98, 63, 19 and injection wells 29, 64, 26). All the operations included five stages.

During the first three months by changing the current frequencies at pump engines at each producing well we selected the most optimal operation mode under which wells are able to operate in a stable manner with the lowest water content. At this stage we involved the wellbore zones into oil production process.

During the second three months we increased the monthly injection-to-withdrawal ratio to 105% for Rechitskoye oilfield reservoir and to 130% for Vishanskoye oilfield reservoir.

During the next three months we injected flow deviation agents into the injection wells. At this stage we involved remote parts of reservoir into oil production process.

During the next three months we reduced the current injection-to-withdrawal ratio to 95% for Rechitskoye oilfield reservoir and to 110% for Vishanskoye oilfield reservoir.

The final stage included keeping the current injection-to-withdrawal ratio at the level of 100% for Rechitskoye oilfield reservoir and 120% for Vishanskoye oilfield reservoir.

At present all the abovementioned stages are completed. As a result of cyclic treatment of reservoirs additional 1,157 tons of oil were produced from the sub-salt reservoir of Vishanskoye oilfield and 3,600 tons from Zadonskaya reservoir (unit IV) of Rechitskoye oilfield. Now we need to analyze the results of this work, adjust the technology and continue its adaptation to our reservoirs.

THERMAL GAS TREATMENT

Together with Zarubezhneft Company we are preparing a design for testing thermal gas treatment technology at block II of inter-salt reservoir of Vishanskoye oilfield. Currently a thermal hydrodynamic model has been created with the use of CMG STARS simulator and production parameters for different production options are being calculated. The most economically promising option will be selected for implementation.

Modern technologies of physical and chemical treatment with the use of polymer compounds with longer period of gel formation start-up (15–25 days); polymer microgels using “bright water” technology; inert emulsions made of polymers that are resistant to shear loads; systems for surfactant-polymer flooding based on association polymers with the addition of small amounts of surfactants; polymer compounds with protective additives to ensure long-time stability of polymers under the impact of high temperatures, oxygen and high mineralization of reservoir waters; and ASP technologies are planned to be tested in the future at mature water-flooded reservoirs with active oil reserves.

микрогелей по технологии bright water; инертных эмульсий из устойчивых к сдвиговым нагрузкам полимеров; систем для ПАВ-полимерного заводнения на основе ассоциативных полимеров с небольшими добавками ПАВ; полимерных композиций с защитными добавками для обеспечения длительной стабильности полимеров при воздействии высоких температур, кислорода и высокой минерализации пластовых вод; ASP-технологии.

ВИБРОСЕЙСМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ

Данная технология опробована на межсоловых залежах Речицкого (IV п.) и Березинского (III блок) месторождений. Работа выполнялась в два этапа. На первом этапе проводились работы по определению доминантных частот воздействия – частот вибросейсмических колебаний, при которых возможна максимальная реакция пласта на воздействие. По результатам обработки полученных материалов установлено, что доминантные частоты лежат в диапазоне 10–40 Гц.

Для проведения второго этапа опытных работ были рекомендованы три свипа из указанного диапазона частот. Возбуждение упругих колебаний осуществлялось группой вибраторов СВ-18/120 в количестве 6 единиц из нескольких пунктов возбуждения (ПВ), расположенных по простиранию залежей на расстоянии 1,5 км друг от друга. Воздействие проводилось циклами по 12 ч/сут в течение 1,5 месяцев на каждой из залежей. В ночное время осуществлялось наблюдение за реакцией пласта в наблюдательных скважинах и оценивался уровень насыщения пласта энергией путем замеров нарастания уровня шумов пласта. После стабилизации уровня шумов пласта на определенном значении вибросейсмическое воздействие на пласт прекращали.

Как показал анализ выполненных работ, ряд добывающих скважин отреагировали на вибровоздействие снижением обводненности добываемой продукции и изменением плотности добываемой воды. Дополнительная добыча нефти составила более 5000 т.

В то же время опытные работы показали, что в условиях нефтяных месторождений Беларуси (развитой солянокупольной тектоники) до уровня нефтяного пласта доходит не более 10–20% генерируемой с поверхности Земли энергии. Поэтому дальнейшее развитие вибросейсмических технологий для ПНП видится в разработке специального комплекса оборудования, которое позволит доставлять энергию от места ее излучения с поверхности



VIBROSEISMIC TREATMENT OF RESERVOIRS

This technology was tested at the inter-salt reservoirs of Rechitskoye (unit IV) and Berezinskoye (block III) oilfields. The work was done in two stages.

At the first stage the dominating frequencies – frequencies of vibroseismic oscillations at which reservoir provides maximum response to the impact – were identified. The results showed that dominating frequencies lie in the range of 10–40 Hz.

For the second stage three sweeps out of the abovementioned range of frequencies were recommended. Excitation of elastic vibrations was done by 6 vibrating units SV-18/120-type located on the surface above the reservoir at a distance of 1.5 kilometers from each other. The treatment was done in 12 hours/day cycles over a period of 1.5 months at each of reservoirs. During night time we monitored the reservoir response in inspection wells and assessed the level of reservoir saturation with energy by measuring increment of reservoir noise levels. We suspended vibroseismic treatment after stabilization of reservoir noise at a certain level.

After the works we observed reduction of water cut and alteration of water density in a number of the producing wells. Additional oil production amounted to more than 5,000 tons.

At the same time pilot tests showed that under the conditions of Belarusian oilfields (developed salt-dome regions) only 10–20% of the energy generated on the surface reaches the reservoir. That is why in the future it is necessary to develop a special set of equipment that will allow delivering generated vibrations to reservoirs with minimum losses.

In order to boost the withdrawal of oil reserves and enhance oil recovery from reservoirs with hardly-recoverable reserves the following technologies are tested and introduced:

- hydraulic and acid fracturing operations;
- construction of horizontal wells;
- construction of multilateral wells;



к месту приема на глубину нефтяного пласта с минимальными потерями.

Для активизации выработки запасов и повышения нефтеотдачи пластов с трудноизвлекаемыми запасами ведется работа по опробованию и внедрению следующих технологий:

- гидравлических и кислотных разрывов пласта (ГРП и СКР);
- строительства горизонтальных скважин;
- строительства многозабойных скважин;
- создания многоствольных скважин из существующего фонда одноствольных низкодебитных путем бурения боковых стволов малого радиуса с колтюбингом и системой направленного бурения;
- создания системы радиальных глубокопроникающих каналов фильтрации;
- освоения и ремонта многозабойных скважин с применением механизма ориентации колтюбинговой трубы.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ И КИСЛОТНЫЙ РАЗРЫВЫ ПЛАСТА

Гидравлический и кислотный разрывы пласта на низкопроницаемых залежах месторождений РУП «ПО «Белоруснефть» начали широко внедрять с 2008 года. На текущий момент по данной технологии выполнено более 200 скважино-операций и дополнительно добыто более 200 тыс. т нефти. ГРП и СКР проводятся на пласт с проницаемостью менее 10 мД. Объемы закачанного в пласт проппанта достигают 80–100 т на одну скважино-операцию, концентрация проппанта – до 1000 кг/м³ жидкости-песконосителя, до 600 м³ жидкости разрыва. Практически на всех скважинах на заключительных стадиях выполнялось подкрепление основной массы проппанта более крупными фракциями. ГРП выполняются как в терригенных, так и карбонатных пластах.

- construction of multilateral wells out of current monobore wells with low flow rates by small-radius sidetracking with the use of coiled tubing units and directional drilling systems;
- creation of a system of deeply extending radial filtration channels;
- completion and workover of multilateral wells with the use of coiled tubing orientation device.

HYDRAULIC AND ACID FRACTURING OPERATIONS

Hydraulic and acid fracturing operations started to be actively applied at low-permeability reservoirs of Belorusneft oilfields back in 2008. As of today, more than 200 jobs have been performed with the use of this technology with additional production amounting to more than 200 thousand tons of oil. Hydraulic and acid fracturing operations are performed at reservoirs with permeability below 10 mD. The volumes of proppant injected into the reservoir amount to 80–100 tons per job, proppant concentration – up to 1,000 kg/m³ of proppant-carrying fluid and up to 600 m³ of the fracturing fluid. At almost all the wells at the final stages of operations the main portion of proppant was supported with injection of bigger proppant fractions. Hydraulic fracturing operations are performed both in terrigenous and carbonate reservoirs. In carbonate reservoirs hydraulic fracturing is performed when reservoir pressure is below 0.8 of the hydrostatic pressure. At higher reservoir pressures acid fracturing is conducted. Acid fracturing operations are conducted according to several process schemes:

- acid fracturing with preliminary water shutoff;
- batching acid-oil emulsions and hydrochloric and acetic acid solutions;
- batching fracturing fluid and hydrochloric and acetic acid solutions;
- batching gelled hydrochloric acid and hydrochloric acid solutions with surfactants;
- high-volume hydraulic fracturing with the use of hydrochloric acid solutions with surfactants.

В карбонатных пластах ГРП выполняются при значениях пластового давления ниже 0,8 от гидростатического. При более высоких пластовых давлениях проводятся СКР. Кислотные ГРП проводятся по нескольким технологическим схемам:

- КГРП с предварительной изоляцией водопритока;
- порционная закачка нефтекислотных эмульсий и растворов соляной или уксусной кислот;
- порционная закачка жидкости разрыва и растворов соляной или уксусной кислот;
- порционная закачка загущенной соляной кислоты и растворов соляной кислоты с ПАВ;
- многообъемные КГРП с использованием растворов соляной кислоты с ПАВ.

В настоящее время проводится опробование:

- азотно-пенных ГРП;
- многостадийных, поинтервальных ГРП;
- новых типов жидкостей разрыва;
- понизителей трения для кислотных составов при кислотных разрывах;
- нового типа осмоленного проппанта фракции 16/20.

СТРОИТЕЛЬСТВО ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИН

В последние годы приобретен опыт и пробурено 30 скважин сложной конструкции. Среди них 25 скважин субгоризонтальных и горизонтальных, 5 скважин разветвленных с двумя стволами. За счет этого из низкопроницаемых пластов дополнительно добыто более 300 тыс. т нефти.

СТРОИТЕЛЬСТВО МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН

В 2010 году пробурена первая трехствольная скважина на межсолевую залежь С.-Домановичского месторождения. Скважина имеет второй уровень сложности по классификации TAML. Из основного ствола в пределах продуктивного пласта пробурены 3 субгоризонтальных открытых ствола длиной от 364 до 461 м. После освоения скважина вступила в эксплуатацию с дебитом 20–22 т/сут безводной нефти, в то время как окружающие скважины работают с дебитами не более 4–5 т/сут. Дополнительная добыча нефти из скважины 52r С.-Домановичская на 01.05.2012 составила более 7800 т.

В 2011 году разработана технология и подготовлен рабочий проект на строительство многоствольной скважины 53r С.-Домановичская. Строительство этой скважины осуществляется по 4-му уровню



Currently the following technologies are tested:

- nitrogen foam fracturing;
- multistage, interval hydraulic fracturing;
- new types of fracturing fluids;
- friction reduction agents for acid compositions used for acid fracturing;
- new type of resin-coated proppant of 16/20 fraction.

CONSTRUCTION OF HORIZONTAL AND BRANCHED WELLS

Over the recent years we have gained experience and drilled 30 wells with complicated design. Out of them 25 are subhorizontal and horizontal wells and 5 are branched wells with two boreholes. Due to this technology additional 300 thousand tons of oil was produced from low-permeability reservoirs.

CONSTRUCTION OF MULTILATERAL WELLS

In 2010 the first triple-borehole well was drilled into the inter-salt reservoir of Severo-Domanovichskoye oilfield. This well is level 2 according to TAML classification. From the main borehole within the producing formation three subhorizontal open holes 364 to 461 meters long were drilled. After completion the well was put into operation with the flow rate of 20–22 tons/day of water-free oil while the neighbouring wells had flow rates of no more than 4–5 tons/day. As of 01.05.2012 additional production from well 52r Severo-Domanovichskaya was more than 7,800 tons.

In 2011 the technology and the working design for the construction of multilateral well 53r Severo-Domanovichskaya was prepared. This well is being constructed according to TAML level 4. The design of the branched holes includes running and cementing production strings, installation of annular packers and performance of multistage hydraulic fracturing operations.

It is planned to drill some more multilateral wells till 2015.

сложности классификации TAML. Конструкция разветвленных стволов включает спуск и цементирование эксплуатационных колонн с оборудованием их заколонными пакерами и проведением многостадийных ГРП.

В дальнейшем до 2015 года планируется бурение еще нескольких многозабойных скважин.

СОЗДАНИЕ МНОГООТВЕТНЫХ СКВАЖИН ИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ФОНДА ОДНОСТВОЛЬНЫХ НИЗКОДЕБИТНЫХ ПУТЕМ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТЕВЛОВ МАЛОГО РАДИУСА С КОЛТЮБИНГОМ И СИСТЕМОЙ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Добывающие скважины, эксплуатирующие залежи с низкопроницаемыми коллекторами, работают с дебитами по жидкости не более 3–5 т/сут. Количество таких скважин достигает 25–30% от всего фонда добывающих скважин. Для увеличения дебита таких скважин, охвата вокруг них пластов выработкой предложено из основного существующего ствола бурить в разных направлениях по 2–4 боковых стволов. Фактически в результате внедрения данной технологии будет производиться преобразование имеющихся одностовольных скважин в многостовольные с увеличением их радиуса влияния и, как следствие, увеличение коэффициентов продуктивности и дебита. Реализация данной технологии требует бурения боковых стволь по малым радиусам. Это возможно с применением колтубинга и системы направленного бурения (СНБ), которая позволяет в режиме реального времени контролировать и управлять параметрами траектории стволь скважины, отслеживать и передавать на поверхность данные о забойных условиях работы КНБК.

В настоящий момент для данной технологии подготовлена Программа опытно-промысловых испытаний. Программа реализована на двух скважинах 70 и 77 Мармовичского месторождения, из которых с помощью колтубинга и СНБ пробурено по два боковых стволь. Идет реализация программы на скважинах 72 и 80 Мармовичского месторождения.

На скважине 70-Мармовичская длина боковых стволь составляет 63 и 94 м. Они имеют отход от основного стволь 16 и 35 м. На скважине 77-Мармовичская длина боковых стволь составляет 78 и 171 м при отходах от основного стволь 32 и 126 м.

В перспективе планируется развивать данное направление путем бурения боковых стволь с депрессией на пласт.

CONSTRUCTION OF MULTILATERAL WELLS OUT OF CURRENT MONOBORE WELLS WITH LOW FLOW RATES BY SMALL-RADIUS SIDETRACKING WITH THE USE OF COILED TUBING UNITS AND DIRECTIONAL DRILLING SYSTEMS

Producing wells operating on low-permeability reservoirs have flow rates not exceeding 3–5 tons/day. Such wells account for 25–30% of the total producing wells stock. In order to increase the flow rates of such wells and to ensure better involvement of reservoirs into oil production it was proposed to drill 2–4 sidetracks out of the main borehole. In fact, existing monobore wells will be converted into multilateral wells with the increase of their operation radius what will lead to the increase of their productivity factor and flow rates. Implementation of this technology requires drilling small-radius sidetracks. This can be done with the use of coiled tubing and directional drilling system that allows online monitoring and controlling borehole trajectory as well as tracking and transferring information about the BHA bottomhole operation conditions to the surface.

At present a Program of Pilot Testing has been elaborated for this technology. The Programme has been implemented at wells 70 and 77 of Marmovichskoye oilfield, where two sidetracks per each well were drilled with the use of coiled tubing and directional drilling system. The Program is currently being implemented at wells 72 and 80 of Marmovichskoye oilfield.

At well 70-Marmovichskaya sidetracks are 63 and 94 meters long. Their deviation from the main borehole is 16 and 35 meters. At well 77-Marmovichskaya sidetracks are 78 and 171 meters long and their deviation from the main borehole is 32 and 126 meters.

It is planned to develop this technology in the future by performing underbalanced sidetracking.

CREATION OF A SYSTEM OF DEEPLY EXTENDING RADIAL FILTRATION CHANNELS

Together with Novinka Company (Minsk) we are working towards development of equipment and a technology for creation of deeply extending filtration channels. Design documents for pilot sample of SK-140, SK-168 downhole equipment and for experimental sample of SK-146 downhole equipment as well as for bench equipment were prepared. A special bench for technology testing was manufactured and put into operation. Downhole equipment SK-168, SK-146 was manufactured. Bench tests were conducted. Tools for re-equipment of MK30T coiled tubing unit with 12.7-mm coiled tube are being prepared. Corrosion resistant coiled tube 12.7 mm in diameter and 4,200 meters in length was purchased. Chemical laboratory works to select

СОЗДАНИЕ СИСТЕМЫ РАДИАЛЬНЫХ ГЛУБОКОПРОНИКАЮЩИХ КАНАЛОВ ФИЛЬТРАЦИИ

Вместе с СЗАО «Новинка» (Минск) ведутся работы по разработке комплекса оборудования и технологии для создания систем глубокопроникающих каналов фильтрации. Разработаны комплекты конструкторской документации на опытный образец скважинного оборудования СК-140, СК-168 и экспериментальный образец скважинного оборудования СК-146, стендовое оборудование. Изготовлен и введен в эксплуатацию стенд для отработки технологии в стендовых условиях. Изготовлено скважинное оборудование СК-168, СК-146. Проведены стендовые испытания. Готовится оснастка по переоборудованию колтюбинговой установки МК30Т для оснащения ГТ диаметром 12,7 мм. Закуплена коррозионно-стойкая ГТ диаметром 12,7 мм и длиной 4200 м. Ведется работа в химической лаборатории по подбору специальных жидкостей, не блокирующих тонкопоровые каналы в низкопроницаемых пластах. Опытно-промысловые работы по испытанию данной технологии на скважинах планируется провести во второй половине 2012 года.

Область применения этой технологии не ограничена интенсификацией добычи нефти и ПНП из низкопродуктивных и малопроницаемых коллекторов. Данная технология будет востребована и как альтернатива перфорации скважин, обеспечивая при меньшей плотности перфорационных каналов значительно большее проникновение вглубь продуктивного пласта, а также как альтернатива бурению боковых горизонтальных стволов в интервале продуктивного пласта со сверхмалым радиусом резки.

Одним из наиболее перспективных направлений в приросте углеводородного сырья в Республике Беларусь является оценка перспектив поисков, разведки и разработки месторождений сланцевого газа и «сжатого» газа, сосредоточенного в низкопроницаемых коллекторах и породах-полуколлекторах. Для повышения рентабельности разработки таких месторождений первостепенное значение будет иметь максимальное увеличение охвата пластов зоной дренирования вокруг пробуренных скважин. Это возможно будет выполнить путем создания системы протяженных каналов фильтрации с применением разрабатываемой технологии. За счет максимального увеличения зоны дренирования можно будет получить, соответственно, максимальные дебиты и рентабельную добычу газа.



special fluids that will not block thin channels in low-permeability reservoirs. It is planned that pilot testing of this technology on the wells will be conducted in the second half of 2012.

Application of this technology is not limited to stimulation of oil production and enhancement of oil recovery from low-permeability reservoirs. This technology will be in demand as an alternative to perforation works ensuring deeper penetration into the reservoir at lower density of perforation channels. It can also be an alternative to drilling horizontal sidetracks within the producing formation with very small drilling radius.

Prospecting, exploration and development of shale gas fields and fields of compressed gas located in low-permeability reservoirs and semi-reservoirs – these are one of the most promising areas in terms of hydrocarbons production in the Republic of Belarus. To increase the profitability of development of such fields it will be very important to create extensive drainage zones around the drilled wells. It can be done by creation of a system of lengthy filtration channels with the use of the abovementioned technology. It will be possible to achieve maximum flow rates and profitable gas production due to maximum expansion of the drainage zones.

COMPLETION AND WORKOVER OF MULTILATERAL WELLS WITH THE USE OF COILED TUBING ORIENTATION DEVICE

The experience of multilateral wells drilling shows that in case of their completion using conventional technologies the inflow of reservoir fluids mainly comes from the borehole that was drilled last. Other boreholes are either non-operational or yield no more

ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ И РЕМОНТА МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕХАНИЗМА ОРИЕНТАЦИИ ГИБКОЙ ТРУБЫ

Опыт бурения многоствольных скважин показал, что при освоении их по традиционным технологиям приток пластового флюида происходит в основном из того ствола, который бурился последним. Другие стволы либо не работают, либо формируют в общем объеме притока не более 5–10%. В связи с этим нами разработано скважинное оборудование, которое позволяет входить в любой ствол многоствольной скважины гибкой трубой. Это так называемый механизм ориентации гибкой трубы. Разработаны два типа механизма ориентации – механический и гидравлический. По типоразмерам механизм ориентации изготовлен для эксплуатационных колонн 140, 146 и 168 мм.

При работе в любом из стволов многоствольной скважины с данным оборудованием по данной технологии все другие стволы не испытывают воздействия рабочей жидкости на околоствольную зону пласта в этих стволах.

На текущий момент технология проходит опытно-промышленные испытания. С ее помощью освоена трехствольная скважина 52г-С.-Домановичская, выполнена интенсификация притока в каждом из стволов двухствольных скважин 287г и 289г Речицкого месторождения. За счет внедрения данной технологии из перечисленных скважин за 2010–2012 годы дополнительно добыто более 10 тыс. т нефти.

Дальнейшее развитие рассматриваемой технологии предполагает проведение при необходимости в каждом из стволов многоствольной скважины следующих работ:

- промыслово-геофизических исследований по определению характера насыщения и работающих интервалов пласта;
- изоляции водопритока;
- установки и разбуривания цементных мостов, ряд других операций.

На почти все перечисленные технологии, которые применяются на месторождениях Беларуси для интенсификации добычи и ПНП, получены патенты на изобретения Республики Беларусь и Российской Федерации. Надеемся, что широкое внедрение их в процессах нефтедобычи позволит нам увеличить КИН на 10–15% по сравнению с проектными значениями. ☉



than 5–10% of the total fluid inflow. In this regards we have developed downhole equipment that allows running coiled tubing into any borehole of a multilateral well. This is the so-called coiled tubing orientation device. There are two types of such devices – mechanical and hydraulic. In terms of type and size the orientation devices are designed for production strings which are 140, 146 and 168 mm in diameter.

When doing jobs with the application of this technology in any of the boreholes of a multilateral well, working fluids do not affect reservoir borehole areas of other boreholes of this well.

At present, the technology is pilot tested. With the use of this technology triple-borehole well 52r-Severo-Domanovichskaya was completed and production stimulation in each of the boreholes of double-borehole wells 287r and 289r of Rechitskoye oilfield was conducted. Due to this technology more than 10 thousand tons of additional oil was produced from the abovementioned wells over the period of 2010–2012.

Further development of the technology in question provides for performance (if necessary) of the following works in each of the boreholes of a multilateral well:

- well logging to identify saturation nature and operational intervals of a reservoir;
- water shutoff;
- installation and drilling cement plugs and other operations.

Almost all the production stimulation and EOR technologies mentioned in the article and applied at oilfields of Belarus are patented in the Republic of Belarus and the Russian Federation. We hope that wide application of such technologies will allow us increasing oil recovery factor by 10–15% compared to the design values. ☉