

# Тезисы докладов, представленных на 16-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

Часть 1-я

## Proceedings of the 16<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

Part 1

### Оценка текущего объема рынка колтюбинга и ГРП в физическом и денежном выражении и прогноз динамики рынка колтюбинга и ГРП на период 2015–2020 годов

*В.А. Кравец, RPI Research and Consulting*

В докладе дана оценка суммарного объема российского нефтесервисного рынка в период 2005–2014 годов. Показано, что в настоящее время основными драйверами его роста стали следующие сегменты: эксплуатационное бурение, в особенности все более широко внедряемое горизонтальное бурение, гидроразрыв пластов (ГРП), а также капитальный ремонт скважин. В докладе также приводятся оценки объемов рынков ГРП и колтюбинга как в относительном выражении, как доля от суммарного объема нефтесервисного рынка, так и в абсолютном денежном выражении.

Для рынка ГРП приведены ретроспективные и перспективные прогнозные данные о количестве операций ГРП на новых скважинах и скважинах переходящего фонда при горизонте прогнозирования до 2020 года включительно. При этом прогнозы представлены с учетом влияния на российский нефтесервисный рынок западных санкционных ограничений.

Для рынка многостадийного ГРП дана оценка количества операций в разрезе компаний-заказчиков, а также оценка этого подсегмента в денежном выражении по состоянию на 2014 год.

Для рынка колтюбинга приведены его ретроспективная оценка в физическом и денежном выражениях в период 2005–2014 годов, указана методика составления прогноза на 2015–2020 годы, представлен сам прогноз рынка в физическом выражении. Для рынка колтюбинга приведена также его оценка по состоянию на 2014 год в разрезе заказчиков, подрядчиков и регионов, где производились колтюбинговые операции.

### Применение кислоторастворимых цементных мостов, размываемых при помощи Jet Blaster на ГНКТ

### The Assessment of the Current Coiled Tubing (CT) and Hydraulic Fracturing (HF) Market Volume Expressed in Physical and Monetary Terms. CT and HF Market Behavior Forecast for 2015–2020

*Vadim Kravets, RPI Research and Consulting*

This paper presents the assessment of Russian oilfield service market volume during period from 2005 to 2014. It is shown that nowadays main market growth drivers are: drilling, especially horizontal drilling that is more and more in demand, hydraulic fracturing (HF) and workover operations. The paper also presents the assessment of the Current Coiled Tubing and Hydraulic Fracturing Market Volume Expressed in relative terms as a share of the oilfield market and in Monetary Terms.

The paper presents retrospective and long-term forecast data for the number of HF operations in new wells and wells that were planned to produce. Forecast is made till 2020 with account of influence of western sanctions on Russian oilfield market.

As for multistage HF market, paper presents the assessment of number of well operations from customer's perspective. Monetary assessment of this segment in 2014 is also included.

Paper includes retrospective assessment of



*М. Ю. Потапов, ПАО «Оренбургнефть»  
Б. Кузичев, М. Новиков, Т. Бондарь, К. Бурдин,  
«Шлюмберже»*

Значительная часть ГРП, проводимых на двух пластовых скважинах месторождений ПАО «Оренбургнефть», поводится с временной изоляцией нижележащего карбонатного пласта. В связи с близким расположением разобщаемых интервалов перфорации, а также со значительными давлениями закачки при ГРП в данном регионе сложилась практика разобщения интервалов отсыпкой песком с последующей установкой цементного моста с использованием цементных желонки силами ГИС. Данный подход применяется как на скважинах действующего фонда, так и на вновь вводимых. Стандартный процесс ремонта таких скважин включает в себя ГРП, работу КРС (СПО компоновки НКТ, вымыв проппанта, разбурку цементного моста, СПО компоновки НКТ), работу ГНКТ (вымыв отсыпки, ОПЗ, совместное освоение пластов), работа КРС (СПО компоновки НКТ, спуск УЭЦН). Очевидные минусы данного подхода: увеличение времени ремонта за счет работ КРС, дополнительный цикл глушения скважины, значительные поглощения промывочной жидкости.

Компанией «Шлюмберже» был предложен альтернативный подход с использованием кислоторастворимого цементного моста и более комплексным применением ГНКТ, позволяющий исключить вышеперечисленные минусы. Цикл ремонта скважин сократился не менее чем на четверо суток. Предложенное решение: ГРП, работа ГНКТ без смены компоновки НКТ (вымыв проппанта, размыв кислоторастворимого цементного моста азотированной кислотой с использованием гидромониторной насадки Jet Blaster, вымыв отсыпки, ОПЗ, совместное освоение пластов), работа КРС (СПО компоновки НКТ, спуск УЭЦН). Эффективное разрушение цементного моста достигается одновременным воздействием гидромониторной насадки Jet Blaster и соляной кислоты. Работы ГНКТ производятся без поглощений рабочих жидкостей и ухудшения продуктивности скважины. Также в связи с отсутствием промежуточных работ КРС исключены возможные осложнения (невозможность вымыва проппанта/продуктов разбурки из-за отсутствия циркуляции, проблемы при СПО компоновки НКТ и посадке пакера и т.д.).

В процессе внедрения технологии был произведен подбор кислоторастворимого цементного состава (марки и пропорция цемента и карбонатной добавки, химические реагенты для улучшения свойств цементной смеси), произведено поверхностное тестирование эффективности разрушения цементного моста в эксплуатационной колонне 168 мм насадкой Jet Blaster с кислотой.

С момента внедрения данной технологии, с середины сентября 2015 года, произведено уже три подобные работы ГНКТ «Шлюмберже». Проблем в ходе работ не возникло, предложенный подход доказал свою высокую эффективность. Суммарное время проходки цементных мостов с последующей

CT market during period from 2005 to 2014 in physical and monetary terms, forecast methodology for 2015–2020 and CT market forecast in physical terms. The assessment of CT market in 2014 encompasses customers, service companies and regions where CT operations are taking place.

### **Application of Acid-Soluble Cement Plugs Removable by Coiled Tubing with Jet Blaster**

*M. Potapov, PJSC "Orenburgneft"  
B. Kuzichev, M. Novikov, T. Bondar, K. Burdin,  
Schlumberger*

Considerable amount of fracturing operations at PJSC "Orenburgneft" connected to temporary isolation of lower carbonate formation. Due to close location of perforated intervals to be separated and significant treating pressures during fracturing there is a certain practice of making the separation got place: it is normally done by sand plug plus cement plug installation. The cement plugs installed by wireline by cement bailers. The Operator uses this approach at both newly drilled and producing wells. Standard process of such well repair includes fracturing, workover crew job (tubing POOH, proppant cleanout, cement plug milling, tubing RIH), CT job (sand cleanout, acidizing, nitrogen kick-off at both formations), workover crew job (tubing POOH, ESP RIH). Obvious shortcomings of the approach are increasing of operational time, additional well killing operation, and substantial amount of fluid losses into formation during workover operations.

Schlumberger proposed alternative approach with usage of acid-soluble cement plug with complex employment of CT services, which allows eliminate those limitations. Well repair cycle reduced by 4 days as a minimum. Proposed solution is: fracturing, CT job at the same tubing (proppant cleanout, acid-soluble cement plug washout by Jet Blaster and nitrified acid, sand cleanout, acidizing, nitrogen kick-off at both formations), workover crew job (tubing POOH, ESP RIH). Effective cement washout done by simultaneous action of jetting tool JetBlaster and hydrochloric acid. All CT operations performed without losses into formation and impairment of well production. Also the absence of some workover operations diminish possible



проработкой интервала проходки составило от 3 до 4 часов. Были намечены шаги по оптимизации технологии в будущем: усовершенствование цементного состава, тестирование эффективности использования кислоты меньшей концентрации, тестирование эффективности насадки Jet Blaster с модифицированной гидромониторной головкой.

#### **Применение камеры на ГНКТ – ключ для решения проблем в скважине**

*И.С. Хайров, Р.Р. Галиев, О.А. Данишин,  
ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»  
Д.А. Кошкин, Д.Е. Янчук, К.В. Бурдин, В.Э. Майер,  
«Шлюмберже»*

В подразделении ГНКТ в Западной Сибири был приобретен успешный опыт использования HD-видеокамеры для получения изображения неопределенного предмета, находящегося в хвостовике газовой скважины с АВПД. До спуска видеокамеры попытки идентифицировать и определить форму и/или размер предмета путем спуска печати на геофизическом кабеле не увенчались успехом. Скважина на момент начала выполнения ремонта с ГНКТ находилась в простое более четырех месяцев.

Качество изображения в большой степени зависит от подготовки ствола скважины, поэтому для достижения оптимального результата была разработана специальная процедура замещения скважинного флюида на рабочий раствор. Анализ полученного изображения позволил сделать вывод, что причиной непрохода в хвостовике стало срезное седло от пакера ГРП, которое после среза не упало должным образом на забой, а застряло в голове хвостовика. Для последующего решения проблемы с седлом были предложены операции по фрезерованию с помощью ГНКТ.

Четкое понимание положения и геометрических размеров предмета позволило сделать правильный выбор типоразмера фрез для достижения положительного результата всего за одну СПО. После завершения работ заказчик высоко оценил качество предоставленных услуг.

#### **Применение колтюбинга на месторождениях сверхвязкой нефти ПАО «Татнефть»**

*Я.О. Егоров, ООО «Татнефть-АктыубинскРемСервис»*

В Татарстане ведется активная разработка битумных месторождений парагравитационным методом добычи. В данном докладе рассматриваются технологии, производимые колтюбингом, на этих месторождениях:

- Удаление заглушек фильтра-хвостовика обсадной колонны, где сравниваются применение наклонных установок, колтюбинга и колтюбинг + осциллятор. С применением осциллятора добились увеличения проходки по горизонтальному стволу с 1300 м до более чем 1632 м. Продолжительность работ снижена в три раза по сравнению с буровой установкой.
- ГИС АКЦ и АМК «Горизонт» автономными приборами на ГТ, где качество исследования,

complications (inability to clean the proppant/ cement particles due to loss of circulation, troubles during tubing RH, packer settling, etc.).

The technology introduction process included selection of acid-soluble cement composition (sort of cement and carbonate material along with chemical additives for improvement of the blend properties), yard test to prove the efficiency of the cement washout in 168 mm casing by Jet Blaster with acid.

Since the beginning of the technology implementation at the middle of September 2015 Schlumberger performed three successful jobs. Proposed solution proved its high efficiency. Total time of cement washout with subsequent cleaning of the washout interval was 3 to 4 hours. Based on experience received future optimization steps defined: cement blend improvement, testing of efficiency of acid with lower concentration, testing of efficiency of Jet Blaster with modified jetting nozzle head.

#### **CT Camera Application – Is the Key To Solve Problem in the Well**

*S. Hajrov, R. Galiev, O. Danshin, ROSPAN INTERNATIONAL, CJSC*

*D. Kosbkin, D. Yanchuk, K. Burdin, V. Majer, Schlumberger*

Well intervention team has successfully deployed HD memory video camera in CAT 2 gas well in northern Russia to obtain wellbore imaging of the undefined obstruction in production liner. Prior to that, the customer had failed to identify both the shape and size of the obstruction by running LIB on wireline. The well was shut in with deferred production for 4 months.

The image quality is heavily dependent on wellbore preparation stage, and a special fluid displacement technique was applied to ensure best visibility in situ. The job with camera was executed without any deviation or service quality issues. The surface analysis of the video footage determined that the liner was obstructed by a sliding seat of Multi-Stage Fracturing completion that has dislodged from its operating position. A subsequent CT milling operation was proposed as a solution.

The knowledge of the exact position and geometrical size of the foreign object enabled the team to choose the right type and size of the mill and design a fit-for-purpose procedure to complete milling in one run. The customer has complimented the team on the achieved result.

#### **Coiled Tubing Application at the Super-Vicious Oilfields of Tatneft, OJSC**

*Yaroslav Egorov, Tatneft-AktyubinskRemService, LLC*

Super-viscous oil fields in Tatarstan are being developed by steam-assisted gravity production method. This paper discusses CT technologies for this fields:

- Removal of liner filter chokes using slant

проводимого на ГТ, значительно выше по сравнению с использованием наклонных установок.

- Применение отвода для одновременной работы установки ГНБ и колтюбинговой установки, позволяющего установить инжектор колтюбинга вертикально на наклонном устье без отхода установки ГНБ с устья скважины.

Применение колтюбинга значительно сокращает стоимость строительства скважин на месторождениях сверхвязкой нефти, а некоторых случаях без него и не обойтись.

### **Результаты внедрения новых технологий в разработке нефтяных месторождений Республики Беларусь для увеличения нефтеотдачи пластов**

*Н.А. Демяненко, А.В. Серебренников, П.П. Повзжик, С.Д. Клочков, В.Г. Пысенков, В.Г. Жогло, В.В. Привалов, Н.И. Будник, БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»*

За почти полувековую историю добычи нефти в Республике Беларусь основные месторождения вступили на завершающие стадии разработки. Для них характерна высокая степень выработки запасов (60–90%) и обводненность добываемой продукции (до 80–90%). На текущий момент в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» около 70% от остаточных извлекаемых запасы нефти категорий АВС1, числящихся на балансе, относится к категории трудноизвлекаемых (сосредоточены в залежах с низкопроницаемыми коллекторами, вязкими нефтями и приурочены к высокообводненным зонам залежей). Ежегодный прирост запасов нефти восполняет текущие уровни добычи только на 40–50%. В этих условиях для поддержания высоких темпов добычи нефти требуется постоянная разработка и внедрение все более совершенных и эффективных методов воздействия на продуктивные пласты и призабойную зону скважин. Внедрение традиционных общеизвестных технологий в ряде случаев не приносит существенного увеличения добычи нефти, а наоборот, усугубляет ситуацию, снижая добычу нефти. В связи с этим постоянно ведутся работы по разработке, адаптации и внедрению новых, эксклюзивных технологий для конкретных условий залежей месторождений Республики Беларусь.

Для залежей, имеющих высокую неоднородность разреза и пропластки «суперколлекторов», предложена технология периодических во времени закачек воды для поддержания пластового давления и отбора пластового флюида. Технология внедряется на 7 залежах и позволила увеличить интенсивность отбора нефти на 30%. Ожидается увеличение коэффициента извлечения нефти на 15%.

На залежах с высокой обводненностью добываемой продукции опробована технология циклического воздействия, включающая комплекс мероприятий по работе как с нагнетательным, так и добывающим фондом скважин. Основными компонентами технологии являются:



drilling rig, coiled tubing and CT+oscillator. With oscillator application distance drilled has been increased from 1300 m to 1632 m. Operations duration has been decreased 3 times as compared to drilling rig operations.

- CT logging using autonomous tools (Apparatus-and-method complex AMK "GORIZONT") with higher quality of well survey in comparison with logging using slant drilling rigs.
- The application of the offset for simultaneous horizontal directional drilling rig and CT operation, allowing vertical mounting of injector on inclined surface equipment without necessity to remove horizontal directional drilling rig from well surface.

At super-viscous oil fields CT application significantly decreases well construction cost. In some cases CT has become indispensable.

### **The Results of New EOR Technologies Introduction into the Development of Oilfields in the Republic of Belarus**

*N. Demyanenko, A. Serebrennikov, P. Povzjik, S. Klochkov, V. Pysenkov, V. Zhoglo, V. Privalov, N. Budnik, RUP PO Belarusneft*

As almost 50 years passed from the beginning of oil production in Belarus, major oil fields has come to the closing stage of the field development. These fields are characterized by high depletion of reserves (60–90%) and high water cutting of produced fluid. At present in «Production Association Belarusneft» nearly 70% of reserves are hard-to-recover (low-permeable deposits, viscous oil, high water-cut zones). Annual oil reserves increment compensates current production rate only by 40–50%. In this circumstances constant development and introduction of the new effective methods of reservoir and bottomhole zone treatment is required to keep high oil production level. Introduction of conventional technologies doesn't yield to production enhancement. In some cases such technologies lead to decrease in production level. In this regard it is important to constantly develop, adapt and implement new exclusive technologies for specific conditions of Belarus fields deposits.

The paper proposes technology for deposits with high non-uniformity and high permeability layers. This technology includes periodic water injection for drainage and reservoir pressure maintenance. After implementation of this technology in

- воздействие на прискважинную зону добывающих скважин путем изменения параметров работы электроцентробежного насоса с помощью регулирования частоты переменного тока электродвигателя ЭЦН.

- воздействие на удаленную зону пласта путем закачки потокоотклоняющих реагентов в нагнетательные скважины и изменения компенсации отбора жидкости закачкой.

Технология опробована на подсолевой залежи Вишанского и задонской залежи (IV пачка) Речицкого месторождений с дополнительной добычей нефти более 6 тыс. тонн.

С 2007 года внедряется технология широкоохватного повышения нефтеотдачи пласта, которая предполагает закачку потокоотклоняющих композиций как в нагнетательные, так и простаивающие по причине предельного обводнения добывающие скважины.

Внедрение этой технологии на 7 залежах позволило дополнительно добыть более 31 тыс. тонн нефти, в среднем 0,24 тонны нефти на 1 м<sup>3</sup> закачанной в пласт потокоотклоняющей композиции.

Небольшие по размерам залежи с извлекаемыми запасами нефти не более 50 тыс. тонн разрабатываются одиночными скважинами на естественном упруго замкнутом режиме. В связи с отсутствием у этих залежей влияния законтурной области для увеличения коэффициента извлечения нефти с 10–15%, характерных при разработке залежей на упомянутом выше режиме, до 25–35%, предложен и опробуется ряд технологий.

Широкое внедрение в практику разработки нефтяных месторождений как традиционных технологий, так и специально разработанных под конкретные геолого-физические свойства пластов, позволяет поддерживать добычу нефти на стабильных уровнях.

### **Колтюбинговое бурение на депрессии – безальтернативный подход к многоскважинным проектам**

*Рон Кларк, «Время колтюбинга»*

На относительно успешное применение колтюбингового бурения (КБ) оказывает негативное влияние тот факт, что КБ не рассматривается как сформировавшаяся нефтесервисная операция. Те, кто желает попробовать КБ в действии, как правило, обращаются к поставщику сервисных услуг, чтобы испытать данную технологию на какой-то одной пилотной скважине. Принимая во внимание тот факт, что КБ на депрессии уже использовалось в более чем 1000 скважин по всему миру, нельзя сказать, что технология не является проверенной. Однако требуется более интегрированный подход к предоставлению этой услуги от соответствующего поставщика, чтобы подчеркнуть экономическую и технологическую выгоду КБ. В прошлом поставщики этой услуги зачастую пытались трансформировать существующие колтюбинговые установки из установок для проведения стандартных скважинных операций в установки для КБ. И часто такой подход



7 deposits production rates increased by 30%.

Oil recovery factor is expected to increase by 15%.

Technology of cyclic treatment has been tested in high water-cut deposits. This technology includes operations with production and injection well stocks. Main features of this technology are:

- bottomhole zone treatment by changing electrical submersible pumps (ESP) parameters through adjustment of the alternating current frequency of the ESP motor.

- The outer reservoir region treatment through injecting of flow diverting agent into injection wells and changing voidage replacement ratio (VRR).

Technology has been tested in the subsalt deposit of Vishanskoye field and Zadonian deposit of Rechinskoye field with additional production of more than 6000 tons.

Starting from 2007 new technology of extended reservoir stimulation has been implemented. This technology involves injection of flow diverting agent into injection wells and production wells stopped due to high water-cut.

Implementation of this technology in 7 deposits enabled to produce additionally more than 31 thousand tons of oil that is 0.24 ton per 1 m<sup>3</sup> of injected flow diverting agent on the average.

Small deposits with recoverable reserves up to 50 000 tons are developed with single wells with elastic water drive. Since there is no influence of aquifer, in order to raise oil recovery factor from 10–15% (typical value for this type of drive) to 25–35% several technologies are proposed.

Large-scale implementation of conventional field development technologies designed for different reservoir properties enables to keep oil production at a stable level.

### **UBCTD - Finally, a Single Source Approach for Multi Well Projects**

*Ron Clark, Coiled Tubing Times*

The relative success of CTD has been negatively impacted because CTD has not been seen as a mature service. Those who are willing to try CTD usually will ask the service provider to prove the technology on one well, a pilot project. Considering that more than 1000 wells have been re-entered using CTD in underbalanced conditions it is not appropriate to say that this service is not proven. However, a more integrated from the service

оказывался неудачным. Автор доклада описывает новый подход к КБ на депрессии, который включает в себя полностью интегрированную систему. В рамках последней одна и та же компания владеет оборудованием для КБ (включая КНБК и оборудование для направленного бурения), работает на нем и тесно сотрудничает с компанией – владельцем скважины, чтобы в итоге предоставить нефтегазодобывающей компании услугу по КБ на депрессии под ключ.

### **Новые направления в информационном обеспечении высокотехнологичного нефтегазового сервиса**

*О.Л. Коновалов, Белорусский государственный университет*

Доклад касается трех направлений:

- трехмерное моделирование ГРП;
- геомоделирование;
- геодинамическое моделирование и спутниковая интерферометрия.

Трехмерное моделирование ГРП. Вариативность результатов ГРП. Типы данных для анализа причин вариативности. Технологии для повышения точности предсказания результатов ГРП: Углубленная обработка сейсмических данных для получения дополнительных данных о состоянии моделируемого массива (естественная трещиноватость массива). Трехмерное геофильтрационное и геодинамическое моделирование ГРП в условиях естественной трещиноватости. Модели разрушения (CDM, DEM). Гибридные модели. RMIB-схема. GPGPU-вычисления. Результаты, полученные БГУ в рамках верификации RMIB-схемы.

Геомоделирование. Современные подходы к построению трехмерных моделей пластовых месторождений. Структурная, блочная и геохронологическая модели. Программная технология построения систем геомоделирования. Специализированная объектно-ориентированная библиотека построения трехмерных цифровых геологических объектов – TGOB. Примеры использования.

Геодинамическое моделирование и спутниковая интерферометрия. Технологии мониторинга деформации земной поверхности на основе спутниковой интерферометрии (DinSAR). Опыт использования SAR-интерферометрии для мониторинга процессов техногенного оседания в условиях Старобинского месторождения калийных солей. Численное моделирование процессов деформации и разрушения подрабатываемого породного массива.

### **Опыт применения технологии МГРП Mongoose со сдвижными муфтами**

*А.В. Байрамов, ООО «ЕВС»*

В докладе рассматривается опыт применения в Российской Федерации технологии МГРП Mongoose со сдвижными муфтами, являющейся высокоэффективной альтернативой традиционным методам заканчивания скважин компоновками МГРП.

provider is required to emphasize the economics and efficiencies of CTD. In the past, service providers have often tried to convert existing CTU's from standard service work to CTD and this has often been an unsuccessful approach. The author will describe a new approach to UBCTD involving a completely integrated system in which one company will provide and own the required equipment, operate the equipment including directional tools and BHA, collaborate closely with the well owner and eventually transfer the entire technology to the Oil & Gas operator.

### **New Directions in the Sphere of High-Tech Oil and Gas Service Information Support**

*Oleg Konovalov, Belorussian State University (BSU)*

The paper concerns 3 directions:

- 3D fracturing modelling
- geologic modelling
- geodynamic modelling and satellite interferometry

3D fracturing modelling. Variability of hydraulic fracturing (HF) results. Type of data for analysis of variability reasons. Technologies for improving HF forecast accuracy. Profound processing of seismic data to obtain additional data about simulated reservoir (natural fractures). 3D geofiltrational and geodynamic modelling of HF in naturally fractured reservoirs. Models of destruction (CDM, DEM). Hybrid models. RMIB-scheme. GPGPU estimations. Results obtained in BSU in terms of RMIB-scheme verification.

Geologic modelling. Modern approaches to 3d modelling of oil and gas fields. Structural, grid-block and geochronological models. Software development of geologic modelling systems. Specialized object-oriented library of 3d digital geological objects modeling – TGOB. Application examples.

Geodynamic modelling and satellite interferometry. Monitoring of deformations of the land surface based on satellite interferometry (DinSAR). Using SAR-interferometry for monitoring of man-made subsidence under conditions of Starobinskoye potassium salts field. Numerical modeling of rock deformation and destruction.

### **Application of Mongoose Multi-Stage Fracturing Technology with Sliding Sleeves**

*Alexey Bairamov, EWS, LLC*



В технологии «Мангуст» объединены компоновка для разобщения интервалов, спускаемая на ГНКТ, и скользящие муфты, что позволяет осуществлять многостадийный ГРП при заканчивании скважин за одну спуско-подъемную операцию и более эффективно, чем любой другой метод.

Система полностью совместима с современными гибкими НКТ и уже использовалась в сотнях вертикальных и горизонтальных скважин.

На данный момент завершено успешно более 7 скважин в Российской Федерации. На 2-х последних скважинах впервые в Российской Федерации были применены закрываемые сдвижные муфты, дающие более широкие возможности для подготовки скважины к эксплуатации, оптимизации производства и восстановления скважины. Существует возможность выполнять гидроразрыв пласта не в установленной последовательности, также можно закрыть и открыть выбранный интервал при возникновении такой необходимости в процессе эксплуатации.

### **Опыт проведения МГРП на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в 2014–2015 годах**

*Д.А. Закружный, Д.В. Воробьев,  
РУП «ПО «Белоруснефть»*

В РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в 2014–2015 годах выполнены МГРП на следующих скважинах:

- 58 С-Домановичского месторождения (МЗС IV уровня сложности по ТАМЛ выполнено МГРП в 2-х стволах);
- 310 Речицкого месторождения;
- 204 Речицкого месторождения;
- 61 С-Домановичского месторождения.

Проведение МГРП проводилось по следующей схеме:

1. Мини-ГРП (50 м<sup>3</sup> геля «Химеко В», 1 т пропанта 20/40, Q=1–3,7 м<sup>3</sup>);
2. Основной ГРП (100–120 м<sup>3</sup> геля «Химеко В», 20–25 т пропанта 16/20; 20/40, концентрация пропанта 100–800 кг/м<sup>3</sup>, Q=3,4 м<sup>3</sup>, параметры давления: P<sub>max</sub>=50 МПа.
3. Сброс шара, продавка линейным гелем, посадка шара в седло, открытие порта и гидравлический тест с закачкой линейного геля на следующий интервал.

Проблемы и пути их решения при проведении МГРП:

1. Негерметичность стингера при проведении работ на скважине № 58 С-Домановичского месторождения. Изменение конструкции стингера – установка защитного кожуха.
2. Деформация подгоночных патрубков НКТ при проведении МГРП на скважине № 58 С-Домановичского месторождения. Заказ стингера на следующие объекты с анкерным устройством.
3. Получение давления «СТОП» на 3-м порту в скважине № 204 Речицкого месторождения, связанное с соединением трещины с нижним интервалом. Изучение направления полей

The paper introduces case-study of application of multistage hydraulic fracturing (MHF) technology with sliding sleeves in Russia. This technology has become high-efficiency alternative to conventional MHF completion technology. Mongoose technology includes CT-conveyed assembly for intervals isolation and sliding sleeves. This allows conducting MHF in a single trip down the wellbore more effectively than any other methods.

Technology is fully compatible with coiled tubing. It has been used in hundreds of vertical and horizontal wells.

At present time this technology has been used in more than 7 wells in Russia. For the first time in Russia in 2 last wells EWS used closable sliding sleeves allowing broad options for well pretreatment, managing production and well remediation. Mongoose technology enables fracturing stages out of sequence so you can close and reopen selected intervals as needed over the life of the well.

### **Multi-stage Hydraulic Fracturing Experience at the Oilfields of RUP PO Belarusneft in 2014–2015**

*D. Zakruzhnyi, D. Vorobjev, RUP PO Belarusneft*

In 2014–2015 «Production Association Belarusneft» performed multistage hydraulic fracturing (MHF) in the following wells:

- 58 C, Domanovichskoye field (multilateral well, 4<sup>th</sup> level defined by ТАМЛ (Technology Advancement of MultiLaterals), MHF performed in 2 wellbores)
- 310, Rechitskoye field
- 204, Rechitskoye field
- 61 C, Domanovichskoye field

MHF was performed according to the following procedure:

1. Minifrac test (50 м<sup>3</sup> of gel Chimeko-B, 1 t of proppant 20/40, Q=1–3.7 м<sup>3</sup>);
2. Main HF (100–120 м<sup>3</sup> of gel Chimeko-B, 20–25 t of proppant 16/20; 20/40, proppant concentration 100–800 kg/m<sup>3</sup>, Q=3.4 м<sup>3</sup>, pressure: P<sub>max</sub>=50 МПа).
3. Ball drop, pushing ball via linear gel, setting ball in a seat, opening fracturing port, hydraulic test with linear gel injection in the next interval.

MHF problems and solutions:



напряжения в целевом интервале перед началом проектирования объекта.

4. Избыточная фильтрация жидкости разрыва и получения давления «СТОП» на скважине № 310 Речицкого месторождения по причине возможной негерметичной посадке заколонного пакера между 3-м и 4-м портами (привело к утечкам ЖР по заколонному пространству в ранее созданную высокопроницаемую зону около 3-го порта) либо соединении создаваемой трещины гидроразрыва 4-го порта с уже созданной трещиной 3-го порта, что привело к утечкам жидкости разрыва по ранее созданной трещине гидроразрыва в удаленную зону пласта. Изучение направления полей напряжения в целевом интервале перед началом проектирования объекта.
5. Сброс шаров в ручном режиме. Закупка устройства для сброса шаров.

Выводы:

1. Освоен принцип действия и получен опыт работы с оборудованием для проведения МГРП.
2. Получен опыт выполнения МГРП без остановки после посадки шара.
3. Подтверждена важность проводки горизонтального ствола с учетом распределения поля напряжений в пласте. До проведения операции по МГРП следует проводить на скважинах дипольный волновой акустический каротаж (ВАК) для определения состояния поля напряжений горных пород в околоствольной зоне скважины. Это необходимо для определения ориентации трещины гидроразрыва в пространстве относительно ствола скважины.
4. Получен приток нефти из нетрадиционных залежей УВ в малопроницаемых полуколлекторах в пределах Припятского прогиба (скважина № 310 Речицкого месторождения). Планируется проведение МГРП на 4-х объектах в 2016 году.
5. Начато строительство скважины №59 С-Домановичского месторождения (МЗС IV уровня сложности по ТАМЛ с выполнением МГРП в 2-х стволах – аналог № 58 С-Домановичского месторождения).
6. Получен опыт фрезерования муфт МГРП на депрессии с применением колтюбингового оборудования и СНБ89-76М на скважине № 310 Речицкого месторождения.
7. РУП «ПО «Белоруснефть» способно самостоятельно выполнять комплекс работ по строительству и освоению скважин МГРП под ключ.

#### **Химические реагенты и технологии кислотных обработок пластов, разработанные в НОЦ «Промысловая химия»**

*Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетишина, научно-образовательный центр «Промысловая химия», Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина*

Наиболее распространенные технологии стимуляции скважин – это кислотные обработки. По статистике, каждая скважина подвергается одной кислотной обработке в два года. Основной



1. Stinger leakiness when performing a job in 58-C well at Domanovichskoye field. Solution: modifying stinger design – mounting of protective cover.
2. Tubing swages deformation when performing MHF in well № 58-C at Domanovichskoye field. Solution: ordering stinger with anchoring system.
3. Reaching shutoff pressure value on the 3rd fracturing port due to intercommunication of fracture with lower interval in well № 204 at Rechitskoye field. Solution: examination of stress field direction in target interval before job designing.
4. Fracturing fluid overflow, reaching shutoff pressure value due to possible leakiness of casing packer between the 3rd and the 4th fracturing ports in well № 310, Rechitskoye field (resulting in fracturing fluid leakage through annulus into high-permeable zone near the 3rd frac port), or intercommunication of originating fracture in the 4th port with fracture made in the 3rd one (resulting in fracturing fluid leakage through formerly made fracture to the outer reservoir region). Solution: examination of stress field direction in target interval before job designing.
5. Dropping balls manually. Solution: ordering ball-drop tool.

Conclusions:

1. Company obtained experience working with MHF equipment.
2. Company obtained experience of performing MHF without shut in after ball setting.
3. Case-study confirmed the importance of taking into account stress field distribution in reservoir when drilling horizontal well. It is necessary to carry out full waveform sonic logging for definition of near-wellbore rock stress field before MHF. It is used for defining the orientation and location of fracture with respect to the wellbore.
4. Oil inflow from unconventional deposits in low permeability rock was obtained (Pripyatskiy downfold, Rechitskoye field, well № 310). In 2016 it is planned to conduct MHF in 4 wells.
5. Company started constructing new well № 59 at Domanovichskoye field (multilateral well, 4<sup>th</sup> level defined by ТАМЛ (Technology

целью кислотных обработок является воздействие на скелет породы и кольматанты ПЗП с целью увеличения фильтрационных каналов и снижения фильтрационных сопротивлений в ПЗП.

Хорошо известны проблемы, возникающие при обычных соляно-кислотных обработках, – это высокая коррозионная агрессивность раствора соляной кислоты; высокая скорость реакции кислотного раствора с породой; образование вторичных осадков железа после нейтрализации кислот; высокое межфазное натяжение на границе «кислотный раствор/углеводород»; образование осадков АСПО и стойких эмульсий.

Эффективность применения традиционного солянокислотного состава невысока и имеет устойчивую тенденцию к снижению при повторных обработках. В настоящее время предложено много способов повышения эффективности солянокислотного состава, в том числе и использование комплексных кислотных составов с повышенной вязкостью, пониженным межфазным натяжением и замедленной скоростью реагирования соляной кислоты с породой. Чаще всего солянокислотный состав облагораживают добавлением смеси различных поверхностно-активных веществ. Однако при использовании большинства способов кислотных обработок соляная кислота поглощается дренированными зонами пласта, а неработающие участки так и остаются без воздействия. Этим и объясняется низкая эффективность повторных солянокислотных обработок.

В НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина разработана целая линейка добавок в солянокислотный состав, концентрации которых подбираются в соответствии с полученными результатами лабораторных исследований: совместимости с пластовыми флюидами, минералогического состава пород коллектора и состава кольматантов ПЗП.

Также в лаборатории исследований кислотных составов и ПАВ постоянно идет работа по созданию новых рецептур и технологий для кислотных обработок на основе органических и неорганических кислот.

### **Новая технология радиального вскрытия пласта**

*П.И. Попов, ООО «Нефтегазтехнология»*

В настоящее время на рынке нефтесервисных услуг все возрастающее значение приобретают технологии интенсификации скважин, повышения нефтеотдачи пластов, добычи трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов.

ООО «Нефтегазтехнология» считает за честь проинформировать участников конференции об одной перспективной развивающейся технологии, предназначенной для решения вышеперечисленных задач. Речь идет о технологии проводки протяженных радиальных стволов в действующем фонде скважин при радиальном вскрытии пласта (РВП).

Немного истории. Первые в России работы

Advancement of MultiLaterals), MHF is planned to be performed in 2 wellbores, similar to well № 58 C at Domanovichskoye field).

Company obtained experience of underbalanced milling fracturing sleeves with coiled tubing and steering directional drilling tool in well № 310 at Rechitskoye field.

7. «Production Association Belorusneft» is capable of conducting well construction and well completion with MHF with no outside help.

### **Chemical Agents and Acid Treatment Technologies Developed in the R&D Center “Oilfield Chemistry”**

*L. Magadova, L. Davletshina, R&D Center “Oilfield Chemistry”, The I.M. Gubkin RSU of Oil and Gas*

The most widespread technology of well stimulation is acid treatment. Statistically each well is treated with this technology once in 2 years. The main purpose of acid treatments is acidification of rock matrix and bottomhole clogging agents in order to enlarge filtration channels and decrease bottomhole filtration resistance.

Well-known problems during conventional acid treatments are: high corrosion activity of hydrochloric acid solution, high velocity of acid reaction with rock, ferrum precipitation after acid neutralization, high interfacial tension between acid solution and hydrocarbons, build-up of asphalt, resin, and paraffin deposits and stable emulsions.

The application of conventional hydrochloric acid treatment is not effective enough, it becomes less effective during repeated treatments. At present time there are lots of methods of enhancement of acid solution effectiveness. They include using complex high viscosity acid compositions with low interfacial tension and acid retardation. Typically hydrochloric acid composition is improved by adding mixture of different surfactants. But during most of acid treatments methods acid is filtrated through drained reservoir zones while other zones remain untreated. This is the main reason of low effectiveness of repeated acid treatments.

Research and Development Center “Oilfield Chemistry” team of Gubkin Russian State University developed a wide range of acid composition additives. Concentrations of these



по прототипу представляемой технологии РВП проводились с середины 2000-х годов на месторождениях «Татнефти», ЛУКОЙЛА, «Роснефти», ТНК-ВР, «Газпрома» и др. Наша компания подготовила и провела радиальное вскрытие в «Газпроме» на месторождениях Уренгоя в 2007–2008 годах. Прежний уровень развития технологии радиального вскрытия не принес эффекта по приросту добычи углеводородов в терригенных коллекторах ни в одной из российских компаний. Вместе с тем в карбонатных коллекторах были получены кратные приросты дебитов нефти. ООО «Нефтегазтехнология» проанализировала собственный опыт проведения работ, результаты работ в других компаниях и установила «узкие» места технологии, не позволившие получить результат в терригенных коллекторах.

Сегодня мы говорим о возможности начала внедрения на российском рынке в 2016 году новой технологии радиального вскрытия, имеющей только общую идею гидромониторной проводки ствола, но абсолютно другое технологическое устье и забойное оборудование, параметры и режимы проведения технологии. Эта новая технология лишена прежних недостатков, остановивших ее продвижение на нефтесервисный рынок. Она адаптирована к условиям как карбонатных, так и терригенных коллекторов. Существенным преимуществом ее применения является возможность проведения на депрессии полного цикла работ – от проводки канала до спуска эксплуатационной компоновки. Детальное сравнение технологии и обоснование ее преимуществ над прежним аналогом технологии, актуальность ее использования представлены в презентации.

### **Шахтно-скважинные и колтюбинговые технологии для освоения и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов нефти и газа**

*А.В. Ильюша, В.Я. Афанасьев, В.Ю. Линник, В.В. Шерсткин, ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления»*

Исчерпание промышленных запасов традиционной нефти в основных нефтедобывающих регионах России (Западная Сибирь и Поволжье) ставят на повестку дня необходимость освоения и промышленной добычи запасов тяжелой высоковязкой (битумной) и сланцевой нефти. Одним из наиболее перспективных направлений в решении этой проблемы является разработка и внедрение шахтно-скважинных технологий отработки нетрадиционных месторождений нефти, интегрирующих в себе адекватным образом громадный накопленный опыт горношахтной эксплуатации месторождений твердых полезных ископаемых и традиционных чисто скважинных технологий добычи нефти и газа.

Основная суть такого комплексного (интегрированного) подхода заключается в том, что вскрытие и подготовку нефтегазосодержащих пластов и залежей к отработке осуществляют шахтными стволами и подземными горно-подготовительными выработками, а извлечение целевого продукта из



additives are chosen in accordance with laboratory test results. Additives are tested for: compatibility with reservoir fluids, mineral composition of reservoir rock and structure of bottomhole clogging agents.

Laboratory of acid composition and surfactants analysis carries out development of new formulas and technologies for acid treatments based on organic and inorganic acids.

### **New Radial Drilling Technology**

*Pavel Popov, Neftegastech, LLC*

At present time technologies of well stimulation, enhanced oil recovery, production of unconventional resources are of the increasing importance in the oilfield service market.

LLC Neftegastech is proud to present new perspective developing technology designed for completing tasks mentioned above. This is the technology of drilling long-distance radial sidetracks in operating wells - Radial Drilling Technology (RDT).

Russia's first operations on RDT started from mid-2000's at fields operated by Tatneft, LUKOIL, Rosneft, TNK-BP, Gazprom and others. In 2007-2008 our company prepared and conducted radial drilling at Urengoiskeye field operated by Gazprom. Previous level of technical proficiency for this technology wasn't profitable in production enhancement in terrigenous reservoirs in no Russian company. At the same time radial drilling did enhance production rates in carbonate reservoirs. Neftegastech LLC conducted analysis of its own experience and operational data from other companies and specified weak points of this technology.

Today we are talking about the opportunity of implementing new radial drilling technology in Russian oilfield market. General idea of jet drilling is the same but surface and bottomhole equipment, parameters and processing method are entirely different. When developing this technology we got rid of previous disadvantages that held its expansion to the oilfield market. This technology has been adapted to both terrigenous and carbonate reservoirs. One of the substantial advantages of the application of this technology is the ability to keep full range of operations – from drilling channel to lowering

продуктивных пластов, т.е. собственно добычу нефти или газа, ведут путем бурения и соответствующего обустройства систем нагнетательно-дренирующих и добывающих скважин, которые сооружаются из подземных горно-подготовительных выработок, а также путем непрерывного использования наиболее эффективных и безопасных термогазожидкостных способов воздействия и технологий обработки продуктивных пластов в выемочно-добычных столбах создаваемых подземных энерготехнологических комплексов.

Основными достоинствами и конкурентными преимуществами предлагаемых шахтно-скважинных и колтюбинговых технологий освоения и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов нефти и газа являются:

- максимальное снижение экологической нагрузки на окружающую среду дневной поверхности;
- снижение общего объема бурения добывающих скважин до приемлемого по соображениям стоимости уровня;
- обеспечение экологической безопасности применяемых технологий стимуляции и интенсификации нефтегазоотдачи низкопроницаемых сланцевых продуктивных пластов и залежей высоковязкой битумной нефти;
- кратное повышение значений коэффициента извлечения нефти (углеводородов);
- эффективное использование (в том числе низкокалорийного) попутного нефтяного газа для выработки электрической и тепловой энергии, а также других востребованных продуктов его переработки;
- возможность рационального применения и дальнейшего комплексного развития основополагающих технологий и достижений горного производства в рамках освоенных и инфраструктурно развитых регионов страны и имеющихся отечественных технологий и оборудования;
- увеличение длительности жизненного цикла (срока службы и возможного эффективного использования) создаваемых основных производственных активов.

#### **Инновационные колтюбинговые технологии для повышения эффективности добычи углеводородов**

*С.А.Атрушкевич, СЗАО «Новинка»*

В докладе подробно рассматривается созданное в конструкторском бюро СЗАО «Новинка» инновационное оборудование для осуществления высокопродуктивных технологий нефтегазового сервиса. А именно:

- оборудование для радиального вскрытия пластов;
- оборудование для кислотоструйного бурения;
- технология и оборудование для очистки скважин с аномально низким пластовым давлением.

#### **Высокотехнологичный стенд для испытания гибких труб**

*Нельсон Перозо, Карлос Паз, Хавьер Хольцман,*



casing - on an underbalanced level. Presented are comparison of this modern technology and the previous one, justification of its advantages and the applicability.

#### **Mining-Downhole and Coiled Tubing Technologies for Development and Production of Hard-to-Recover Oil and Gas Reserves**

*A. Ilyusha, V. Afanasjev, V. Linnik, V. Sberstkin, The State University of Management*

Depletion of technically recoverable reserves in main oil producing regions of Russia (Western Siberia, Volga region) brings the issue of development of super-viscous (bitumen) and shale oil to the top of the agenda. In this regard, one of the most promising directions is development and implementation of mining-downhole technologies in the unconventional oil fields exploitation. This technology encompasses a great wealth of experience of using shafts to recover solid minerals and conventional oil and gas well technologies.

Main subject of such integrated method is as follows: reservoir drilling and pretreatment are performed by using shafts and mines while production is carried out by drilling and construction of producing and injection wells out of mines. Also production is supported by constant use of most effective and safe thermal gas-fluid stimulation methods and reservoir treatments in extraction columns as a part of subsurface power-engineering system.

Main competitive advantages of using mining-downhole and coiled tubing technologies for development and production of hard-to-recover oil and gas reserves are as follows:

- Substantial decrease in the environmental impact on daylight surface;
- Decrease in production wells drilling footage in terms of reasonable cost;
- Providing environmental safety of applied stimulation technologies (low-permeability shale and super-viscous oil reservoirs stimulation);
- Several-fold increase in oil recovery factor;
- Efficient use of associated petroleum gas in generating electric power and thermal energy and other derivative products;

*Йоахим Оттелт (Институт технологий нефтегазодобычи, Клаустальский технический университет)*

Трубная продукция используется при большинстве работ, относящихся к нефтегазовой индустрии. Надежность любой операции может быть улучшена путем предсказания жизненного цикла трубных изделий. Это также позволит снизить непродуктивное время и избежать дополнительных расходов.

Поскольку для таких предсказаний требуется очень точное воспроизведение реальных нагрузок на гибкие трубы (ГТ) в процессе их использования, был спроектирован и построен уникальный стенд для моделирования всевозможных процессов, которые способствуют выходу из строя колтюбинга.

К основным нагрузкам на ГТ можно отнести сгибающие нагрузки, действие внутреннего давления и осевые/растягивающие воздействия. В отличие от других трубных изделий, используемых в нефтегазовой индустрии, ГТ подвергаются пластической деформации из-за регулярных циклов изгиба, которые обусловлены прохождением колтюбинга через вертлюг и наматыванием на барабан. Внутреннее давление вкупе с меняющимися сгибающими нагрузками ответственны за овализацию ГТ (потерю первоначального круглого состояния). Овальность труб сильно влияет на способность колтюбинга сопротивляться действию внутреннего или внешнего давления. Поскольку ГТ представляют собой неразрывную колонну длиной до нескольких тысяч метров, очень частым явлением, свойственным колтюбингу, является его удлинение из-за осевых нагрузок, обусловленных воздействием собственного веса при нахождении в вертикальной части скважины. Наконец, важно принять во внимание трение о стенки ствола скважины, которое присутствует при спуске ГТ. Трение может быть представлено как индуцированный крутящий момент.

Новый стенд для испытаний ГТ способен симулировать все вышеупомянутые нагрузки как по отдельности, так и одновременно. Это производится при помощи гидравлических цилиндров, действующих на тестовый образец.

В докладе показаны результаты первых тестов ГТ, а также проведено сравнение с другими доступными данными. Тесты проведены под действием высокого внутреннего давления для того, чтобы симулировать условия высоконапорных скважин.

#### **Технология одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов в скважинах с повышенным газовым фактором**

*Д.Л. Третьяков, Н.А. Демяненко, М.И. Галай, П.П. Селькин, С.Д. Клочков, БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»*

Большинство нефтяных месторождений Республики Беларусь являются многопластовыми. Как правило, каждый пласт имеет свои геолого-физические характеристики, которые значительно отличаются от таковых соседних пластов. Опыт

- The opportunity of smart use and further integrated development of major mining technologies in terms of country regions with well-developed infrastructure and available technologies and equipment ;
- Increase in length of main business assets life cycle (service life and efficient use).

#### **Innovative Coiled Tubing Technologies for Hydrocarbons Recovery Intensification**

*Sergey Atrushkevich, Novinka, CJSC*

The paper gives a detailed consideration to innovative equipment developed in Novinka, CJSC for implementing different high-efficient technologies in oilfield service. They include:

- Radial drilling equipment;
- Acid jet drilling equipment;
- Technology and equipment for cleanout of wells with abnormally low formation pressure (ALFP).

#### **High-End Testing Frame for Coiled Tubings**

*Nelson Perozo, Carlos Paz, Javier Holzmann, Joachim Oppelt (ITE – Clausthal University of Technology)*

Tubulars are involved in most of the activities related to the oil and gas industry. The reliability of any operation can be enhanced by predicting the lifetime of these tubulars and thus avoiding non-productive time and excessive costs.

With the need of accurately replicate the actual service loads acting on coiled tubings during its operation in the field, a unique testing frame was designed and built to simulate all the different processes promoting the failure of these tubulars.

The main loads acting on coiled tubings are the bending, internal pressure and axial load. Unlike the rest of the tubulars used in the oil and gas industry, coiled tubings work under plastic deformation because of the bending cycles encountered while passing through the reel and gooseneck. The internal pressure, altogether with the alternating bending loads are responsible for the ovality of the pipe, an effect representing the loss of roundness in the coiled tubing. The ovality strongly affects the capacity of the tubing to resist the presence of internal or external pressures. Since the coiled tubing is one piece of pipe which can measure even thousands of meters, it is very common for this tubular to suffer elongation because of the high axial tension load represented by its own buoyed weight when it hangs in the vertical section of a well. Finally, it is important to take into account the friction with the walls of the wellbore as the tubing is deployed. This friction can be represented as an induced torque in the pipe.

The new testing frame is able to simulate all these possible loads either separately or at the same time by means of hydraulic cylinders acting directly on the test specimen.

The results of the first tests applied on coiled

разработки нефтяных месторождений с несколькими пластами одной сеткой скважин показал, что это ведет к неравномерной выработке запасов, прорывам вытесняющего нефть агента (как правило, воды) к добывающим скважинам по наиболее продуктивным пластам, значительным потерям в добыче нефти и снижению коэффициента нефтеотдачи. Это связано с тем, что для каждого нефтесодержащего пласта (залежи) с учетом особенностей его геолого-физических свойств требуются свои индивидуальные режимы эксплуатации, которые обеспечивают максимальную добычу нефти и коэффициент ее извлечения. Поэтому в последние годы для разработки каждого нефтесодержащего пласта создается своя система разработки, включающая сеть добывающих скважин. Для вытеснения нефти из пласта создается сеть нагнетательных скважин, в которые закачивается вытесняющий агент (в основном вода).

Для снижения затрат, связанных со строительством сетки скважин для разработки каждого из пластов, их обустройством и включением в систему сбора и транспорта нефти, увеличения темпов разработки месторождений, повышения нефтеотдачи пластов и рентабельности эксплуатации скважин в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» разработана и внедрена технология одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов в скважине с повышенным газовым фактором. Для реализации технологии разработано и изготовлено скважинное оборудование.

Технология раздельной эксплуатации двух пластов позволяет выполнять добычу нефти из двух пластов с использованием штанговой насосной установки. Спуск установки в скважину осуществляется на колонне лифтовых труб с хвостовиком ниже насосной установки, на котором находится пакер, обеспечивающий разобщение верхнего и нижнего эксплуатируемых пластов. Глубинная насосная штанговая установка имеет два входа, один из которых сообщается с надпакерным, а второй с подпакерным пространством скважины через всасывающие клапаны. Выход насоса сообщен с полостью колонны лифтовых труб через нагнетательный клапан. На внешней стороне колонны лифтовых труб крепится скважинный трубопровод для отвода попутного газа из-под пакерного пространства. Отделение попутного газа из пластового флюида, поступающего из нижнего пласта, обеспечивается за счет многократного изменения направления движения потока с постоянным отводом выделившегося газа по скважинному трубопроводу в линию нефтесбора на устье скважины или в надпакерную полость скважины (в затрубное пространство) выше динамического уровня жидкости. Технология внедряется с 2012 года. На 01.10.2015 технология внедрена на 23 скважинах. Средний прирост дебита нефти на 1 скважину составил 7,5 т/сут. За период внедрения от реализации технологии дополнительная добыча нефти составила более 120 тысяч тонн.

tubings are shown and compared with other available results. These first tests were run with high internal pressure in order to simulate the loads acting in high pressure wells.

### **The Technology of Dual Completion in Wells with High Gas to Oil Ratio**

*D. Tretjakov, N. Demyanenko, M. Galay, P. Selkin, S. Klochkov, RUP PO Belorusneft*

Most of oil fields in Republic of Belarus are multilayer fields. Generally each layer with its own geological characterization is different from adjacent layers. According to field development experience, multilayer field development with one well spacing pattern causes unbalanced recovery of reserves, displacement agent (water) breakthrough into producing wells, loss of production and reduction in oil recovery factor. This is because each layer with its own properties requires special operation mode that provides the highest production rate and oil recovery factor. Hence, in recent years it has become necessary to design field development system with special producing well spacing pattern for each layer. It is also necessary to develop injection well spacing pattern for displacement agent (mainly water) injection.

In order to cut costs for well spacing pattern construction for each layer, construction of production, processing and transportation facilities, to accelerate field development rate, enhance oil recovery and feasibility of well operation «Production Association Belorusneft» developed and implemented «the technology of dual completion in wells with high gas to oil ratio». All required well equipment is developed and manufactured.

The technology of dual completion enables 2-layers oil production using sucker rod pumping unit. Unit is tubing-conveyed into the wellbore with liner located below pumping unit. Liner packer provides isolation of upper and lower layers. Sucker rod pumping unit has 2 inlets: they intercommunicate through suction valves with the space above the packer and space below the packer respectively. Pup inlet is connected with tubing through the injection valve. Downhole pipeline is used for associated gas withdrawal out of the space below the packer; it is mounted on the outside of the tubing. Associated gas is separated from reservoir fluid flowing from lower layer. It is performed by multiple changes of flow direction with continuous gas withdrawal through the downhole pipeline to the surface or to the space above the packer (annulus) above the well dynamic head. This technology has been implemented since 2012. By the date 01.10.2015 the technology was implemented in 23 wells. The average rate growth constituted 7,5 t/day per 1 well. During implementation period, incremental ultimate oil recovery reached more than 120 thousand tons.

# Fidmash®

**СЗАО «ФИДМАШ» – генеральный спонсор конференции**

**Fidmash is the Primary Sponsor of the Conference**



**Решения, проверенные временем.  
Взгляд в будущее**

*Ю.В. Белугин, СЗАО «ФИДМАШ»*

В современных условиях основным средством повышения экономической эффективности нефтегазосервисных предприятий является внедрение новых технологий при помощи современного оборудования, которое позволяет как осваивать новые сегменты рынка, так и снижать издержки при проведении операций.

По информации ряда аналитических компаний, в среднесрочной перспективе произойдут значительные изменения структуры рынка кольтюбинга. В том числе ожидается рост high-cost сегмента, и прежде всего это будет связано с ростом доли более дорогих операций (КРС, вскрытие пластов на депрессии, ЗБС, освоение горизонтальных скважин, сопровождение многостадийных ГРП и пр.).

СЗАО «ФИДМАШ» в своей деятельности руководствуется стратегией, базирующейся на многолетнем опыте, индивидуальном и гибком подходе к каждому заказчику, внедрении передовых идей и технологий, реализации проектов под ключ, адаптации оборудования под технологии заказчика и регионэксплуатации, сервисном обслуживании и региональных складах ЗИП.

В докладе приведен обзор как серийного оборудования (кольтюбинговое, азотное, насосное, комплексы ГРП и др.) для высокотехнологических операций по повышению нефтегазоотдачи, так новых разработок, отвечающих современным требованиям рынка. Особое внимание уделено системам автоматизации и управления комплексами.

*Вторая часть тезисов докладов, представленных на 16-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы», будет опубликована в журнале «Время колтюбинга» № 1 (55) в 2016 году.*

По информации ряда аналитических компаний, в среднесрочной перспективе произойдут значительные изменения структуры рынка кольтюбинга. В том числе ожидается рост high-cost сегмента, и прежде всего это будет связано с ростом доли более дорогих операций (КРС, вскрытие пластов на депрессии, ЗБС, освоение горизонтальных скважин, сопровождение многостадийных ГРП и пр.).

According to the information of some analytic companies, the structure of coiled tubing market will significantly change in the mid-term. High-cost segment of the market will grow. It is connected mainly with the increase of the number high-cost operations (well workover, underbalanced drilling, sidetracking, horizontal drilling, multi-stage fracturing, etc.).

**Time Proved Decisions. Future Outlook**

*Yu. Belugin, NOV FIDMASH*

Today the main method of increasing the economic efficiency of oil and gas service companies is the introduction of new technologies with the help of state-of-the-art equipment, which allows both developing of new markets and decreasing of operational expenses.

According to the information of some analytic companies, the structure of coiled tubing market will significantly change in the mid-term. High-cost segment of the market will grow. It is connected mainly with the increase of the number high-cost operations (well workover, underbalanced drilling, sidetracking, horizontal drilling, multi-stage fracturing, etc.).

NOV FIDMASH's activity is regulated by the strategy based on the long-term experience, individual and flexible attention to every customer, introduction of advanced ideas and technologies, realization of turn-key projects, adaptation of equipment according to customer's technologies and the operations region, as well as on the high-quality maintenance service and the presence of regional spare parts warehouses.

The article contains the review of both the production equipment (coiled tubing, nitrogen, pumping, fracturing, etc.) for high-tech EOR operations and new developments capable of meeting modern markets' requirements. A special attention was paid to the automation and control systems.

*The second part of the proceedings of the 16<sup>th</sup> International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference will be published in Coiled Tubing Times journal № 55 (2016, № 1).*