

ДИАГНОСТИКА И МОНИТОРИНГ ПРИТОКОВ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ТРАССЕРОВ НА КВАНТОВЫХ ТОЧКАХ®

PRODUCTION LOGGING USING QUANTUM DOTS TRACERS®

Андрей ГУРЬЯНОВ, Александр КАТАШОВ, Кирилл ОВЧИННИКОВ

Andrey GURIANOV, Alexander KATASHOV, Kirill OVCHINNIKOV

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы в мире происходит увеличение добычи нефти и газа из горизонтальных скважин, стимулированных с помощью многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). При общем росте объема бурения горизонтальных скважин увеличение добычи нефти часто не соответствует проектному уровню, и одной из важнейших задач разработки месторождения становится получение наиболее полной информации по притокам продуктивных интервалов скважин.

Проведение и интерпретация результатов геофизических исследований, хорошо зарекомендовавших себя в вертикальных стволах, в горизонтальных скважинах осложнены многофазностью потока, изменениями скорости течения флюида в стволе, наличием восходящих и нисходящих участков траектории горизонтального участка ствола. При исследовании горизонта проводится установление отдающих интервалов, состав поступающих флюидов и их дебиты.

Определение профилей притока в эксплуатационных скважинах является основой для принятия технических решений по максимально эффективной разработке месторождений нефти и газа, оптимизации решений по заканчиванию скважины или проведению работ по капитальному ремонту.

До недавнего времени в отрасли не существовало альтернативы внутрискважинным каротажным операциям для определения мест притока воды в скважину; положения ВНК и контроля за его перемещением; выделения обводненных продуктивных пластов и оценки проведенных мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта, таких как солянокислотная обработка или многостадийный гидроразрыв пласта.

Однако каротажная операция в горизонтальной скважине является относительно дорогостоящей процедурой, требующей применения сервиса гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) или тракторов. Осуществимость и успешность операций зависит от сезонной доступности самой скважины, сложности формы и

INTRODUCTION

For the last decade, the global trend in the oilfield industry is to improve the oil and gas production by drilling as well as by completing horizontal well sand later on improving the process using multistage fracturing. Though the number of horizontal wells is rapidly increasing, the production of hydrocarbons is not always up to the designed volume. In this regard, acquiring the knowledge on the performance of producing intervals is an important task for operating companies to fully optimize the productivity and maximize the recovery as well. Production logging solutions proved to be efficient in vertical or slightly deviated wells, however, face many challenges in horizontal laterals as the logged section is often more than 20 times longer compared to vertical wells. Common factors that complicate the production logging are layered flow of formation fluid, deviation and accessibility of wellbore, and changes in fluid velocity moving past or through the tools.

Meanwhile, the quality of well completion and reservoir management decisions for production wells largely depends on production logging data such as mechanical flow meter and fluid capacitance surveys.

Until recently, there is no alternative to wire line downhole tools used to evaluate the placement of fracturing proppant or acids, production rate and zonal water breakthrough. These tools also monitor oil water contact.

In practice, well intervention in horizontal wells requires implication of coiled tubing or tractor services to deploy logging tools downhole. The success of well intervention depends on many factors and among of these factors are the following: well accessibility, completion IDs and length of the horizontal lateral, etc. There are also key aspects to be considered such as the significant cost of well intervention and the availability of wire line and coiled tubing equipment.

More importantly, production logging downhole tools are designed to provide production data during well intervention only and does not give a dynamic picture extended in time.

The specifications of horizontal laterals demand further sophistication of downhole tools such as

интенсивности набора кривизны на участках и мест изменения внутренних диаметров обсадной колонны.

Спускаемые в скважину инструменты для промыслово-геологических исследований (ПГИ) позволяют получать одновременную картину притоков в скважине, но они не позволяют выполнять мониторинг в течение продолжительного времени. Специфика горизонтальных скважин требует также решения таких вопросов, как снятие данных по фазам флюида по всему сечению ствола скважины установкой нескольких спиннеров на прибор ПГИ, влияние ГНКТ на точность измерения давления и расходов. Кроме того, при внутрискважинных операциях существуют риски прихвата или потери забойных инструментов, требующие длительных и дорогостоящих ловильных работ.

ТЕХНОЛОГИЯ ПЛАСТОВЫХ ТРАССЕРОВ НА КВАНТОВЫХ ТОЧКАХ

Трассерные исследования с применением маркированного проппанта не имеют вышеприведенных ограничений и позволяют повысить эффективность диагностики притоков в скважинах после многостадийного гидроразрыва пласта при разработке месторождений нефти. Принципиальное отличие данной технологии от традиционных методов геофизических исследований (ГИС) заключается в возможности вести мониторинг работы портов в скважине на протяжении длительного периода времени при радикальном уменьшении задействованных ресурсов по оборудованию и персоналу, сокращении расходов и повышении безопасности производства.

Размещение трассеров в нефтяном пласте на долгосрочный период и последующий анализ маркеров-репортеров® на поверхности после выноса потоком скважинного флюида позволяет вывести управление работой скважины на качественно новый уровень.

Важной частью технологии трассирования является синтез комбинаций маркеров из квантовых точек, который проводится на основе композитных полимеров. Квантовые точки – это нанокристаллы, полученные при помощи коллоидного синтеза и покрытые слоем адсорбированных поверхностно-активных молекул, состоящие из сотен атомов и имеющие размеры 2–10 микрон. Квантовые точки, получаемые методом коллоидного синтеза на основе халькогенидов кадмия, флуоресцируют разными цветами в зависимости от своего размера. Маркеры-репортеры, созданные из квантовых точек, обладают уникальной способностью поглощать энергию в широком диапазоне спектра и испускать узкий спектр световых волн, который может регистрироваться методами проточной цитометрии. Использование квантовых точек в технологии трассирования

increasing the number of spinners to cover wellbore cross section area. Also, when coiled tubing deploys logging tools in a wellbore, it may cause a choking effect resulting to the distortion of the downhole production rates data. Well intervention has some risk of coiled tubing stuck or loss of downhole tools in a well with a subsequent costly fishing operation.

THE TECHNOLOGY OF QUANTUM DOT TRACERS

However, production logging data can be obtained in an alternative way using tracers embedded in proppant which are pumped downhole during fracturing. The main advantage of quantum dots tracer® technology is its ability to monitor formation fluid production per zone at any time during a year after fracturing. Implementation of the technology is time efficient and does not require field equipment as well as crew for operation, which reflects on operating costs carried by customers. Indeed, the placement of tracers into the oil reservoir for a long-term period and the subsequent analysis of marker-reporters® carried throughout the well and into the surface brings well management on a qualitatively new level.

The “Geosplit” technology features a synthesis of a combination of marker-reporters made of a few quantum dots and a mixture of the polymer-based chemical composition. Quantum dots are nanocrystals produced using the process called colloidal synthesis. A single quantum dot is compounded of few hundred atoms and as small as 2–10 microns in diameter.

Colloidal quantum dots irradiated with a laser emit light of different colours due to quantum confinement. The emittance of a particular spectre of light can be detected using flow cytometry method. Several quantum dots joined together creates a unique and traceable marker-reporters element. There could be a large number of possible tracer signatures (up to 50) that exclude the chance of misinterpretation during the lab analysis. This distinctive feature of Geosplit's technology is essential in multistage fracturing of 30 plus production intervals in a single well.

The polymer coating of fracturing proppant contains millions of marker-reporters and is designed to degrade gradually when in contact with hydrocarbons and water. During the fracturing operation, some proppant with tracers follow the mass of a conventional proppant. After the introduction of proppant into the formation, the coating gradually releases markers to formation fluid and further carried out into the surface. The marker-reporters can be captured either in oil or water phase of formation fluid. Due to the nanosize of markers, these materials do not have enough energy to make a transition from one phase to the other. Hence, each phase of formation fluid has its own indicators. The process continues and is non-stop for at least a year. On demand, samples of formation fluid are taken from sample point located in the production line and studied in the laboratory. The analysis of samples

обусловлено большим количеством возможных комбинаций при синтезе маркеров-репортеров (до 50), что позволяет исключить ошибки при интерпретации и отвечает современным требованиям МГРП, включающем 30 и более стадий.

Различные типы и комбинации маркеров-репортеров размером в несколько микрон вводятся в полимерное покрытие проппанта, постепенно разрушающееся при контакте с нефтью и водой. Трассированный проппант добавляют к основной массе обычного проппанта и закачивают как расклинивающий материал в пласт при гидроразрыве пласта.

В последующий длительный, не менее года, период времени происходит постепенное вымывание маркеров-репортеров водой и нефтью и их транспортирование потоком пластового флюида на поверхность. Маркеры-репортеры выделяются и в нефтяную, и в водную фазы пластового флюида. Энергии маркеров недостаточно для последующего перехода из одной фазы в другую даже при условиях длительного центрифугирования. Захваченные одной из фаз жидкости маркеры остаются в ней навсегда. Таким образом, каждая из фаз пластового флюида надежно обеспечивается своей порцией индикаторов.

Пробы скважинного флюида, взятые на устье скважины, после этапа пробоподготовки проходят анализы в автоматическом режиме методом проточной цитометрии с помощью программно-аппаратного комплекса «Геосплит».

Метод основан на исследовании дисперсных сред в режиме поштучного анализа элементов дисперсной фазы по сигналам светорассеяния и флуоресценции.

Первоначально используется система гидродинамической фокусировки в микрокапиллярной системе, где за счет разности давлений между образцом и обтекающей жидкостью обеспечивается прохождение маркеров в ламинарном потоке жидкости поодиночке по проточной ячейке. Далее происходит облучение частиц в жидкости лазерным излучением и с регистрацией сигналов светорассеяния и флуоресценции от каждой квантовой точки в комбинации маркера.

При помощи проточного цитометра

happens in automatic mode and real time using a flow cytometer and computer equipment designed by "Geosplit" company.

The flow cytometer suspends micro-particles in

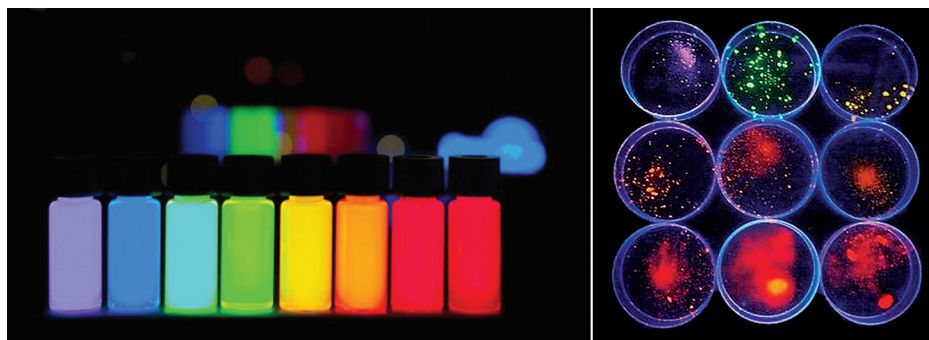


Рисунок 1 – Квантовые точки, флуоресцирующие при лазерном облучении

Figure 1 – Colloidal quantum dots irradiated with a laser light. Different-sized quantum dots emit light of different colours due to quantum confinement

a stream of fluid and pass them by an electronic detection apparatus. The process allows simultaneous multiparametric analysis of the physical and chemical characteristics of particles including fluorescently labelled marker-reporters.

Initially, a hydrodynamic focusing system is used in the microcapillary system, where due to the pressure difference between the sample and the flowing fluid, the marker-reporters are passed through the

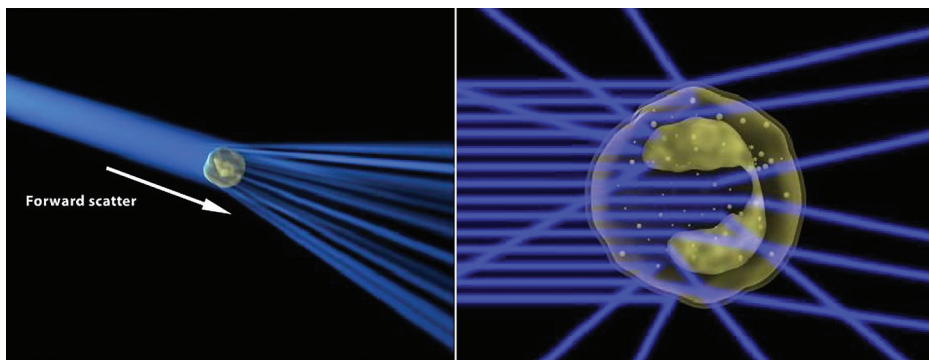


Рисунок 2 – Прямое и боковое светорассеяние частицы

Figure 2 – Direct and lateral light scattering

laminar flow of liquid one by one via the flow cell. Then, the particles are irradiated in the liquid with laser radiation and subsequently light scattering and fluorescence signals were recorded from each quantum dot in the marker-reporters.

With the aid of a flow cytometer, the parameters of particles in the liquid being analysed are recorded in order to determine the qualitative and quantitative compositions of the marker-reporters. The flow cytometer records two (2) types of light scattering: direct (small-angle) and lateral.

The direct light scattering detector is located along the laser beam behind the flow cell and records the laser radiation, which is scattered at angles of 2–19 degrees. The intensity of light scattered at a small angle is proportional to the size of the particle. Larger

регистрируются параметры частиц в исследуемой жидкости с целью выделения качественного и количественного состава маркеров. Проточный цитометр регистрирует два типа светорассеяния: прямое (малоугловое) и боковое.

Детектор прямого светорассеяния располагается по ходу лазерного луча за проточной ячейкой и регистрирует излучение лазера, которое рассеивается под углами 2–19 градусов. Интенсивность рассеянного под малым углом света пропорциональна размеру частицы. Более крупные частицы рассеивают свет сильнее мелких.

Внутреннее содержимое частиц оптически неоднородно.

Луч лазера, проходя сквозь частицу, многократно преломляется и рассеивается во все стороны. Регистрация этого излучения позволяет судить о форме, размерах и внутреннем строении частицы.

Полученные данные интерпретируются с помощью программного обеспечения и визуализируются в виде графиков притока по ступеням ГРП во времени и накопленных дебитах по нефти и воде в каждой из ступеней.

ТЕСТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ

В 2016 году в лаборатории «НТЦ Газпромнефть» была проведена проверка методологической готовности технологии к проведению исследований на горизонтальных скважинах с многоступенчатым гидроразрывом пласта.

Лабораторные испытания трассерной технологии заключались в определении первоначальных концентраций проппанта путем анализа маркеров-репортеров и содержали следующие этапы:

- подготовка и доставка проб нефти и маркированного проппанта двух видов;
- смешение двух проб проппанта, маркированного различными кодировками квантовых трассеров с нефтью;
- ожидание выделения маркеров-репортеров проппантом в нефть;
- пробоподготовка нефти с маркерами для работы с проточным цитометром;
- определение первоначальной концентрации двух видов проппанта с помощью цитометрического анализа.

Для проведения лабораторных испытаний компанией «Геосплит» были подготовлены пробы трассированного проппанта фракцией 16/20 с двумя типами кодировок квантовых точек (ГС-1 и

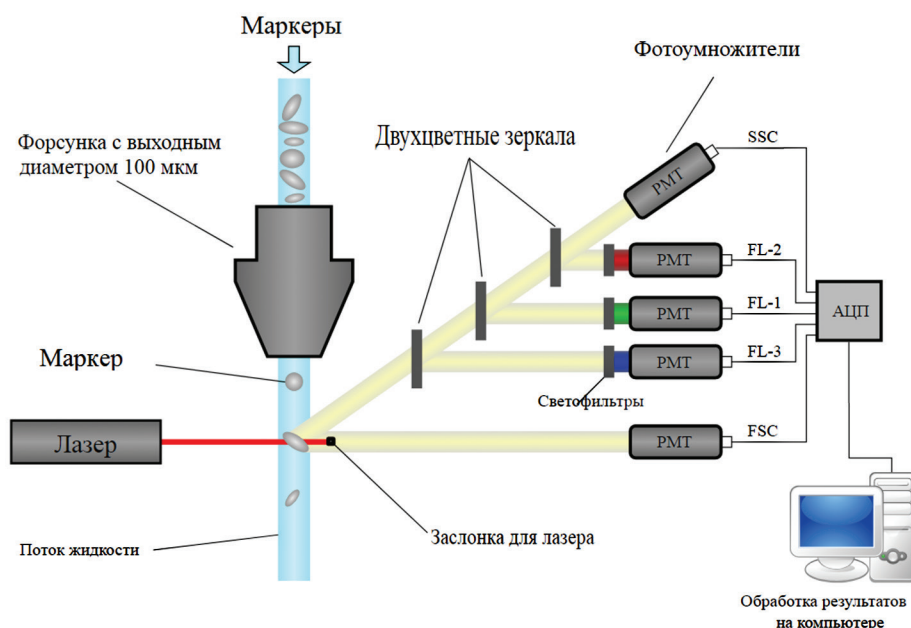


Рисунок 3 – Схема работы проточного цитометра
Figure 3 – Flow chart of the flow cytometer

particles scatter light more strongly than small ones.

The internal contents of the particles are optically non-uniform. The laser beam, passing through the particle, is repeatedly refracted and scattered in all directions. Registration of this radiation allows us to judge the shape, size and internal structure of the particle.

The data obtained is interpreted by a software and is visualized in the form of zones inflow charts along the stages of the fracturing which shows accumulated oil and water production in each interval.

THE TECHNOLOGY VALIDATION

In 2016, the technology was tested in the laboratory of “STC Gazpromneft” to conduct research on the methodological readiness used in horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing.

Laboratory tests performed on traced proppant technology focused on determining the initial concentrations of proppant by analysing quantum dot marker-reporters and included five major steps as follows:

- preparation and delivery of oil samples and proppant with two different signatures of quantum dot tracers;
- mixing traced proppant with the formation fluid (a mixture of oil and water);
- waiting until traced proppant releases marker-reporters into the formation fluid;
- treatment and preparation of formation fluid to suit working condition of the flow cytometer;
- determination of the initial concentration of two types of proppant using cytometric analysis.

To carry out the laboratory tests, the company “Geosplit” prepared samples of proppant fraction 16/20 marked with two signatures of tracer (GS-1 and GS-2). The experiment was conducted using the crude oil samples taken from the Priobskoye field.

ГС-2). Эксперимент проводился с использованием пластовой нефти, отобранной с участка Приобского месторождения. Для исследования были подготовлены 3 пробы, каждая массой 300 г. Проппант с двумя кодировками трассеров был смешан в соотношении, представленном в табл. 1.

После смешения двух типов трассированного проппанта в лабораторные емкости была добавлена нефть в одинаковой пропорции с проппантом по массе. Для выделения маркеров-репортеров из оболочки проппанта лабораторные емкости с нефтью и проппантом были выдержаны в течение 1,5 часа при температуре, максимально приближенной к пластовой – 80 °С. После перемешивания жидкость с растворенными в ней маркерами-репортерами была помещена в отдельную емкость. Затем была произведена процедура пробоподготовки – замена фазы исследуемой жидкости, в которой находились комбинации квантовых маркеров. Данная операция выполнялась несколькими повторяющимися циклами до полной замены фазы пластовой жидкости на дистиллированную воду.

Каждый цикл пробоподготовки содержит в себе следующие процессы:

- конверсия фаз;
- центрифугирование для осаждения трассеров;
- применение ПАВ и растворителей;
- пропуск флюида с трассерами через мембранные фильтры.

Далее с помощью аппарата проточной цитометрии было выполнено определенное количество замеров относительной концентрации трассеров в пробе. С применением программно-аппаратного комплекса «Геосплит» были визуализированы результаты исследования каждой пробы в виде «облака регистрации событий», представленном на рис. 4, и произведено осреднение данных.

Результаты цитометрического анализа представлены в табл. 2.

Разница между соотношениями двух типов проппанта, взвешенного перед исследованием и вычисленного по результатам проточной цитометрии, не превысила 6%, что послужило основанием для заключения о весьма высокой точности метода.

В лаборатории «Геосплит» в Сколково был произведен ряд лабораторных экспериментов, подтверждающих возможность мониторинга притоков различных интервалов в горизонтальных стволах скважин. С помощью лабораторного стенда было смоделировано размещение проппанта, трассированного различными комбинациями квантовых точек в семи зонах горизонтально расположенного трубопровода с изменением расходов закачки смеси нефти и воды, а также ее процентного соотношения.

Исследование было проведено на основании двенадцати образцов, отобранных в течение

Таблица 1 – Соотношение проппанта с кодировками трассеров ГС-1 и ГС-2
Table 1 – Ratio proppant GS-1 and GS-2

Номер пробы Number of sample	ГС-1, г S-G1, gramme	ГС-2, г GS-2, gramme	Соотношение ГС-1 и ГС-2, % Ratio GS-1 and GS-2, %
1	29	271	9,7 / 90,3
2	170	130	57 / 43
3	291	9	97 / 3

In this study, three 300 g samples were prepared and each sample had a different ratio of GS-1 and GS-2 proppant as shown in Table 1.

Crude oil was then added to the laboratory tanks in equal proportions with the proppant by weight.

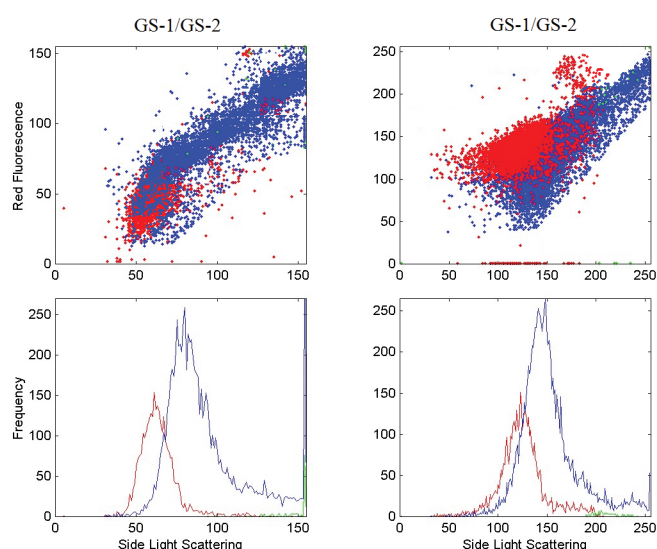


Рисунок 4 – Облако регистрации событий
Figure 4 – Events registration cloud shown by the flow cytometer

To release markers from the proppant to the liquid, samples were allowed to stand by for 1.5 hours at a temperature of 80 °C to simulate downhole conditions. After mixing, the liquid with marker-reporters was drained into a separate container. Thereafter, samples treatment procedure was carried out to suit the requirements of flow cytometer apparatus.

Each sample treatment cycle consisted of the following:

- formation fluid samples phase conversion;
- centrifugation to sediment markers-reporters in the lower part of the sample;
- use of surfactants and solvents to remove hydrocarbons;
- use of membrane filters for transferring of all marker-reporters to the distilled water.

Then, the flow cytometry apparatus identified concentration of marker-reporters in each of three samples and visualized results in the form of an "event registration cloud".

одной недели. По результатам диагностики, в соответствии с изменениями в расходах закачки, было определено последовательное падение притока нефти в интервалах 7 и 6. В то же время оба интервала отразили плавное увеличение доли воды во флюиде. Исследование проиллюстрировало, что снижающаяся динамика графика общего расхода по воде, показанная на рис. 5, скрыла увеличение водной фазы в интервалах 7 и 6.

ПОЛЕВОЕ ПРИМЕНЕНИЕ

Многостадийный четырехинтервальный МГРП был произведен в августе 2014 года на горизонтальной скважине одного из крупных месторождений Ханты-Мансийского АО в одной из ведущих добывающих компаний. В каждую ступень было успешно закачено 35 т обычного проппанта и 15 т проппанта с трассерами на квантовых точках. На основе обработки данных микросейсмического мониторинга МГРП были зарегистрированы источники микросейсмических событий и определены их

Таблица 2 – Соотношение проппанта ГС-1 и ГС-2 в трех пробах, измеренное до исследования и по результатам проточной цитометрии

Table 2 – The ratio of proppant GS-1 and GS-2 in three samples, measured before the conduct of the study and according to the results of flow cytometry

Номер пробы Sample №	Точное соотношение проппанта ГС-1 и ГС-2, % Measured ratio of proppant GS-1 and GS-2, %	Соотношение проппанта ГС-1 и ГС-2 по данным цитометра, % Ratio of proppant GS-1 and GS-2 using flow cytometry, %
1	9,7/90,3	10,2/89,8
2	57/43	62,6/37,4
3	97/3	96,4/3,6

The results of the cytometric analysis are presented in Table 2.

The difference between the mixed ratios of proppant weighed before the conduct of study and

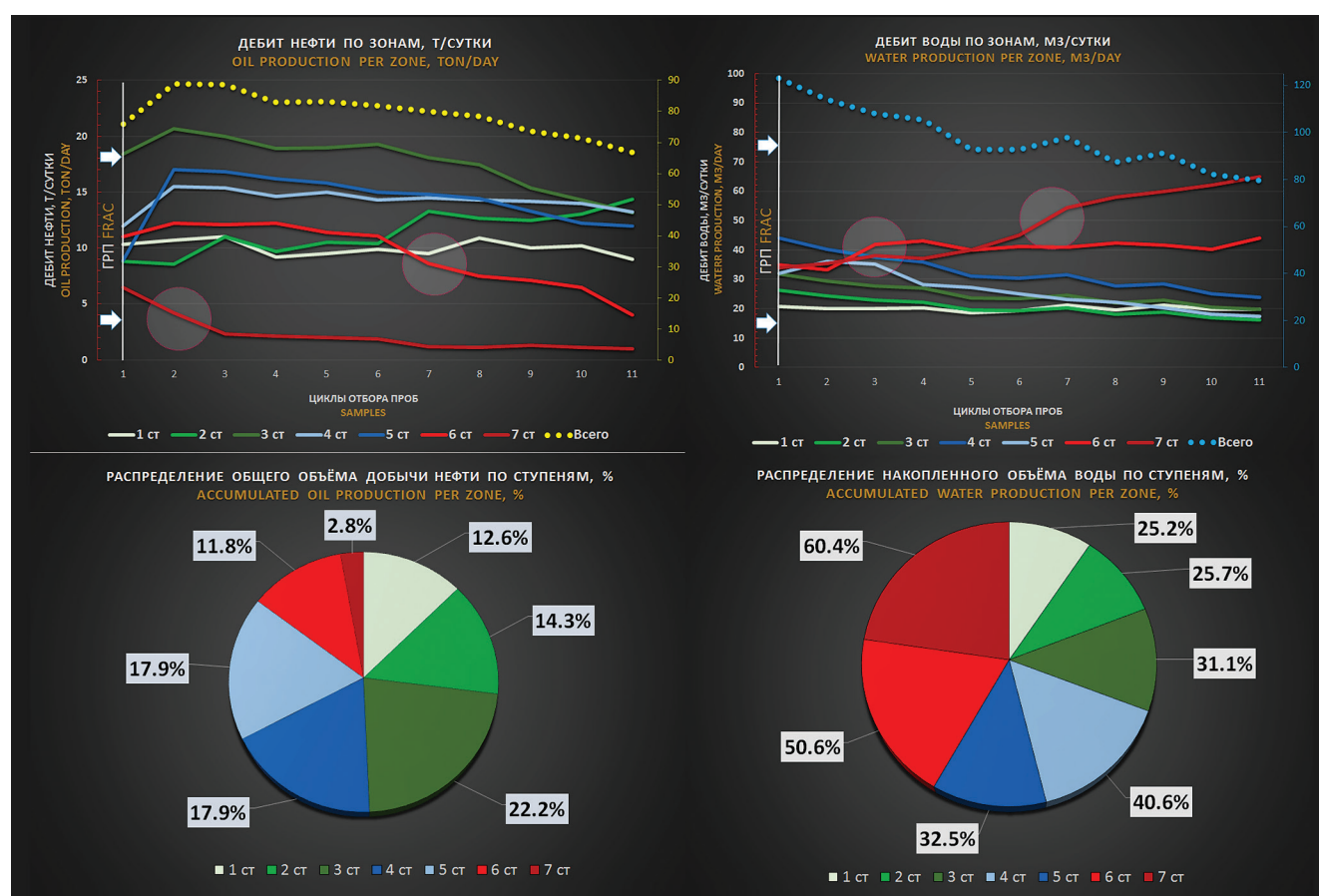


Рисунок 5 – Последовательное падение притока нефти в ступенях 7 и 6

Figure 5 – Consecutive decreases in oil inflow at intervals 7 and 6

координаты, время возбуждения, параметры достоверности, энергия каждого источника, значения средних скоростей распространения сейсмических волн от выделенных источников до поверхности. Данные микросейсмического анализа подтверждают развитие области

the difference calculated from the results of flow cytometry did not exceed 6%. Based on test results, a conclusion was reached on the high accuracy of the method.

The process of monitoring changes in inflow of several production intervals in horizontal bore

микросейсмической активности в процессе операции ГРП на каждом из четырех интервалов.

Данные, полученные в результате микросейсмического исследования, подтверждают факт гидроразрыва во всех заявленных зонах. Однако последующий разовый спуск инструментов ПГИ показал отсутствие данных относительно интервала 4 по причине дебита ниже порога активации турбины расходомера. Трассерные исследования, проведенные путем отбора 16 проб на протяжении месяца показали картину притоков скважины в динамике, зафиксировав стабильную работу интервала 4 в каждом из 16 исследований. По данным диагностики выяснилось, что в период исследований наиболее продуктивно работает ступень 1, выдавая самый высокий дебит по нефти при наименьшей обводненности – 47% и 22% от общего дебита по нефти и воде соответственно.

Как следует из рис. 6, интервал 4 показал хорошую продуктивность по воде, выразившуюся в 22% от накопленного дебита по нефти. Однако этот же интервал страдает самой высокой обводненностью – 31% от общего накопленного дебита по воде.

В данном случае, сравнивая результаты исследования с данными прибора ПГИ с одной турбинкой скважинного расходомера, преимущество технологии в виде возможности уверенной работы независимо от режима и профиля течения флюида в стволе скважины.

Таблица 3 – Интервалы скважины и параметры трещины МГРП, определенные микросейсмическим исследованием

Table 3 – Well intervals and fracture parameters

Интервалы скважины / Production intervals				
	1	2	3	4
Глубина по инструменту, м Measured Depth, m	3134,3–3135,6	3245,7–3246,9	3343,3–3344,5	3438,7–3439,8
Истинная глубина, м True Vertical Depth, m	2810,88	2811,46	2813,08	2813,96
Темп закачки, м³/мин Pumping rate, m³/min	3,5	3,5	3,5	3,5
Проппант, т Proppant, tonne	40	40	40	40
Трассированный проппант, т Traced proppant, t	15	15	15	15
Параметры трещин гидроразрыва Parameters of fractures				
Закрепленная ширина, мм Fracture width, mm	2,57	2,94	4,21	2,9
Средняя высота, м Average fracture height, m	34,1	46,7	34,5	42,7
Закрепленная длина, м Fracture length, m	141,9	110,1	86,1	86,25

was simulated in the laboratory of "Geosplit" in Skolkovo city.

The laboratory testing used a specially designed laboratory bench with a horizontally located barrel equipped with injection ports and performed at seven (7) intervals. Each interval was loaded by proppant having individual signatures of quantum dot tracers. Small electric pumps were used to inject a mixture of oil and water though the proppant simulating water breakthrough in the horizontal lateral. Injection rates and oil-water ratio were gradually altered throughout the experiment. The study was conducted based on 12 samples taken in 7 days. According to diagnostic results, and in accordance with the changes in injection rates, sequential oil inflow drops were detected in intervals 7 and 6. At the same time, both intervals showed a smooth increase in water inflow as detected by flow cytometry. The study illustrated that the total rate of water output as presented in Figure 5 revealed the increase of water production in intervals 7 and 6.

Таблица 4 – Сравнение данных диагностики с помощью устройства ПГИ и трассерного исследования притоков

Table 4 – Comparison of intervals inflow data obtained using downhole tools and quantum tracers diagnostics

Интервалы скважины / Production intervals				
	1	2	3	4
Внутрискважинная диагностика ПГИ Production logging using downhole tools				
Расход по ПГИ, м³/час	8	16	16	Нет данных No data
Вклад ступени в общий дебит, %	20	40	40	0
Трассерная диагностика в динамике Quantum dot tracers production logging				
Расход, м³/час Interval flow rate, m³/h	19,8	13,0	14,3	12,9
	19,6	12,9	14,2	13,0
	19,5	12,9	14,3	13,1
	19,4	12,9	14,3	13,1
	25,4	17,2	18,7	18,2
	25,4	17,2	18,6	18,3
	25,1	17,0	18,5	18,8
	24,8	16,8	18,6	19,2
	23,6	16,6	18,3	19,0
	23,1	16,5	18,4	19,6
	21,9	16,4	18,8	20,4
	21,5	16,8	19,5	19,9
	20,7	16,6	19,1	19,3
	20,5	16,9	17,4	19,0
	19,5	16,0	17,1	18,2
	19,4	15,8	16,9	18,7
Вклад ступени в общий дебит*, % Interval accumulated production*, %	31%	24,6%	22,2%	22,4%

*На основании цикла из 16 исследований
*Based on study of 16 samples



Рисунок 6 – Интервал 1 наиболее продуктивен. Самая высокая обводненность зафиксирована в интервале 4

Figure 6 – Interval 1 is the most productive while interval 4 is producing water at most

Следующий приведенный пример успешного полевого применения технологии осуществлен на Уренгойском месторождении на газоконденсатной скважине с шестиступенчатым МГРП. Исследование проведено на основании результатов обработки 15 проб, взятых в течение 200 дней. При проведении ГРП каждая трещина была заполнена 10 т трассированного проппанта с индивидуальными квантовыми маркерами. Данная работа позволила наиболее полно реализовать функцию мониторинга, так как пробы были значительно разнесены во времени. При анализе показателей накопленных дебитов по нефти и воде за весь период исследований, показанных на рис. 7, наблюдается относительно равномерная работа всех ступеней, несмотря на рост обводненности в интервалах 5 и 6 спустя 3 месяца после проведения ГРП.

ВЫВОДЫ

Качественный и количественный анализ состава маркеров позволяет делать обоснованные заключения о работе продуктивных зон скважины. Для каждой ступени ГРП используется уникальная комбинация маркеров, что исключает возможность ошибок интерпретации данных.

Применение технологии на месторождениях

FIELD IMPLEMENTATION

On August 2014, one of the oil & gas producing companies implemented hydraulic fracturing in a horizontal well located in one of the largest fields of the Khanty-Mansiysk District in Russia. Each of the four (4) fracturing intervals consumed 35 tons of regular ceramic proppant and 15 tons of proppant with quantum dot tracers. Microseismical surveillance of fracturing operation recorded data on the following: coordinates of microseismical events, excitation time, parameters of reliability, energy of each source, mean values of the propagation velocities of seismic waves from sources of origin to the surface.

Microseismical survey confirms the fact of hydraulic fracturing in all declared zones. However, the subsequent one-time well intervention with production logging downhole tool showed zero production in interval 4 due to a flow rate that is below the activation threshold of the flow meter's spinner and a distortion caused by fluid layering in the wellbore. Simultaneous with the conventional production logging is the customer implemented quantum dot tracers' technology. The study of 16 samples taken during one (1) month period indicated a well inflow per interval in dynamics. Unlike the conventional method, the "Geosplit" technology detected stable inflow in interval 4 during each of 16 researches.

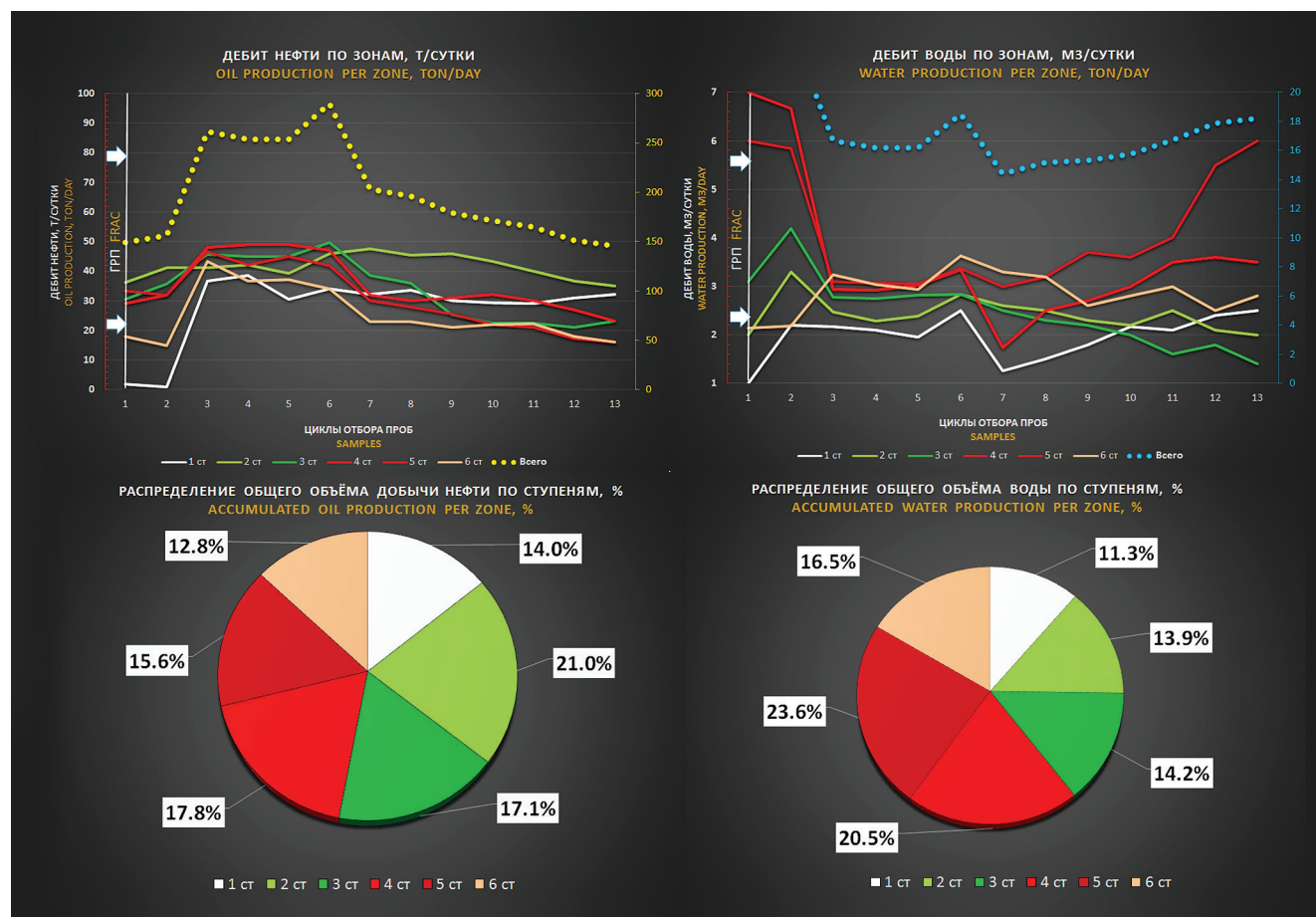


Рисунок 7 – Дебиты по нефти и воде по шести интервалам газоконденсатной скважины на Уренгойском месторождении
Figure 7 – Intervals' production rates and cumulative production

ведущих российских добывающих компаний в 2016–2017 годах показало, что по сравнению со спуском инструментов в скважину с помощью каротажного оборудования и ГНКТ для записи данных по расходам и течению фаз пластового флюида по всему стволу скважины трассерный мониторинг обладает следующими преимуществами:

- работа в течение длительного времени с формированием динамичной картины производительности каждого из интервалов скважины, в отличие от одноразовой каротажной операции;
- меньшая ресурсоемкость и, как следствие, меньшая стоимость исследований;
- уверенная работа в условиях, когда традиционные внутрискважинные каротажные операции невозможны или осложнены.

Трассерная технология, основанная на квантовых точках, позволяет решать ряд актуальных задач, таких как:

- оценка профиля притока скважины после МГРП;
- оценка работы каждой ступени по воде и нефти;
- оптимизация технических решений по закачиванию скважин на ранних стадиях разработки месторождения;

As shown in Figure 6, interval 4 contributed as much as 22% of the total accumulated oil production and 31% of the total accumulated water production. In comparison with the data obtained by conventional logging tool equipped with a single spinner, the data provided by tracer technology was more convincing for our customer.

Another case of tracers' technology field implementation is a horizontal well with a six-stage fracturing located in Urengoy gas condensate field. The study of production intervals inflow was conducted based on 15 samples of formation fluid of which samples are taken within 200 days. Each fractured interval was filled up with 10 tons of Geosplit's traced proppant. This case allowed the most complete implementation of technologies' monitoring function as it had a next ended sampling schedule. As shown in Figure 7, all six intervals initially showed a suitable gas condensate inflow. Three months later, intervals 5 and 6 experienced rapid increase in water production. However, analysing the accumulated production during the entire period of conducting the research study, it can be concluded that all intervals contributed in the total production of the well are relatively uniform.

CONCLUSION

Qualitative and quantitative analysis of quantum dot marker-reporters in samples of formation fluid

- анализ потенциального долгосрочного извлечения флюида;
- развернутая информация для анализа взаимного влияния соседних скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение технологии особенно эффективно при ранней диагностике обводненности скважин, что позволяет правильно выбрать подходящую технологию ремонтно-водоизоляционных работ, оперативно применить ее и оптимизировать дебит скважины по нефти. Проблема обводненности весьма актуальна для российских месторождений, где только до 30% скважин достигают проектных значений по нефтеотдаче. Также эффективность водоизоляционных и ремонтных работ не превышает 60%, и одной из ключевых причин является отсутствие доступных и точных методов диагностики.

Технологии трассирования активно развиваются иностранными компаниями. Например, один из альтернативных вариантов технологии трассирования подразумевает применение так называемых ДНК-трассеров, расположенных непосредственно в скважине, в компоновке обсадной колонны.

Однако производство ДНК-трассеров требует создания длинных полимерных молекул, состоящих из повторяющихся блоков – нуклеотидов. Требуется синтез уникальных и неповторимых маркеров для каждой операции, что влечет увеличение времени подготовки и стоимости исследования. При размещении маркеров в скважине, в компоновке обсадной колонны, требуется проектирование и изготовление ее компонентов под каждую конкретную зону притока. Такое техническое решение делает каждую скважину индивидуальным проектом, который подразумевает многократное увеличение времени и стоимости операции.

Для обеспечения функционирования трассерной технологии требуется значительное количество полимерного вещества, содержащего индикаторы. Нельзя не отметить, что при размещении материалов с трассерами в конструкции обсадной колонны площадь контакта между пластом и скважиной снижается, что может оказывать влияние на дебит скважины. По сравнению с существующими технологиями преимущества размещения трассеров в расклинивающем материале МГРП – это универсальность и относительная простота в применении, не требующая значительных организационных усилий со стороны заказчика и планирования на ранних этапах жизни скважины, таких как спуск обсадной колонны.

allows making informed conclusions about the performance of productive intervals of horizontal well. Application of the technology in the fields of the leading Russian oil and gas companies in 2016–2017 showed the following benefits:

- the possibility of monitoring inflows for a long time, in contrast to a one-time logging operation;
- a significantly lower resource intensity and cost;
- confidence in conditions when the traditional downhole logging operations are complicated.

Quantum dot tracer technology allows solving a number of problems, such as:

- post fracturing inflow profile evaluation extended in time;
- assessment of each production interval in regards to water and oil production;
- optimization of technical solutions for well completions in the early stages of field development, such as number of ports;
- analysis of hydrocarbons extraction ratio;
- detailed information in the analysis of mutual influence of neighbouring wells in the oilfield.

The application of the technology is particularly effective in the early diagnosis of water breakthrough, which allows enough time to choose the right technology for water shut off operation. In Russia, only about 30% of wells reach designed volumes of oil production. Less than 60% of all water shut off operations are successful as it lacks timely and cost-effective diagnostic instruments. Ultimately, this fact reflects in declining production rates and increasing incurred costs.

Domain of tracer technologies is actively developing and implemented in many countries around the world. For example, one of the alternative versions of the tracing technology involves the use of the so-called DNA tracers located directly in well casing.

However, the production of DNA tracers requires the creation of long polymer molecules consisting of repeating blocks - nucleotides. The synthesis of unique and unique marker-reporters for each operation is relatively a complex task, which entails an increase in the preparation time and cost of the study. When markers are loaded to casing configuration, it is required to design and manufacture well completion components individually for each production interval. Such technical solution makes each well an individual and special project which implies a multiple increase in the time and cost of the operation.

It is important to mention that as additional materials are placed in the casing design, the contact area between the formation and the wellbore is reduced, which can affect the production rate of the well. Compared with existing technologies, the advantages of locating tracers in fracturing proppant are versatility and relative ease of use, which do not require long-term planning starting at early stages of a well's lifecycle such as drilling and completion.

Колтюбинговые технологии в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» Coiled Tubing Technologies in RUP Production Association “Belorusneft”

А.Н. КОБЕЦ, начальник участка по повышению нефтеотдачи пластов УПНПРС РУП «ПО «Белоруснефть»
A. KOBETS, director of enhanced oil recovery department in RUP PO “Belorusneft”

Колтюбинговые технологии в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» применяются с 2007 года. В настоящее время задействованы две колтюбинговые установки.

Первой колтюбинговой установкой, которая была приобретена компанией, стала установка тяжелого класса МК30Т производства СЗАО «ФИДМАШ» на полуприцепе с максимальным тяговым усилием инжектора 36 тонн и емкостью узла намотки для ГНКТ диаметром 60,3 мм 3200 м. Машина тяжелого класса была выбрана с прицепом на выполнение не только стандартных операций, но и более сложных работ, таких как направленное бурение.

Вторая установка МК30Т производства СЗАО «ФИДМАШ» относится к среднему классу, базируется на шасси МЗКТ (10х10), имеет максимальное тяговое усилие инжектора 27,2 т и емкость узла намотки ГНКТ диаметром 38,1 мм 5500 м. Эта установка была приобретена непосредственно для выполнения стандартных видов работ.

Основной областью применения колтюбинговых технологий в компании на начальном этапе являлись следующие работы:

- промывки гидратно-парафиновых пробок;
- обработки призабойных зон (прежде всего, солянокислотные);
- освоение скважин;
- отмыв проппанта после ГРП;
- нормализация забоя скважин.

На новом этапе освоения колтюбинговых технологий «Белоруснефть» перешла к более сложным работам. В данный момент компания имеет опыт направленного колтюбингового бурения открытых коротких боковых стволов, многозабойных скважин, бурения горизонтальных скважин с управлением забойного давления, забуривания бокового ответвления в открытом стволе скважины без опоры на забой.

Всего выполнено бурение 1179 м межселевых карбонатных отложений диаметром 83–92 мм на семи скважинах:

- бурение многозабойных скважин;
- бурение коротких боковых стволов;



Coiled tubing technologies in RUP Production Association “Belorusneft” are applied since 2007. At present time company operates two coiled tubing units.

The first coiled tubing unit that was acquired by the company was heavy-class unit МК30Т manufactured by FIDMASH on a semitrailer truck with the maximum injector pull capacity 36 tons and reel capacity for 60.3 mm diameter coiled tubing – 3200 m. Heavy-class unit

was chosen for conducting complex operations such as directional drilling, along with standard operations.

The second unit МК30Т manufactured by FIDMASH is a medium-class unit, based on a chassis МЗКТ (10х10). This unit is characterized by the maximum injector pull capacity 27.2 tons and reel capacity for 38.1 mm diameter coiled tubing – 5500 m. This unit was acquired for performing standard operation types.

At the early stage, the main field of application of coiled tubing technologies was the following operations:

- Cleanout of hydrate-paraffin blockages;
- Bottomhole zone treatment (in the first place, hydrochloric treatment);
- Well stimulation;
- Proppant cleanout after hydraulic fracturing;



МК30Т

- бурение коротких боковых стволов с управлением забойного давления;
- бурение горизонтального открытого ствола скважины с управлением забойного давления.

Технология направленного колтюбингового бурения подразумевает использование колтюбинговой установки, оснащенной ГНКТ с заправленным геофизическим кабелем.

Для компоновки низа бурильной колонны (КНБК) применяется система направленного бурения СНБ 89-76М производства белорусского предприятия СЗАО «Новинка». Измеряемые параметры СНБ 89-76М по кабельному каналу связи передаются на поверхность, где выполняется контроль и управление технологией колтюбингового бурения. Применение СНБ 89-76М позволяет контролировать в режиме реального времени угловые и режимно-технологические параметры бурения, данные о забойных условиях работы компоновки, а также по гамма-коротажу выполнять привязку положения компоновки к геологическому разрезу скважины.

Целью проведения работ являлось:

- тестирование СНБ 89-76М;
- отработка технологии бурения боковых стволов и многозабойных скважин;
- отработка технологии бурения на депрессии (равновесии) с применением ГСЖ;
- отработка технологии забуривания ответвления в горизонтальном стволе скважины без опоры на забой;
- исключение поглощения бурового раствора, дифференциальных прихватов инструмента;
- увеличение зоны дренирования продуктивного пласта.

Для проведения работ по направленному колтюбинговому бурению был применен комплекс внутрискважинного и наземного оборудования в следующем составе:

- колтюбинговая установка МК30Т;
- противовыбросовое оборудование;
- ГНКТ диаметром 50,8 мм, оснащенная геофизическим кабелем;
- система направленного бурения (СНБ 89-76М);
- винтовой забойный двигатель;
- фрез-долото БИТ-92.

Максимальная протяженность пробуренного ствола скважины составила 268 м. Средняя механическая скорость бурения на репрессии была равна 1,4 м/ч. Средняя механическая скорость бурения на депрессии (равновесии) равнялась 2,2 м/ч. Средний отход от основного

- Bottomhole cleaning.

At the new stage of application of coiled tubing technologies Belorusneft turned to complex operations. Currently the company has the experience of directional coiled tubing drilling of short openhole sidetracks, multihole wells, drilling horizontal wells with bottomhole pressure control, drilling lateral hole in the openhole wellbore with no slack-off on the bottomhole.

In total, the company performed drilling of 1179 meters of inter-salt carbonate deposits in seven wells with 83–92 mm diameter:

- Drilling of multihole wells;
- Drilling of short sidetracks;
- Drilling of short sidetracks with bottomhole pressure control;
- Drilling of horizontal openhole wellbore with bottomhole pressure control.

Technology of directional coiled tubing drilling implies the application of a coiled tubing unit equipped with CT with logging cable inside.

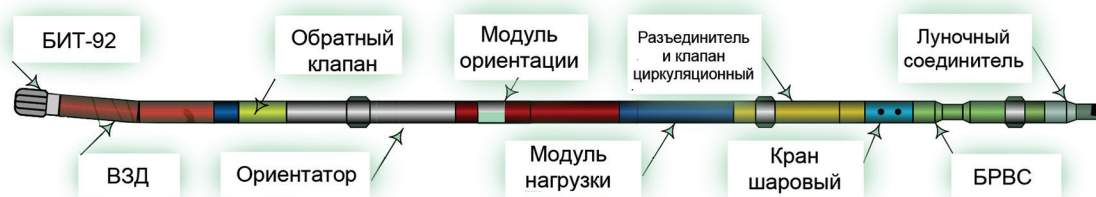
Directional drilling system SNB 89-76M manufactured by Belorussian company Novinka was used as a bottomhole assembly (BHA). Measured parameters of SNB 89-76M was transmitted through cable channel to the surface where coiled tubing drilling is controlled and operated. The application of SNB 89-76M provides real-time control of angle, operation mode drilling parameters and bottomhole conditions. Also, this system makes possible to establish correlation between BHA location and geologic log according to gamma-logging.

The purposes of the operation were:

- Testing of SNB 89-76M;
- Testing of technologies of sidetracking and drilling multihole wells;
- Testing of technology of underbalanced drilling with gas-liquid mixture;
- Testing of technology of drilling sidetracks in horizontal wellbore with no slack-off on the bottomhole;
- Elimination of mud losses and differential sticking of tools;
- Enhancement of formation drainage area.

In order to conduct directional coiled tubing drilling the company applied a set of downhole and surface equipment as follows:

- Coiled tubing unit MK30T;
- Well control equipment;
- 50.8 mm diameter CT with logging cable inside;
- Directional drilling system (SNB 89-76M);
- Downhole drilling motor;
- Milling bit BIT-92.



ствола скважины составил 60 м.

Полученные результаты работ оценены как перспективные. Компания намерена продолжать развитие данной технологии.

Параллельно вышеуказанным работам специалистами РУП «ПО «Белоруснефть» были проведены опытно-промышленные испытания технологии фрезерования шаров и седел муфт МГРП многостадийной компоновки типа StageFRAC с применением системы направленного бурения СНБ 89-76М в горизонтальной скважине.

Целью проведения этих испытаний являлась отработка технологии фрезерования шаров и седел муфт МГРП на ГНКТ в горизонтальном стволе скважины с применением модулей системы СНБ 89-76М производства СЗАО «Новинка».

Для фрезерования шаров и седел муфт МГРП был применен комплекс внутрискважинного и наземного оборудования, используемого в технологии колтюбингового бурения, но в несколько измененном составе. Для детального контроля нагрузок на рабочий инструмент в компоновку был включен модуль нагрузки, на случай аварийной ситуации в компоновку также был включен разъединитель аварийный. Сама работа выполнялась непосредственно с помощью вогнутого торцевого фрезы.

В состав компоновки входили:

- колтюбинговая установка МК30Т;
- противовыбросовое оборудование;
- ГНКТ диаметром 50,8 мм, оснащенная геофизическим кабелем;
- модули системы направленного бурения (СНБ 89-76М) – разъединитель и модуль нагрузки;
- винтовой забойный двигатель;
- торцовый фрез 3Ф3В-93.

Работы были разделены на несколько этапов.

1. Подготовка наземного и устьевого оборудования, монтаж и обвязка колтюбинговой установки.
2. Исследование (разрядка) скважины, заполнение зоны № 5 (муфта ГРП под шар № 5) МГРП ПСЖГ.
3. Перевод НКТ 89 мм на КТЖ с применением подъемного агрегата, смена НКТ диаметром 89 мм на НКТ диаметром 114 мм.
4. Перевод НКТ диаметром 114 мм на буровой раствор типа БРП, фрезерование муфт МГРП с помощью СНБ в режиме депрессии на продуктивный пласт.
5. Закачка в потайную колонну МГРП диаметром 114 мм ПСЖГ, перевод НКТ диаметром 114 мм на КТЖ.
6. Спуск воронки с пусковыми муфтами на НКТ диаметром 73 мм, освоение скважины.

Работы по фрезерованию шаров и седел муфт МГРП были выполнены успешно. К их результатам можно отнести:

- С применением колтюбингового

The maximum length of a drilled wellbore was 268 m. The average overbalanced drilling rate of penetration was 1.4 m/hr. The average underbalanced drilling rate of penetration was 2.2 m/hr. The average horizontal reach was 60 m.

Results obtained were evaluated as perspective. The company intends to keep up the development of these technologies.

Along with abovementioned operations specialists of RUP PO Belarusneft conducted pilot testing of technology of milling MHF balls and sleeves of Stage FRAC multistage assembly. The operation was conducted in a horizontal well № 310g at Rechitskoye oil field with the application of directional drilling system SNB 89-76M.

The purpose of this pilot testing was to test the technology of milling MHF balls and sleeves in a horizontal wellbore using CT with SNB 89-76M modules manufactured by Novinka.

In order to conduct milling of MHF balls and sleeves the company applied a set of downhole and surface equipment used for coiled tubing drilling. But this time the set was slightly different. It was decided to put away orientation tool and include load module. Also it was decided to include a disconnect tool. The milling was performed with a face milling bit.

The components are as follows:

- Coiled tubing unit МК30Т;
- Well control equipment;
- 50.8 mm diameter CT with logging cable inside,
- Modules of directional drilling system (SNB 89-76M) – disconnect tool and load module;
- Downhole drilling motor;
- Face milling bit 3F3V-93.

The operation was divided into several stages.

1. Preparation of the surface and wellhead equipment, assembling and connecting of the coiled tubing unit.
2. Well testing (discharge), filling MHF zone № 5 (HF sleeve for a ball № 5) with polysaccharide killing fluid.
3. Filling tubing 89 mm with heavy-salt killing fluid using workover truck, replacement of 89 mm tubing with 114 mm tubing.
4. Filling tubing 114 mm with drilling mud, underbalanced milling of MHF sleeves using SNB.
5. Pumping into MHF liner with 114 mm diameter, filling tubing 114 mm with heavy-salt killing fluid.
6. Run in hole of a re-entry guide with gas-lift valves on a tubing 73 mm, well stimulation.

Milling of MHF balls and sleeves was performed successfully. The results as follow:

- Underbalanced milling of MHF balls and sleeves was performed using coiled tubing equipment (underbalance pressure - 5.5 MPa).
- The application of SNB 89-76M (disconnect tool and load module) during milling provided real-time monitoring of milling parameters and bottomhole pressure.
- 4 MHF sleeves were milled (MHF zones №5 – №2).
- The average speed of milling MHF balls and sleeves (made of composite material) using inverted face milling bit was 0.23 m/hr.
- Drilling fluid density was 750–1060 kg/m³. Inflow of gaseous oil was detected during operation.

оборудования выполнено фрезерование шаров и седел муфт МГРП с депрессией на продуктовый пласт (уровень депрессии 2,5–5,5 МПа).

- Применяемые модули СНБ 89-76М (разъединитель и модуль нагрузки) при фрезеровании муфт МГРП позволили выполнить работы с контролем режимно-технологических параметров фрезерования и забойного давления в режиме реального времени.
- Выполнено фрезерование четырех муфт МГРП (зоны № 5 – № 2 ГРП).
- Средняя скорость фрезерования шара и седла муфты МГРП (выполненных из композитного материала) с применением вогнутого торцового фрезы составила 0,23 м/ч.
- В качестве бурового раствора применялся БПР плотностью 750–1060 кг/м³. В процессе работ наблюдался приток газированной нефти.

При выполнении работ возникла проблема оснащения ГНКТ геофизическим кабелем. На первых этапах данная проблема решалась методом вымотки всей длины трубы в скважину с последующей запасовкой туда кабеля, что являлось очень трудоемким процессом. С 2014 года «Белоруснефть» имеет возможность выполнять работы со специальным комплексом оборудования для оснащения ГНКТ геофизическим кабелем. Этот комплекс позволяет оснастить геофизическим кабелем полость ГНКТ, намотанной на барабан.

С 2013 года в компании успешно осваивается уникальная технология СКИФ®, направленная на увеличение охвата неоднородных низкопроницаемых пластов выработкой и повышение коэффициента нефтеотдачи пластов.

Метод основан на формировании на действующих скважинах в интервале продуктивного коллектора системы радиальных глубокопроникающих каналов фильтрации для увеличения площади фильтрации пластовых флюидов к стволу скважины. Глубокопроникающие каналы фильтрации создаются путем гидромониторного размыва пласта после фрезерования отверстий в эксплуатационной колонне с применением специального комплекса внутрискважинного оборудования и специальной колтюбинговой установки СВПП.

На схеме показан процесс создания в интервале продуктивного коллектора системы разветвленных дренажных каналов протяженностью до 100 м на разных уровнях в заданных направлениях для увеличения охвата и площади фильтрации пластовых флюидов к стволу скважины. Спускаемая компоновка управляется оператором с устья. Эта компоновка устанавливается на эксплуатационной колонне, где делает несколько отверстий. На следующем этапе работ используется колтюбинговая установка, оснащенная ГНКТ диаметром 12,7 мм,

There was a problem with installing logging cable inside the CT. At early stages this problem was solved by unreeling the whole length of CT into the wellbore with the following installation of a cable inside the CT. That was a time-consuming process. Starting from 2014, Belorusneft performs operations with a special set of equipment for installing logging cable inside the CT. This set of equipment provides installation of logging cable inside the CT spooled on the reel.

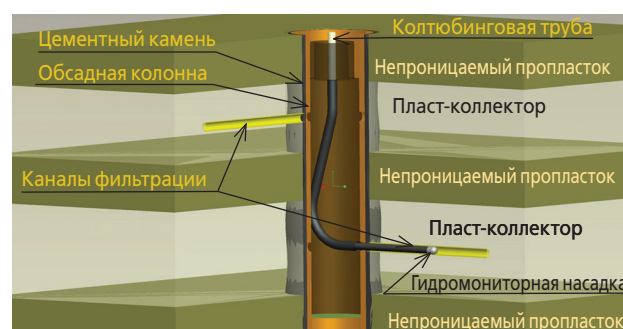
Starting from 2013, the company successfully conducts pilot testing of a unique SKIF® technology aimed at enhancement of drainage area in heterogeneous low-permeability reservoirs and oil recovery factor.



The method is based on creating of radial deep-penetrating filtration channels in productive reservoir interval in producing wells for enhancement of reservoir fluids filtration area. Deep-penetrating filtration channels are created by jetting after milling holes

in production casing. The technology uses a special set of downhole equipment and a special coiled tubing unit SVP1.

Schematic diagram demonstrates the process of creating of a system of branched drainage channels with length up to 100 m at different levels in determined directions in order to enhance drainage area. The deployed bottomhole assembly is controlled at the surface. This BHA is deployed at production string depth where it mills several holes. The next step implies using coiled tubing unit with a 12.7 mm diameter CT, a jetting hose and a jet nozzle that runs



размывочным рукавом и гидромониторной насадкой, которая, проходя через просверленные внутрискважинной компоновкой отверстия, выполняет размыв фильтрационных каналов.

За период отработки технологии SKIF® на месторождениях Беларуси специалистами компании были проведены работы и выполнено 18 скважино-операций, размывто 152 фильтрационных канала, из них на 118 каналах жидкостью размыва служило дизельное топливо и на 34 каналах – техническая вода плотностью 1000–1050 кг/м³.

Фильтрационные каналы, размываемые технической водой, также были обработаны раствором соляной кислоты (HCl). Работы на объектах выполнялись в объеме от одного до восьми уровней, при этом создавалось от двух до шестнадцати фильтрационных каналов длиной до 100 м, увеличивающих площадь дренирования скважинного флюида.

В августе 2016 года был начат новый этап в истории развития технологии SKIF®. Был заключен договор с одной из российских нефтедобывающих компаний на выполнение работ по созданию сети глубокопроникающих каналов фильтрации.

Командой специалистов «Белоруснефти» на ряде месторождений работы по технологии SKIF® были успешно проведены. Выполнено 10 скважино-операций, размывто 84 фильтрационных канала, из них на 40 каналах жидкостью размыва служило дизельное топливо и на 44 каналах – техническая вода плотностью 1000–1030 кг/м³. Фильтрационные каналы, размываемые технической водой, также были обработаны раствором соляной кислоты (HCl). Работы на объектах выполнялись в объеме от одного до четырех уровней, при этом создавались от четырех до двенадцати фильтрационных каналов длиной до 100 м, позволяющих обеспечить дополнительный приток скважинного флюида в околоствольную зону.

В январе 2017 года были закончены работы по технологии SKIF® на трех объектах для одной из украинских компаний. Было успешно размывто 12 фильтрационных каналов.

На текущий момент компания «Белоруснефть» продолжает совершенствовать технологию SKIF®.

Новое направление развития компании – выполнение геофизических работ с колтюбингом. В настоящее время разрабатываются коннекторы оригинальной конструкции для выполнения геофизических работ на ГНКТ.

Компания «Белоруснефть» щедро делится опытом и всегда готова к сотрудничеству по всем направлениям.

through milled holes and performs jetting of filtration channels.

During pilot testing of SKIF® technology at Belarus fields, company's specialists conducted 18 well operations. 152 filtration channels were jetted, 118 of them were jetted with a diesel fuel as a jetting fluid and 34 of them were jetted with the process water with density 1000–1050 kg/m³.

Filtration channels jetted with the process water were treated with solution of hydrochloric acid (HCl). During operation, from one to eight levels were jetted with a system of two – sixteen filtration channels with length up to 100 m.

In August 2016, there was a new stage in SKIF® technology history. The company made a contract with one of Russian oil producing companies. The contract was for creating a system of deep-penetrating filtration channels.

Belorusneft team successfully performed operations with SKIF® technology at several fields. The team conducted 10 well operations. 84 filtration channels were jetted, 40 of them were jetted with a diesel fuel as a jetting fluid and 44 of them were jetted with the process water with density 1000–1050 kg/m³. Filtration channels jetted with the process water were treated with a solution of hydrochloric acid (HCl). Work at the facilities was carried out in the volume from one to four levels, with four to twelve filter channels up to 100 m in length created allowing additional flow of well fluid into the near-barrel zone.

During operation, from one to four levels were jetted with a system of four – twelve filtration channels with length up to 100 m providing additional reservoir fluid inflow in the near-wellbore region.

In January 2017, the company finished SKIF® technology operations at three wells for one of Ukrainian companies. 12 channels were successfully jetted.

Belorusneft keeps on improving SKIF® technology.

The new field of the company development is conducting logging operations using coiled tubing. At present time, new original connectors are being developed for connecting other equipment to CT.

Belorusneft company generously shares its experience and is ready for cooperation in all directions.

