

# Перспективы применения маркерных методов для исследования профилей притоков горизонтальных скважин

## Implementation of Marker Technologies for Production Logging in Horizontal Wells

Кирилл ОВЧИННИКОВ, Андрей ГУРЬЯНОВ, Павел БУЗИН, Александр КАТАШОВ, ООО «ГеоСплит»;  
Олег ДУБНОВ, Руслан АГИШЕВ, Максим БАРДИН, Марат ЗАЙДУЛЛИН, Фонд «Сколково»

Kirill OVCHINNIKOV, Andrey GURIANOV, Pavel BUZIN, Aleksander KATASHOV, Geosplit Ltd;  
Oleg DUBNOV, Ruslan AGISHEV, Maksim BARDIN, Marat ZAIDULLIN, Skolkovo Foundation

### ВВЕДЕНИЕ

Одним из характерных трендов последних лет в российской нефтегазовой отрасли является увеличение добычи углеводородов с помощью увеличения фонда горизонтальных скважин, стимулированных с помощью многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). При общем росте объема бурения горизонтальных скважин, увеличения длины горизонтальных стволов и количества ступеней МГРП добыча 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 [1]. Прямой перенос технологии проведения исследований и алгоритмов интерпретации с вертикальных скважин на горизонтальные приводит к ошибочным заключениям [2]. При исследовании продуктивных горизонтов 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 закачиванию скважины или проведению работ по капитальному ремонту.

До недавнего времени не существовало альтернативы внутрискважинным каротажным операциям, чтобы определить места притока воды в горизонтальных стволах, провести мониторинг ВНК или провести оценку мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта. Каротажная операция в горизонтальной скважине является относительно дорогостоящей процедурой, требующей применения сервиса гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) или тракторов.

### 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 wells and 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 wells, however, encountered various challenges in horizontal laterals as the logged section is often more than 20 times longer compared to vertical wells [1]. 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. Direct transfer of production logging technology and interpretation algorithms from vertical wells to horizontal wells leads to erroneous conclusions about the well performance [2]. Moreover, the quality of well completion and reservoir management decisions for production wells largely depends on the production logging data such as mechanical flowmeter and fluid capacitance surveys.

Until recently, there is no alternative to wireline downhole tools being used to evaluate the placement of fracturing proppant or acids, production rate and zonal water breakthrough. 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 several factors and among of these are as follows: 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 wireline

Осуществимость и успешность операций зависит от сезонной доступности самой скважины, сложности формы и интенсивности набора кривизны на участках и мест изменения внутренних диаметров обсадной колонны.

Данная статья содержит обзор перспектив и потребности индустрии в альтернативных методах исследований скважин – маркерной диагностики и мониторинга профилей притоков горизонтальных скважин. Также приводится описание одного из наиболее передовых методов мониторинга с помощью квантовых маркеров-репортеров, позволяющего сократить количество внутрискважинных операций, снизить стоимость и аварийность исследований скважин, а также реализовать функцию получения данных по работе интервалов скважины в течение длительного периода времени.

### **ДРАЙВЕРЫ РЫНКА**

В России начиная с 2010 года отмечается устойчивый рост доли горизонтального бурения в общем объеме эксплуатационной проходки, что свидетельствует о качественных изменениях в технологических подходах добывающих компаний.

Как показывает мировой опыт, горизонтальные скважины имеют дебиты в среднем в 3–8 раз выше, чем вертикальные скважины, вскрывающие один и тот же продуктивный пласт. Расширение фонда горизонтальных скважин позволяет сократить операционные затраты и в целом оптимизировать сетку добывающих скважин. Экономический эффект является драйвером для увеличения доступности технологий горизонтального бурения на российском рынке, способствует усовершенствованию уровня сопровождения операций и, как следствие, – росту конкуренции на рынке предоставления услуг.

С учетом этих факторов по итогам 2016 года горизонтальное бурение достигло доли 34,9% от всего эксплуатационного бурения в России. Как показано на рис. 1 и 2, общее количество горизонтальных скважин, введенных в эксплуатацию в России на 2016 год, достигло 2457 единиц, увеличившись за год на 26,8% [4]. В процентном соотношении количество горизонтальных скважин достигло доли 30,9% от всех эксплуатационных скважин, законченных строительством.

Ожидается, что в перспективе 2018–2020 годов доля горизонтального бурения достигнет 46–50%, что обуславливается планами интенсивного освоения новых месторождений в Восточной Сибири [3].

В ближайшей перспективе в связи с истощением запасов и ухудшением геологических характеристик разработки на многих месторождениях отмечается падение пластового давления и, как следствие, уменьшение дебитов скважин. В связи с этим добывающие компании будут вынуждены предпринимать меры для поддержания уровня добычи – вводить в эксплуатацию новые скважины, стимулированные с помощью многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

Количество операций МГРП растет пропорционально увеличению числа вводимых горизонтальных скважин ►

and coiled tubing equipment. This article provides an overview of one of the alternative methods of production logging in horizontal wells which doesn't require well intervention using PLT tools, Coiled Tubing or Tractor services. This method employs marker technology of quantum dot markers placed in the reservoir during stimulation. The method also allows reducing the cost as well as the complexity of acquiring downhole data. Unlike the conventional PLT, the technology described below can provide production logs on demand during one year after well stimulation.

### **MARKET DRIVERS**

From 2010 in Russia observed continues growth of horizontal drilling which reflects structural changes technical approaches applied by oil & gas producing companies. In average, horizontal well is are 3–8 times more efficient in production than a vertical well drilled in the same zone of reservoir. Massive implementation of horizontal drilling allows to decrease drilling and maintenance expenditures and, in general, to optimize the grid of producing wells.

Taking in consideration the benefits of horizontal drilling, the technology is becoming more accessible in the market, simultaneously fostering competitive conditions for service providers.

In 2016, the number of horizontal wells being put into operation in Russia reached 2,457 units; an increase of 26.8% over the year. Currently, horizontal wells reached as much as 34,9% shares of all production wells [3]. It is expected that the share of horizontal drilling will increase and reach 46–50% of production drilling in 2018–2020 during the intensive development of new oilfields in Eastern Siberia [4]. Multi-stage fracturing operations in horizontal wells are relatively new and rapidly developing technology in the horizontal well stimulation segment. The application of multistage fracturing as a standard technique started since 2011.

The growing trend of depleted oilfields and declining production may drive producing companies to invest more into horizontal drilling and well stimulation. The most efficient method to stimulate a horizontal well is multistage hydraulic fracturing. The number of multistage fracturing operations increasing together with the number of horizontal wells from year to year. According to the statistical data about 90% of all horizontal wells are stimulated using multistage hydraulic fracturing. However, the number of stages in each fracturing operation depends on length of horizontal laterals, geological specifics of local oil reservoirs and technical considerations of oil and gas producing company.

The dynamics of the annual number of multistage fracturing jobs in Russia has experienced a stable growth, from 522 operations in 2010 to 3,751 operations in 2016 [5]. On average, ►

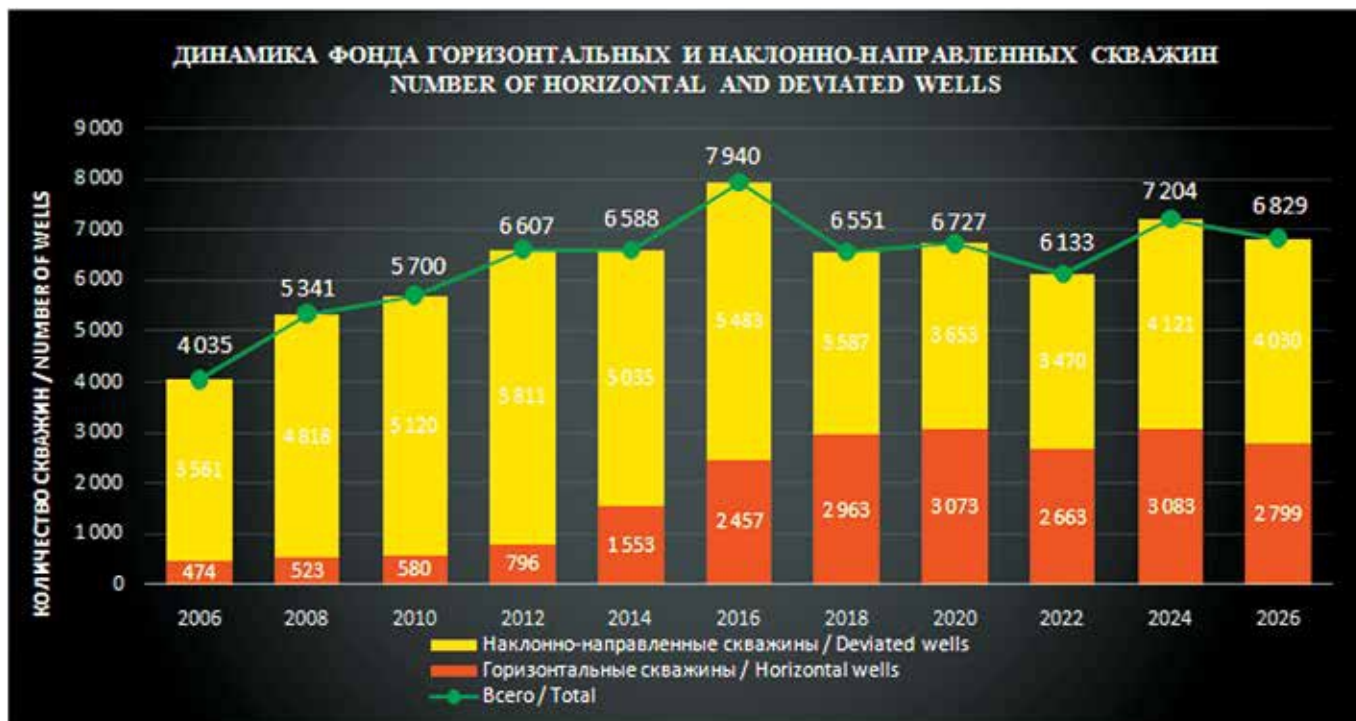


Рисунок 1 – Динамика количества скважин, законченных строительством в горизонтальном и наклонно-направленном бурении в России в 2006–2026 годах (факт и прогноз), единиц. Источник: ЦДУ ТЭК [3], анализ RPI

Figure 1 – Dynamics of horizontal and deviated wells drilled in Russia in 2006–2026 (fact and forecast). Source: CDU TEK, RPI Eastern Europe

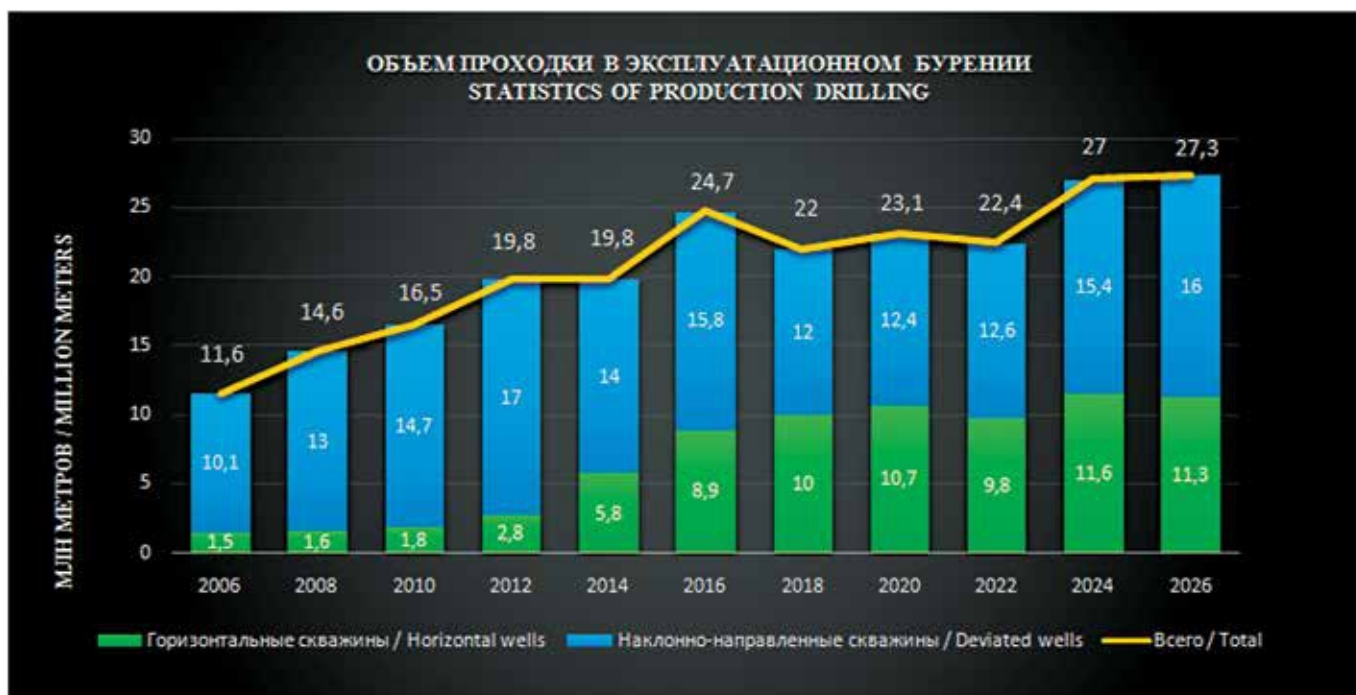


Рисунок 2 – Динамика объема проходки в эксплуатационном бурении в России в 2006–2026 годах (факт и прогноз), млн метров. Источник: ЦДУ ТЭК, анализ RPI

Figure 2 – Dynamics of production drilling in Russia in 2006–2026 (the fact and forecast), million meters. Source: CDU TEK, RPI Eastern Europe

и боковых горизонтальных скважин практически во всех добывающих регионах. Подобная тенденция является следствием отсутствия ограничений применения МГРП, касающихся территории нефтегазоносных провинций, причем около 90% случаев строительства горизонтальных скважин сопровождаются проведением МГРП той или иной

а one multistage fracturing is operating in 7 stages on horizontal wells and 3 stages on sidetracks. However, there are few numbers of 20-stage fracturing operations executed by companies such as "Rosneft" and "Gazpromneft". In 2025–2027 perspective, as subject to active development of shale oil deposits (Bazhenov Shale stratum), the

стадийности, зависящей от длины горизонтальных стволов и геологических особенностей конкретных пластов.

Анализируя данные крупнейших российских добывающих компаний, в 2016 году средневзвешенное количество стадий операций МГРП составило 6 единиц. При этом среднее количество стадий при операциях на горизонтальных скважинах и боковых горизонтальных стволах отличаются друг от друга: на горизонтальных скважинах в среднем проводится 7 стадий за операцию, на боковых горизонтальных стволах – 3–4 стадии.

Отмечены отдельные случаи выполнения 20-стадийных МГРП, выполненные компаниями «Роснефть» и «Газпром нефть». В перспективе 2025–2027 годов ожидается активное освоение залежей сланцевой нефти, в частности, отложений баженовской свиты, где МГРП с количеством стадий в 18–20 единиц будут применяться в качестве стандартной практики.

В настоящее время, согласно оценкам отраслевых экспертов, примерно 80% от всего количества операций МГРП приходится на операции с количеством стадий в диапазоне 3–7 единиц [5]. Меньшая, порядка 19%, доля приходится на МГРП с числом стадий 8–13. Остальное – это МГРП с числом стадий от 14 и выше (рис. 3). В дальнейшем, с ростом длины горизонтальных участков горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов, произойдет относительное увеличение количества операций в диапазонах 8–13 и от 14 и выше стадий.

Сегментация рынка МГРП в разрезе стадий в денежном выражении показана на рис. 4.

average number of hydraulic fracturing stages increases up to 18–20 units per horizontal well.

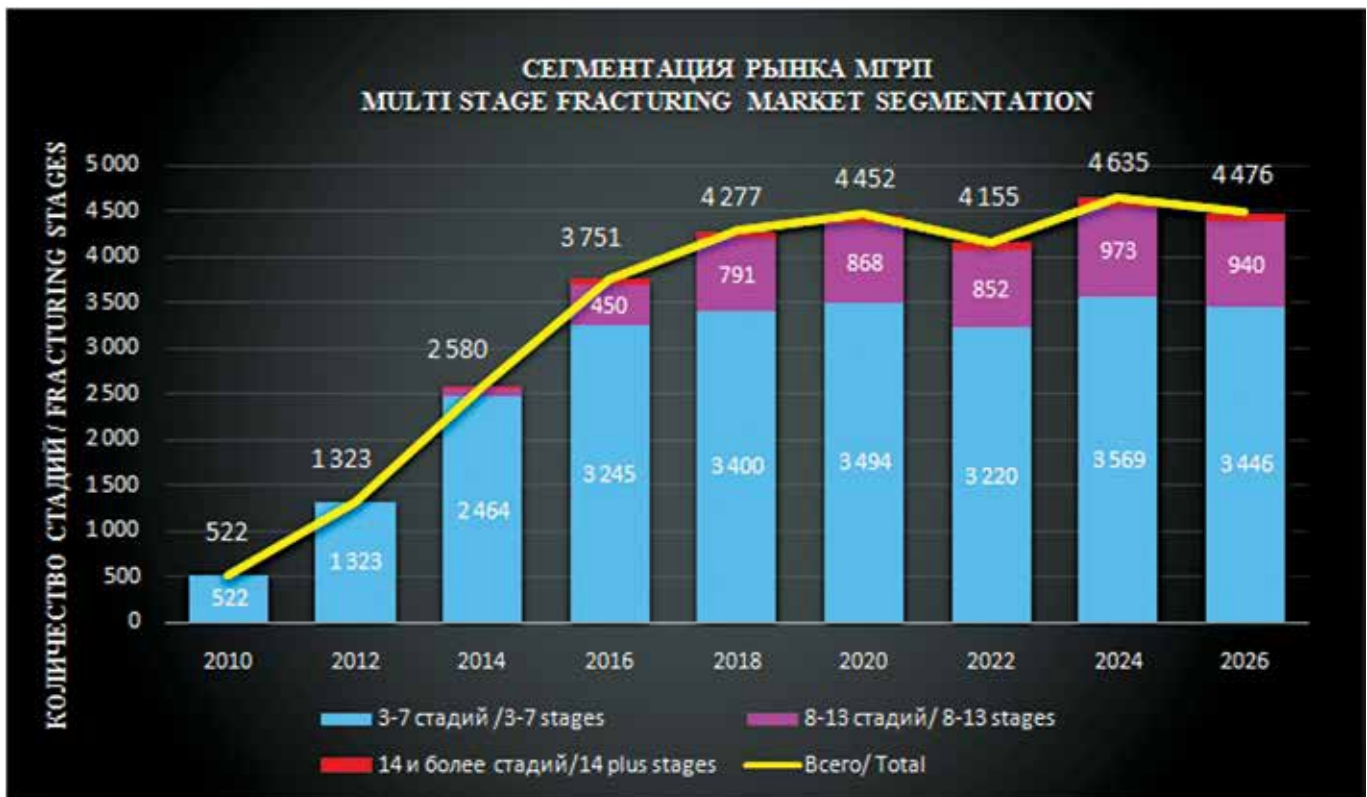
According to expert opinions, around 80% of multistage fracturing are jobs with 3–7 stages [5, 6]. Only 19% of all fracturing operations included 8–13 number of stages. About 1% of all multistage fracturing jobs included 14 plus stages, however, associated with 6% of financial value. Figure 3 shows dynamics of multistage hydraulic fracturing market and changes of its segmentation regarding the number of stages per one operation.

As seen from Figure 4, a multistage fracturing operation is costly. In this regard, it is important to run post-fracturing production logging (PLT) study for determining the number and working parameters of production intervals. In most of the cases, producing companies use a combination of production logging methods such as mechanical flowmetry, acoustics and thermometry. Analyzing the market of production logging in horizontal wells in Russia it was noted that the number of PLT jobs increased 5 times in the period 2012–2017 (Figure 5).

There are several reasons driving this growth:

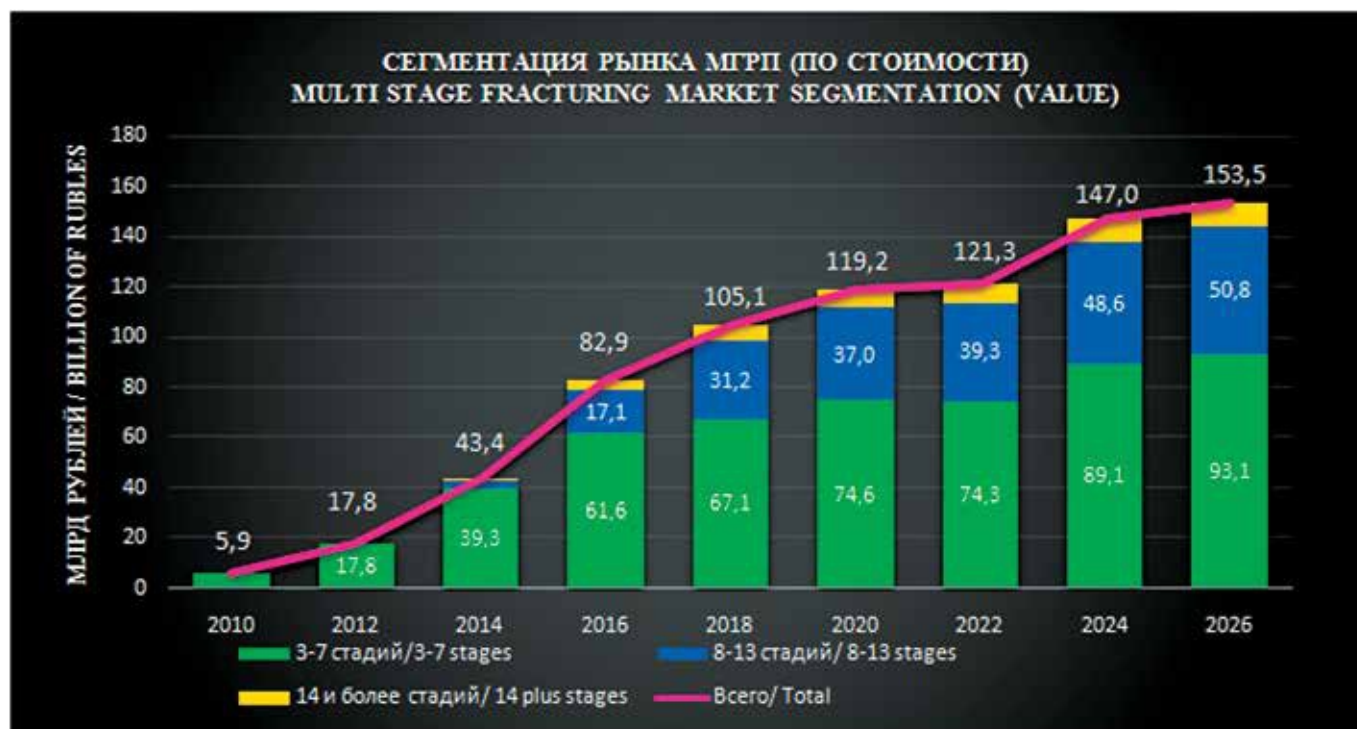
- Increase in horizontal drilling up to 2,5 times;
- Increase in sidetracking activity up to 3,1 times;
- Utilization of multistage hydraulic fracturing as a standard stimulation technique in horizontal and deviated wells.

Today around 97% of PLT operations are done through well intervention with conventional



**Рисунок 3 – Сегментация рынка МГРП в разрезе стадийности операций в физическом выражении, операции. Источник: анализ RPI**

**Figure 3 – Segmentation of the fracturing market by number of stages. Source: CDU TEK**



**Рисунок 4 – Сегментация рынка МГРП в разрезе стадийности операций в денежном выражении, млрд рублей. Источник: анализ RPI**

**Figure 4 – Segmentation of the fracturing market in value terms. Source: CDU TEK, RPI Eastern Europe**

Стимуляция горизонтальной скважины с помощью МГРП является дорогостоящей операцией. Учитывая этот факт, при выполнении операции МГРП предполагается организация внутрискважинного мониторинга с целью выделения фактически работающих интервалов, определения состава и дебита поступающего флюида и т.д., проведение которого зависит от количества стадий МГРП, вида выбранной технологии проведения мониторинга (механическая расходометрия, маркерные методы, термометрия), сложности используемого оборудования, особенностей логистики и ряда других факторов.

Анализируя рынок операций по внутрискважинным исследованиям горизонтальных скважин после МГРП, отмечено, что в течение 2012–2017 годов в физическом выражении количество операций выросло почти в пять раз (рис. 5).

Это обусловлено следующими причинами:

- ростом горизонтального бурения – более чем в 2,5 раза за этот период;
- увеличением объема строительства БГС – в 3,1 раза в течение 2012–2017 годов;
- расширением практики применения МГРП на горизонтальных скважинах и боковых горизонтальных стволах.

По состоянию на 2017 год, около 97% операций мониторинга МГРП делается с помощью промыслово-геофизических исследований (ПГИ) – измерение параметров производится при помещении комплекса аппаратуры в скважину с последующей интерпретацией данных о температуре, давлении и прочих параметрах, которые характеризуют состояние скважины.

Анализ показывает, что стоимость мониторинга

downhole tools. Those tools are conveyed downhole using Coiled Tubing equipment.

PLT jobs are costly and could reach 30–48% of multistage stage fracturing operation, depends on the number of stages and complexity of well intervention.

The specifications of horizontal laterals demand further sophistication of downhole tools such as increasing the number of spinners to cover wellbore cross section area. Further, 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. Often, in horizontal wells, the standard mechanical flow measurement frequently becomes uninformative and instead, characterise fluid that filled up the lateral rather than the actual performance of the production intervals [7]. In comparison with vertical wells, the possibilities of de-noising inflows in horizontal wells by methods of thermometry are limited. This is due to a slight variation in geothermal temperature along the length of the horizontal section and lower differential pressure drawdown per layer than in vertical wells.

An equipment for measuring spectral noise downhole could help to detect a wave pattern of acoustic emission and to identify medium- and high-frequency anomalies associated with filtration of fluid through the rock within the critical matrix. These anomalies allow the determination of producing intervals differentiated from the low-frequency noise associated with the flow of formation fluid in the



**Рисунок 5 – Объем рынка мониторинга МГРП в физическом выражении в период 2012–2027 годов в разрезе типов методов, операций. Источник: анализ RPI.**

*Примечание. Объем рынка измеряется в количестве операций на скважинах*

**Figure 5 – Dynamics of post fracturing PLT operations in 2012–2027**

с помощью ПГИ для МГРП с 3–7 стадиями могут в среднем достигать 48% от всей остальной стоимости работ, для 8–13 стадий – 44%, для МГРП с 14 стадиями и выше – 30%. Согласно данным экспертов за 2017 год, стоимость операции ПГИ для МГРП с 3–7 стадиями колеблется в диапазоне от 7,6 до 10,5 млн рублей, с 8–13 стадиями от 15,2 до 18,2 млн рублей, с 14 и более стадиями 21,3 – 26,6 млн рублей.

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. Зачастую в условиях горизонтальных скважин стандартная механическая расходомерия часто становится неинформативной, а показания методов определения состава отражают в первую очередь не работу пластов, а характер заполнения ствола скважин [7]. Применение стандартных комплексов ПГИ с одной турбиной расходомера, традиционно использовавшихся в вертикальных скважинах, показало себя неоптимальным решением для горизонтальных скважин и приводит к ошибкам интерпретации [8]. Более успешное выполнение исследований может быть осуществлено с помощью специализированного аппаратного комплекса, способного уверенно решать поставленные задачи в скважинах с многофазным течением и расслоенным потоком. Горизонтальные скважины накладывают серьезные ограничения на сопутствующие методы диагностирования притоков, такие как термометрия. Это обусловлено незначительным изменением геотермической температуры по длине горизонтального участка и меньшими депрессиями

wellbore. However, this method requires non-stationary measurement technologies requiring periodic and time-varying measurements. The reason behind it is a sudden change in the wellbore fluid composition after the well is being put in production. The use of standard PLT downhole tools equipped with single flowmetry spinner is not adequate for horizontal well and leads to interpretation errors [8]. For better results, this required a specialized downhole tool capable of dealing with multi-phase and stratified flow [9]. Conventional downhole tools are designed to provide production data during well intervention only and do not give a dynamic Figure extended in time. Finally, well intervention has some risk of coiled tubing stuck or loss of downhole tools in a well with a subsequent costly fishing operation.

Importantly, if artificial lift methods, such as electrical submersible pumps (ESP) installations are used, it is required to complete well with the bypass system and Y-tool technology. This enables access of wireline tools or coiled tubing string below the ESP to determine the inflow profile across a number of zones and to answer questions concerning a zone's production, water cut, and gas/oil ratio. However, implementation of Y-tool technology increases cost of well completion up to 20–25%.

#### **IMPLEMENTATION OF MARKER TECHNOLOGIES FOR PRODUCTION LOGGING IN HORIZONTAL WELLS**

Thus, there is a high demand for the development and application of more accessible

на пласт, чем при исследовании вертикальных скважин. В последние годы в комплекс ППИ вводятся блоки измерения спектральной шумометрии, с помощью которых можно получить волновую картину акустической эмиссии и выделить средне- и высокочастотные аномалии, связанные с фильтрацией флюида в трещинах и порах коллектора. Эти аномалии позволяют определять работающие интервалы пласта на фоне низкочастотных помех, ассоциирующихся с течением пластового флюида в стволе скважины. Однако этот метод требует нестационарных технологий измерений, предусматривающих периодические разновременные измерения в период резкого изменения состава флюида в стволе, связанного с притоком непосредственно после запуска скважины. Комплекс предполагает использование сборок специальных модулей с распределенными по сечению ствола многодатчиковыми системами, а также соответствующих технологий доставки приборов на забой. Усложнение конструкции комплексов ППИ неизбежно сказывается на стоимости работ.

При установке в скважине электроцентробежного насоса (УЭЦН) необходимы дополнительные мероприятия по обеспечению доставки геофизического оборудования на забой скважины. Широко распространен байпасный способ освоения с помощью технологии Y-tool, что предусматривает собой использование отклонителя подвески УЭЦН на насосно-компрессорных трубах (НКТ) в комплексе с байпасной колонной. Это позволяет спускать геофизическое оборудование при помощи ГНКТ в горизонтальную секцию скважины в обход УЭЦН.

Проведение геофизических исследований в скважинах с горизонтальным окончанием при реализации технологии Y-tool дает возможность создать условия, максимально приближенные к режиму промышленной разработки месторождения, что положительно влияет на информативность результатов. Однако эта технология приводит к удорожанию стоимости заканчивания скважины на 20–25%.

### **ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МАРКЕРНОЙ ДИАГНОСТИКИ ПРОФИЛЕЙ ПРИТОКОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

Помимо технических ограничений, таких как необходимость останавливать скважину во многих случаях, проводить исследование в искусственном режиме, невозможность проведения ППИ для ряда компоновок МГРП, спускаемые в скважину комплексы ППИ позволяют получать только единовременную картину притоков в скважине. Они не позволяют выполнять мониторинг в течение продолжительного времени и получать динамическую картину работы интервалов скважины. Кроме того, при внутрискважинных операциях существуют риски прихвата или потери забойных инструментов, требующих длительных и дорогостоящих ловильных работ.

Таким образом, существуют серьезные потребности в разработке и применении более доступных технологий мониторинга профилей притоков горизонтальных скважин с МГРП, что может быть реализовано

production logging technologies to be used in horizontal wells. This can be addressed using alternative methods of production logging such as marker technologies. Importantly, the marker technologies are expected to be 30–40% cheaper compared to conventional well intervention with PLT.

First cases of non-conventional production logging operations that used marker or tracer technology have been recorded in Russia in 2011. As of 2017, the country does about 60 various types of chemical PLT operations per year. At the same time, until 2026 the market potential of marker methods is estimated at 35% of all post fracturing operations in horizontal and deviated wells (Figure 6).

The principle of operation of marker diagnostics of well inflows implies the addition of a labelled substance to the injected liquid or proppant and the tracking of markers in samples of formation fluid taken on the surface.

With marker methods, the following marking technologies are used:

- Fluorescent: uranin A, rhodamine C and others;
- Ionic: carbamide, potassium nitrate and others;
- Quantum markers-reporters (Geosplit);
- DNA markers.

Despite the prevalence and low cost of using fluorescent, ionic and organic markers, the weak side of these technologies is the quantitative limitation of possible combinations of markers with 10–14 units, as well as the difficulties in quantifying the profile of the inflow of the well during monitoring. From the list of marker technologies above, the featured one is the technology employing quantum dots marker-reporters, used by Skolkovo resident company – Geosplit Ltd.

The technology features a synthesis of the 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 nanometers in diameter [9].

Colloidal quantum dots irradiated with a laser fluoresce in different areas of the electromagnetic spectrum due to quantum confinement [10, 11, 12]. Compared with organic fluorophore dyes, also used for tracing in the oil industry, quantum dots have a fluorescence intensity 10-20 times higher [13]. Quantum dots are more chemically stable than natural fluorophors because of their chemical composition, which reduces the photobleaching effect compared to organic dyes and can withstand the impact of acids and high temperatures.

### **PRODUCTION LOGGING WITH QUANTUM DOT MARKER-REPORTERS**

The emittance of a particular spectre of light



**Рисунок 6 – Динамика доли маркерных методов исследований профилей притоков скважин в перспективе до 2026 года. Источник: анализ RPI**

**Figure 6 – Predicted market share of marker-based production logging operations in horizontal wells in Russia. Source: RPI Eastern Europe**

применением маркерных методов. Немаловажно, что стоимость маркерных методов ниже, чем стоимость операции ПГИ, как минимум на 30–40%.

Маркерные методы получили в России распространение начиная примерно с 2011–2012 года. По состоянию на 2017 год в целом по стране будет сделано около 60 операций по исследованию профилей притоков скважин с помощью маркерных исследований. В то же время в период до 2026 года потенциал рынка маркерных методов оценивается в 35% от всех операций после МГРП (рис. 6).

Принцип работы маркерной диагностики профилей притоков скважин основан на добавке меченого вещества в нагнетаемую в пласт жидкость или расклинивающий материал и отслеживании маркеров в пробах пластового флюида, взятых на поверхности. При этом отслеживаются реальные фильтрационные потоки, обусловленные как особенностями геологического строения пласта, так и текущим режимом разработки месторождений.

При маркерных методах используют следующие технологии маркирования:

- Флуоресцентная: уранин А, родамин С и другие;
- Ионная: карбамид, калиевая селитра и другие;
- Квантовые маркеры-репортеры (Geosplit);
- ДНК-маркеры.

Несмотря на распространенность и низкую стоимость применения флуоресцентных, ионных и органических маркеров, слабой стороной этих технологий является количественное ограничение возможных комбинаций маркеров 10–14 единицами, а также затруднения в количественной оценке профиля притока скважины в процессе мониторинга.

Из вышеописанных технологий следует отметить новаторскую технологию маркерных исследований, ►

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 marker signatures (more than 60) that exclude the chance of misinterpretation during the lab analysis.

This distinctive feature of quantum dot marker-reporters technology is essential in multistage fracturing of more than 30 production intervals in a single horizontal 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 markers 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 without interruption 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.

Fluid samples taken at the wellhead undergo a sample preparation procedure involving the separation of the hydrocarbon and aqueous phases of the formation fluid based on ASTM 4006 method on "Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation" using a demulsifier and ►



основанную на применении маркеров из квантовых точек, применяющуюся компанией – резидентом Сколково – ООО «Геосплит». Квантовые точки – это нанокристаллы, состоящие из сотен атомов и имеющие размер в 2–10 нанометров, полученные при помощи коллоидного синтеза и покрытые слоем адсорбированных поверхностно-активных молекул (рис. 7) [9]. Квантовые точки, получаемые методом коллоидного синтеза на основе халькогенидов кадмия, флуоресцируют в разных областях электромагнитного спектра в зависимости от своего размера [10, 11, 12]. 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. По сравнению с органическими красителями-флюорофорами, также использующимися в целях трассирования в нефтяной индустрии, квантовые точки имеют интенсивность флюоресценции в 10–20 раз выше [13]. Квантовые точки являются более химически устойчивыми, чем природные флюорофоры, из-за своего химического состава, который уменьшает эффект фотообесцвечивания по сравнению с органическими красителями, и способны выдерживать воздействие кислот и высоких температур.

#### КВАНТОВЫЕ МАРКЕРЫ-РЕПОРТЕРЫ

Использование квантовых точек в технологии трассирования обусловлено большим количеством возможных комбинаций при синтезе маркеров-репортеров (более 60), называемых сигнатурами. Для каждой ступени или интервала используется своя уникальная сигнатура, 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. Маркированный 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 углеводородную и в водную фазы пластового флюида. Энергии маркеров недостаточно для последующего перехода из одной фазы в другую даже при условиях длительного центрифугирования с 3000 оборотов в минуту. Маркеры-репортеры не преодолевают границы раздела фаз и сохраняются в каждой «своей»

centrifugation at 3000 rpm.

Separated hydrocarbon and aqueous phases are further analysed in automatic mode and real time using a flow cytometer and especially designed computer equipment.

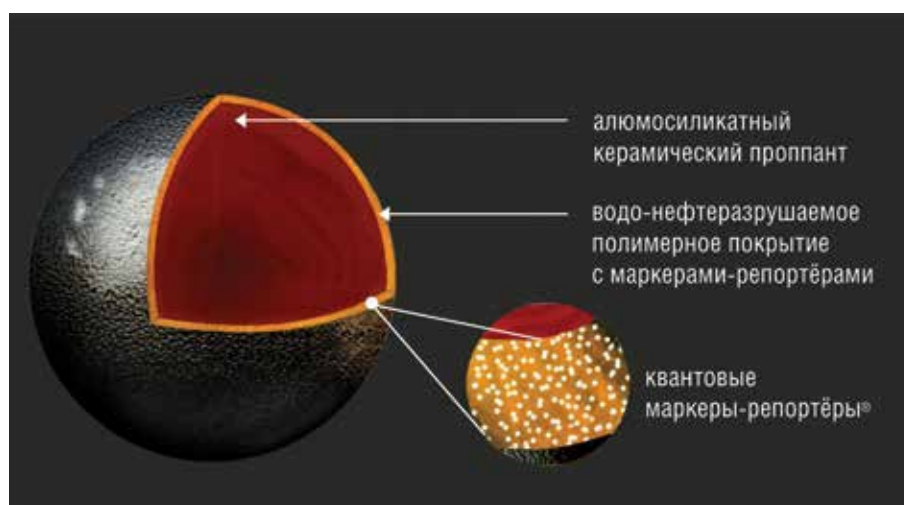
The flow cytometer suspends micro-particles in a stream of fluid and are passed by an electronic detection apparatus. The process allows simultaneous multiparametric analysis of the physical and chemical characteristics of particles including fluorescently-labelled marker-reporters.

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 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 analyzed 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 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.



**Рисунок 7 – Схема зерна маркированного проппанта GeoSplit**

**Figure 7 – Proppant GeoSplit with marker-reporters embedded to polymer coating**

фазе сколь угодно долго. Таким образом, каждая из фаз пластового флюида надежно обеспечивается своей порцией индикаторов.

Пробы скважинного флюида, взятые на устье скважины, проходят этап пробоподготовки, включающей в себя разделение углеводородной и водной фаз пластового флюида согласно методу, изложенному в ASTM 4006 «Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation», с использованием деэмульгатора и центрифугирования. Далее разделенные углеводородная и водная фазы проб анализируются 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 (рис. 8).

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 происходят облучение частиц в жидкости лазерным излучением и регистрация сигналов светорассеяния и флуоресценции от каждой квантовой точки или их комбинаций в маркерах-репортерах.

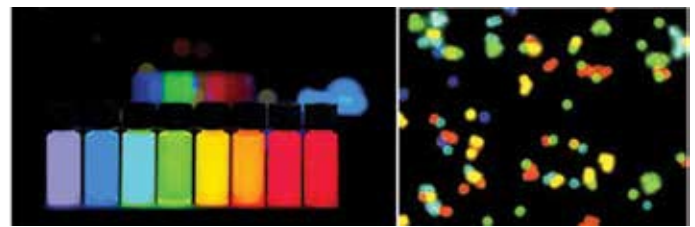
При помощи проточного цитометра регистрируются параметры частиц в исследуемой жидкости с целью выделения качественного и количественного состава маркеров. Проточный цитометр регистрирует два типа светорассеяния: прямое (малоугловое) и боковое (рис. 9).

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 отражается, преломляется и рассеивается в разных направлениях. Регистрация этого излучения позволяет судить о форме, размерах и внутреннем строении частицы.

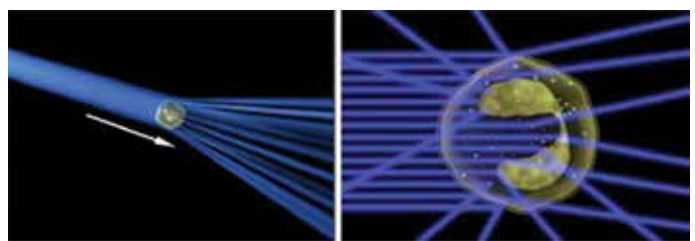
В результате работы проточного цитометра регистрируются события, представляющие собой оптические неоднородности в оптически однородной подвижной фазе (рис. 10). Так как используемые оптические метки имеют характерное «свечение» каждая в своей спектральной области, используемое нами программное обеспечение позволяет отделить каждую из используемых для анализа сигнатур среди большого множества «событий», регистрируемых проточным цитометром. Интерпретация и идентификация каждой сигнатуры основывается на следующих положениях.

Квантовые точки в маркеры вводятся как в индивидуальном виде, так и в виде различных комбинаций. Кроме того, переменной величиной является не только их комбинация, но и различная

As a result of the flow cytometer operation, "events" that are optical inhomogeneities in an optically homogeneous mobile phase are recorded. Since the optical markers used have a characteristic "glow", each in its spectral region at a fixed wavelength, the software registers each of the signatures used for analysis among a large number of "events", were recorded by the flow cytometer. Quantum dots in markers-reporters are entered individually as well as in various combinations. In addition, the variable is not only their combination but also their different concentrations. Thus, using three (3) different quantum dots in various combinations by optical characteristics, as well as two (2) different concentrations (high and low), a large number of different optical signatures is created. Each marker-reporter signature corresponds to the specific region of the spectral space, which does not intersect the specific regions of other combinations of quantum dots. The software used for optical identification of each signature isolates the specific area of the spectral space (3D image) and counts the registered "events" in each area. The definition of the specific regions described above is based on the data of laboratory



**Рисунок 8 – Квантовые точки, флуоресцирующие при лазерном облучении**  
**Figure 8 – Colloidal quantum dots irradiated with a laser light. Different-sized quantum dots emit light of varying colours due to quantum confinement**

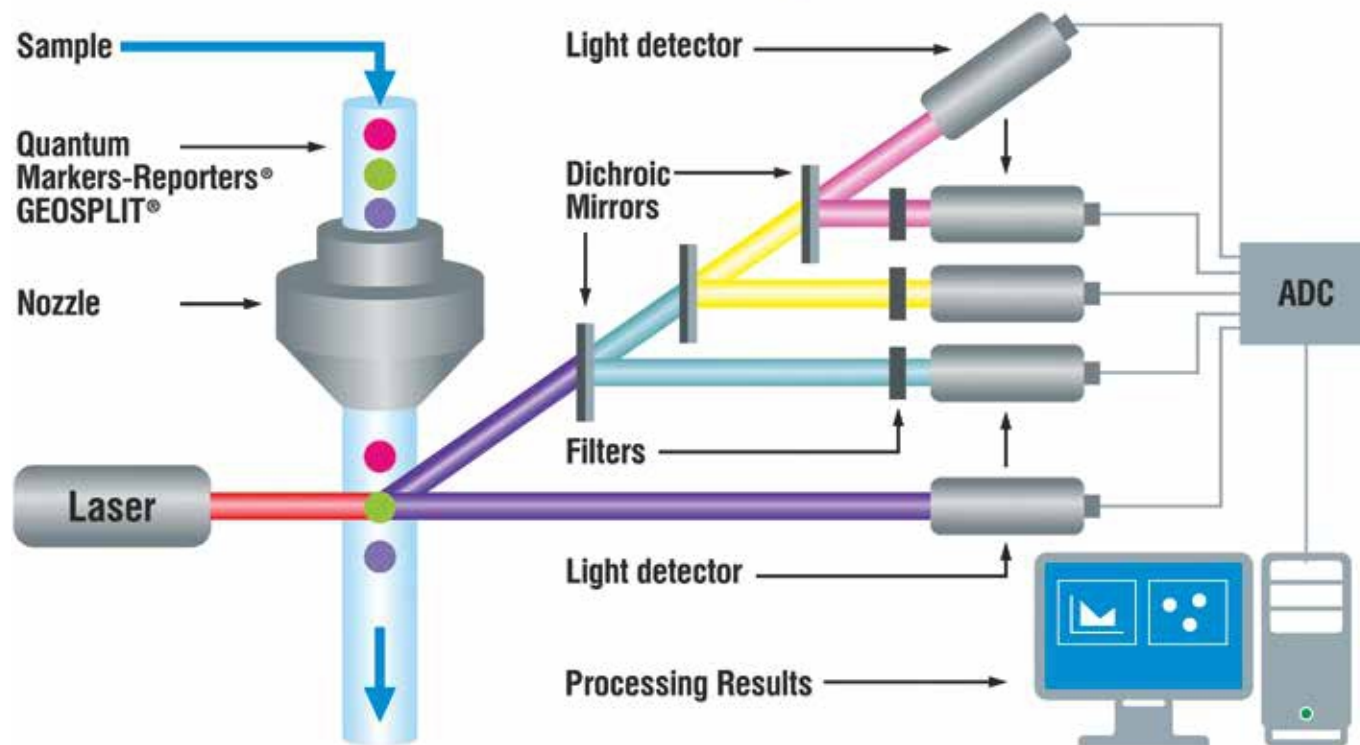


**Рисунок 9 – Прямое и боковое светорассеяние частицы**  
**Figure 9 – Direct and lateral light scattering**

experiments modelling each signature separately, as well as their numerous combinations. The data obtained is interpreted by a software and is visualized in the form of zones inflow charts along the stages of fracturing which shows accumulated oil and water production in each interval.

The raw data from flow cytometer is interpreted by software and visualized in the form of inflow charts per each fracturing stage. The chart shows change the inflow in time as well as depicts accumulated oil and water production rates in each stage. An example

# Method of Analysis - Flow Cytometry



**Рисунок 10 – Схема работы проточного цитометра**  
**Figure 10 – Flow chart of the flow cytometer**

концентрация. Таким образом, используя три разные по оптическим характеристикам квантовые точки в различных комбинациях, а также две различные их концентрации (высокую и низкую), можно получить большое количество различных по оптическим свойствам сигнатур.

Особенностями цитометрического метода исследования в трассерной технологии является то, что регистрируется количество маркеров каждого кода в зависимости от интенсивности их излучения на фиксированной длине волны.

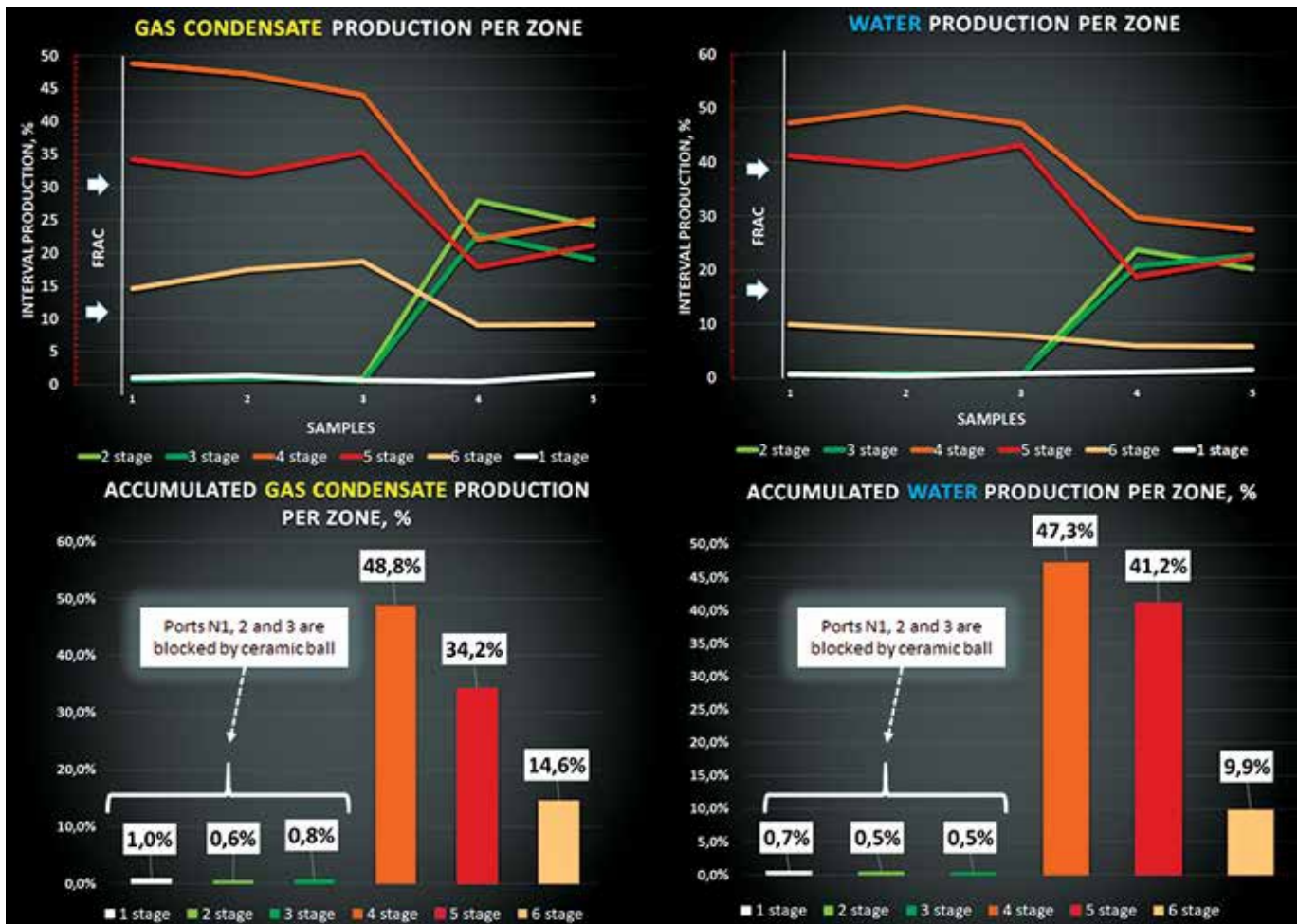
Каждой сигнатуре маркера соответствует характеристическая область спектрального пространства, которая не пересекается с характеристическими областями других комбинаций квантовых точек. Программное обеспечение, применяемое для оптической идентификации каждого кода, позволяет выделить их характеристическую область спектрального пространства (3D-изображение) и произвести подсчет зарегистрированных «событий» в каждой такой области. Определение описанных выше характеристических областей проводится на основе данных лабораторных экспериментов, моделирующих каждую сигнатуру в отдельности, а также их многочисленные сочетания.

Полученные данные интерпретируются с помощью программного обеспечения и визуализируются в виде графиков притока по ступеням ГРП во времени

of the visualization of the inflow profiles after a 6-stage hydraulic fracturing in a gas condensate well, conducted in 2015, is shown in Figure 11. In this case, the marker diagnostics did not register production from the first three ports. Analysis of three samples didn't record markers with signatures №1, №2 and №3. As it was explained by customer later, the completion was partially blocked by a stuck ceramic ball. After Coiled Tubing milling operation the ball was eliminated from wellbore and stages №1, №2 and №3 contributed to production.

## FIELD IMPLEMENTATION ASPECTS

Together with the customer, the key job parameters are defined: the required number of signatures of the marker-reporters, proppant fraction to be used in fracturing operation and the schedule to obtain samples of formation fluid after fracturing. The production cycle takes 30 days, including the purchase of ceramic proppant, applying polymer coating with markers and exit inspection procedures. Further proppant is delivered to the customer's wellsite. In prior multistage fracturing operation, the field supervisor performs field quality control, which includes the acceptance of proppant at the site, validation of quality certificates and product



**Рисунок 11 – Пример визуализации профилей притоков**  
**Figure 11 – Example of marker-based production logging**

и накопленных дебитах по нефти и воде в каждой из ступеней. Пример визуализации профилей притоков после 6-стадийного МГРП на газоконденсатной скважине, проведенного в 2015 году, представлен на рис. 11. В данном случае маркерная диагностика не зарегистрировала работу первых трех портов по результатам отбора первых трех проб. Как было выяснено позже, во время операции МГРП произошла механическая блокировка внутреннего сечения компоновки застрявшим шаром, после разбуривания которого ступени №1, 2 и 3 включились в работу.

#### ОПИСАНИЕ ПРОЦЕДУРЫ ПРИМЕНЕНИЯ МАРКИРОВАННОГО ПРОППАНТА

Совместно с заказчиком определяется необходимое количество сигнатур маркеров, требуемая фракция проппанта и график отбора проб. Производственный цикл занимает 30 дней, в течение которых производится закупка керамического проппанта у производителя, наносится полимерное покрытие с маркерами и осуществляются процедуры выходного контроля качества. Далее проппант доставляется на месторождение заказчика. При производстве МГРП полевой представитель компании – поставщика услуг трассерного мониторинга производит полевой контроль качества, включающий приемку проппанта на месторождении, предъявление сертификатов качества и испытаний продукции, и непосредственно

tests. During the operation, field representative ensures the correspondence of the signatures with the assigned fracturing stage, take arbitration samples of the marked proppant, verifies the implementation of the approved work plan and track possible deviations from the job program. After the fracturing, customer representatives take samples of formation fluid at the wellsite according to the approved schedule and correctly label them for subsequent identification. Upon completion of the sample package stipulated by the contract, the company – provider of the quantum dot marker services organises sample delivery to its laboratory. Samples are opened in the presence of the customer's representative at the same time preparing the acceptance certificate to prevent any discrepancies with the arbitration tests (stored by the customer within 1 year). Interpretation and generation of production logging report is within two (2) weeks upon which the report is delivered to the customer.

#### CONCLUSION

Qualitative and quantitative analysis of quantum dot marker-reporters in samples of formation fluid allows making informed conclusions about the performance of productive intervals of horizontal well. Application of the technology in the fields

во время операции ГРП – соответствие используемых сигнатур с номерами ступеней, отбор арбитражных проб маркированного пропантанта, а также удостоверяется в выполнении утвержденного плана работ и документирует возможные отклонения.

Далее представители заказчика отбирают пробы пластового флюида на месторождении в соответствии с утвержденным графиком и корректно маркируют отобранные пробы для последующей идентификации. По завершении комплектации предусмотренного договором пакета проб компания, предоставляющая услуги трассерного мониторинга профилей притоков скважин, организует их доставку в лабораторию. Пробы вскрывают в присутствии представителя заказчика с составлением акта сдачи-приемки для предотвращения разночтений с арбитражными пробами (хранятся заказчиком в течение 1 года). Отчет по профилям притоков скважины направляется заказчику в течение двух недель.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение технологии Geosplit на месторождениях 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;
- значительно более низкая ресурсоемкость и стоимость исследований;
- уверенная работа в условиях, когда традиционные внутрискважинные каротажные операции невозможны или осложнены.

Технология мониторинга профилей притоков скважин с использованием квантовых маркеров позволяет решать ряд важных задач, например:

- 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;
- анализ потенциального долгосрочного извлечения флюида;
- получение информации для анализа взаимного влияния соседних скважин. ©

of the leading Russian oil and gas companies in 2016–2017 showed the following benefits:

- The possibility of monitoring inflows for a long period of 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 marker 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 hydrocarbon extraction ratio;
  - Detailed information in the analysis of mutual influence of neighbouring wells in the oilfield. ©

### ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. SPE 120591, Horizontal Well Production Logging Deployment and Measurement Techniques for US Land Shale Hydrocarbon Plays, Duncan Heddleston, SPE, Recon International, 2009.
2. "Production logging in horizontal wells under condition of low unstable inflow", Kolesnikova A.A., Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Kovalenko I.V., Komarov V.S., Nemirovich G.M., Oil Industry Magazin, 2016.
3. CDU TEK, Central Dispatching Department of Fuel Energy Complex, Completed wells in horizontal drilling, 2017.
4. Rudnitsky S.V., Ananenko S.A., Kravets V.A., Market research report "The production logging and multistage hydraulic fracturing market in Russia". RPI Eastern Europe, 2017.
5. CDU TEK, Central Dispatching Department of Fuel Energy Complex, Hydraulic Fracturing, 2017.
6. CDU TEK, Central Dispatching Department of Fuel Energy Complex, Completed wells in producing drilling, 2017.
7. "Keeping Producing Wells Healthy", Akhnouk R., Leighton J., Bigno Y., Schlumberger Oilfield Review Magazin, 1999, Volume: 11, 30–48. SPWL-2005-A, Overview Of High-Angle And Horizontal Well Formation Evaluation: Issues, Learnings, And Future, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 2005.
9. Gurianov A.V., Katashov A.U., Ovchinnikov K.N. "Production logging using quantum dot tracers", Coiled Tubing Times, Volume 60, 40–49.
10. Kawasaki et al. Nanotechnology, nanomedicine, and the development of new, effective therapies for cancer. Nanomedicine: Nanotechnology, Biology, and Medicine. 2005; Volum 1, 101–109
11. Alivisatos, et al. Quantum dots as cellular probes. Annu. Rev. Biomed. Eng. 2005, 55–76.
12. "Quantum size effect in the optical-spectra of semiconductor micro-crystals", Ekimov A.I., Onushchenko A.A., Soviet Physics: Semiconductors, 1982, 775–778.
13. Gao et al. In vivo molecular and cellular imaging with quantum dots. Current opinion in biotechnology. 2005, 63–72.

**Не забудьте оформить подписку на журнал  
«Время колтюбинга»!**

**Индекс в подписном каталоге «Роспечати» 84119.**