

Технология Quantum PLT®. Испытания, опыт применения, уроки и перспективы

The Quantum PLT®. Technology Validation, Lessons Learned and Perspectives

Кирилл ОВЧИННИКОВ, Ксения САПРЫКИНА, Павел БУЗИН, Андрей ГУРЬЯНОВ, Александр КАТАШОВ, GEOSPLIT LLC

Kirill OVCHINNIKOV, Ksenia SAPRYKINA, Pavel BUZIN, Andrey GURYANOV, Alexander KATASHOV, GEOSPLIT LLC

ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ МАРКЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Основными задачами исследования горизонтальных нефтяных скважин являются получение объективных данных о фильтрационно-емкостных свойствах разрабатываемого участка месторождения и гидродинамических зависимостях, а также определение закономерности распределения давления и оценка скорости выработки запасов.

Актуальность вопросов подбора оптимальной конструкции скважины, расположения муфт ГРП, режимов работы, увеличения добычи углеводородов путем задержки прорывов воды, уравнивания притока в горизонтальных стволах усиливается тем фактом, что геологические условия на одном месторождении сходны, в связи с чем конструкция проектируемых скважин идентична пилотной.

На сегодняшний день в России большинство горизонтальных скважин оборудованы компоновками с неуправляемыми портами и только 12% скважин оборудованы устройствами для контроля притока нерегулируемого и регулируемого типов (ICD-inflow control device). Ожидается, что к 2026 году этот параметр возрастет примерно до 50% случаев [1]. Устройства контроля притоков позволяют оптимизировать работу скважины, корректировать работу пласта путем определения оптимального распределения падения давления и оптимизации добычи целевого флюида. На сегодняшний день это наиболее эффективная технология борьбы с прорывами воды или газа.

При использовании устройств контроля притока на первое место выходит оперативность получения информации о притоках с различных интервалов скважины. Исследование с помощью ПГИ на ГНКТ не всегда может быть организовано достаточно оперативно. Немаловажно, что стоимость традиционных методов получения данных с забоя скважины также нередко не соответствует полученному качеству. Очень характерен пример эксперимента, проведенного несколько лет назад специалистами компании «Газпром нефть», где в одну скважину поочередно спускались различные комплексы ПГИ [2]. Последующая интерпретация выявила сложности со сходимостью данных. Это обуславливается как сложностями со снятием данных по фазам флюида по всему сечению ствола скважины, так и влиянием ГНКТ на точность измерения давления и расходов. Зачастую в условиях горизонтальных скважин

DRIVERS TO USE TRACERS FOR PRODUCTION LOGGING

Drilling and completing horizontal wells is a key technical solution to improve hydrocarbon production. The objectives of production logging in horizontal wells are the following: to obtain data about petroleum reservoir, to evaluate its properties and to forecast the dynamics of hydrocarbon extraction. In this regard, the contribution of wellbore intervals to the total well production is an essential knowledge for operating companies. The main goal is enhancing hydrocarbon recovery. It is important to have an adequate well design and optimal location of fracturing well completion tools along the wellbore. A good well management engages the maximum length of a horizontal section into production. Today, most horizontal wells in Russia employ uncontrolled well completion equipment, and only 12% of wells are equipped with IDC (Inflow Control Device). Changes are expected in the future. By 2026, up to 50% of wells may be completed using ICDs [1]. ICDs allow to optimize well production and to deal with the breakthrough of water or gas. With the use of ICD, timely information on the performance of various intervals across wellbore becomes significant. In many cases, it takes time to organize conventional production logging with coiled tubing services. Also, the cost of standard production logging operation does not always correspond to the quality of obtained data. Few years ago, engineers of «Gazprom Neft» company did an interesting field experiment. They mobilized two wireline service providers for a repetitive PLT run into the same horizontal well [2]. The subsequent interpretation revealed difficulties with the convergence of the logging data. Indeed, the use of standard production logging downhole tools with single flowmetry spinner is not adequate for horizontal well and leads to interpretation errors. There is a need for an advanced downhole tool capable of dealing with the multi-phase and stratified flow [3, 4]. Wireline service companies offer PLT allowing spectral noise measurements. Those tools identify medium and high frequency anomalies associated with fluid filtration in cracks and pores of the collector. Joined implementation of acoustic sensors and thermometry, coupled with sophisticated software, improved the quality of downhole data. At the same time, the increasing complexity of production logging tools inevitably affects the cost of well intervention.

стандартная механическая расходомерия становится неинформативной, при этом показания методов определения состава флюидов отражают в первую очередь не работу пластов, а характер заполнения ствола скважин [3, 4]. В последние годы в комплекс ПГИ вводятся блоки измерения спектральной шумомерии, с помощью которых можно получить волновую картину акустической эмиссии и выделить средне- и высокочастотные аномалии, связанные с фильтрацией флюида в трещинах и порах коллектора. Вместе с тем усложнение конструкции комплексов ПГИ неизбежно сказывается на стоимости внутрискважинных работ.

ТИПОВЫЕ ПРОБЛЕМЫ МАРКЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В последние годы в мире наблюдается осязаемый интерес к маркерным (трассерным) исследованиям, однако публикуется крайне мало материалов по испытаниям маркерных методов, позволяющих подтвердить или опровергнуть заявленные преимущества этих технологий.

В первую очередь, вопросы к маркерным исследованиям касаются корректности метода и точности оборудования, которым определяются маркеры. Отметим, что на рынке существует целое портфолио подобных технологий. В качестве очень недорогого метода предлагается использование измельченных до порошковой субстанции натуральных флуорофоров. Эта простейшая технология позволяет давать ответы исключительно качественного свойства, однако количественный анализ не будет обладать сколь-либо приемлемой точностью. Причина – низкая монодисперсность частиц. Разброс частиц по размерам может достигать до 1000%, от 2 до 20 мкм и более. Далее, маркеры различаются способностью перемещаться с флюидом по стволу скважины, так как скорость осаждения маркеров зависит в том числе от размера. Необходимо подчеркнуть, что подобные методы не применяются передовыми зарубежными компаниями, десятилетиями назад совершившими качественный рывок в области технологий маркирования, применяя высокотехнологичные маркеры, основанные на ДНК-кодировании. Несомненно, что вместе с заявленной точностью этих технологий их применение влечет за собой весьма высокую стоимость, ограничивающую массовое применение.

При осуществлении контрактования, в частности, при создании технических заданий на маркерные исследования, недропользователи на российском рынке не заявляют требований по испытанию маркерных (трассерных) технологий на точность. Отчасти это можно объяснить неопределенностью методик испытаний и отсутствием у заказчиков опыта работы с маркерными технологиями. Однако авторы считают, что в таком случае подрядчик должен осуществлять поддержку в определении программ испытаний, делающую работу по маркерной диагностике профилей притоков как минимум обоснованной.

В этой связи хотелось бы поделиться опытом программы испытаний технологии распознавания маркеров Quantum PLT от компании GEOSPLIT, ►

The conventional downhole tools are designed to receive production data during well intervention only. Conventional PLT are unable to give a dynamic and extended in time downhole data. Thus, there is a strong market demand for more accessible production logging technologies to be used in horizontal wells. In this regard, tracer technologies can reinforce the portfolio of existing production logging technologies.

CHALLENGES ASSOCIATED WITH IMPLEMENTATION OF TRACERS

Over the last decade, many countries expressed an interest to marker (tracer) technologies. However, only few publications could confirm or deny the advantages claimed by these technologies. The accuracy and correctness of tracing technologies are subject for discussion. Today, there are several tracer technologies available in the market. It starts from natural fluorophores crushed to a powdery substance which is inexpensive and simplistic technology. This technology is suitable for qualitative answers, but not for the precise quantitative analysis. Small parts of natural fluorophore serve as tracers. Those small parts vary in size as much as 1,000%, from 2 to 20 μm or more.

Depending on its size, such tracers settle at various rates in the fluid. Hence, tracers are not distributed in formation fluid uniformly. Such methods were not used by leading companies for some time. For instance, some of the advanced tracer technologies use high-tech markers based on DNA coding. Undoubtedly, an outstanding accuracy of these technologies implies high cost, limiting the mass application.

When producing companies in Russia choose tracer technology provider, they do not usually include any qualification procedure in technical criteria of tenders. In part, this can be explained by the uncertainty of test methods and the lack of experience. In this regard, both parties should jointly develop comprehensive test programs, which justify the use of tracers for production logging and prevent unwelcomed "surprises".

In this article, authors would like to share part of the testing program for Quantum PLT technology from GEOSPLIT LLC.

TESTS FOR THE TECHNOLOGY ACCURACY

At first, the customer requested to confirm that GEOSPLIT equipment and software is capable of identifying signatures (codes) of markers. The customer then required to perform laboratory tests using a critically small amount of tracer-carrier material soaked in only one liter of fluid. At the start, the software could recognize markers in large concentration only. However, the implementation of machine learning algorithms helped to improve the accuracy. GEOSPLIT software "Marker Tracker" analyses samples of fluid with markers based on automatic classification of points described by multivariate Gaussian mixture model and Random Forest vectors and algorithms.

Based on test results, unambiguous identification of signatures and high measurement accuracy (with an average error of 1–2%) has been confirmed (Table 1). ►

проведенной специалистами одной из крупнейших российских добывающих компаний.

ИСПЫТАНИЯ НА ТОЧНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Первые два этапа испытаний проводились с целью установления корректности распознавания индивидуальных сигнатур и работы Аналитического аппаратно-программного комплекса «GEOSPLIT». Комиссия заказчика произвела шифрование проб полимерных матриц буквенно-численным кодом (без участия представителя компании GEOSPLIT), документ с расшифровкой кода остался в распоряжении заказчика. Представителю GEOSPLIT были переданы зашифрованные пробы с различным соотношением маркированного материала в количестве 30 штук. В течение нескольких дней с момента получения проб в исследовательской лаборатории GEOSPLIT были проведены исследования по определению сигнатур в пробах полимерных матриц с маркерами. Последующие два этапа включали подтверждение возможностей распознавания индивидуальных сигнатур маркеров, а также уникальный тест, касающийся определения процентного содержания сигнатур в смесях с малыми объемами полимеров.

Изначально технология распознавания маркеров была разработана для работы в полевых условиях с большим количеством маркированного полимерного материала. Требование по проведению лабораторных испытаний с критически малыми объемами потребовало поиска новых подходов к задаче с задействованием алгоритмов машинного обучения. Анализ проб проводился с помощью ПО на основе автоматической классификации точек, описываемых многомерными векторами и алгоритмами Gaussian mixture model и Random Forest.

По результатам испытаний была подтверждена однозначность определения сигнатур и высокая точность измерения (со средней погрешностью 1–2%) (табл. 1).

ПОЛЕВОЕ ПРИМЕНЕНИЕ – ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Только после проведения испытаний технология GEOSPLIT была применена на одном из месторождений Западной Сибири для получения информации о вкладе ступеней в общий дебит скважины. Пробы отбирались 20 дней после проведения 10-стадийного МГРП в течение 5 дней (всего 30 проб) (рис. 1).

По результатам промежуточных исследований можно сделать вывод (рис. 2), что наиболее эффективно по нефти работает 10-я стадия и 5-я стадия, суммарно внося 97% в дебит скважины. Приведенные данные по распределению притоков являются промежуточными, сбор проб и отслеживание динамики работы портов будет продолжаться до конца 2018 года.

ЭВОЛЮЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ

Технология активно эволюционирует с середины 2017 года. Изначально подразумевалось использование полимерных матриц, реагирующих как на углеводородную, так и на водную фазы. Сами же маркеры были нейтральными. Несмотря на то что

FIELD APPLICATION – INTERMEDIATE RESULTS

Only after successful completion of the testing program that the GEOSPLIT technology was implemented in one of the Western Siberia oilfields. The objective was to obtain data on the contribution of production intervals (fracturing stages) to the total production rate of the well. The well was stimulated with 10-stage hydraulic fracturing. Thirty (30) samples of formation fluid has been collected within 5 days and taken to the GEOSPLIT lab for evaluation (Figure 1).

The results of preliminary studies concluded stages 10 and 5 contribute as much as 97% of the total well production (Figure 2). The production logging data given is intermediate; the collection of samples and production monitoring by fracturing stages will continue until the end of 2018.

THE TECHNOLOGY EVOLUTION

The technology has been actively evolving since the middle of 2017. Initially, it involved the use of a polymer material that reacts with both hydrocarbon and aqueous phases. Also, the first version of markers themselves designed to be "neutral", without orientation to hydrocarbon or aqueous phase. Marker-reporters were not expected to transfer from aqueous to hydrocarbon phases and vice versa. Extensive lab testing has confirmed this result. However, the practical experience showed the dramatic drawback of a unified solution for water and oil. Many samples of reservoir fluid arrived in GEOSPLIT lab with emulsion, often up to 40% of the sample volume. Identified that "neutral" markers, under certain conditions, could migrate from one phase to another. Further simulation in the lab revealed that the emulsion likely formed in the reservoir rather than in wellbore. Markers could be taken by water and initially could transfer to hydrocarbon phase during emulsion breaking process. The production logging interpretation is based on the counting quantity of markers in the sample volume. Thus, the presence of an inverse emulsion in samples raised the question for accuracy of the production logging interpretation.

The correction of the technology required the development and early application of different polymer matrices, with the change in polymeric shells of markers from neutral to phase-oriented.

In this case, the correctness of the marker diagnostic data on water and oil is guaranteed. The change in technology led to the need for repeated testing of the model for the degradation of polymeric material releasing markers into the formation fluid and adjusting the technique of recognition of markers. In the laboratory, tests were conducted to determine the regularities of the release of markers into the formation fluid; depending on the fluid flow rate and temperature.

As can be seen in Figure 3, the number of allocated markers naturally increases with increasing fluid flow rate while maintaining all other experimental parameters such as temperature and mass of the polymer matrix.

Figure 4 shows the dependence of the amount of markers released from the hydrophilic and oleophilic

Таблица 1 – Сравнение результатов испытаний, определение процентного соотношения маркированного материала с разными сигнатурами

Table 1 – Test for Quantum PLT® technology accuracy

Результаты GEOSPLIT / GEOSPLIT interpretation				Фактические данные заказчика / Actual data from Customer				
Смесь Mixture	Шифр Cipher	Код Code	%	Смесь Mixture	Шифр Cipher	Код Code	%	Масса Weight
1	WT	1	24	1	WT	1	24,99	249,95
	WG	2	25		WG	2	25,34	253,35
	WR	3	16		WR	3	14,99	149,98
	WU	4	0		WU	4	0	0
	WP	5	35		WP	5	34,68	346,88
						Итого Total		100
2	AR	6	29	2	AR	6	26,78	273,76
	AQ	7	18		AQ	7	18,16	185,62
	AT	8	11		AT	8	12,37	126,47
	AY	9	13		AY	9	12,32	125,95
	AW	10	29		AW	10	30,37	310,5
						Итого Total		100

в лабораторных условиях было доказано отсутствие возможности перехода маркеров из одной фазы в другую и обратно, практический опыт применения показал недостатки подобного решения. При обработке проб пластового флюида специалисты GEOSPLIT иногда наблюдали обратную эмульсию, в некоторых образцах составляющую до 40% от объема проб. При детальном изучении эмульсии встал вопрос, какой же фазой снимаются маркеры? При проведении испытаний было получено подтверждение, что эмульсия не могла образоваться в скважинных условиях. Наличие огромного количества мицелл воды, меньших или равных по размеру маркерам, поставило вопрос о точности интерпретации. Сценарий, при котором маркеры снимались водной фазой в пласте и далее выдавливались в углеводородную фазу по причине своей нейтральности, оказался весьма вероятным. Таким образом, наличие обратной эмульсии в пробах ставило вопрос о релевантности полученных данных.

Исправление технологии потребовало разработки и скорейшего применения отличающихся полимерных матриц – олеофильных и гидрофильных, с изменением полимерных оболочек маркеров от нейтральных к ориентированным на определенную среду.

В таком случае гарантируется аккуратность данных маркерной

Рисунок 2 – Работа ступеней скважины по нефти и воде спустя 20 дней после МГРП
Figure 2 – Performance of fracturing stages by formation w. and crude oil. 20 days after fracturing operation



Рисунок 1 – Специализированная тара для отбора проб пластового флюида
Figure 1 – Specialized packaging for sampling

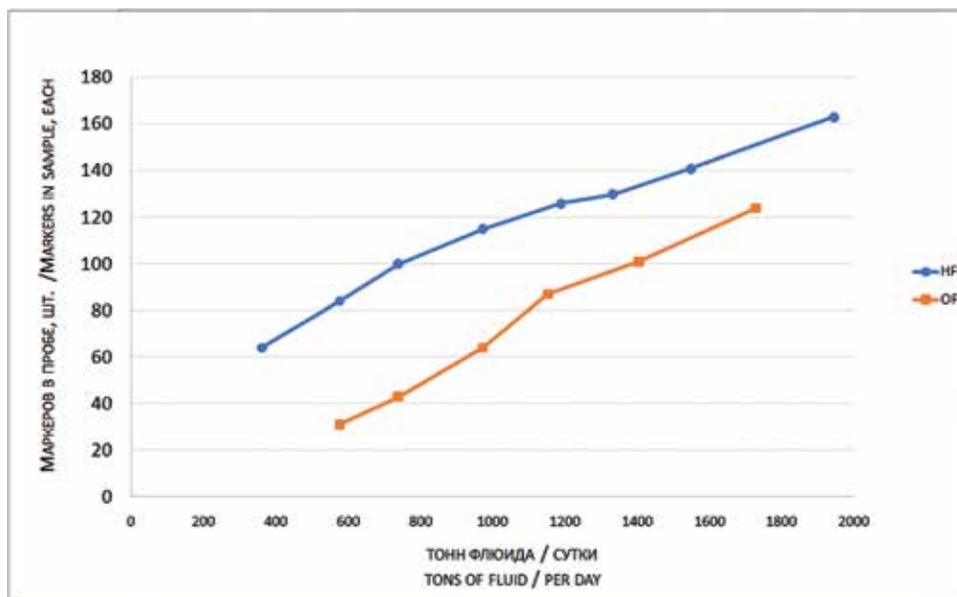


Рисунок 3 – Зависимость количества маркеров, выделившихся из гидрофильной (HF) и олеофильной (OF) полимерной матрицы от скорости потока флюида

Figure 3 – Markers released from oleophilic (OF) and hydrophilic (HF) polymer matrix at various velocity of the fluid

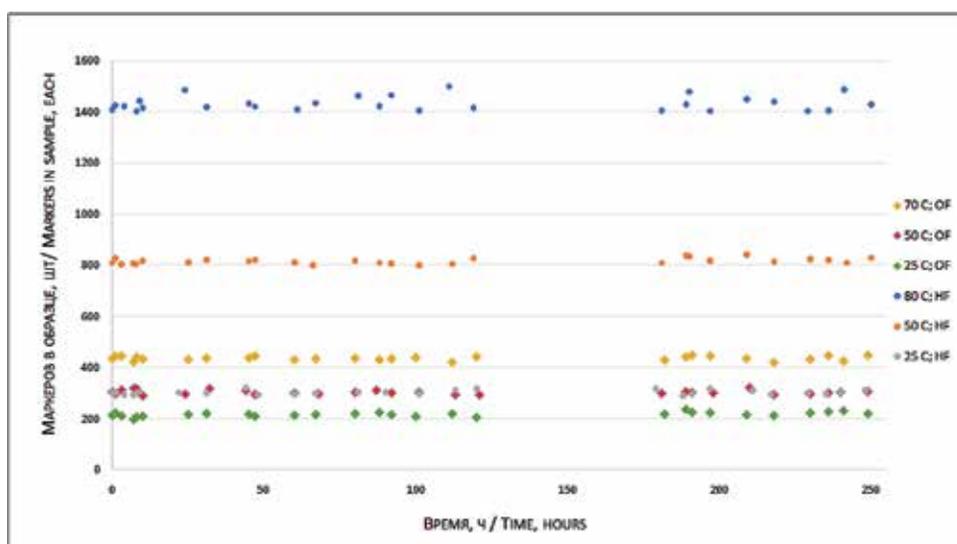


Рисунок 4 – Зависимость количества маркеров, выделившихся из гидрофильной (HF) и олеофильной (OF) полимерной матрицы от скорости потока флюида

Figure 4 – Markers released from hydrophilic (HF) and oleophilic (OF) polymer matrix at various flow velocity

диагностики по воде и по нефти. Изменение технологии привело к необходимости повторных испытаний модели деградации полимерных матриц, выпускающих маркеры в пластовый флюид, и настройки методики распознавания маркеров.

Как видно из рис. 3, количество выделившихся маркеров закономерно возрастает с увеличением скорости потока флюида при сохранении всех прочих параметров эксперимента, таких как температура и масса.

На рисунке 4 приведена зависимость количества выделившихся маркеров из олеофильной (HF) и гидрофильной (OF) полимерной матрицы при фиксированном потоке и различных температурах.

В результате эксперимента (рис. 5–7) подтверждено, что количество выделившихся маркеров закономерно растет с увеличением температуры при сохранении всех прочих параметров эксперимента, таких как скорость потока, расход флюида и масса полимерной матрицы.

Маркирование может проводиться с помощью размещения полимерных полосок или гранул в скважинном фильтре. В то же время внесение маркеров-репортеров в полимерную оболочку расклинивающего материала ГРП более доступно по стоимости (рис. 8).

polymer matrix at a fixed flux and various temperatures.

As a result of the experiment, it was confirmed (Fig. 5–7) that the number of the released markers grows together with temperature increase while fluid flow rate and mass of the polymer matrix never changed. There are two perspective directions for Quantum PLT® technology: markers deployed with well completion equipment and polymer coated proppant with markers for multistage hydraulic fracturing (Figure 8).

One of the most interesting questions from customers was the influence of crushed proppant on number of markers in the formation fluid. Standards allow the crushing of a small amount of ceramic proppant in fracture under the rock stress. However, in the case of polymer coated proppant with markers, it may lead to extra markers capable to "illuminate" the production from certain fracturing stage. In response, GEOSPLIT laboratory conducted tests to determine the release of markers-reporters, depending on the mechanical destruction of polymer coating of the proppant (Figure 9).

The following weights were prepared from the crushed proppant and proppant with non-damaged coating. (Table 2, Figure 10).

Одним из весьма интересных вопросов, поднятым заказчиком, было определение влияния разрушенного полимерного покрытия, нанесенного на проппант, на скорость выделения маркеров-репортеров во флюид. Стандартами допускается разрушение незначительного количества проппанта под действием стресса, в процессе сертификации проппанта определяется максимально допустимый процент. Однако в случае с маркированным проппантом было предложение, что раскрошенное полимерное покрытие разрушенного проппанта может давать повышенное выделение маркеров и создавать искусственный фон, «засвечивающий» реальную работу ступени.

С этой целью в лаборатории GEOSPLIT были проведены испытания для определения динамики выхода маркеров-репортеров в воду в зависимости от степени разрушения полимерного покрытия проппанта (рис. 9).

Из проппанта с неразрушенным и разрушенным покрытием были приготовлены следующие навески (табл. 2, рис. 10).

Каждая навеска была залита дистиллированной водой с той же массой, что и масса навески (рис. 11).

В результате эксперимента было доказано, что физическое разрушение маркированного проппанта GEOSPLIT приводит к быстрому вымыванию маркеров из разрушенных зерен, вследствие чего отмечается краткосрочный скачок содержания маркеров в пробах. При этом описанный эффект быстро исчезает из-за выноса значительной части маркеров флюидом. Таким образом, частичное разрушение проппанта в пластовых условиях на одной из ступеней может быть зарегистрировано в одной из разовых проб, но не влияет существенно на содержание маркеров при длительном исследовании.

Схематично результаты экспериментов можно представить в виде следующего распределения (рис. 12).

Из этого графика следует, что при любой концентрации проппанта с разрушенным полимерным покрытием скорость выхода маркеров быстро переходит в стационарный режим. Результаты эксперимента привели к немедленной корректировке графика отбора проб и исключили возможность проведения исследований на основании одной или нескольких проб пластового флюида, не разнесенных во

Рисунок 7 – Зависимость количества маркеров, выделившихся из гидрофильной (HF) и олеофильной (OF) полимерной матрицы, от температуры
Figure 7 – Markers released from the hydrophilic (HF) and oleophilic (OF) polymeric matrix at various temperature

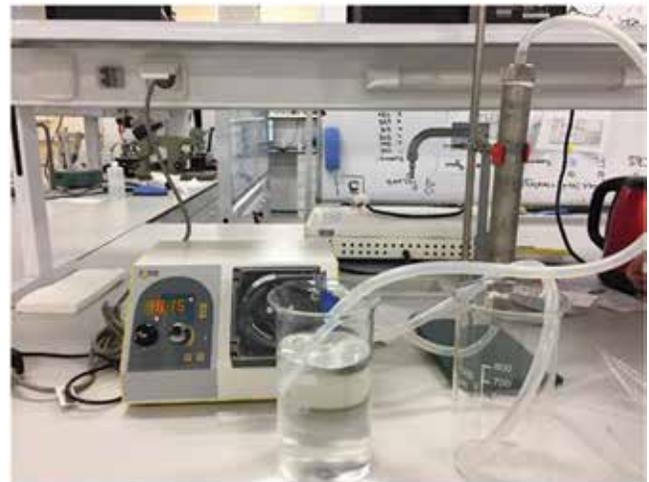
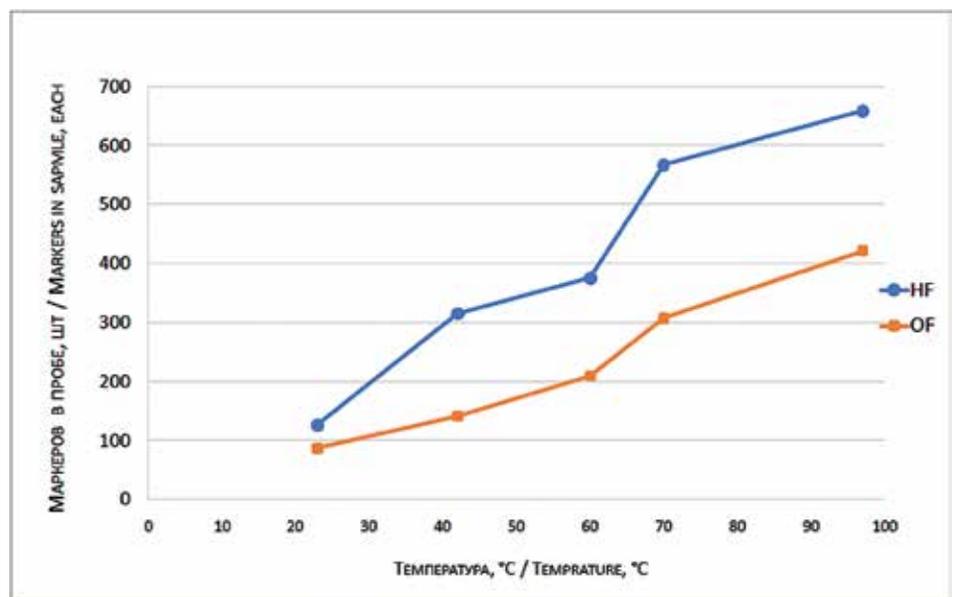


Рисунок 5 – Лабораторная установка для испытаний гидрофильных (HF) полимерных матриц

Figure 5 – Laboratory unit for testing the hydrophilic polymer matrix

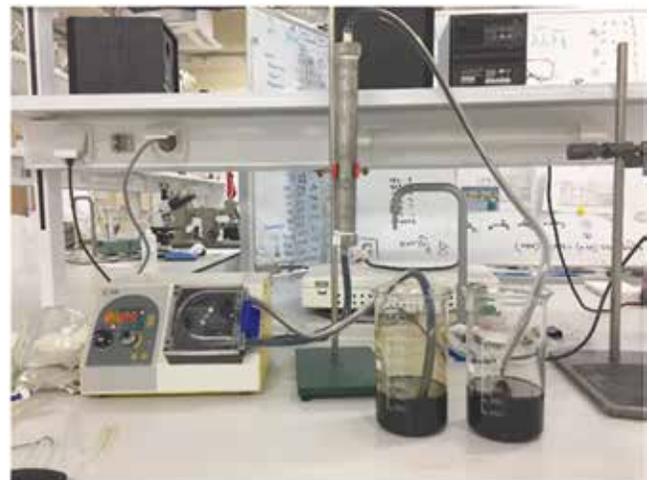


Рисунок 6 – Лабораторная установка для испытаний олеофильных (OF) полимерных матриц

Figure 6 – Laboratory equipment for testing the oleophilic polymer matrix

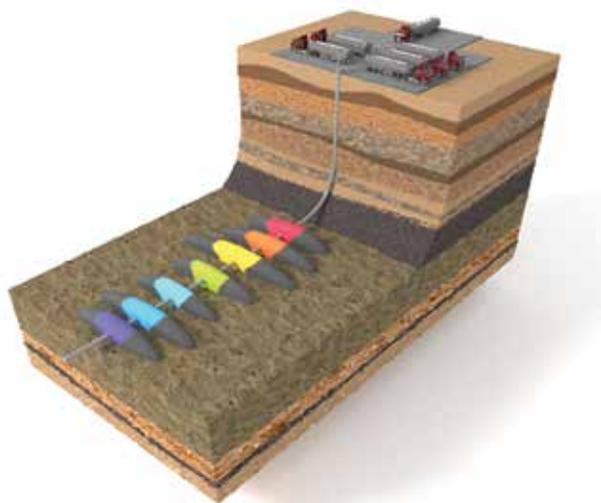


Рисунок 8 – Схема применения маркированного пропанта GEOSPLIT
Figure 8 – Polymer coated proppant with markers GEOSPLIT for multistage hydraulic fracturing

времени. По обновленным графикам отбор происходит в течение нескольких суток. Были внесены изменения в рабочие программы исследований скважин, начавшихся летом и осенью 2017 года.

Таблица 2 – Перечень подготовленных для исследования образцов
Table 2 – List of samples prepared for testing

Масса пропанта с неразрушенным покрытием, г Weight of proppant with non-damaged coating, g	Масса пропанта с разрушенным покрытием, г Weight of crushed proppant, g	Массовая доля пропанта с разрушенным покрытием Mass fraction of proppant with destroyed coating
50,09	0,00	0%
47,42	2,60	5,2%
44,43	5,35	10,7%
43,15	7,54	14,9%
40,55	10,76	21,0%

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Опыт развития технологии GEOSPLIT подтвердил необходимость подтверждения заявленных характеристик технологии и проведения всесторонних лабораторных исследований, в том числе в пластовых термобарических условиях. Крайне важным является комплексный подход, подтверждающий ключевые параметры маркерных технологий: длительность работы, влияние температуры, солености пластовой воды, вязкости нефти, влияние кислот и сероводорода, влияние расположения маркированного материала в стволе и в пласте, а главное – точность определения сигнатур маркеров. С точки зрения заказчика, важно наблюдать эволюцию технологии, быстрое и качественное решение возникающих вопросов. Поскольку тема маркерных исследований профилей притоков горизонтальных скважин является



Рисунок 9 – Блок-схема этапов проведения эксперимента
Figure 9 – Block diagram of the stages of the experiment

Each sample was filled with distilled water of the same mass as the weight of proppant (Figure 11).

After the partial crushing of polymer coated proppant, the equipment detected a significant increase in the number of markers in the testing fluid. At the same time, the described effect disappeared quickly in just an hour. Thus, partial destruction of the proppant in reservoir conditions at a fracturing stage can boost the number of markers in a single sample but does not significantly



Рисунок 10 – Получение навесок образцов пропанта
Figure 10 – GEOSPLIT proppant samples preparation

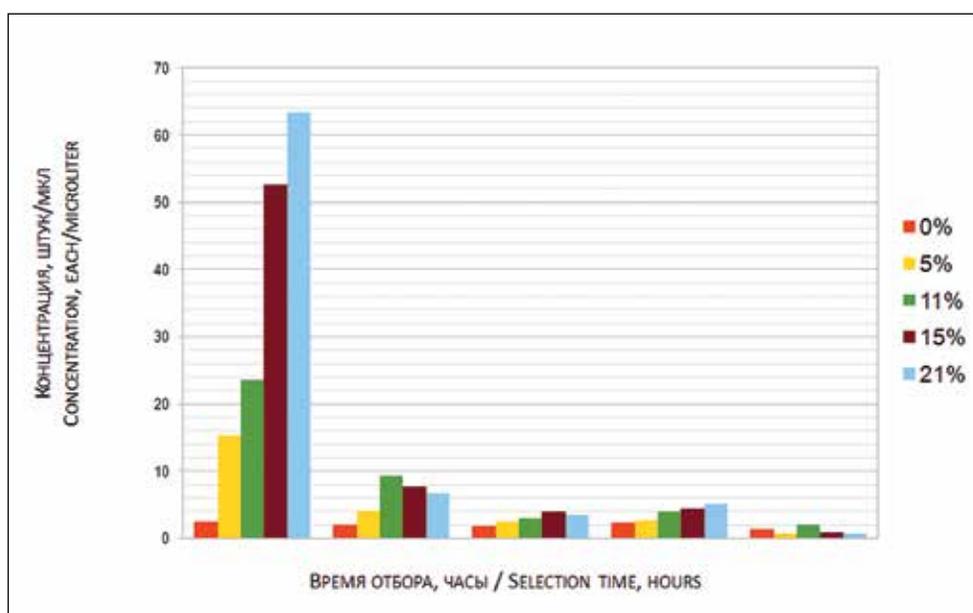
affect the content of markers in long-term. The results of experiments can be represented in the form of the following distribution (Figure 12).

The results of the experiment led to an immediate correction of the sampling schedule.

Updated sampling schedule includes taking 15 samples of formation fluid during five days.



Рисунок 11 – Заливка образцов проппанта дистиллированной водой
Figure 11 – Samples of polymer coated proppant with markers used for testing



PLANS AND PROSPECTS

- At the moment, the dynamic production logging with tracers (duration – 1 year) is carried out by GEOSPLIT LLC in about 30 horizontal wells;

Рисунок 12 – Концентрации маркеров в образцах на различных стадиях

Figure 12 – Influence of crushed proppant. Drop in quantity of markers with time

относительно новой, регулярные изменения в технологии демонстрируют высокую динамику исследований и, как следствие, качественный результат. При осуществлении тендерных процедур техническое задание должно включать в себя требования к испытаниям маркерной технологии, что позволит отбирать качественное техническое решение по оптимальной стоимости.

ПЛАНЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

В данный момент ведутся работы по использованию данных маркерных ПГИ по технологии GEOSPLIT, проводимых в горизонтальных скважинах с периодичностью в 1–2 месяца на протяжении 1–2 лет для:

- Оценки мероприятий уплотняющего бурения, с использованием данных ГДИС;
- Выбора оптимальной длины горизонтального ствола;
- Оценки степени выработки запасов участка пласта;
- Выявления зависимости продуктивности трещины от пластового давления, депрессии и температуры;
- Формирования рекомендаций по ОПЗ/РИР/режиму работы в новых скважинах.

- Helping customers in justifying the optimal length of horizontal sections;
- Identification of the dependence of fracture productivity on reservoir pressure, depression and temperature;
- Making recommendations with regard to acid stimulation techniques/water shut-off/optimal drawdown conditions for upcoming wells.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. 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.
2. The 3rd international conference "Production intensification". Yantudina A.N., Juravlev V.V., http://old.hw.tpu.ru/f/680/main/Present_Conf2011/Yantudina A.pdf.
3. SPE 120591, Horizontal Well Production Logging Deployment and Measurement Techniques for US Land Shale Hydrocarbon Plays, Duncan Heddlston, SPE, Recon International, 2009.
4. "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.