

# Колтюбинг расширяет границы многостадийного гидроразрыва пласта в слабоконсолидированных терригенных коллекторах

## Coiled Tubing Has Set New Benchmarks for Multistage Fracturing in Poorly Consolidated Terrigenous Reservoirs

Сергей СИМАКОВ, ООО «ГПН-НТЦ»; Анатолий КИЧИГИН, ООО «Пакер Сервис»

Sergey SIMAKOV, GPN-NTC LLC; Anatoly KICHIGIN, Packer Service LLC

*В настоящее время с учетом ухудшения качества разведанных запасов отдельным и чрезвычайно важным становится вопрос возможности применения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) на скважинах со сложной геологией. Ярким примером успешного применения МГРП с применением ГНКТ стал опыт, полученный на Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ), где успешно проведен МГРП для трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) вязкой нефти, залегающих в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах в условиях низких температур.*

*На данном этапе развития нефтяной промышленности все больше и больше в разработку вовлекаются считающиеся ранее нерентабельными месторождения, так называемые ТРИЗ. Опыт Мессояхского НГКМ, пожалуй, является наиболее обширным в России в плане апробации различных систем и стратегий заканчивания горизонтальных скважин с МГРП в условиях вязкой нефти, залегающих в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах при низких температурах. Проведенные работы и выводы могут быть использованы при проектировании и оценки аналогичных по структуре ТРИЗ.*

### Введение

В настоящее время в эксплуатацию вводится все большее количество месторождений нефти и газа, которые имеют очень сложное геологическое строение. Одним из наиболее

*Today, when most reservoirs have low productivity, the question of whether multistage hydraulic fracturing can be applied in wells with complex geology becomes very important. An outstanding example of multistage hydraulic fracturing using coiled tubing was a project in Messoyakha oil, gas and condensate field where multistage fracturing was successfully performed for stimulation of production of hard-to-recover heavy oil in poorly consolidated reservoirs at shallow depths and low temperature.*

*Currently, the oil industry development has to deal with the increasing volume of so-called hard-to-recover reserves, which were previously considered unprofitable. The experience gained in Messoyakha oil and gas condensate field is probably the most extensive in Russia in terms of testing various systems and completion strategies for horizontal wells with multistage fracturing operations in poorly consolidated sandstone reservoirs with viscous oil at shallow depths and low temperatures. Operations performed and lessons learnt can be used for simulation and evaluation of similar hard-to-recover reserves.*

### Introduction

Currently, more and more oil and gas fields with very complex geology are being put into operation. One of the most striking examples is the Messoyakha group of fields, which is related to the category of giant fields.

Messoyakha group of fields (East Messoyakha and West Messoyakha) was discovered in the 80s of the XX century. Currently, proven geological reserves of Messoyakha fields amount to 472.4 million tons of oil and gas condensate and 188 billion m<sup>3</sup> of natural and petroleum gas.

Development of the largest oil reservoirs was initially hindered by the transport and industrial autonomy of

ярких примеров объектов такого типа является Мессояхская группа месторождений, которая по запасам нефти и газа относится к уникальным геологическим объектам

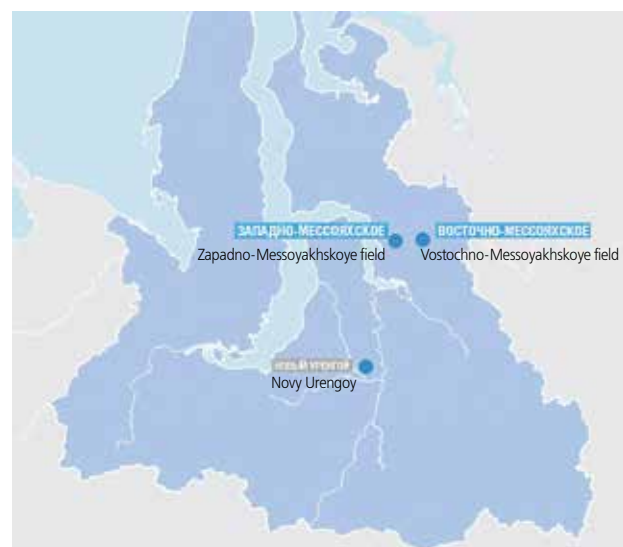
Группа Мессояхских месторождений (Восточно-Мессояхское и Западно-Мессояхское) была открыта еще в 80-х годах XX века. В настоящее время их доказанные геологические запасы составляют 472,4 млн т нефти и газового конденсата, а также 188 млрд м<sup>3</sup> природного и нефтяного газа.

Освоению богатейших нефтеносных участков изначально препятствовала транспортно-промышленная автономия территории. Расположенные на Гыданском полуострове в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа месторождения отрезаны от цивилизации десятками километров тундры. Ближайший крупный населенный пункт – город Новый Уренгой – находится в 340 км к югу от промысла, ближайшая транспортная точка – поселок Тазовский – в 146 км (рис. 1).

Восточно-Мессояхское месторождение отличается непростым геологическим строением: мощные газовые шапки, расчлененные, гидродинамически не связанные залежи, коллекторы с изменчивыми свойствами – все эти особенности вызвали немало сложностей при создании геологической модели и концепта разработки актива. Первые разведочные скважины и вовсе оказались сухими. Изменение представлений о геологии месторождения заставляло на ходу пересматривать планы бурения и обустройства инфраструктуры.

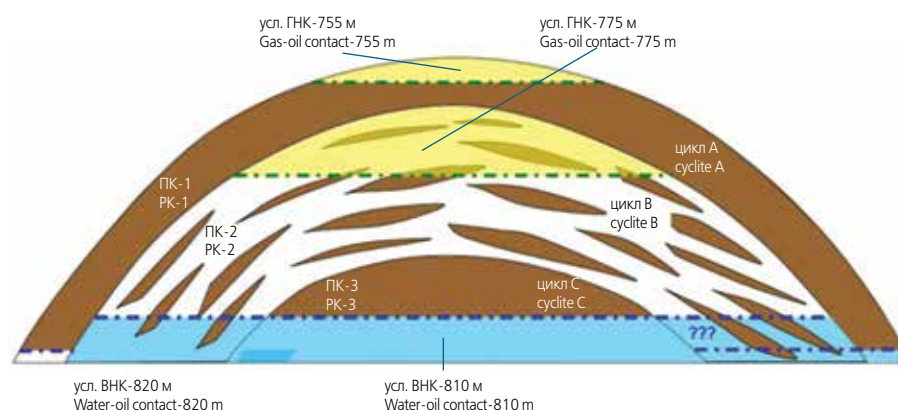
Сложная геологическая структура залежей (рис. 2) вплоть до недавнего времени преподносила нефтяникам сюрпризы, с бурением каждой новой скважины уточнялось строение залежи.

По результатам бурения 2015-2016 годов геологическая модель претерпела серьезные изменения. Было определено, что основной пласт ПК1-3, первоначально рассматриваемый как единый монолитный объект, состоит из трех циклитов, которые значительно различаются по свойствам и требуют отдельного подхода к разработке. Нижний циклит С представляет собой отложения русловых фаций, сформирован крупнозернистым песчаником, обладает хорошими коллекторскими свойствами и, соответственно, высоким потенциалом добычи: запускные дебиты скважин варьируются от 150 до 400 т/сут. Вышележащие циклиты В, А – это пойменные фации, изолированные геологические тела с более низкими



**Рисунок 1 – Схема расположения группы Мессояхских месторождений**

**Figure 1 – Layout of the Messoyakha group of fields**



**Рисунок 2 – Геологическая структура залежей Восточно-Мессояхского месторождения**

**Figure 2 – Geological structure of deposits of the Vostochno-Messoyakhskoye field**

the region. The fields in the Gydanskiy Peninsula in the Tazovskiy district of the Yamal-Nenets Autonomous District are cut off from the civilization by tens of kilometers of tundra. The nearest large settlement – Novy Urengoy – is located 340 km south of the field, the nearest transport point is Tazovskiy – 146 km (Fig. 1).

Vostochno-Messoyakhskoye field has a challenging geology: thick gas caps, stratified and hydrodynamically unconnected deposits, reservoirs with variable properties – all these features caused many complications during geological simulation and planning field development concept. The first exploration wells were completely dry. Changes in perceptions of the field's geology have led to instant revisions in drilling and infrastructure plans.

Until recently, complex deposits geology (Fig. 2) surprised the oilmen. The structure of the deposit was redefined with each new well drilled.

Based on the results of drilling in 2015-2016, the

коллекторскими свойствами и потенциалом добычи. Однако основные запасы нефти сосредоточены в отложениях верхних циклитов. Исходя из принятой концепции геологи определили приоритетность в бурении на залежь с более качественными и уверенными запасами, объем которых, к сожалению, ограничен.

### Особенности слабоконсолидированных терригенных коллекторов

В пескопроявляющих коллекторах в процессе эксплуатации скважин твердые частицы выносятся из пласта вследствие разрушения в нем природного цементирующего материала. Это может происходить: из-за нарушения равновесия в массиве породы в пристволевой зоне под воздействием горного и забойного давлений; влияния переменных механических нагрузок на пласт; воздействия нагрузок при фильтрации жидкостей; растворения цементирующего материала в результате притока пластовой воды.

Основной причиной разрушения призабойной зоны пласта является высокая величина градиента давления на стенки скважины и скорость фильтрации жидкости. При высоких градиентах давления и недостаточной прочности цементирующего материала зерна песчаника отделяются от основного массива и выносятся в скважину.

Нередко роль связующего между песчинками в пласте-коллекторе выполняет сам скважинный флюид, например, в залежах высоковязкой нефти и битумов. В таких залежах интенсивность выноса песка из пласта в ствол скважины зависит от величины депрессии. Чем выше депрессия, тем больше песка поступает в скважину.

На рисунке 3 представлена схема основных причин разрушения неустойчивых коллекторов и выноса песка.

geological model was changed significantly. It was determined that the main layer PK1-3, that was initially considered as a single monolithic object, consists of three cyclites, which differ significantly in properties and require a separate development approach. Lower cyclite C is a deposit of channel facies, formed by coarse-grained sandstone. This cyclite has good reservoir properties and thus high production potential: well commissioning rates range from 150 to 400 tons per day. Upper cyclites B, A are represented by floodplain facies, isolated geological features with low reservoir properties and production potential. However, the main oil reserves are concentrated in the upper cyclite deposits. Based on the accepted concept, geologists have decided to first drill wells in deposits with better quality reserves, although, unfortunately, the volume of these deposits is limited.

### Features of poorly consolidated terrigenous reservoirs

In sand-producing reservoirs solid particles are produced from the reservoir during well operation due to the destruction of natural cementation material in the reservoir. It can be caused by the following factors: rock imbalance in the near-wellbore region due to the influence of rock and bottomhole pressure; the influence of variable mechanical stress on the formation; the influence of stresses during the fluid filtration; dissolution of cementing material as a result of formation water inflow.

The main reason of bottomhole zone damage is a high pressure gradient on wellbore walls and fluid filtration rate. High pressure gradients and insufficient strength of cementing material cause sandstone grains to separate from the main rock mass and filtrate into the well.

In many cases well fluid itself acts as a binder between the sandstones in the reservoir, for example, in high-viscosity oil and bitumen deposits. In such



**Рисунок 3 – Причины разрушения неустойчивых коллекторов и выноса песка**  
**Figure 3 – Causes of damage of unstable reservoirs and sand production**

В результате пескопроявлений возникают потенциально опасные дорогостоящие осложнения:

- снижение дебитов из-за образования песчаных пробок;
- нарушение целостности обсадных колонн;
- перекрытие интервала перфорации;
- абразивная эрозия подземного и наземного оборудования скважин и газопроводных систем (трубопроводов, запорных устройств, сепарационного оборудования);
- возникновение необходимости очистки добываемого продукта от песка и его утилизация.

### Методы борьбы с пескопроявлением

Решение проблемы борьбы с выносом песка в ствол скважины связано с необходимостью предотвращения пробкообразования при испытании и эксплуатации скважин, повышения их производительности, уменьшения затрат на капитальный и текущий ремонт.

Изучение многолетнего промышленного опыта борьбы с пескопроявлением показало, что наиболее рациональными путями борьбы с выносом песка являются следующие методы, которые можно разделить на две группы:

- установка фильтров различной конструкции (проволочные, щелевые, гравийные и др.);
- закрепление пород в призабойной зоне с использованием различных способов и материалов (тампонажные составы, смолы,

reservoirs, sand filtration rate from the reservoir into the wellbore depends on the differential pressure. The higher the differential pressure, the more sand enters the well.

Figure 3 shows a scheme of the main causes of damage of unstable reservoirs and sand production.

Potentially dangerous and costly complications arise as a result of sand production:

- flow rates reduction due to sand plugs;
- damage to the integrity of the casing pipes;
- plugging of the perforation interval;
- abrasive erosion of downhole and surface well and pipeline equipment (pipelines, shut-off valves, separation equipment);
- the need to remove sand from the produced fluid and dispose of it.

### Sand control methods

Solving the problem of sand production allows to prevent plugging during well testing and operation, increase well productivity and reduce the cost of well workover.

Analysis of a long experience in sand control has shown that the most effective ways are the following methods, which can be divided into two groups:

- installation of filters of various designs (wire, slotted, gravel, etc.);
- rock strengthening in the near-wellbore region using various methods and materials (cement compositions, resins, chemical solutions, etc.).

It should be noted that in some cases sand production has a positive impact, for example in low-



**Рисунок 4 – Методы эксплуатации скважин с пескопроявляющими коллекторами**  
**Figure 4 – Methods of operation of sand-producing wells**



химические растворы и т. д.).

Следует отметить, что пескопроявление в некоторых случаях может играть и положительную роль в случае эксплуатации маломощных пластов, сложенных из малопроницаемых пород. Вынос песка и частичек разрушенных пород из таких пластов приводит к увеличению проницаемости призабойной зоны и, как следствие, к увеличению дебита скважины.

С этой точки зрения методы эксплуатации скважин с пескопроявлением подразделяют на две обширные группы:

- эксплуатация скважин с выносом песка на поверхность;
- эксплуатация скважин с предотвращением выноса песка из пласта.

На рисунке 4 представлены основные методы эксплуатации скважин с пескопроявляющими коллекторами.

К **механическим** методам относятся противопесочные фильтры различной конструкции. Это гравийно-намывные, каркасно-гравийные, многослойные сетчатые, гравийно-набивные и др.

К **физико-химическим** относятся методы закрепления коллекторов путем коксования нефти в призабойной зоне, а также сочетание физических и химических методов, например, создание проппантного фильтра в призабойной зоне скважины.

**Химические** методы основаны на искусственном закреплении призабойной зоны пласта смолами, цементом с соответствующими наполнителями.

Опыт Мессояхского НГКМ, пожалуй, является наиболее обширным в России в плане апробации различных систем и стратегий заканчивания горизонтальных скважин с МГРП в условиях вязкой нефти, залегающих в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах при низких температурах. Статистика работ комплекса ГНКТ подтверждает эффективность применения колтюбинговой установки для решения неординарных задач, возникающих при эксплуатации скважин с пескопроявляющими коллекторами (рис. 5).

Основным методом борьбы с песчаными намывами является промывка скважин при помощи колтюбинговой установки – так 29% времени из общего производительного времени установки ГНКТ составляют операции по нормализации забоя.

В связи с тем, что при проведении физико-химических методов закрепления коллекторов существует необходимость закачки композиции в призабойную зону пласта и равномерно распределить состав по стволу скважин с помощью колтюбинговой установки, вторым основным видом работ комплекса ГНКТ на сегодняшний день является проведение ОПЗ – 17%.

permeability reservoirs. Sand and broken rock particles production from such formations leads to the increase in the permeability of the bottomhole zone and, consequently, to the increase in the flow rate.

From this point of view, the methods of operation of sand-producing wells are divided into two large groups:

- operation of wells with sand production to the surface;
- operation of wells with prevention of sand production from the reservoir.

Figure 4 shows the main methods of operation of sand-producing wells.

**Mechanical** methods include sand filters of various designs: gravel-precoat, gravel-framed, multilayer mesh, gravel-packed, etc.

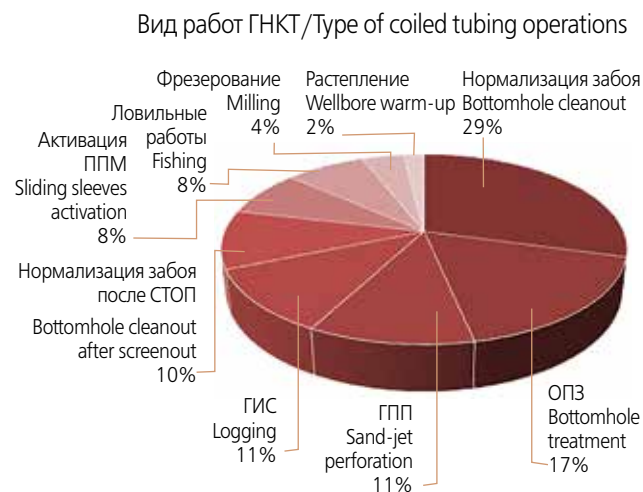
**Physical-chemical** methods include strengthening reservoir rock by coking oil in the near-wellbore region and combination of physical and chemical methods, such as a proppant filter in the near-wellbore region.

**Chemical** methods are based on artificial strengthening of the near-wellbore region with resins and cement with specific fillers.

The experience gained in Messoyakha oil, gas and condensate field is probably the most extensive in Russia in terms of testing various systems and completion strategies for horizontal wells with multistage fracturing operations in poorly consolidated sandstone reservoirs with viscous oil at shallow depths and low temperatures. Coiled tubing operations statistics confirms the efficiency of coiled tubing application for solution of extraordinary tasks arising during operation of sand-producing wells (Fig. 5).

The main method of sand control is a well cleanout operation using coiled tubing unit – 29% of the total coiled tubing production time is represented by bottomhole cleanout operations.

Physical-chemical rock strengthening methods use a special composition that is pumped into the near-wellbore region and evenly distributed along the wellbore using coiled tubing. Thus, currently, the



**Рисунок 5 – Статистика использования ГНКТ в условиях Мессояхского НГКМ**

**Figure 5 – Coiled tubing operations statistics in Messoyakha oil, gas and condensate field**

Кроме того, использование ГНКТ позволяет производить МГРП на специализированных комбинированных компоновках заканчивания с закрываемыми фильтрами и муфтами МГРП – так положительную тенденцию по увеличению количества операций МГРП с ГНКТ отражает количество выполненных работ – 8%.

### Химический метод борьбы с пескопроявлением на ГНКТ

Вынос песка, как правило, связан с особенностями строения породы и условиями эксплуатации скважины, например, слабосцементированные песчаные коллекторы, снижение давления в пласте, запуск и вывод скважины на режим, прорыв воды или увеличение обводненности скважины.

При выносе песка происходит снижение проницаемости пласта, что обуславливает необходимость дополнительных затрат на очистку и удаление отходов. Кроме того, наблюдается повышенный износ оборудования, что приводит к увеличению эксплуатационных расходов. Снижается качество подготовки нефти, повышаются затраты на химреагенты.

Технология закрепления слабосцементированной породы позволяет связывать пласт с минимальной потерей проницаемости. Она характеризуется простотой и быстротой применения – период простоя скважины при обработке не превышает 72 часов.

Продукт представляет собой кремнийорганическое нефтерастворимое соединение и поставляется в виде концентрата в защитной нейтральной оболочке. Перед применением растворяется в дизельном топливе или обезвоженной нефти, обычная концентрация составляет 4–8%. Молекула реагента содержит гидролизуемые остаточные группы. При соприкосновении с внутрислоистой жидкостью в результате гидролиза изменяются функциональные группы от силана до силанола. Группы силанола образуют первичные химические связи с песчинками, что приводит к формированию гибкой вязкоупругой сетки в пределах водной фазы (рис. 6).

При использовании данной технологии сначала закачивается дизельное топливо или товарная нефть, что уменьшает зону проникновения реагента. После этого проводится закачивание и размещение первой пачки, затем второй пачки и продавочной жидкости. Применение ГНКТ позволяет равномерно распределить состав по стволу скважины и адресно доставить реагент до места, не подвергая его излишнему смешению при прокачке. Затем закачка останавливается, идет реакция полимеризации. Все работы ГНКТ, в данном случае в условиях Мессояхского НГКМ, составили порядка

second main coiled tubing operation is a bottomhole treatment – 17%.

In addition, application of coiled tubing allows to perform multistage fracturing with special combined completion assemblies with closable filters and fracturing sleeves. Consequently, there is a positive trend in the increasing number of multistage fracturing operations with coiled tubing – 8%.

### Chemical sand control methods using coiled tubing

Sand production is usually associated with rock structure features and well production conditions, e.g. poorly consolidated sandstone reservoirs, reduced reservoir pressure, well commissioning and bringing to production, water breakthrough or increased watercut.

Sand production reduces the reservoir permeability, which necessitates additional costs for cleanout. In addition, sand production causes excessive equipment wear which results in increased operational costs. This also decreases the quality of oil preparation and increases the cost for chemical agents.

The technology of strengthening poorly consolidating rock allows the reservoir sand particles to be bonded with minimum losses of permeability. This technology is simple and high-speed – the downtime period during treatment does not exceed 72 hours.

The agent used is a silicon-organic oil-soluble compound that is supplied as a concentrated product in a protective neutral shell. Before use, the agent is dissolved in diesel fuel or dehydrated oil, usually with concentration of 4–8%. The agent molecule contains hydrolysable residuals. When in contact with reservoir fluid, the agent functional groups change from silane to silanol as a result of hydrolysis. Silanol groups form primary chemical bonds with sandstones, which results in the formation of a flexible viscoelastic mesh within a water phase (Fig. 6).

In terms of this technology, first, diesel or stock oil

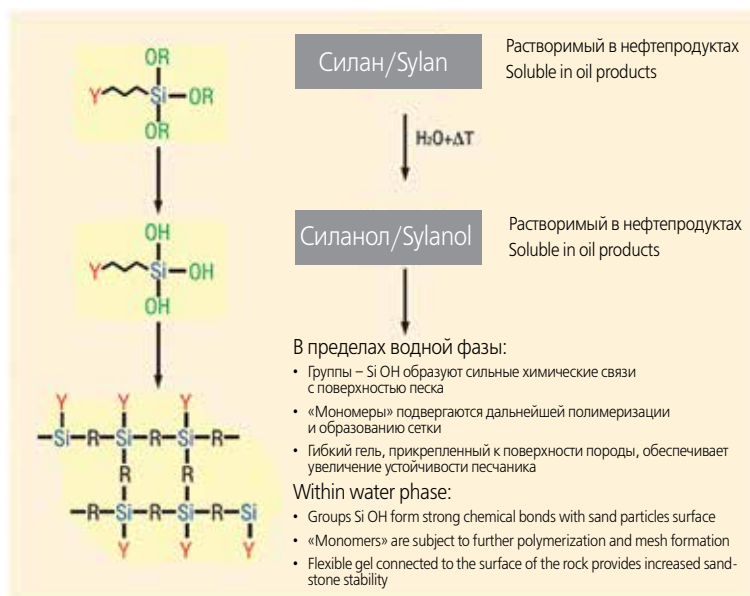


Рисунок 6 – Принцип действия химического метода борьбы с пескопроявлением

Figure 6 – Principle of chemical sand control method

60 часов и значительно сократили время ввода скважины в эксплуатацию после ОПЗ.

### Многостадийный ГРП с управляемыми фильтрами

Восточно-Мессояхское месторождение имеет сложное геологическое строение, залежь представлена слабоконсолидированным высокопроницаемым песчаником, поэтому после проведения ГРП возможен вынос песка и проппанта с последующим пересыпанием хвостовика и прекращением добычи, а также возможны прорывы воды и газа. Для решения проблемы было предложено применить многостадийный ГРП с управляемыми фильтрами (рис. 7).

Технология многостадийного разрыва пласта с управляемыми фильтрами позволяет решать ряд задач: проведение МГРП, контроль пескопроявлений и успешное отсеечение зоны в случае получения прорыва воды/газа. МГРП планируется проводить по бесшаровой технологии с применением ГНКТ. В свою очередь, контроль песка будет осуществляться при помощи полнопроходных закрываемых фильтров. Преимуществом данного подхода является возможность управления муфтами ГРП и фильтрами без проведения дополнительных СПО.

Открываемые/закрывающиеся муфты (рис. 8), компоновки с полнопроходным сечением (пример детального описания приведен в статье Колоды и др., 2015), управляемые с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы, позволяют проводить селективные ГРП как на новых скважинах, так и на скважинах после некоторого периода эксплуатации, освоить и вывести на приток каждый продуктивный интервал по отдельности и совместно.

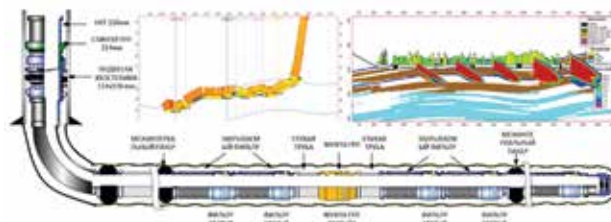
Данная технология основана на применении многофазных управляемых муфт ГРП. Для проведения ГРП применяется специальный ключ для открытия/закрытия портов ГРП. Работа с портами ГРП проводится при помощи ГНКТ, при этом подъем ГНКТ перед каждой операцией ГРП не требуется. ГРП может проводиться по малому затрубному пространству ГНКТ – НКТ. Дополнительным преимуществом данной технологии является возможность добавлять стадии ГРП к уже установленной системе при помощи проведения гидropескоструйной перфорации.

Система представляет собой хвостовик  $\varnothing 114$  мм, спускаемый на буровом инструменте в открытый ствол  $\varnothing 152,4$  мм из эксплуатационной колонны  $\varnothing 177,8$  мм. В состав хвостовика входят верхний пакер с полированной воронкой для стингера, подвеска хвостовика, гидравлические/разбухающие заколонные пакеры, сдвижные муфты МГРП, активационная муфта и башмак с обратным клапаном. При спуске колонны хвостовика сдвижные муфты МГРП находятся

is pumped into the well reducing the area of agent penetration. The first agent batch is then pumped, followed by the second batch and the spacer fluid. The application of coiled tubing provides uniform distribution of the composition along the wellbore and targeted agent injection without subjecting it to excessive mixing during pumping. Then, the injection stops, and the polymerization takes place. The whole coiled tubing operation in Messoyakha oil and gas condensate field conditions took about 60 hours and significantly reduced well commissioning time after the treatment.

### Multistage hydraulic fracturing with controlled filters

Vostochno-Messoyakhskoeye field has a complex geology, the deposit is represented by poorly consolidated and highly permeable sandstone which may lead to sand or proppant production after hydraulic fracturing with subsequent liner clogging that can stop production or cause water and gas breakthrough. As a solution to this problem it was



**Рисунок 7 – Компоновка нижнего заканчивания**

**Figure 7 – Lower completion assembly**

proposed to perform multistage hydraulic fracturing with closable filters (Fig. 7).

Multistage fracturing technology with closable filters addresses multiple tasks: hydraulic fracturing, sand control and successful cut-off of possible water/gas breakthrough interval. Multistage fracturing is planned to be carried out using ball-free technology with coiled tubing while sand control is achieved using full-bore closable filters. The advantage of this approach is the ability to control fracturing sleeves and filters without additional runs.

Closable CT-controlled full-bore sleeves (Fig. 8) are used for selective fracturing in both new wells and wells after a certain production period. It is also used for stimulation of each interval individually and



**Рисунок 8 – Муфта МГРП по «бесшаровой» технологии**

**Figure 8 – Ball-free multistage fracturing sleeve**



в закрытом положении, поэтому возможно осуществление циркуляции через башмак хвостовика (Демкович и др., 2017).

Как отмечает Белов и др., 2017, изоляция последовательных стадий может осуществляться путем закрытия предыдущей муфты ГРП. Таким образом, использование многоразового механического пакера возможно в качестве дополнительного инструмента в случае невозможности изоляции стадии ГРП путем закрытия муфты. Отличительной особенностью технологии является ее модульность и возможность открытия и закрытия муфты ГРП одним и тем же инструментом в компоновке ГНКТ или НКТ. Таким образом, открытие может проводиться практически неограниченное количество раз и без подъема ГНКТ (Белов и др., 2018).

### Заклучение

Существует ряд методов и технологий управления осложнениями, обусловленных пескопроявлениями. Крепление песчаников ПЗП является наиболее рациональным способом борьбы с пескопроявлениями. Для этого на практике применяют химические, физико-химические, механические способы и их комбинации.

Механические методы наиболее просты и доступны и поэтому получили наибольшее распространение. К ним относится оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различных конструкций.

Химические методы основаны на искусственном закреплении горных пород различными вяжущими веществами (в основном полимерного типа).

Принимая во внимание сложные геологические условия Мессояхского НГКМ с вязкой нефтью, залегающей в песчаных слабоконсолидированных коллекторах на небольших глубинах при низких температурах, поставленные задачи требовали неординарных решений. Применение ГНКТ позволило не только эффективно применить химические методы борьбы с пескопроявлением, но и произвести МГРП.

В современных реалиях нефтегазовые компании предъявляют все больше требований к техническим и технологическим аспектам МГРП, где определяющими факторами стали эффективность проведения операций, количество стадий, длина горизонтальной части скважины, возможность повторного разрыва и открытия/закрытия портов после эксплуатации для водогазоизоляции. Полученный опыт показывает возможности современных технологий, где применение ГНКТ позволяет не только соответствовать высоким требованиям, но и расширять границы применения. Так, использование ГНКТ позволило произвести МГРП на специализированной комбинированной

simultaneous stimulation of several intervals (detailed description is showed in the paper by Koloda et al. 2015).

This technology is based on the application of multi-use controlled fracturing sleeves. Hydraulic fracturing is carried out using a special key to open/close fracturing ports. Fracturing is performed using coiled tubing with no need to pull coiled tubing string out of hole before each fracturing stage. Fracturing fluid can be pumped through the small annular space between tubing and coiled tubing. Additional advantage of this technology is the ability to add fracturing stages to the already installed assembly by means of sand-jet perforation.

The assembly includes a  $\varnothing$  114 mm liner, which is run on a drill string into the open hole  $\varnothing$  152.4 mm below the production casing  $\varnothing$  177.8 mm. The liner assembly consists of a top packer with a polished receptacle for the stinger, liner hanger, hydraulic/swellable packers, sliding sleeves, an activation sub and a shoe with a check valve. When the liner is run in hole, sliding sleeves are in the closed position, providing ability to perform circulation through the shoe (Demkovic et al., 2017).

As noted in Belov et al., 2017, fracturing stages can be isolated by closing the previous sleeve. Thus, the multi-use mechanical packer is an additional tool in case of inability to isolate the fracturing stage by closing the sleeve. A distinctive feature of this technology is its modularity and the ability to open or close fracturing sleeve with one tool conveyed on tubing or coiled tubing. Thus, the opening can be carried out almost unlimited number of times with no need to pull CT string to the surface (Belov et al., 2018).

### Conclusion

There are several methods and technologies for sand control. Strengthening of sandstones in the near-wellbore region is the most effective sand-control method. Chemical, physical-chemical, mechanical methods and combinations of these methods are used for this purpose.

Mechanical methods are the simplest and most available in the market, and therefore the most common. These methods include equipping oil wells with sand filters of various designs.

Chemical methods are based on rock strengthening with different binding agents (mainly polymeric type).

Considering complex geological conditions of the Messoyakha oil, gas and condensate field with heavy oil in poorly consolidated sandstone reservoirs at shallow depths and low temperatures, the tasks required unconventional solutions. Coiled tubing application allowed not only to effectively apply chemical sand control methods, but also to perform multistage hydraulic fracturing.

Currently, oil and gas companies are increasingly demanding technical and technological aspects of multistage fracturing, where the critical factors are the efficiency of operations, the number of stages, the length of the horizontal part of the well, the ability to perform refracturing, and ability to open/close sleeves after production for water and gas shut-off. The experience gained shows the potential of modern



компоновке заканчивания с закрываемыми фильтрами и муфтами МГРП.

Комплексный анализ поставленных задач позволил разработать новый подход к оптимизации заканчивания скважин в песчаных слабоконсолидированных коллекторах. Интегрированный метод проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта позволил достичь эффективного охвата трещинами пласта с целью увеличения коэффициента извлекаемых запасов, при этом после проведения операции защиты от пескопроявлений стала добыча через фильтровую часть горизонтального ствола.

**Авторы благодарят компании АО «Мессояханефтегаз», ООО «ГПН-НТЦ» и ООО «Пакер Сервис» за возможность опубликовать данные материалы.**

technologies, where the use of coiled tubing enables meeting high requirements and expanding the scope of application. The use of coiled tubing allowed to perform multistage fracturing with special combined completion assembly with closable filters and fracturing sleeves.

A comprehensive analysis of the tasks set allowed to develop a new approach to optimizing well completions in poorly consolidated sandstone reservoirs. The integrated method of multistage hydraulic fracturing allowed to increase reservoir coverage with fractures in order to increase the recovery coefficient. In addition, this method provided sand control by enabling production through the filter part of the horizontal wellbore.

**The authors express gratitude to Messoykhaneftegaz JSC, GPN-NTC LLC and Packer-Service LLC for the opportunity to publish these materials.**

#### ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

Askhat Ishangaliev, Alexey Yudin, Alexey Borisenko et al. 2017. Tailoring of the Fracturing Technologies to Challenging Geological Conditions of Jurassic Formation of Yamal Peninsula. Presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16-18 October. SPE 187914.

Belov, A. V., Shestakov, S. A., Trifonov, A. V. et al. 2017. Coiled Tubing Boosts Efficiency of Multistage Hydraulic Fracturing Technique in Novoportovskoe Field. Presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16-18 October. SPE 187715.

D.Sugaipov, D.Bazhenov, S.Devyatyarov et al. 2016. Integrated approach to oil rim development in terms of Novoportovskoye field. OIJ-2016-12-060-063-RU

E. Kazakov, S. Vereschagin, A. Kichigin et al. 2017. Precise Fracturing: Increasing Number of Stages and Reducing Treatments Size in Oil Rims of Novoportovskoe Oil Field. Presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16-18 October. SPE 187680.

Koloda, A.V., Morozov, O.N., Panarin, A.T. et al. 2015. The First Application of Premium Port Technology to Conduct Zonal Stimulation and the Ability to Control the Well Injectivity Profile on a Unique Offshore Field in the Arctic. Presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26-28 October. SPE 176511.

M. Demkovich, A. Ablaev, S. Vereschagin et al. 2017. Multistage Fracturing at Top Gear. Presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16-18 October. SPE 187716.

Belov, A., Tishkevich, S., Simakov, S. et al. 2018. Expanding Boundaries of Multistage Hydraulic Fracturing with Coiled Tubing in Novoportovskoe Field. Presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 15-17 October. SPE 191719.



## Уважаемые коллеги!

*Сердечно поздравляем вас с Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!*

*Новых успехов вам в профессиональной деятельности, смелых планов и высоких результатов во внедрении новых технологий и оборудования!*

*Крепкого здоровья, личного счастья, неиссякаемого запаса жизненной энергии для новых свершений!*

*Любви и взаимопонимания с близкими!*

*Пусть ваши дома и сердца всегда будут наполнены теплом и светом, потому что тепло и свет – это то, чему вы посвящаете свой труд и жизнь.*

