

КРАТКИЙ ОБЗОР

Месторождение им. Ю. Корчагина расположено в северной части Каспийского моря. Пробуренные скважины имеют значительный отход от вертикали (отношение глубины по стволу к глубине по вертикали больше 3,0), глубины по стволу достигают 7200 м, в то время как вертикальные глубины не превышают 1560 м. Подобные условия затрудняют любые внутрискважинные работы, особенно с ГНКТ, и требуют применения современных забойных тракторов. Ограниченная рабочая зона, ограничения по грузоподъемности крана, сложная геометрия скважины, особенности заканчивания и отсутствие опыта работ с применением ГНКТ в Северном Каспии требуют тщательной подготовки для оптимизации программы работ, подбора забойного инструмента и разработки плана расстановки оборудования. Данная статья описывает подготовку проекта в Северном Каспии, его реализацию и пути решения сложностей, возникших во время его реализации, наряду с примерами работ и результатов первой кампании в России по применению ГНКТ на морском месторождении Северного Каспия. Также описывается полученный опыт проведения данной кампании, во время которой все поставленные цели были достигнуты без каких-либо происшествий в области ОТ, ПБ и ООС.

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение им. Ю. Корчагина открыто в 2000 году и введено в эксплуатацию 28 апреля 2010 года. Оно названо в честь Юрия Сергеевича Корчагина, широко известного нефтяного инженера и одного из основателей нефтяной компании «Лукойл».

Месторождение разрабатывается с помощью 29 горизонтальных скважин с одной платформы. Добывающие скважины имеют большой отход от вертикали с горизонтальным участком до 5000 м.

Пласты месторождения им. Ю. Корчагина достаточно гетерогенны, и давление насыщения близко к пластовому. Эти факторы ведут к повышенному риску прорыва газа/воды из высокопроницаемых зон и к возможности конусообразования. Режим работы залежи обуславливается сочетанием газовой шапки и водонапорного режима. Одной из основных проблем с размещением скважин и разработкой месторождения является наличие массивной газовой шапки вверху и подстилающего водоносного горизонта при мощности нефтеносной зоны всего 20 м.

В высокопроницаемых пластах с хорошей вертикальной проницаемостью образование

Уникальный опыт применения ГНКТ на скважинах с большим отходом от вертикали в Каспийском море

The Unique Coiled Tubing Experience in ERD Wells on the Caspian Sea

Д. ЕЛИСЕЕВ, А. ЗЕМЧИХИН, А. БЯКОВ, «Лукойл-Нижневолжскнефть»; А. КИЧИГИН, М. ЛОБОВ, К. БУРДИН, Р. МАЗИТОВ, П. БРАВКОВ, В. СТЕПАНОВ, «Шлюмберже»

D. ELISEEV, A. ZEMCHIHIN, A. BYAKOV, Lukoil-Nizhnevolskneft; A. KICHIGIN, M. LOBOV, K. BURDIN, R. MAZITOV, P. BRAVKOV, V. STEPANOV, Schlumberger

ABSTRACT

The Korchagin oilfield is located in the northern part of the Caspian Sea. Drilled wells are mega-reach (MD/TVD ratio greater than 3.0), with measured depths (MD) up to 23,622 ft. and vertical depths of only 5,118 ft. This presents a great challenge for any well interventions, even for coiled tubing (CT) equipped with state-of-the-art hydraulic tractors. Limited working areas, weight restrictions, challenging well geometries, completion features and lack of experience in offshore CT operations in the field require complex pre-job activities to optimize job design, select the proper downhole tools and prepare a robust layout plan. This paper illustrates North Caspian project preparation challenges, on-the-job troubleshooting and workflow, supported by well case studies and results from the first CT operation in North Caspian Offshore. Lessons learned from the project, where all defined objectives were achieved with zero HSE (health, safety and environment) incidents, were captured to assist in future campaigns with similar operational environments.

INTRODUCTION

The Korchagin field was discovered in 2000 and commissioned on April 28th 2010. It is named after Yuri Sergeevich Korchagin, a well-known Soviet petroleum engineer and one of the forefathers of Lukoil Oil Company. The oilfield is being developed by drilling 29 horizontal wells from a single platform. Production wells will include extended-reach development (ERD)



**Рисунок 1 –
Расположение
месторождения
им. Ю. Корчагина
Figure 1 – Korchagin
field location**

газовых и водяных конусов может уменьшить добычу нефти с самых первых дней запуска скважины в работу. Стратегия размещения скважин включала в себя бурение протяженных горизонтальных участков на расстоянии не более 15 м от газовой шапки, что позволило бы избежать прорыва газа и поддержания низкой депрессии для добычи нефти. Средний Неоком вскрывается «пяткой» скважины, в то время как «носик» находится в Верхнем Неокоме, который считается лучшей продуктивной зоной [4].

Месторождение им. Ю. Корчагина оснащено уникальными ледостойкими сооружениями и может эксплуатироваться в течение всего года. Небольшая глубина моря в данной части Каспия позволяет закрепить конструкции прямо к морскому дну. Платформа имеет следующие размеры: длина – 95,5 м, ширина – 72,2 м, высота – 90 м, вес – 15,5 тыс. т.

Добывающий/буровой комплекс оснащен буровой, перерабатывающей и газотурбинными установками.

Высокая плотность различных производственных единиц на одной платформе обусловила задачу выполнения операций ГНКТ без остановки других рабочих процессов. Ограничения на работы с комплексом ГНКТ накладывали следующие параметры:

- Рабочая зона для размещения оборудования – 200 м².
- Грузоподъемность крана – 70 т.
- Максимальная нагрузка на палубу – 2,3 т/м².

Подразделение ГНКТ компании «Шлюмберге» было выбрано для проведения нескольких видов

wells with horizontal sections up to 5,000 m.

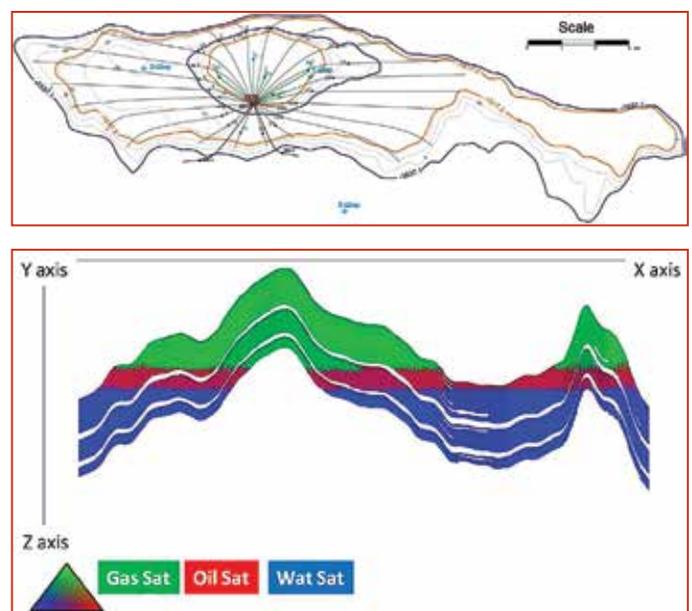
The Korchagin reservoirs are quite heterogeneous, and the bubble point pressure is very close to reservoir pressure. These factors result in a high risk of water/gas breakthrough from high-permeability zones and the possibility of gas-water coning. The reservoir's drive mechanism is a combination of gas cap and water drive.

One of the major challenges with well placement and field development is the presence of the massive active gas cap above and the underlying water-bearing reservoir where the oil-bearing zone is only 65.6 ft thick. In highly permeable formations with good vertical permeability, gas and water coning can decrease oil production from the very first days of the well. The well placement strategy was to drill a long horizontal section at a maximum distance (~15 m) from the gas cap. This was done to avoid gas breakthrough and maintain a low drawdown pressure to produce the oil. The Middle Neocom formation is penetrated by the heel of the well, and the toe of well is in the Upper Neocom formation, which is considered as the best reservoir zone (Chertenkov et al. 2012).

The Korchagin field has unique facilities, which are ice-resistant and can be operated throughout the year. Shallow water depths allow structures to be fixed to the seabed. The complex production network connects the Korchagin platform with the rest of oilfields in that region. Platform dimensions are as follows: length – 313.32 ft.; width – 236.8 ft.; height – 295.2 ft.; weight – 34 K lb.

The production/drilling facility is equipped with a drilling rig, refining plant and gas turbine power plant.

Incorporating and performing the CT operations presented significant challenges, including the high equipment/population density and the need to avoid interfering with and stopping other processes. All of the following parameters were met during the entire



**Рисунок 2 – Разрез месторождения
им. Ю. Корчагина
Figure 2 – Korchagin field cross section**

работ на 4-х скважинах, входящих в число самых сложных на месторождении:

- Ограничение прорыва газа с селективной закачкой блокирующего пенообразующего раствора;
- Ловильные работы геофизического трактора 1-11/16 в горизонтальной секции;
- Удаление шлама из «носочной» части скважин с большим отходом от вертикали и промывка добывающего интервала.

ОЦЕНКА ВЫПОЛНИМОСТИ

Для оценки возможности применения комплекса ГНКТ на платформе была проведена комплексная аналитическая работа.

Согласно условиям проекта, совмещенные работы должны были проводиться на южной палубе при полном доступе крана в эту зону в течение всего времени операции с ГНКТ либо без такового. Ряд ключевых задач по анализу возможности применения ГНКТ включал в себя: оценку доступного пространства на палубе в связи с работами буровой, оценку необходимости и возможности размещения оборудования в перерыве между работами в скважине; план действий в случае выхода оборудования из строя во время работы. Проведенная инспекция платформы и тесное сотрудничество с Заказчиком позволили выработать совместное решение того, как успешно осуществить операции с ГНКТ на платформе. Грузоподъемность крана и ограничение по нагрузке на палубу стали одними из самых важных аспектов, которые следовало учитывать. После тщательного изучения вопроса и рассмотрения опыта прошлых работ были определены несколько вариантов размещения оборудования.

На стадии подготовки проекта также было рассмотрено несколько вариантов монтажа. Тщательный анализ показал, что верхняя палуба имеет низкую несущую способность. Таким образом, решено было не проводить совмещенные работы в южной части платформы и работы с ГНКТ в северной части. Далее был рассмотрен вариант размещения основного оборудования ГНКТ (катушка с ГНКТ, силовой стенд, кабина управления и силовой агрегат) на трубной палубе, которая имеет более высокую несущую способность.

Использование северной части верхней палубы требовало проведения работ с буровой. Грузоподъемность крана в данной секции крайне ограничена, поэтому было решено, что каждая единица устьевого оборудования будет подниматься по отдельности и транспортироваться к основному блоку буровой. Катушка ГНКТ и кабина управления были расположены в северной части трубной палубы для того, чтобы минимизировать расстояние до инжектора. Все вспомогательное оборудование, такое как азотный агрегат и емкости, были размещены на трубной палубе. Пустые корзины и

CT intervention campaign:

- Working area for equipment spotting – 2,153 ft².
- Platform and crane capacity – 154,3K.
- Maximum deck load – 7,86 K lb/in².

The Schlumberger Well Intervention CT team was given an opportunity to perform complex work on 4 highly challenging wells. The scope of the work included:

- Limiting gas coning with selective injection of a blocking foamable solution;
- Fishing out a left-in-hole 1-11/16-in wireline tractor in the horizontal section;
- Displacing the mud from the toe zones in the ERD wells and cleaning the wellbore along the producing intervals.

INITIAL ASSESSMENT

Considerable work was done to assess the feasibility of well intervention with CT on the platform. Simultaneous operations (SIMOPs) were planned for the South Skid Deck with or without complete crane coverage during the duration of the CT operations.

The key objectives of the feasibility study were:

- Checking available deck space for SIMOPs due to rig activity,
- Evaluating available space versus demand for the operation;
- Evaluating the need and possibility for skidding equipment between well operations (CT campaigns);
- Contingency planning in case of equipment breakdown during operations.

Platform visits and close collaboration with the client allowed the team to make a final conclusion on how the CT intervention could be successfully completed on this platform. Crane capacities and deck-loading limitations vs. CT equipment weights were one of the most important issues to overcome. After thorough research and analysis of the previous experience, there were several rig-up configurations determined to be optimal for the operations.

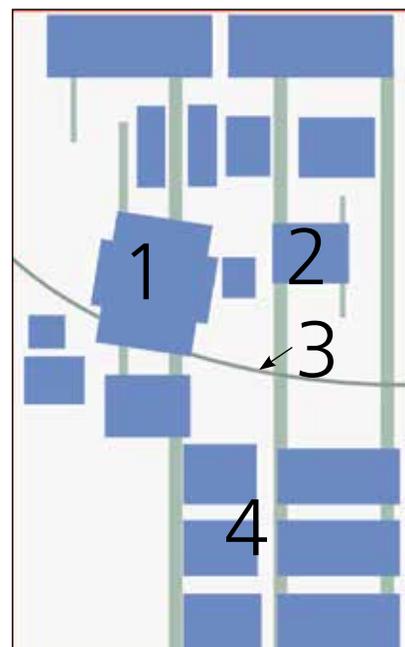
Several rig-up methods were assessed during the project preparation stage. Thorough assessment showed low deck-load capacity of the skid deck. As a result, standalone SIMOPs on the south section of the skid deck and CT rig operations on the north section were not carried out. It was decided to consider the possibility of rigging up the CT “main” equipment (CT reel, powerstand, control cabin and power pack) on the pipe deck, which is stronger and can sustain greater loads.

The north section of the skid deck required the use of the rig. Because it has been determined that crane capacities in this section are very limited, each piece of the CT well stack had to be lifted as individual loads and transferred to the main block of the derrick.

The CT reel and control cabin were sitting at the northern edge of the pipe deck, ensuring distance to the injector head was kept to a minimum. All additional equipment, such as the nitrogen pump unit and tanks were also placed on the pipe deck. Empty baskets and workshop containers were partially



Рабочая площадка
Working area



- 1 – Катущка ГНКТ / CT reel
2 – Установка ГНКТ / CT unit
3 – Рабочая зона крана / Crane working zone
4 – Азотное оборудование / Nitrogen equipment

Рисунок 3 – Расположение оборудования
Figure 3 – Equipment spotting

рабочие контейнеры были разгружены на верхней палубе.

Самым тяжелым оборудованием для подъема стала катушка ГНКТ. Для того чтобы уменьшить нагрузку на кран, была использована система с быстросъемной катушкой. Данное оборудование дало возможность спуска на глубину 7200 м и стало самым тяжелым грузом на платформе. Его составные части – катушка и основание весом 3,7 т с ГНКТ длиной около 7400 м, диаметром 2 дюйма и весом 37 т. Таким образом, общий вес составил 40,7 т.

Сложные вычисления максимальной нагрузки на палубу, проведенные вместе с Заказчиком, привели к заключению о том, что необходимо было усилить конструкцию палубы.

На рисунке 3 изображена схема расстановки оборудования во время работы. Для реализации проекта были применены следующие решения:

- Модульная морская установка ГНКТ (рис. 4);
- Проект колонны ГНКТ;
- Схема расстановки оборудования;
- План разгрузки оборудования;
- Усиление палубы.

СКВАЖИНЫ С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ОТ ВЕРТИКАЛИ

Технология строительства скважин с большим отходом от вертикали позволила получить доступ к тем ресурсам, которые считались недоступными при использовании стандартных методов бурения и заканчивая скважины. «Применение технологии строительства скважин с большим отходом от вертикали позволило увеличить радиус дренирования, увеличить дебиты, улучшить систему управления месторождением, уменьшить количество необходимых платформ и скважин, а также улучшить экономические показатели...» [2].

offloaded to the skid deck.

The heaviest lift to the platform was the CT reel. To reduce the maximum lift of the crane, a drop-in-drum (DID) system was used. This is the heavy lift item to cover depths up to 23,622 ft. It consists of a drum and base at 8,150 lbm with approximately 24,278ft of 2-in. tapered CT at 81,500 lbm for a total combined weight of 89,700 lbm.

Advance calculations of deck-load capability done with operator resulted in the necessity of deck reinforcement.

The equipment placement diagram (Fig. 3) depicts the general layout during the operations. The following solutions were used for the project:

- Modular offshore CT unit (Fig. 4);
- CT string design;
- Equipment layout plan;
- Backload schedule;
- Deck reinforcement.

EXTENDED-REACH WELLS

Extended reach technology (ERT) has allowed the petroleum industry to reach and capitalize on



Рисунок 4 – Применение модульного оборудования
Figure 4 – Modular equipment application

Скважиной с большим отходом от вертикали считается скважина, у которой отношение глубины по стволу к вертикальной глубине превышает 2. Для скважин с увеличенным отходом от вертикали это отношение превышает 3 [3].

Согласно требованиям данного проекта, необходимо было выполнить работы в скважинах с увеличенным отходом от вертикали с отношением измеренной глубины к вертикальной равным 4,6 (измеренная глубина 7200 м, вертикальная глубина 1563 м). На рисунке 5 изображена двухмерная схема одной из скважин.

Во время подготовки к проекту были проанализированы различные методы спуска ГНКТ в скважину с большим отходом от вертикали, такие как: оптимальная толщина стенок и диаметр ГНКТ, понизитель трения, выпрямление трубы, забойные трактора, изменение плавучести трубы, прокачка жидкости, вибраторы.

Наиболее оптимальным решением данной задачи было выбрано использование забойного трактора (табл. 1). Забойное тяговое усилие в 43.1 кН дало прирост в возможной глубине спуска с 2000 до 3500 м в зависимости от геометрии скважины и схемы заканчивания. Перед активацией трактора был применен метод уменьшения трения за счет закачки понизителя трения, эффективность которого зависит от концентрации (2%-й раствор показал наилучшие результаты) и способа размещения (прокачка понизителя трения вокруг ГНКТ заранее вместо прокачки после глубины запириания показала хорошие результаты).

ПРОЕКТ КОЛОННЫ ГНКТ

Симулятор действующих на ГНКТ сил был использован для наиболее точного расчета колонны ГНКТ. Данный модуль позволил спроектировать колонну ГНКТ, которая могла быть спущена на максимальную глубину. При проектировании ГНКТ были учтены следующие факторы:

- Жесткость трубы на изгиб, которая позволила предупредить преждевременное спиральное запириание, была увеличена за счет применения трубы диаметром 50,8 мм и максимальной толщиной стенки 5,18 мм в верхней секции.
- ГНКТ с пределом текучести в 620 МПа соответствовала рабочим параметрам.
- Оптимальная конусность ГНКТ и ее размеры от 50,8 мм x 3,175 мм до 50,8 мм x 5,18 мм. Длина ГНКТ (7400 м) с более толстыми секциями на участках с наибольшим напряжением должна была учесть ограничения, связанные с грузоподъемностью (общий вес ГНКТ составил 43,7 т).

С одной стороны, выбор 50,8-мм ГНКТ был сделан с учетом значительной протяженности



Рисунок 5 – Скважина № 3, 2D-модель
Figure 5 – Well 3, 2D model

reserves inaccessible to conventional drilling and completion methods. "The application of ERT has resulted in extended field drainage radii, increased production rates, improved reservoir management, a reduction in required platforms and well counts and improved field economics..." [2].

The definition of an extended-reach well is a well with a measured depth to true vertical depth ratio (MD/TVD) greater than 2.0. A mega-reach well has an MD/TVD ratio greater than 3.0 [3].

Project objectives required working with mega-reach wells for which the maximum MD/TVD ratio was 4.6 with (MD 23,622 ft and TVD 51,278 ft). Fig. 5 shows the 2D model for one of the project wells.

All available methods of gaining additional reach, including optimal taper and CT pipe size, friction reducers, straightening, downhole tractors, buoyancy reduction, flowing fluid, vibrators, were assessed, and a combination was chosen for the operation.

Thus, for operation stepping, a 3.5-in. downhole tractor was chosen (Table 1). A downhole pulling force of 9,200 lbf gave additional reach of 6,561 to 11,483 ft depending on well geometry and completion design. Before tractor engagement, an additional 1,640 to 2,297 ft were achieved using a friction reducer, the efficiency of which depended on a specific solution concentration (2% solution showed optimal results) and spotting technique (spotting

Таблица 1 – Сравнение шагающего и колесного привода

Table 1 – Comparison of stepping and wheel driven DH tractors

	Колесный Wheel driven	Шагающий Stepping
Принцип действия Operational principle	Поток жидкости Flow rate	Перепад давления Pressure differential
Метод захвата Gripping method	Колеса Wheels	Телескопические захваты Expandable grippers
Увеличение тягового усилия To increase pulling force	Соединение двух тракторов в тандеме, 6000 фунтов @ 0,8 баррель/мин Connect two tractors in tandem 6,000 lbs @ 0.8 bbl/min	Увеличение давления 9200 фунтов @ 1,3 баррель/мин Increase pressure setting 9200 lbs @ 1.3 bbl/min
Внешний диаметр Body tool OD	2 1/5 дюйма [63.5 мм] 2 1/5 in. [63.5 mm]	3 1/5 дюйма [88.9 мм] 3 1/5 in. [88.9 mm]
Общая длина Total length	30.2 футов [9.2 м] 30.2 ft [9.2 m]	24 футов [7.3 м] 24 ft [7.3 m]
Глубина запириания Lockup depth	17388.5 футов [5300 м] 17388.5 ft [5300 m]	Запириание не произойдет No lockup

горизонтального участка скважины и максимально возможного тягового усилия забойного трактора. С другой стороны, были учтены ограничения по грузоподъемности крана и по максимально допустимой нагрузке на палубу. Относительно большой внешний диаметр ГНКТ позволил увеличить глубину спуска (рис. 6), а изменения в толщинах стенки дали возможность уменьшить вес ГНКТ для соблюдения имеющихся ограничений.

СЕЛЕКТИВНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ГАЗОНОСНОГО ИНТЕРВАЛА

Первая операция была проведена на скважине, пробуренной в 2011 году. Скважина была оснащена системой заканчивания с применением оптоволоконной системы мониторинга, что позволило проводить распределенное измерение температуры. Также скважина была оборудована 6 устройствами по контролю за притоком (с \varnothing 127 мм форсунками в фильтре), которые позволили контролировать миграцию мелких частиц и предотвратить преждевременный прорыв газа/воды. Постоянное наблюдение за температурными данными позволило сделать вывод, что значительное охлаждение фиксировалось в добывающем интервале ниже 2500 м. Кроме того, пробы жидкости показали устойчивый рост газового фактора со $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ до $2500 \text{ м}^3/\text{м}^3$. На основе полученных данных было сделано заключение о прорыве газа в интервале 2500 м – 3000 м (рис. 7, 8).

Для ограничения прорыва газа были созданы флюидальная и гидродинамические модели, на основе которых было принято решение о применении технологии закачки в добывающие скважины пенообразующего раствора. Тем не менее, поскольку прорыв газа произошел в нижней части продуктивного интервала, важной задачей стала необходимость защитить вышележащий интервал и отклонить жидкость обработки в проблемную зону.

В данном проекте было выявлено 4 основных фактора, осложняющих выполнение задачи:

- Протяженный горизонтальный участок скважины;
- Прорыв газа в нижней части горизонта;
- Минимальное проходное сечение 73,15 мм ограничивало выбор забойных инструментов;
- В связи с диаметром скважины 114,3 мм в зоне прорыва газа требовалось применение особой технологии по изоляции.

После сбора и анализа всей информации было предложено следующее решение. Надувной пакер диаметром 54 мм (табл. 3) был спущен на ГНКТ и успешно установлен на глубине 2500 м в качестве временной изоляции для защиты вышележащего горизонта. После этого была проведена операция по изоляции газоносного горизонта путем закачки ниже пакера пенного агента в объеме 1500 м^3 через неподвижную ГНКТ. График распределенного измерения температуры четко

Таблица 2 – Влияние внешнего диаметра ГНКТ на глубину спуска

Table 2 – The effect of CT OD on reach

	Оптимальный вариант Optimal case	Вариант 1 Case 1	Вариант 2 Case 2
Внешний диаметр ГНКТ CT OD	2 дюйма [50,8 мм] 2 in [50.8 mm]	2 дюйма [50,8 мм] 2 in [50.8 mm]	1,75 дюйма [50,8 мм] 1.75 in [50.8 mm]
Материал ГНКТ CT material	GT-90	GT-90	GT-90
Толщина стенки WT	0,125 – 0,200 дюйма [3,175 мм - 5,08 мм] 0.125 – 0.200 in [3.175 mm - 5.08 mm]	0,200 дюйма [5,08 мм] 0.200 in. [5.08 mm]	0,200 дюйма [5,08 мм] 0.200 in. [5.08 mm]
Длина ГНКТ CT length	24606,3 футов [7500 м] 24606.3 ft [7500 m]	24606,3 футов [7500 м] 24606.3 ft [7500 m]	24606,3 футов [7500 м] 24606.3 ft [7500 m]
Вес ГНКТ CT weight	74 тыс. фунтов [33,6 т] 74K lb [33.6 t]	96,3 тыс. фунтов [43,7 т] 96.3K lb [43.7 t]	83,1 тыс. фунтов [37,7 т] 83.1K lb [37.7 t]
Запирание Lock-up	Не произойдет No lock-up	17388,5 футов [5300 м] 17388.5 ft [5300 m]	9514,44 футов [2900 м] 9514.44 ft [2900 m]

friction reducer across CT in advance instead of pumping friction reducer after lockup showed good results).

CT STRING DESIGN

A CT tubing forces simulator was used for accurate CT design. That module enabled the creation of a CT design to achieve maximum reach in particular wells. A number of important criteria were satisfied when designing the CT string:

- Pipe bending stiffness, which postpones helical buckling, was increased by using 2-in. CT with maximum wall thickness (WT) of 0.204-in. in the uppermost section.
- The chosen CT string yield limit (90,000 psi) was inside the operational edge.
- Optimum taper and pipe size of 2 in. \times 125 to 2 in. \times 204 in. was chosen. The actual length of 24,278.2 ft), with greater WT in areas of maximum compression, was designed in line with the logistical constraints (so that total CT weight was 96,300 lbm).

The choice of the tapered 2-in. CT string was made after taking into account the significant well deviation and maximum available tractor pulling force. At the same time, the crane limitation with maximum deck-load capacity CT outside diameter (OD) provided additional reach (Fig. 6), and the tapered design enabled reducing the CT weight to satisfy the actual limitations.

SELECTIVE GAS SHUTOFF TREATMENT CASE STUDY

The first operation was completed on the well that was drilled back in 2011. The well's fiber optic-enabled completions allowed a Distributed Temperature Survey

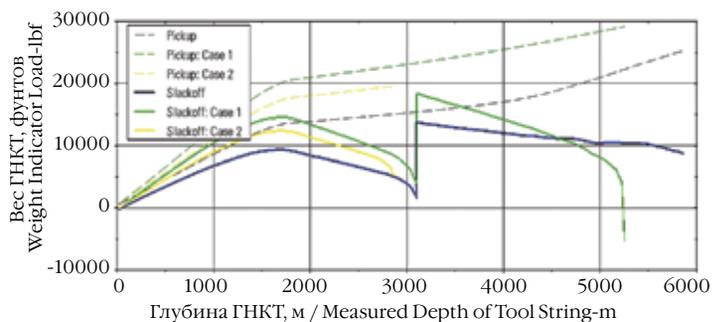


Рисунок 6 – Глубина спуска в зависимости от изменения внешнего диаметра ГНКТ
Figure 6 – Additional reach provided by change in CT OD

показал зоны размещения жидкости обработки (рис. 9), что свидетельствует о хорошей изоляции во время операции. После закачки всего объема жидкости пакер был деактивирован путем механического натяжения и поднят на поверхность.

После запуска скважины в добычу газовый фактор уменьшился в 10 раз.

УДАЛЕНИЕ ШЛАМА

Вторая и третья скважины-кандидаты были построены в 2012 году. Схема заканчивания включала в себя устройство по контролю за притоком в колоннах диаметром 168,275 мм и 139,7 мм, оснащенных фильтрами. При бурении скважин применялся раствор на нефтяной основе. Предполагалось, что нижний участок горизонтальной секции загрязнен буровым раствором. Для того чтобы увеличить добычу нефти, требовалось удалить буровой раствор из нижней части горизонтальной секции при помощи азотированной жидкости. При очистке скважин учитывался ряд особых условий выполнения работ:

- Скважины с большим отходом от вертикали с горизонтальным участком до 5000 м;
- Минимальное проходное сечение 96,82 мм;
- Отсутствие предыдущих операций в скважине

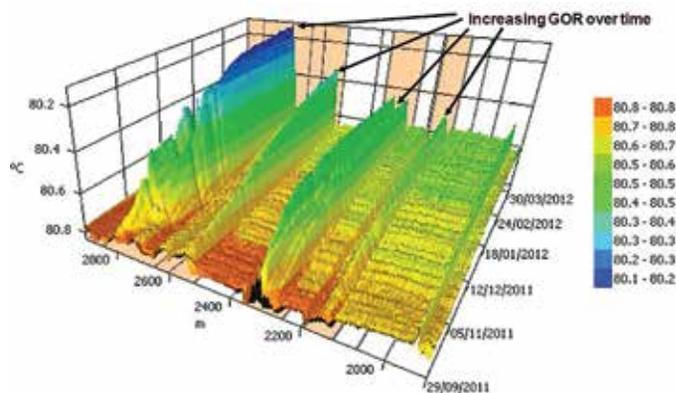


Рисунок 7 – Зависимость распределенной температуры пласта от времени
Figure 7 – DTS temperature versus time for the reservoir

(DTS). The well also is equipped with 6 ICD filters ($\varnothing 5''$ nozzles in the filters), that are used to prevent fines migration from the formation and delay gas/water breakthrough. Continuous observation of the DTS traces on this well indicated significant cool down of the producing interval below 8,202 ft. Furthermore, collected fluid samples at surface showed steady GOR increase from $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$ to $2,500 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Analysis of the combined data revealed that gas breakthrough was initiated on the interval between 8,202–9,843 ft MD (Fig. 7, 8).

To address this problem, it was decided to use a foaming agent as a “temporary” solution to stop gas breakthrough. The main idea of the treatment was that foam would be formed during gas + treatment fluid contact and thus would block further gas inflow. However, since gas breakthrough occurred in the lower producing intervals, it was important to protect the upper intervals and divert all the treatment fluid to the problematic zone.

There were five main challenges associated with this job:

- It is a horizontal well, with a long horizontal section;
- Gas breakthrough from toe of horizontal section;
- The minimum wellbore restriction 2.88-in, limited the choice of the applicable tools;
- The 4.5-in wellbore ID at the zone of interest required special isolation techniques.

After all the information was gathered and analyzed, the following solution was proposed and implemented: A 2.125 inch inflatable packer (Table 3) was delivered with the CT and successfully set in 4.5 inch casing at depth of 8,202.1 ft as a temporary isolation tool to protect upper producing intervals. Then, 9,400 bbls of gas shut-off treatment (foaming agent) were injected through the CT below the packer while keeping the CT stationary. DTS plots clearly indicated fluid placement zones (Fig. 9), showing good isolation during the entire treatment. Once all the treatment fluid was pumped, the packer was deflated with mechanical over-pull and successfully retrieved back to surface.

The well was put back on production and showed a 10-fold decrease in GOR.

MUD-REMOVAL TREATMENT CASE STUDY

The second and third well candidates were drilled in 2012. The wells have been completed with an inflow control device (ICD) completion (6 5/8-in. and 5 1/2-in.), equipped with ICD filters. The wells were drilled with oil-base mud. The toe of the horizontal section was supposed to be treated with an OBM solution. Increasing the oil production required displacing the OBM solution from toe of the well with nitrified fluid. For mud-removal operations on the next three wells, the following challenges were met:

- ERD wells with horizontal sections up to 16,404.2 ft;
- Minimum restriction of 3.812-in.;
- No previous interventions to total depth (TD);
- Mud expected at toe section;
- Well flowing up 9,434 B/D;

During pre-job preparation, two types of tractors were compared: stepping and wheel driven (Table 1 and Fig. 10).

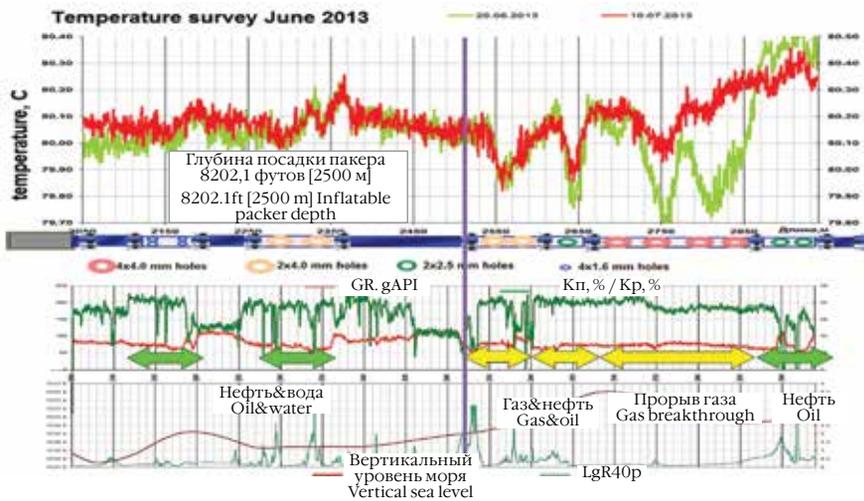


Рисунок 8 – Сравнение данных распределенной температуры по времени для определения зоны прорыва газа
Figure 8 – Comparison of DTS data vs time to determine gas breakthrough zone

со спуском до забоя;

- Шлам находится в нижней части;
- Скважина добывающая (1500 м³/сут).

На этапе подготовки к работе были рассмотрены два типа тракторов: шагающий и с колесным приводом (табл. 1 и рис. 10). Оба трактора способны пройти сквозь сечение 96,82 мм, но, согласно расчетам, только шагающий трактор развивает достаточное тяговое усилие для спуска до забоя.

Рисунок 11 демонстрирует, что первичное запираание произошло на глубине 3300 м. Использование понизителя трения позволило спустить ГНКТ до глубины 3700 м без трактора. После активации трактора спуск ГНКТ продолжился до глубины 5100 м. Начиная с этой глубины, наблюдался высокий коэффициент трения и дальнейший спуск производился с промывкой вплоть до забоя.

Учитывая данный опыт, на следующей скважине было решено использовать струйный шламоуловитель совместно с забойным трактором. Шламоуловитель с тремя форсунками 2,54 мм использовался для создания перепада давления (10,3 МПа при 190,8 л/мин), необходимого для работы трактора. Целесообразность его применения была подтверждена в ходе выполнения работы, так как был собран существенный объем осадков. Это позволило избежать преждевременного выхода из строя забойного трактора.

ЛОВИЛЬНЫЕ ОПЕРАЦИИ

Скважина была построена в 2012 году. Схема заканчивания скважины включала в себя устройство по контролю за притоком в колонне диаметром 139,7 мм, оснащенной фильтрами. Скважина имела увеличенный отход от вертикали (глубина по стволу 5685 м, вертикальная глубина 1565 м).

Both tractors could pass the 3.812-in. [96.82 mm] restriction, but as shown in Fig. 10, only the stepping tractor had enough pulling force capacity to reach TD.

Fig. 11 shows that primary lockup occurred at 10,826.8 ft, and using a friction reducer let us reach 12,139 ft without activating the downhole (DH) tractor. After the tractor was activated, CT was run in hole (RIH) to a depth of 16,732.3 ft. At this point, a high-friction coefficient was met, and the subsequent CT RIH was accomplished with a cleanout operation to well total depth (TD).

With this experience, it was decided to use a venturi junk basket together with the DH tractor on the next well. The venturi junk basket with three 0.1-in. nozzles created the pressure drop (1,500 psi at 1.2 bbl/min) required for tractor operation. Debris collected in the junk basket confirmed value of that decision to prevent tractor malfunction.

FISHING OPERATION CASE STUDY

This, well, drilled in 2012, was completed with an ICD completion (5 1/2-in.) equipped with ICD filters. The well is a mega-extended-reach well with a measured depth/true vertical depth (MD/TVD) 19,242.1 ft/5,134.51 ft.

During the logging run by a third party, a five-wheel DH tractor was used to reach TD. The tool string length was 85.8 ft, and weight was 448 lbm. At a depth of 10,528.2 ft, a short-circuit fault occurred, and the DH tractor failed. At the depth of the wireline entry guide of 6,486.22 ft, the cable weight was increased; it was not possible to pass the depth with constant cable tension.

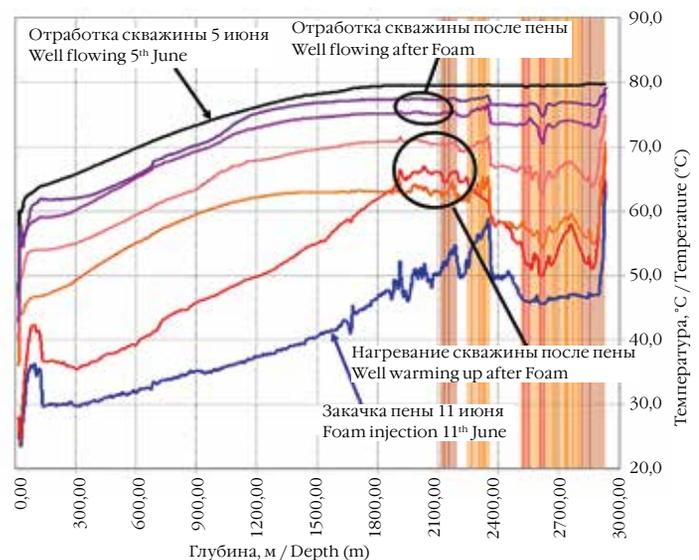


Рисунок 9 – Графики распределенной температуры, отображающие охлаждение пласта во время закачки и профиль притока после обработки
Figure 9 – Selected DTS traces representing formation cooling down during injection and well flowing profile after treatment

При проведении ПГИ сторонним исполнителем работ во время спуска использовался трактор с 5-колесным приводом, длина инструмента составляла 26,16 м при весе 203,3 кг. На глубине 3209 м произошло короткое замыкание и отказ забойного трактора. На глубине направляющей воронки (1977 м) произошло увеличение веса кабеля. Попытки поднять прибор были безуспешны. Активация электрического разъединителя не принесла желаемых результатов. После натяжки кабель отсоединился от кабельной головки.

При планировании ловильных операций для предотвращения прихвата ГНКТ были приняты следующие меры:

- Был применен внутренний соединитель для ГНКТ.
- Дополнительные центраторы с гладкими краями были включены в КНК в каждом месте изменения внешнего диаметра.
- Дополнительный направляющий колокол с гладкими краями был использован для равномерного захвата оставленной в скважине компоновки.

Во время проведения работ учитывался ряд особых условий:

- Две различных ловильных шейки
 - Аварийный инструмент 1: 1,36 м, 12,5 кг.
 - Аварийный инструмент 2: 24,8 м, 252,6 кг.
- Горизонтальная секция;
- Наружный диаметр аварийного инструмента 63,5 мм, в то время как внутренний диаметр обсадной колонны варьировался от 152,4 мм до 190,5 мм;
- Состояние ловильной шейки;
- Аварийный инструмент прихвачен в направляющей воронке.

Извлечение аварийного геофизического инструмента стало действительно сложной

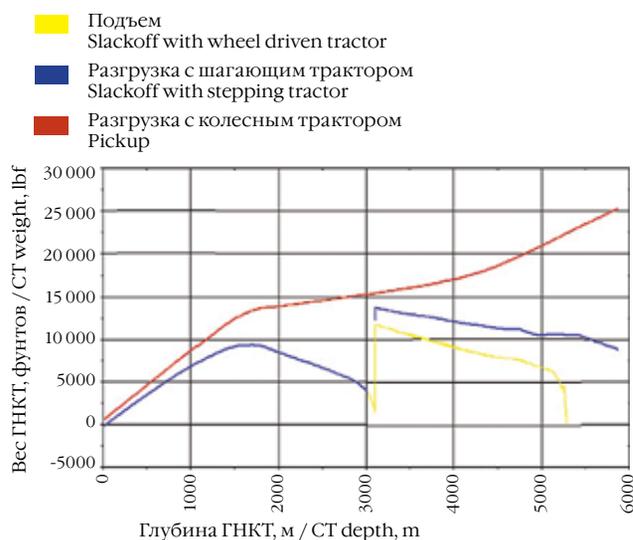


Рисунок 10 – Сравнение прогнозируемой глубины затирания для различных типов тракторов

Figure 10 – Comparison of predicted CT lockup depth with different types of tractors

Таблица 3 – Данные по скважине № 1
Table 3 – Well data for well candidate 1

Скважина № 1 Well candidate 1	
Тип скважины Well type	Нефтяная Oil well
Глубина по стволу MD	2,974 м 9,757.22 ft [2,974 m]
Вертикальная глубина TVD	1,567.6 м 5,143.04 ft [1,567.6 m]
Максимальный угол наклона Maximum well deviation	91,1°
Пластовое давление Reservoir pressure	163,2 атм. 2,398.38 psi [163,2 atm]
Забойное давление Bottomhole pressure	158.2 атм. 2,324.9 psi [158.2 atm]
Забойная температура Bottom hole temperature	79.40C 174.9°F [79.4°C]
Обводненность Watercut	58%
Газовый фактор GOR	2,549 м³/м³ 160K bbl/bbl [2,549 м³/м³]

Activation of an electrical wired disconnect (WRD) did not allow the wireline entry guide to pass. After cable over-pull, the cable disconnected from cable head.

The following measures were taken to prevent the CT from getting stuck:

- An internal CT connector was used;
- Additional centralizers with smooth edges were added to the toolstring on each change of OD;
- An additional bell guide with a smooth edge was used to extend over the fish standoff;

The following challenges had to be accounted for during job preparation:

- Two different fish necks
 - Fish 1: 4.46 ft, 275 lbm
 - Fish 2: 81.3 ft, 557 lbm
- Horizontal section;
- Fish OD 2.5 in. while casing inside diameter changed from 6 in. to 7.5 in.;
- Fish neck condition;
- Fish stuck at wireline reentry guide;

It became a significant technical challenge to retrieve the wireline DH left in the well due to:

- Changes of completion ID in at the level of the fish depth;
- Fish consisting of two parts (after getting stuck, the wired disconnect was activated first and then the fish was mechanically disconnected);
- Low fish weight and small fish size.

The job was done in five runs, during which the following objectives were met:

1. Fish cleanout;
2. Latching of fish 1;
3. Fish pushing to lower completion ID 4.78-in.;
4. Retrieval of fish 1;
5. Cutting of remaining wires and retrieval of fish 2.

Таблица 4 – Характеристики надувного пакера 2 1/8

Table 4 – Inflatable packer specifications

Минимальное сечение трубы Min tubing requirements	Размер: 27/8 дюйма, 62 мм внутр. диаметр; вес: 11,8 кг/м Size 27/8 in., 2.32-in. (62 mm) ID; Weight 7.8 lbm/ft (11.8 kg/m)
Максимальный внешний диаметр элементов до расширения Max OD of element before expansion	54 мм 2 1/8 in. (54 mm)
Максимальный внешний диаметр элементов после расширения Max OD of element after expansion	172,3 мм (174,6 мм обсадная колонна) 6 7/8 in. (172.3 mm) (7 5/8 in. OD (174.6 mm) casing)
Проходное сечение пакера ID of flow passage through tool	19,05 мм 3/4 in. (19.05 mm)
Длина от плеча до плеча Length: Shoulder to shoulder	1829 мм 72 in. (1829 mm)
Общая длина Tool total length	3505 мм 139 in. (3505 mm)
Минимальный размер ниппеля для извлечения Min nipple size for retrieval	56 мм (27/8 дюйма профиль XN) 2,205 in. (56 mm) (27/8 in. XN profile)
Максимальная нагрузка на извлечение Max retrieval load	1365 кг <3000 lbm (1365 kgm)
Максимальная нагрузка при ловильных работах Max tensile load for fishing	9100 кг 20 000 lbf (9100 kgm)
Транспортный вес и размеры Element shipping weight and storage	31,7 кг в транспортной трубе при -40 до 140 °F 70 lbm (31.7 kg) in shipping tube at -40 to 140 °F

задачей, поскольку:

- Диаметр обсадной колонны менялся на глубине нахождения аварийного инструмента;
- Аварийный инструмент состоял из двух частей (после прихвата был задействован электрический разъединитель, после чего инструмент был механически разъединен);
- Малый вес и небольшой размер аварийного инструмента.

Задача была выполнена за 5 СПО при соблюдении следующих условий:

1. Очистка аварийного инструмента;
2. Захват аварийного инструмента 1;
3. Спуск аварийного инструмента до обсадной колонны диаметром 121,4 мм;
4. Извлечение аварийной компоновки 1;
5. Резка оставшегося кабеля и извлечение аварийного инструмента 2.

ВЫВОДЫ ПОСЛЕ ЗАВЕРШЕНИЯ ПРОЕКТА

- Разгрузка оборудования, расстановка и монтаж являются наиболее трудоемкими процессами и связаны с производственными рисками.
- Проектирование колонны ГНКТ является важным этапом подготовки к работе. Его следует проводить для конкретных скважинных условий, применяя моделирование сил, действующих на трубу, для оптимизации веса ГНКТ.
- Чтобы избежать повреждений забойного

LESSONS LEARNED

- Equipment unloading, spotting, and rig-up are the most time-consuming processes, and are associated with operational risks. Reducing these operations by advanced and thorough planning can significantly reduce the time and labor-intensive costs.
- CT string design is an important part of pre-job planning that should be done for each specific well with known downhole conditions, using tubing forces simulation to predict and optimize CT weight.
- To prevent damage of the tractor by wellbore debris, installation of a venture junk basket below the tractor is recommended. For simultaneous activation of the two hydraulic tools, it is necessary to select the correct diameter of junk basket nozzles.
- Analysis of the data obtained during the work confirmed the increased coefficient of friction in all wells. To increase the effectiveness of the friction reducer, it is recommended to start pumping friction reducer for 3,280.84 ft before the expected depth of locking. Choice of friction reducer solution volume, concentration, and frequency of pumping should be based on the pumping rate and the current well situation.
- To prevent getting stuck, inspect the downhole tool design with an OD that is different from the rest of the instruments. All angles should be beveled carefully.
- A real-time DH tractor data-acquisition system is recommended to provide continuous monitoring of the efficiency of operations and performance of the tractor in real time. (By means of the tension measurement downhole, a downhole pressure measurement inside and outside the tool, and the temperature distribution along the wellbore).

CONCLUSION

The Astrakhan well intervention team successfully completed the first CT campaign on four wells in the Korchagina field in the northern Caspian offshore. As a result of thorough preparation, the crew has achieved

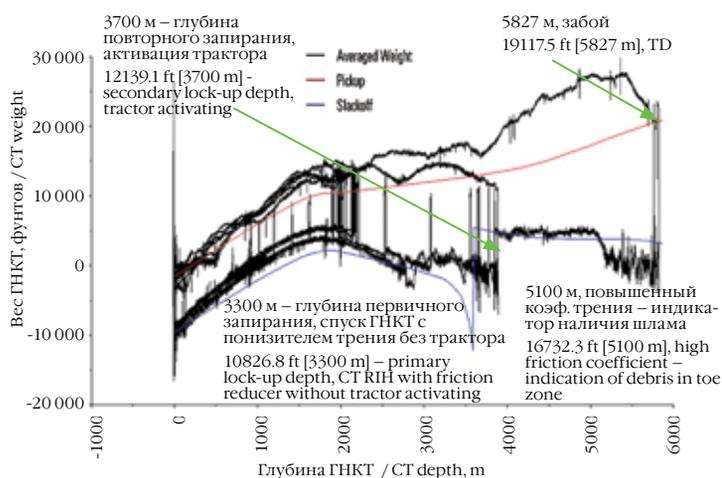


Рисунок 11 – Проектные и фактические значения веса ГНКТ на скважине № 4

Figure 11 – Predicted vs. real CT weight indicator data on well-candidate 4

трактора, рекомендуется использовать шламоуловитель в КНК ниже трактора. Для одновременной активации этих двух инструментов необходимо правильно подобрать диаметр форсунок на шламоуловителе.

- Анализ данных, полученных в ходе работы, позволил сделать вывод о повышенном коэффициенте трения в скважинах. Для повышения эффективности понизителя трения рекомендуется начинать его закачку на 1000 м выше ожидаемой глубины запираания ГНКТ (расчет необходимого объема, концентрации и частоты прокачки выполняется с учетом расхода насоса и текущий скважинных условий).
- Для предотвращения прихвата ГНКТ необходимо тщательно проверить схему КНК на наличие участков с увеличенным внешним диаметром по сравнению с остальным инструментом (все «острые» края должны быть обработаны снятием фаски).
- Система сбора данных в реальном времени о состоянии забойного трактора способна повысить эффективность его применения за счет мониторинга таких параметров, как нагрузка на инструмент на забое, забойное давление внутри и снаружи инструмента, распределение температуры по стволу скважины.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Первая кампания по применению ГНКТ на месторождении им. Ю. Корчагина в Северном Каспии была успешно проведена силами астраханского подразделения департамента внутрискважинных технологий компании «Шлюмберже». Благодаря тщательной подготовке поставленные задачи были достигнуты без каких-либо инцидентов в области ОТ, ПБ и ООС. Сложная конструкция скважин, длинные горизонтальные участки в сочетании с ограничениями, связанными с размером рабочей площадки и нагрузки на палубу – все эти факторы потребовали тщательных и комплексных подготовительных работ для оптимизации плана проведения операции, подбора забойного инструмента и разработки схемы размещения оборудования.

Несмотря на все условия, осложняющие решение поставленных задач, на 4-х скважинах в течение 22 дней были проведены следующие работы:

- Удаление шлама из стволов скважин с большим отходом от вертикали (с глубиной по стволу до 7200 м и вертикальной глубиной 1560 м), в которых ранее не проводились внутрискважинные работы;
- Успешная изоляция газоносного горизонта с применением надувного пакера;
- Успешное извлечение из скважины аварийного инструмента ПГИ, имеющего два размера. ☉



Рисунок 12 – Шлам, извлеченный из скважины шламоуловителем

Figure 12 – Debris retrieved from the well with the use of venturijunk basket during mud removal operation

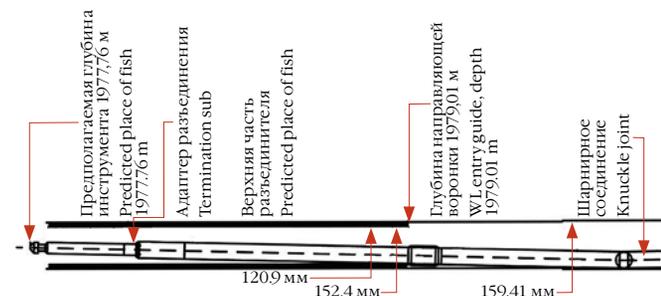


Рисунок 13 – Схема аварийного инструмента с двумя различными ловильными шейками на скважине № 4

Figure 13 – Fish diagram and two different fish-necks for well candidate 4

Таблица 5 – Данные по скважине № 2
Table 5 – Well data for well candidate 2

Скважина № 2	
Тип скважины / Well type	Нефтяная / Oil well
Глубина по стволу / MD	7200 м / 23622 ft [7200 m]
Вертикальная глубина / TVD	1563 м / 512795 ft [1563 m]
Максимальный угол наклона / Maximum well deviation	90°
Пластовое давление / Reservoir pressure	164,8 атм / 2421.89 psi [164,8 atm]
Забойное давление / Bottomhole pressure	156 атм / 2292.57 psi [156 atm]
Забойная температура / Bottomhole temperature	80 °C / 176 °F [80 °C]
Обводненность / Watercut	16 %
Газовый фактор / GOR	474 м³/м³ / 2981.37 bbl/bbl [474 m³/m³]

Таблица 6 – Данные по скважине № 3
Table 6 – Well data for well candidate 3

Скважина № 2	
Тип скважины / Well type	Нефтяная / Oil well
Глубина по стволу / MD	6980 м / 22900,3 ft [6980 m]
Вертикальная глубина / TVD	1564,5 м / 5132,87 ft [1564,5 m]
Максимальный угол наклона / Maximum well deviation	90 °C
Пластовое давление / Reservoir pressure	161,92 атм / 2379,57 psi [161,92 atm]
Забойное давление / Bottomhole pressure	156,22 атм / 2295,8 psi [156,22 atm]
Забойная температура / Bottomhole temperature	80 °C / 176 °F [80 °C]
Обводненность / Watercut	28,5%
Газовый фактор / GOR	406 м³/м³ / 2553,66 bbl/bbl [406 m³/m³]

Таблица 7 – Данные по скважине № 4
Table 7 – Well data for well candidate 4

Скважина № 2	
Тип скважины / Well type	Нефтяная / Oil well
Глубина по стволу / MD	5868 м / 19252 ft [5868 m]
Вертикальная глубина / TVD	1565 м / 5134.51 ft [1565 m]
Максимальный угол наклона / Maximum well deviation	90,49°
Пластовое давление / Reservoir pressure	162,6 атм / 2389,56 psi [162,6 atm]
Забойное давление / Bottomhole pressure	152,87 атм / 2246,57 psi [152,87 atm]
Забойная температура / Bottomhole temperature	80 °C / 176 °F [80 °C]
Обводненность / Watercut	11,6 %
Газовый фактор / GOR	784,2 м ³ /м ³ / 4932,47 bbl/bbl [784.2 m ³ /m ³]

ЛИТЕРАТУРА

- Бурдин К., Мазитов Р., Бравков П, Кичигин А., Лобов М., В. Степанов, Шлюмберже; Д. Елисеев, А. Земчихин, А. Бяков, Лукой-Нижневожскнефть Успешное применение комплекса оборудования ГНКТ в скважинах с большим отходом от вертикали в Каспийском море:опыт четырех скважин Доклад на конференции SPE/ICoTA, Вудланд, Техас, США, 24–25 Марта 2015 SPE-173685-MS
- Белл, Р.А.-мл., Хинкел, Р.М., Бунык, М.Ж. 1994. Применение инновационных методов бурения горизонтальных скважин и скважин с большим отходом от вертикали. Доклад на SPE/IADC конференции по бурению, Даллас, Техас, 15–18 февраля.
- Балла, К. 1995. Технологии работы с ГНКТ в скважинах с большим отходом от вертикали. Доклад в Абердине, Великобритания, 5–8 сентября. SPE-30404-MS.
- Чертенков, М.В., Делия, С., Семихин Д.А., 2012. Обнаружение прорыва газа и мониторинг добычи при помощи скважин, законченных с применением устройств по контролю за притоком в Лукойле . Доклад на ежегодной технической SPE конференции, Сан-Антонио, Техас, США, 8–10 октября. SPE-159581-MS.
- Делия С., Богданов С., Лацин Д. Бурение скважин с большим отходом от вертикали в Северном Каспии. Доклад на Российской Нефтегазовой технической конференции, Москва, Россия, 16–18 октября. SPE-162099-RU.
- Эдмонстон, Г., Кофоед, С.В., Джексон, А.М. 2014. Опыт и перспективы применения устройств по контролю за притоком на морском месторождении, Абу Даби. Доклад на Международной нефтяной конференции в Абу Даби, ОАЭ, 10–13 ноября. SPE-171836-MS.
- Эльшериф, Е., Дуфаири, М., Бал, М. 2013. Проблемы внутрискважинных операций ГНКТ в скважинах с увеличенным отходом от вертикали и применение новейших технологий, Саудовская Аравия. Доклад на конференции SPE/ICoTA, Вудланд, Техас, США, 26–27 Марта. SPE-163908-MS.

the defined objectives with no HSE incidents. Complex well design, long horizontal sections, in combination with deck space and weight limitations, required complex pre-job measures to optimize CT operations equipment and design, select proper downhole tools and prepare a reliable layout plan.

Despite the challenges, the interventions on the four wells were completed in 22 days and included the following work:

- Mud removal from the TD of extended-reach wells, with maximum measured depth up to 23,622 ft and true vertical depth of only 5,118 ft TVD that had no previous interventions;
- A successful gas shut-off operation was performed with the use of an inflatable packer;
- Successful retrieval of two sizes of fish associated with the production logging tool. ©

REFERENCES

- Burdin K., Mazitov R., Bravkov P., Lobov M., Kichigin A., V. Stepanov, Schlumberger, D. Eliseev, A. Zemchihin, A. Byakov, Lukoil-Nizhnevolskneft Successful Offshore Coiled Tubing Well Intervention in Mega-Reach Wells in the Russian Caspian: A Four-Well Case Study Presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 24–25 March 2015 SPE-173685-MS.
- Bell R.A. Jr., Hinkel R. M., Bunyak M.J. et al. 1994. Application of Innovative Extended Reach and Horizontal Drilling Technology in Oilfield Development. Presented at SPE/IADC Drilling Conference, Dallas, Texas, 15–18 February. <http://dx.doi.org/10.2118/27463-MS>.
- Bhalla K. 1995. Coiled Tubing Extended Reach Technology. Presented at Offshore Europe, Aberdeen, UK, 5–8 September. SPE-30404-MS.
- Chertenkov M.V., Deliya S., Semikin D.A., et al. 2012. Gas Breakthrough Detection and Production Monitoring From ICD Screen Completion on Lukoil. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 8–10 October. SPE-159581-MS.
- Deliya S., Bogdanov S., Latsin D. et al. Drilling World-Class ERD Wells in the North Caspian Sea. Presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October. SPE-162099-RU.
- Edmonstone G., Kofoed C.W., Jackson A.M. et al. 2014 ICD Well History and Future Use in Giant Offshore Oilfield, Abu Dhabi. Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 10–13 November. SPE-171836-MS.
- Elsheerif E., Dhufairi M., Bal M. et al. 2013. Well Intervention Challenges in Mega-Reach Wells With Coiled Tubing and the Application of the Latest Technologies in Tackling These Challenges, Saudi Arabia. Presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, 26–27 March. SPE-163908-MS.