

УНИКАЛЬНАЯ ОПЕРАЦИЯ ГНКТ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ, ЗАКОНЧЕННОЙ 8-СТАДИЙНОЙ КОМПОНОВКОЙ МГРП, ПО ИЗОЛЯЦИИ ОБВОДНЕННОГО ИНТЕРВАЛА С ПРИМЕНЕНИЕМ МОСТОВЫХ ПРОБОК

UNIQUE COILED TUBING (CT) OPERATION OF WATER PRODUCING INTERVAL ISOLATION IN A HORIZONTAL WELL COMPLETED WITH 8-STAGE MULTISTAGE FRACTURING (MSF) SYSTEM USING TWO INFLATABLE BRIDGE PLUGS

К. БУРДИН, Р. МАЗИТОВ, П. БРАВКОВ, Д. ПОПОВ, Д. СЕРИКОВ, В. КЛИМЕНКО, В. ЖУК, «Шлюмберже»
А.С. ГОЛОВАНЕВ, А.А. ПОТРЯСОВ, В.Н. КОВАЛЕВ, Р.Р. ЮНУСОВ, ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

K. BURDIN; R. MAZITOV; P. BRAVKOV; D. POPOV; D. SERIKOV; V. KLIMENKO; V. ZHUK, Schlumberger
A.S. GOLOVANEV, A.A. POTRYASOV; V.N. KOVALEV; R.R. YUNUSOV, "LUKOIL – Western Siberia" company

ВВЕДЕНИЕ

Повсеместное внедрение технологий многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в России, помимо ожидаемых, приносит и незапланированные результаты. Кроме безусловного увеличения дебитов и прироста извлекаемых запасов, данная технология несет в себе и такую опасную тенденцию, как преждевременное обводнение скважин. Происходит это по ряду причин, среди которых, пожалуй, основное место занимает прорыв в водоносные горизонты при проведении самого гидроразрыва пласта (ГРП) одного или нескольких интервалов.

Компанией-оператором была поставлена задача провести водоизоляционные работы в горизонтальной скважине (ГС), законченной 8-стадийной компоновкой МГРП с расфрезерованными посадочными седлами. Для уточнения причин обводнения и локализации интервалов его поступления были проведены геофизические исследования скважины на гибкой насосно-компрессорной трубе (ГНКТ). В результате было выявлено, что в скважине при общем дебите жидкости более 500 м³/сут (данные, полученные при освоении) и 95% обводненности порт № 6 дает 68% от общего дебита, а остальные 7 портов работают с незначительными дебитами либо ниже уровня пороговой записи прибора.

В данной статье подробно рассматриваются этапы планирования, решения сложных и нетиповых технических и практических задач, оценка нетиповых рисков и методы их снижения, этапы выполнения работы и вариативности действий в различных ситуациях, возникающих в процессе работы по водоизоляции, а также опыт, полученный в результате успешного выполнения данной операции.

INTRODUCTION

The widespread application of multi-stage fracturing technology in Russia is already known not only due to increase of production rates and increase of recoverable reserves but also due to premature water flooding of some intervals. Several reasons could lead to that result, while, perhaps, the main one is a breakthrough in the aquifers in the process of the fracturing.

Objective of the job given by the Client was to isolate water producing interval in a horizontal well completed with 8-stage MSF completion. To determine position of water-flooded zone, coiled tubing production logging tool (PLT) was used. Based on CT logging data 6th frac port of 8-stage MSF completion was found to be water flooded. Moreover, while total production rate of the well was equal to 500 m³/day (data was received during well testing) with 95% WC, 68% of total production came from 6th frac port.

This article includes detailed study of planning process, complex and unambiguous decision-making aimed at technical and practical challenges, risk assessment and methods to reduce them, the stages of the work and planning in different situations that arise in the process of water shut-off and received lessons learned.

PROJECT GEOGRAPHY

South Vyintoykoe oilfield is located in Surgut district of Khanty-Mansi Autonomous Area, Tyumen region. The field was discovered in 1990. In 1997 its development was started. It is classified as “medium oilfield” in terms of reserves and “complex” in terms of its structure.

Main problems of South Vyintoykoe oilfield development are [1]:

ГЕОГРАФИЯ ПРОЕКТА

Южно-Выинтойское нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Месторождение было открыто в 1990 году. В 1997 году начата его разработка. По величине запасов Южно-Выинтойское месторождение относится к средним, по строению – к сложным.

Основными проблемами разработки Южно-Выинтойского месторождения являются [1]:

- слабая степень изученности объектов месторождения;
- клиноформное строение основного горизонта XX7, а также неравномерность в условиях и периодичности осадконакопления, что обуславливает значительную степень неоднородности и невыдержанность песчаных тел в площади и по разрезу;
- специфическая структура порового пространства объекта XX7, преимущественно хлорит-гидрослюдистый состав цемента и обусловленные этим низкие ФЕС с высоким содержанием связанной воды;
- невысокая начальная плотность запасов в пределах площади объекта XX7, обуславливающая низкую экономическую эффективность его разработки;
- нерешенность вопроса подбора эффективной технологии разработки;
- недостаточная эффективность реализуемых технологий ГРП, положительно зарекомендовавших себя на других месторождениях.

В связи с вышеописанными проблемами применение технологии многостадийного ГРП на данном месторождении является наиболее перспективным решением. Проведение нескольких ГРП в одной горизонтальной скважине позволяет значительно увеличить контакт с пластом и вовлечь в разработку низкопроницаемые пропластки. Опыт внедрения МГРП на Южно-Выинтойском месторождении позволил значительно увеличить приросты добычи и оправдал его экономическую целесообразность.

Однако по нескольким скважинам была получена обводненность продукции уже при первом запуске скважины в эксплуатацию. Причин преждевременной обводненности может быть несколько, но наиболее вероятной, учитывая близость ВНК, является прорыв в обводненную зону в процессе проведения ГРП. Для выяснения причин и локализации места поступления воды в скважину необходимо провести геофизические исследования (ГФИ).

ОПИСАНИЕ ПРОБЛЕМЫ, РЕЗУЛЬТАТЫ ГФИ

Схема скважины, требующая проведения водоизоляционных работ, является стандартной ►

- lack of information about reservoir properties;
- wedge-like structure of the main formation XX7, and disparity in terms of periodicity and sedimentation, which leads to a significant degree of heterogeneity and inconsistency of mother rock;
- the specific structure of the pore space of the object XX7, cement composed mainly from chlorite-hydromicaceous results in lower reservoir properties and high content of bound water;
- low initial reserves density within the area of the object XX7 causing the low cost-effectiveness of its development;
- unresolved issue of effective reservoir management program selection;
- lack of efficiency of the realized hydraulic fracturing technologies, positively proven themselves in other fields;

Based on problems described above multistage fracturing technology in this field is the most promising solution. Multiple fracturing in one horizontal wellbore can significantly increase the contact with the formation and expand the development of low-permeability layers. Implementing of MSF the South Vyintoyskom oilfield has greatly increased the production growth and justified its economic feasibility.

However, several wells watercut was obtained at the first well test. There could be several causes of premature water cut, but most likely, breakthrough in the watered area in the process of hydraulic fracturing became the reason of it, taking into account close position of horizontal section of the well to oil-water contact (OWC). To clarify the causes and determine position of water-flooded zone it was decided to run a production logging tool.

PROBLEM DEFINITION, RESULTS OF PLT

The schematic of the well, which requires water shutoff is standard for completion design of sidetracked wells in Western Siberia. Well completed with 178 mm casing was sidetracked, and 8-stage 114 mm MSF completion equipped with swelling-casing packers was installed (Figure 1).

8 fracturing stages were successfully done in the well, volume of proppant was more than 20 tons each stage. Due to low reservoir pressure there was no way to flow back the balls and naturally cleanout sand left between ports after fracturing. Complex operation was done afterwards with the use of CT to well cleanout, well kick-off, balls and seats milling. However, after milling job performed usually there could be found in the wellbore remains of balls and other junk, thus inner diameter of the well would vary from 70 to 99 mm. ►

для заканчивания скважин с боковыми стволами на территории Западной Сибири; из-под «материнской» колонны 178 мм пробурен боковой ствол, в который спущен хвостовик 114 мм с 8-стадийной компоновкой МГРП, оборудованной набухающими заколонными пакерами (рисунок 1).

На скважине было успешно проведено 8 ГРП в объеме более 20 т пропанта каждый. Учитывая невысокие пластовые давления и невозможность самостоятельно «поднять» разделительные шары из муфт ГРП, а также остатки пропанта, находящиеся между портами, на скважине был проведен комплекс работ по промывке, освоению, фрезерованию шаров и муфт ГРП. Однако в подобных работах после фрезерования в стволе скважины зачастую находятся остатки шаров и муфт, и внутренний диаметр компоновки изменяется с 70 до 99 мм. Эти факторы несут высокие риски прихвата ГНКТ и дополнительные трудности для последующих ремонтов и проведения ГФИ [2].

Значительная обводненность скважины была получена практически сразу же по окончании работ по выполнению МГРП и освоению скважин. Сложившаяся ситуация заставила компанию-оператора искать пути решения. После совместного совещания было решено провести исследования профиля притока на ГНКТ для получения достоверной картины по всему стволу скважины.

Для проведения геофизических исследований скважины (ГИС) по профилю притока на ГНКТ необходимо было создать достаточную депрессию на пласт. Данная задача была решена путем установки подвески НКТ, состыкованной с хвостовиком и с предустановленными тремя пусковыми муфтами на расчетных глубинах. Таким образом, депрессия создавалась за счет аэрации столба жидкости в скважине газообразным азотом, который подавался в затрубное пространство между ЭК и НКТ и далее через пусковые муфты.

Для комплекса исследований был выбран адаптированный скважинный аппаратный комплекс МЕГА-ПЛТ-92 с модулями ПЛТ-062, ПЛТ-071, ПЛТ-015 и ПЛТ-014, содержащий в своем составе следующий набор датчиков:

- термометр;
- манометр;
- индикатор притока;
- резистивиметр;
- влагомер;
- шумомер;
- механические расходомеры (ПЛТ-015 и ПЛТ-014);
- сканирующий влагомер – 6 датчиков объемного влагосодержания (ПЛТ-062), размещенных по периметру ствола скважины.

Соединение прибора ГИС и ГНКТ обеспечивалось принципиально новой модульной головкой Vantage*.

These factors increase risks of CT got stuck and add challenges for future workover and PLT operations [2].

High water cut was obtained almost immediately after well completion with MSF system and well testing. This situation has forced Client to seek solutions to fix the problem. It was decided to determine position of water-flooded zone and get a reliable picture of the flow along entire wellbore with the use of coiled tubing production logging tool (PLT).

For effective PLT it was necessary to create sufficient pressure drawdown. This problem was solved by installing the tubing latched with the liner with three preinstalled starting clutches on the designed depths. Thus, the pressure drawdown was created by the aeration of the fluid column in the well with nitrogen, which was fed through the casing-tubing annulus to the starting clutches.

For the job following PLT systems were used MEGA-PLT-92 with modules PLT-062, PLT-071, PLT-015 and PLT-014, that include next sensors:

- Thermometer
- Pressure gauge
- Flow indicator
- Resistivity meter

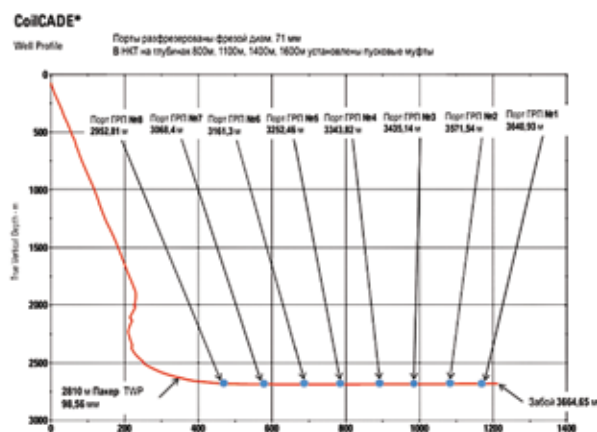


Рисунок 1 – Упрощенная схема скважины
Figure 1 – Well schematic

- Moisture meter
- Sound level meter
- Mechanical flowmeters (PLT-015 and PLT-014)
- Scanning moisture meter - 6 Sensors of volumetric water content (PLT-062) located on the perimeter of the wellbore

Connection of PLT and CT was provided entirely new CT logging head Vantage*. The system's modular component concept connects with plug-and-play connections that physically and electrically couple the components. These connections enable rapid interchangeability and reduce nonproductive time. Each component of

Концепция модульных компонентов Vantage была разработана для выполнения механических и электрических соединений компонентов по принципу «подключи и работай». Такие соединения позволяют повысить взаимозаменяемость и сократить непродуктивное время. Каждый компонент инструмента Vantage* выполняет уникальную функцию, при этом система в целом обеспечивает:

- электрические соединения прибора с кабелем в ГНКТ;
- наличие обратного клапана;
- возможность отсоединения инструмента на глубине;
- возможность монтажа под давлением;
- облегченный монтаж за счет использования переходника для быстрой стыковки.

Система Vantage* предполагает совместное использование инновационного соединителя без вращения для гибких НКТ и модуля концевой заделки кабеля при наружном диаметре, равном диаметру ГНКТ, позволяющем выполнять частичную заделку и тестирование соединений и кабеля перед отправкой на кустовую площадку. Далее на скважине выполняется оперативная стыковка ГНКТ с вставным соединителем без вращения и концевой заделкой кабеля ниже инжекторной рамы.

Общая схема КНК, использованная при данном спуске, приведена на рисунке 2.

По результатам ГИС на ГНКТ было выявлено, что в скважине, законченной 8-стадийной компоновкой МГРП, основной приток флюида (воды) в ствол скважины (68%) отмечен в интервале расположения циркуляционного порта № 6 (3153,7–3154,5 м). При этом по термометрии в интервале 6-го порта отмечается интенсивное изменение термоградиента (термоаномалия регистрируется как в динамике, так и в статике), приуроченное к погруженному участку ствола скважины. Отметим, природа данной термоаномалии, вероятно, связана с ранее проведенным ГРП и, как результат, видно образование вертикальной трещины (уровень ВНК по модели а. о. 2591,0–2593,0 м, водонасыщенный пласт ХХ6 а. о. 2528,4–2542,3 м).

Детально поинтервальное распределение притока приведено в таблице 1.

ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ

Учитывая результаты ГИС, было принято решение об изоляции только 6-го порта. В случае, если бы скважина была закончена равнопроходным хвостовиком, с данной задачей можно было справиться, применив традиционный КРС с системой пакеров, однако переменный внутренний диаметр хвостовика МГРП значительно усложнил задачу.

Компанией «Шлюмберге» было предложено произвести водоизоляцию посредством установки

the tool Vantage* performs a unique function, the system as a whole provides:

- standardized electric-line coiled tubing (CT) connectivity to the logging tool
- check valve
- possibility of disconnecting the tool at a depth
- possibility of pressure deployment
- quick rig-up due to unique design of the bayonet CT connector.








		№	Схема КНК	№	Схема КНК
		1			
		2			
№	Описание	3		8	
1	Соединитель IBL (внутренний)				
2	Устройство для удержания кабеля	4			
3	Обратные клапана, совмещенные с кабелем	5		9	
4	Разъединитель циклического действия	6			
5	Вращающийся коннектор для прибора	7		10	
6	Переводник				
7	Блок ГК-МЛМ-ТЕРМ-MN-RES-WL-CKL (PLT-92)				
8	Плотномер трубный PLT-033				
9	Центратор				
10	PLT-061				
11	Центратор				
12	PLT-015				

Рисунок 2 – Схема компоновки
Figure 2 – MSF System schematic

Таблица 1 – Результаты, полученные при ГФИ
Table 1 – Data received from PLT before WS

Пласт Formation	№	Интервалы циркуляционных клапанов, м Frac port, m	Интервал притока, -/+ Inflow, -/+	Интенсивность, % Intensity, %	Характер притока Inflow performance
XX7	8	2945,7–2946,5	-	не работает* No*	
	7	3060,8–3061,6	+	13	вода
	6	3153,7–3154,5	+	68	вода
	5	3244,6–3245,4	-	не работает* No*	
	4	3335,8–3336,6	-	не работает* No*	
	3	3426,9–3427,7	+	7	вода с признаками нефти Water with oil indication
	2	3563,8–3564,6	+	5	
	1	3633,6–3634,4	+	7	
Всего Summary				100	

* - ниже порога встраивания вертушки механической расходомерии.

двух надувных пакеров CoilFLATE® на ГНКТ и последующей закачки цемента между ними в требуемый интервал. Стоит отметить, что изоляция одного или нескольких портов в середине ствола скважины – наиболее сложный и затратный метод по сравнению с аналогичными работами для крайних интервалов подобной скважины, так как требуется исключить проникновение изолирующего состава как выше, так и ниже интересующего нас интервала.

Безусловно, для проведения качественной изоляции трещины ГРП предпочтительнее применять большеобъемные водоизолирующие составы с докреплением их цементом, однако задачи по срокам проведения работ не позволяли вовремя доставить такие составы на месторождение. Было принято решение осуществлять работы цементным раствором, предварительно проведя его оптимизацию по срокам схватывания, удельному весу и реологии. Что и было проделано в лаборатории для

The use of the CT flush OD bayonet connector in combination with the Vantage termination tool enables cable termination and electrical continuity testing before the CT is stabbed through the injector head chains.

See bottom hole assembly (BHA) schematic for the CT PLT run on Figure 2.

Based on CT logging data 68% of total production came from 6th frac port (3153.7–3154.5 m) of 8-stage MSF completion. At the same time, thermometry data at depth of port #6 shows intensive change of thermal gradient (thermal anomaly detected in dynamics and statics). Note the nature of the thermal anomaly appears to be associated with the previously performed hydraulic fracturing and, as a result, formation of a vertical crack can be seen (model OWC level at TVD 2591.0–2593.0 m, water-bearing stratum XX6 TVD 2528.4–2542.3 m). (Table 1).

JOB PREPARATION

Based on the results of PLT, it was decided to isolate only the 6th port. If the well was completed with fullbore liner, standard workover operation

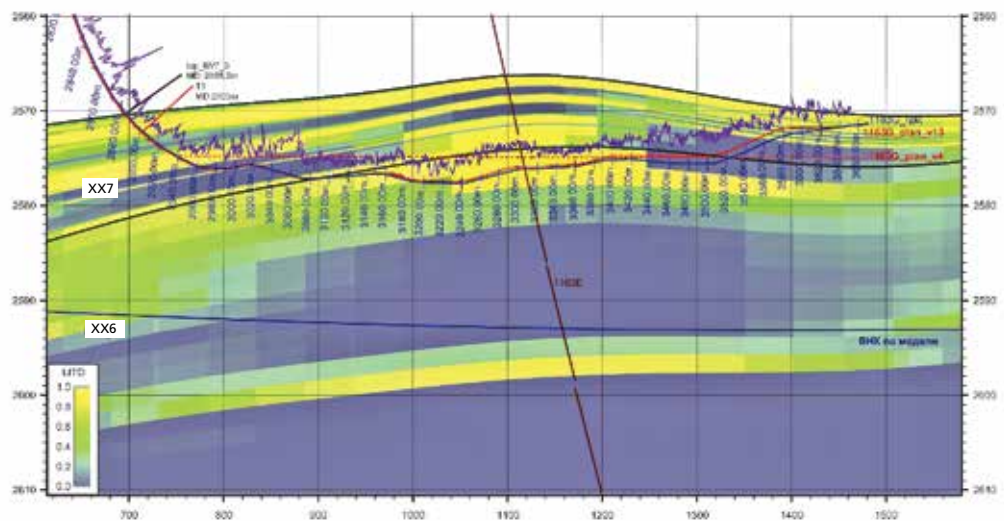


Рисунок 3 – Схема вскрытия пласта XX7 (план/факт) ГС Южно-Вьинтойского месторождения (по данным заказчика)
Figure 3 – The scheme of drilling-XX7 (planned / actual) horizontal well of Vyintoyskogo South oilfield (according to the Client)

with the use of packers would fix the problem. But in that particular case where the wellbore had different inner diameters due to MSF completion construction the task became significantly complicated.

нескольких потенциальных рецептов цементного состава.

С учетом расчетного объема открытой пористости трещины после проведенного ГРП в 20 тонн порядка 5 м³ затрубного пространства и объема ствола скважины между изолирующими пакерами был запланирован объем цемента 5,5 м³. При этом последние 0,5 м³ должны были иметь в своем составе специальные волокна CemNet*, позволяющие получить на фильтре, которым являлся песок ГРП, непроницаемую корку и предотвратить возможную перепродавку цемента, а также получить индикацию формирования цементного барьера по росту давления. Для точной подачи рабочих растворов, расходов и исключения ошибок на этапе планирования операции был детально проработан их график закачки и продавки с учетом объемов ГНКТ.

Для предотвращения повреждения остальной продуктивной части ГС были применены две мостовые надувные пробки CoilFLATE*, диаметр которых позволяет беспрепятственно проходить все сужения проходного диаметра скважины,

Schlumberger suggested perform water shut-off operation by installing two inflatable packers CoilFLATE* on CT and subsequent squeeze of cement between them in the desired interval. It should be noted that the isolation of one or more ports in the middle of the hole – the most complex and costly method than similar work for lower most or upper most ports, as it is necessary to avoid penetration of the insulation, both above and below the zone of interest.

Of course, for high-quality insulation of fracture it is preferable to use large-volume water shutoff composition followed with cement. But due to lack of time and delivery aspect these compounds would not be at place on the time. Thus, it was decided to carry out the work with cement, with a preliminary optimization of its setting time, specific weight and rheology. What has been done in the laboratory for several potential formulations of cement composition.

As estimated volume of crack open porosity after 20 tons hydraulic fracturing was of the order of 5 m³, and taking into account annular volume

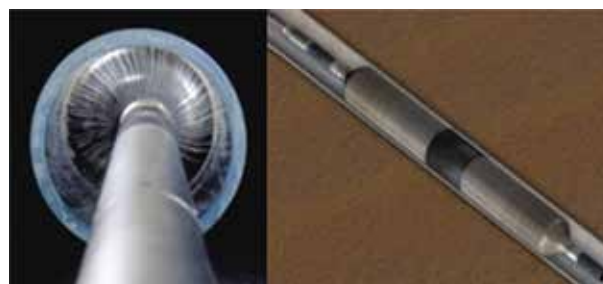
Таблица 2 – Технические характеристики CoilFLATE 2 1/8 (54 мм)
Table 2 – CoilFLATE 2 1/8 Packer Specifications 2 1/8 in. (54 mm)

Минимальные требования к НКТ <i>Min tubing requirements</i>	Наружный диаметр: 2 7/8 дюйма [73 мм], внутренний диаметр: 2,32 дюйма [62 мм]; вес трубы: 11,8 кг/м Size: 2 7/8 in., 2.32-in. [62 mm] ID; Weight: 7.8 lbm/ft [11.8 kg/m]
Макс. наружный диаметр элементов до расширения <i>Max OD of element before expansion</i>	2 1/8 дюйма [54 мм] 2 1/8 in. [54 mm]
Макс. наружный диаметр элементов после расширения <i>Max OD of element after expansion</i>	6 7/8 дюйма [172,3 мм] (7 5/8 дюйма OD [174,6 мм] обсадная колонна) 6 7/8 in. [172.3 mm] (7 5/8 in. OD [174.6 mm] casing)
Внутренний диаметр проходного сечения через CoilFLATE <i>ID of flow passage through CoilFLATE tool</i>	3/4 дюйма [19,05 мм] 3/4 in. [19.05 mm]
Длина (от края до края) <i>Length: Shoulder to shoulder</i>	72 дюйма [1829 мм] 72 in. [1829 mm]
Длина пакера в собранном виде <i>Tool total length</i>	138 дюймов [3505 мм] 138 in. [3505 mm]
Минимальный проходной диаметр ниппеля НКТ для извлечения <i>Min nipple size for retrieval</i>	2,205 дюйма [56 мм] (27 8-дюйма ниппель XN) 2,205 in. [56 mm] (27 8-in. XN profile)
Максимальная нагрузка при извлечении <i>Max retrieval load</i>	<3000 фунтов [1365 кгм] <3000 lbm [1365 kgm]
Максимальная нагрузка при ловильных работах <i>Max tensile load for fishing</i>	20 000 фунтов [9100 кгм] 20 000 lbf [9100 kgm]
Транспортный вес элемента <i>Element shipping weight and storage</i>	70 фунтов (31,7 кг) в транспортном положении от 40 до 140 F° 70 lbm (31.7 kg) in shipping tube at -40° to 140 F°

включая разбуренные порты муфт ГРП и пакер НКТ. Применяемые в данной работе характеристики пробки CoilFLATE* приведены в таблице 2.

Учитывая общую комплексность работы и значительные риски, одним из важнейших этапов

Рисунок 4 – Изображение CoilFLATE*
Figure 4 – CoilFLATE* image



подготовки к работе была проработка плана действий в случае непредвиденных ситуаций и выхода за рамки основной программы работ. При аналогичных работах, помимо стандартных рисков ГНКТ, рисков, связанных с инструментом КНК, обязательно стоит учитывать следующие моменты: невозможность прокачки цемента через ГНКТ при изоляции интервала (отсутствие приемистости); уход изолирующей жидкости (в данном случае цемента) за целевой интервал между пробками в случае негерметичности заколонных пакеров; срыв нижней пробки во время закачки цемента; потеря основного объема цемента в трещину. Также стоит учесть, что часть этих ситуаций не может быть спрогнозирована или предсказана по ключевым рабочим параметрам на поверхности и требует тщательного планирования и предварительного согласования рисков с компанией-оператором.

ЭТАПЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТЫ

Как упомянуто выше, было принято решение проводить изоляцию порта № 6 с применением двух отсекающих мостовых пробок CoilFLATE* для сохранения коллекторских свойств выше- и нижележащих интервалов (рисунок 5). Такое решение потребовало проведения пяти СПО ГНКТ для достижения основных целей работы. Шестой спуск был проведен для повторного ГФИ и оценки результатов.

1. Спуск и посадка первой мостовой пробки, которые осуществлялись на 80 м ниже порта № 6 для предотвращения повреждений ее ловильного узла. После ее установки и отсоединения от КНК ГНКТ интервал между пробкой и портом № 6 был заполнен тяжелым баритным раствором с плотностью, сопоставимой с плотностью планируемого цементного состава. Данный шаг был сделан с целью защиты ловильной шейки пробки CoilFLATE* от загрязнения цементом и облегчения предстоящих работ по стыковке с ним КНК ГНКТ и подъему.
2. Спуск и установка второй пробки в непосредственной близости от 6-го порта ГРП. После распаковки элемента CoilFLATE* был произведен тест для оценки приемистости отсеченного 6-го порта. Затем в интервал 6-го порта через ГНКТ был закачан цемент в объеме 5,5 м³, сопоставимый с открытым поровым объемом трещины ранее проведенного ГРП в этом интервале. При закачке последних 0,5 м³ цемента произошел рост давления закачки, что подтвердило правильность расчета объемов цементной смеси. После размещения объема цемента пробка CoilFLATE* была снята, и сразу после снятия специальным раствором была проведена контаминация (загрязнение) цемента, оставшегося в стволе скважины, с

and volume of space between the inflatable packers planned volume of needed cement was 5.5 m³. In this case, the last 0.5 m³ has to be composed of special fibers that would allow to form impenetrable crust on filter, which is a frac sand, and prevent possible overflush of cement, and also get an indication of cement barrier formation in pressures growth. For precise delivery of working fluids, costs optimization and errors elimination detailed pumping schedule was made with a glance of CT volume.

To prevent damage to the rest productive part of the horizontal well they were used two inflatable bridge plugs CoilFLATE*, the diameter of which make it possible to go through the well minimum restrictions (including milled ball seats and tubing packer) and be set in casing with ID significantly bigger. Specifications of used for that job CoilFLATE* packer are given in the table 2.

Because of job complexity and the significant risks, one of the most important stages of preparation for the job program was the work of a contingency plan in case of emergency situations, and management of change from the basic job program needed. In that kind of jobs, in addition to standard CT and BHA related risks, you should definitely consider the following: inability to pump cement through coiled tubing in isolating interval (no intake); lost of insulating fluid (in this case, cement) in case of leakage behind the casing packers; unset of bottom plug during cement placement, loss of cement into the crack. It is also worth considering that some of these situations cannot be defined or predicted based on the key operational parameters at surface, which requires careful planning and preliminary risks approval by the Client.

JOB STAGES

As mentioned above, it was decided to isolate the port number 6 with the use of two shut-off bridge plugs CoilFLATE* to save the reservoir properties above and below the underlying intervals. (See Fig. 5). Such a solution required 5 CT runs to achieve the main objectives of the work. The sixth run was carried out to rerun PLT and evaluate job done.

1. Run, set and disconnect of first bridge plug. Bridge plug was set 80 m below frac port to reduce risk of its fishing neck damage. Then the volume between 6th frac port and CoilFLATE* bridge plug was filled with barite-weighted solution compatible with cement formulation to prevent damage of fishing neck and make following fishing run easier.
2. Run and set of second CoilFLATE* bridge plug followed by injectivity test and pumping of 5.5 m³

- целью минимизации зацементированного интервала в стволе хвостовика, чтобы сократить время фрезерования при следующем спуске. С целью обеспечения изоляции участок цемента непосредственно в интервале порта ГРП не контаминировался. После окончания вышеописанных работ произведен подъем ГНКТ и закрытие скважины на 24 часа для ОЗЦ.
3. Спуск фрезеровочной КНК с фрезой 69 мм и проработка остатков цемента в скважине. Во время проработки был определен интервал цементного моста. Его длина составила 8 м, что свидетельствовало о достаточно точном расположении цемента между пакерами CoilFLATE® и выполненной работе баритного раствора по предупреждению загрязнения ловильной шейки нижнего пакера.
 4. Ловильные работы первого CoilFLATE® и его извлечение на поверхность.
 5. Освоение скважины и подготовка для проведения повторных геофизических исследований.
 6. Проведение ГФИ, аналогичного первоначальному исследованию, с целью определения «нового» профиля притока и оценки успешности выполненных водоизоляционных работ.

РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ СЛЕДУЮЩИХ РАБОТ

Применение компоновок МГРП в России по планам, озвученным нефтяными компаниями до конца 2013 года, достигнет более 500 скважин, и надо полагать, что в 2014-м эта цифра увеличится как минимум вдвое. Однако при постановке такой технологии, как МГРП, на поток, необходимо четко осознавать, что



Рисунок 5 – Схема водоизоляции интервала с применением ГНКТ горизонтальной скважины с хвостовиком для МГРП

Figure 5 – Schematic view of CT operation of water producing interval isolation in a horizontal well completed with 8-stage MSF system using two inflatable bridge plugs

- cement through it (the volume of cement was calculated based volume of crack open porosity). Positive indication of correct volume selection during the job became increase of treating pressure while pumping last 0.5 m³ of cement slurry. After which CoilFLATE® plug was unset and cement remaining in the wellbore was circulate out of the well to minimize necessity to mill it out afterwards. Retrieving of bridge plug from the wellbore was followed by the well shut in for 24 hours of waiting-on-cement time (WOC).
3. Milling operation was hold to remove remained set cement from the wellbore with the use of 69 mm OD milling BHA. During that run width of cement plug was determined to be 8 m that confirmed correct placement of cement between two CoilFLATE® packers and well barite-weighted solution job done.
 4. Fishing for the first CoilFLATE® bridge plug and its retrieving to the surface.
 5. Well kick-off and preparation for production logging to confirm integrity of set cement plug in 6th frac port.
 6. Production logging tool run to compare new flow profile with previous PLT data got before water shut-in remedial operation.

RECOMMENDATIONS FOR THE FOLLOWING WORKS

Application of MSF system in Russia according to the plans, voiced by the oil companies before the end of 2013 will reach more than 500 wells, and it is believed that in 2014 this number will increase to at least double. However, that technology provided increase of production rates would potentially reduce time to well became water flooded.

In order to avoid flooding problems such wells design stage should include considering of the crack growth height based on the actual hole drilling and potential close position of WOC.

Closable frac ports would significantly reduce cost of potential water shut-off operation of one or more frac intervals.

RESULTS AND CONCLUSIONS

Results of second production logging performed after water shut-off operation showed a complete lack of inflow from the port number 6, eliminated thermal anomaly revealed at the primary production logging when comparing the two diagrams of the PLT. Figure 6 shows data before and after isolation (left – before; right - after) and confirms the success of the operation. Figure 7 is a diagram showing the distribution of liquid flow into the well from eight frac ports before and after remedial operation. Production rates of the well

данная технология позволяет отбирать запасы с наибольшей на сегодня возможной скоростью и, безусловно, при этом скорость обводнения таких скважин будет также весьма высокой.

Во избежание возникновения проблемы обводнения подобных скважин уже на стадии строительства при планировании размещения муфт и объемов ГРП необходимо учитывать высоту роста трещины с учетом фактической проводки скважины и близости ВНК.

Компоновки МГРП с функцией закрытия порта (и сохранение этой функции после фрезерования муфты порта ГРП) могут значительно снизить затраты при дальнейшей необходимости в изоляции одного или нескольких интервалов.

confirm successfulness of the operation by daily reduction of water cut, that shows that the well is now producing water cross flowed from water flooded zone before remedial operation.

For the first time in Russia for "LUKOIL – Western Siberia" successful water shut off operation of flooded interval in a horizontal well completed with MSF system was done. Obtained invaluable experience in water shut-off process of MSF ports using two inflatable bridge plugs employed on coiled tubing (CT) in a horizontal well completed with 8-stage MSF with uneven inner diameter. In spite of complexity of described method, it could bring back into production a well completed with MSF system and that has a high water cut in one of zone.

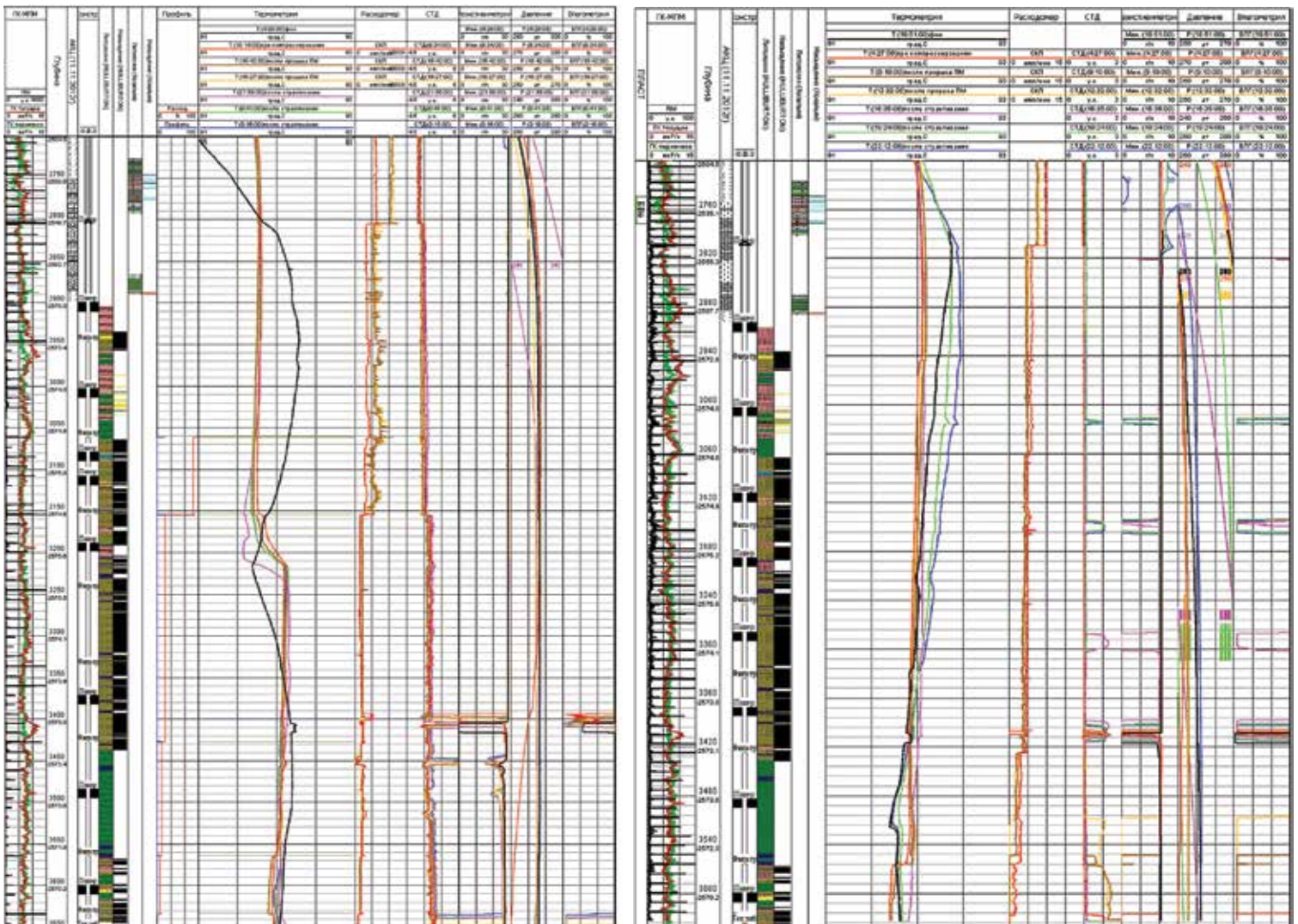


Рисунок 6 – Диаграммы ГФИ (слева – до изоляции, справа – после изоляции)
 Figure 6 – Diagrams of the PLT before and after isolation (left – before; right – after)

РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Результаты проведения ГФИ после изоляционных работ показали полное отсутствие притоков из порта № 6, была устранена причина термоаномалии, выявленная на первичной ГФИ при сравнении двух диаграмм ГФИ (рисунок 6), до и после проведения изоляции (слева – до, справа – после) полностью подтверждается успешность выполненной операции. На рисунке 7 приведена диаграмма распределения притоков жидкости в скважину из восьми портов ГРП до и после ремонта. Запуск скважины в эксплуатацию по окончании ремонта подтвердил результаты работы, процент обводненности снижается ежедневно, скважина постепенно отдает воду, которой насытилась, пока продолжался внутренний переток из нижележащего водоносного пласта.

Впервые в России для «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» проведена успешная водоизоляция интервала в ГС, обводнившегося после проведения многостадийного ГРП. Получен бесценный опыт проведения водоизоляции среднего интервала с применением двух мостовых надвигающихся пробок на ГНКТ в ГС, законченной 8-стадийной компоновкой МГРП с переменным внутренним диаметром. Несмотря на то, что данная технология несет в себе значительные риски, она тем не менее представляет собой действенное технологическое решение и открывает возможность возвращения обводненных скважин в эксплуатацию в случае применения в компоновках незакрываемых портов МГРП.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы благодарят компании ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» и «Шлюмберже» за разрешение опубликовать данные материалы. Персональная благодарность выражается представителям компании «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»: М.С. Бондаренко, Д.И. Прыгуну за вклад в организацию технологического процесса и анализ эффективности проведенных операций, а также представителям компании «Шлюмберже»: А. Амангелдыеву, Р. Ильясову, А. Юдину, А. Саитову за неоценимый вклад на стадии внедрения технологии и выполнения работы.

Список обозначений:

ВНК – водонефтяной контакт.
 ГИС – геофизические исследования скважин.
 ГНКТ – гибкая насосно-компрессорная труба.
 ГРП – гидроразрыв пласта.
 ГС – горизонтальная скважина.
 ГФИ – геофизические исследования.
 МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта. ☉

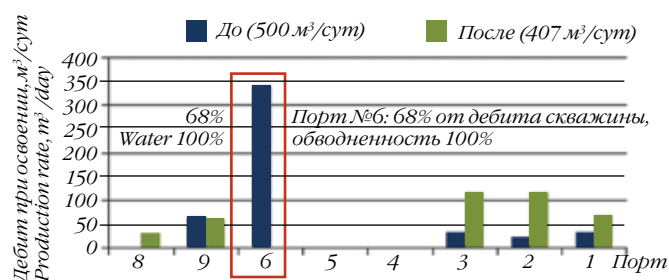


Рисунок 7 – Диаграмма распределения притоков жидкости в скважину из восьми портов ГРП до и после ремонта

Figure 7 – Diagram showing the distribution of liquid flow into the well from eight frac ports before and after remedial operation

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors thank the company "LUKOIL – Western Siberia" and "Schlumberger" for permission to publish these materials. Personal thanks to the representatives of the company "LUKOIL – Western Siberia": M.S. Bondarenko, D.I. Prygunov for their contribution to the organization of the process and analysis of the operations effectiveness, as well as representatives of the company "Schlumberger": A. Amangeldyev, R. Ilyasov, A. Yudin, A. Saitov for their invaluable contribution to the implementation stage of technology and performance.

List of symbols:

PL – production logging.
 CT – coiled tubing.
 HF – hydraulic fracturing.
 HW – horizontal well.
 PLT – production logging tool.
 MSF – multi stage fracturing. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

- Ваганов Л. А. Проблемы разработки Южно-Винтойского месторождения // ООО «КогалымНИПИнефть» Нефть и газ Западной Сибири: материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. Том I. Тюмень, 2011.
- SPE163927 Successful Coiled-Tubing Application for Milling, Cleanout, and Kickoff Operations of Horizontal Wells Completed With Liner for Multistage Hydraulic Fracturing Project on Priobskoe Oil Field K.V. Burdin, Schlumberger; S.S. Sitdikov, I.V. Bataman, N.A. Mogutov, A.N. Nikitin, V.A. Shvayko, A.N. Serdyuk, Rosneft; S.A. Vereschagin, A.V. Yudin, P.V. Bravkov, D.A. Serikov, Schlumberger Coiled Tubing and Well Intervention Conference & Exhibition The Woodlands, Texas, USA, 26–27 March, 2013.