

Избранные тезисы докладов 14-й Международной научно-практической конференции

«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

Selected Abstracts of Reports Given at the 14th International Scientific and Practical COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

Успешный опыт проведения водоизоляционных работ в горизонтальной скважине, законченной восьмистадийной компоновкой МГРП, с применением мостовых пробок на ГНКТ

*К.В. Бурдин, главный технолог, Департамент
капитального ремонта скважин, «Шлюмберже
Лоджелко Инк.», Россия и Центральная Азия*

Повсеместное внедрение технологий многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в России уже приносит свои плоды. Помимо 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 ГРП одного или нескольких интервалов.

Компанией-оператором была поставлена задача провести водоизоляционные работы в горизонтальной скважине, законченной 8-стадийной компоновкой МГРП с расфрезерованными посадочными седлами. Для уточнения причин обводнения и локализации точек ее поступления были проведены геофизические исследования скважины на 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 этом докладе подробно рассматриваются этапы планирования, решения сложных и неоднозначных технических и практических задач, оценка рисков и методы их снижения, этапы выполнения работы и

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

*Konstantin Burdin, Chief Process Engineer, Well
Workover Department, Schlumberger Logelco Inc.,
Russia & Central Asia*

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 report 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

планирование вариативности действий в различных ситуациях, возникающих в процессе работы по водоизоляции, а также опыт, полученный в результате успешного выполнения данной операции.

Оборудование для выполнения высокотехнологичных операций по повышению нефтегазоотдачи пластов

Ю.В. Белугин, начальник Управления продаж и продвижения продукции СЗАО «ФИДМАШ»

В настоящее время в области сервисных услуг в нефтегазодобывающей отрасли на передний план в условиях жесткой конкуренции выходит необходимость применения новых технологий, а значит, растет и потребность в современном, высокотехнологичном и надежном оборудовании. И именно в этот период наиболее важным фактором является эффективное взаимодействие производителей с сервисными компаниями, результатом которого становится создание оборудования, максимально соответствующего самым высоким требованиям потребителей.

В докладе представлены комплексы оборудования для выполнения современных высокотехнологичных операций по повышению нефтегазоотдачи пластов и ТКРС, геофизических исследований скважин; проведения гидроразрыва пластов и др.

Приведен обзор технологических возможностей нового оборудования, разработанного специалистами СЗАО «ФИДМАШ», а также представлены основные характеристики серийно выпускаемой техники.

Опыт фрезерования компоновок МСГРП в России

*Александр Казаков, инженер по ГНКТ, Trican Well Service Ltd
Степан Сандуца, ведущий инженер по ГНКТ, Trican Well Service Ltd*

1. География проведения работ и характеристики скважин.
2. Многостадийные компоновки, в которых проводились работы.
3. Подбор оборудования для фрезерования, условие выбора.
4. Режимы фрезерования и статистика по выполненным работам.

Внутрискважинные работы и ГТМ с использованием технологических решений на геофизическом кабеле

К.А. Кирсанов, менеджер по развитию бизнеса, Welltec

Ежегодно на каждом нефтяном месторождении осуществляются десятки геолого-технических мероприятий (ГТМ) – работ, проводимых на скважинах с целью регулирования разработки и поддержания целевых уровней добычи нефти и газа. ►

different situations that arise in the process of water shut-off and received lessons learned.

Equipment Intended for Performing High-Tech Enhanced Oil Recovery Operations

Yuri Belugin, Head of Sales and Promotion Department, NOV FIDMASH

At the moment the field of service in O&G industry is characterized by tough competition, when a priority should be given to new technologies and modern, high-tech and reliable equipment. In this period the most important factor is efficient interaction of the producer with service companies, which will result in equipment catering to the highest demand of consumers.

The report presents sets of equipment for modern high-tech operations on production enhancement, service and well workover.

We list the technical capacities of our equipment, designed by NOV FIDMASH specialists and present its main characteristics.

MSFS Milling Experience in Russia

Alexandr Kazakov, CT engineer, Stepan Sanduza, Lead CT engineer, Trican Well Service Ltd.

1. Geography of Jobs and Well Characteristics.
2. Operations with MSDS Tools.
3. Selection of Milling Equipment, Selection Criteria.
4. Milling Conditions and Performance Statistics.

Well Interventions and "Heavy" Workover Solutions on E-line

Kirill Kirsanov, Business Development Manager, Welltec

Dozens of workover actions are taken at every oilfield year over year. These actions are taken in order to regulate fields development and maintain the project levels of oil & gas production.

The ability to perform workover operations in a production well allows not only to extend its operation life, but also to significantly increase hydrocarbons recovery factor.

Before the downhole tractors were developed, such technologies as operations with coiled tubing (CT) or drill pipes utilizations had been considered as the only possible way to deal with horizontal and deviated wells. However, such techniques require heavy equipment and plenty of personnel. They are also associated with high operating risks and significant time expenditures due to the transportation issues and heavy equipment RIH/POOH. ►

Способность выполнять ГТМ в добывающей скважине дает возможность не только продлить срок ее службы, но и значительно увеличить коэффициент извлечения углеводородов.

До появления скважинного трактора такие технологии, как операции на бурильных трубах и гибких НКТ, считались единственно возможными способами, обеспечивающими возможность проведения внутрискважинных работ в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах. Однако подобные методы требуют привлечения многочисленного персонала и тяжелой техники, несут повышенные производственные риски по ТБ и требуют значительных затрат времени на логистику и спуско-подъем тяжелого оборудования.

Появление скважинного трактора послужило толчком к развитию целого семейства технологических решений для проведения внутрискважинных работ на геофизическом кабеле.

Переход от традиционных методов скважинных работ к предлагаемым технологическим решениям на геофизическом кабеле дает многочисленные преимущества, такие как проведение ГТМ без остановки добычи либо быстрый возврат скважин в добывающий фонд, связь с забойной компоновкой в режиме реального времени и ювелирную точность проводимых операций, значительное сокращение времени производства работ и улучшение показателей ТБ.

Развитие методов кислотных обработок трещиноватого карбонатного коллектора на месторождении Тенгиз

Мансур Аглымов, технический инженер по ГНКТ, Тенгиз, Казахстан, Департамент капитального ремонта скважин, «Шлюмберже Лоджелко Инк.»

Тенгиз является уникальным супергигантским нефтяным месторождением, расположенным на западе Казахстана. Месторождение было открыто в 1976 году, и с момента начала его эксплуатации добыча была увеличена в 25 раз. Одним из основных факторов, способствующих приросту добычи, являются кислотные обработки, стартовавшие еще в 1987 году.

В целом кислотные обработки на Тенгизе дают хорошие результаты, но имеют свои сложности. Большинство скважин на Тенгизе имеют проблемы, связанные с долгим временем эксплуатации, такие как солеотложения. Однако наибольшие сложности связаны с уникальными особенностями месторождения. Эффективная мощность коллектора на Тенгизе составляет 1600 м, который условно разделен на три основных продуктивных интервала. Вследствие различающихся свойств коллектора между этими интервалами имеет место неравномерное истощение коллектора. Как следствие, на некоторых скважинах дифференциальное давление между продуктивными интервалами может достигать 100 атм. Огромная мощность пласта ставит сложную задачу

After the introduction of downhole tractors a number of technology solutions for well interventions on e-line have been developed.

The transition from conventional downhole operations to the suggested e-line technology solutions provides various benefits, including the ability to perform “heavy” workover operations without production suspending or with short downtimes, real-time surface-BHA communication and pinpoint accuracy of performed operations, as well as substantial cutting of time costs and HSE improvements.

Evolution of Naturally Fractured Carbonates Acid Stimulations at Tengiz Field

Mansur Aglyamov, Technical CT Professional, Well Workover Department, Schlumberger Logelco Inc., Tengiz, Kazakhstan

Tengiz is a unique, super-giant oilfield located in western Kazakhstan. It was discovered in 1976 and today Tengiz produces 25x times more from the time when the first production commenced. One of the major contributors of that production growth are reservoir stimulation campaigns that started in early 1987.

Stimulation in here generally gives good results but has certain challenges. Most of wells in Tengiz have problems associated with long production, such as scales. But the main challenge lies in the unique characteristics of the field. Tengiz reservoir is incredibly mile thick and is divided into three main producing intervals. An uneven depletion of the reservoir takes place due to varying reservoir properties between these intervals. And as a result, pressure differential in between these zones can be up to 1,500 psi on some wells. Thick column of carbonate makes it a challenge to stimulate the entire interval effectively and this is severed by uneven properties between the zones. Tengiz is also known to be highly fractured. Natural fractures are improving the production but represent a natural thief zones for stimulation fluids. All of this challenges call for improved placement methods combined with effective diversion techniques.

In the last two decades, acid stimulation strategies have gone through multiple stages in the field including the following:

- 1987–1994 – Bullhead matrix acidizing
- 1995–2000 – Acid fracturing
- 1999–2004 – Coiled tubing matrix stimulation
- 2000–2006 – Matrix acidizing with viscoelastic diverting acid (VDA)
- 2011–2013 – Matrix acidizing using degradable fibers and VDA

для эффективной стимуляции всех интервалов, что дополнительно осложняется различающимися коллекторными свойствами между этими интервалами. Тенгиз также известен трещиноватостью коллектора. Естественные трещины улучшают дебит, но являются зонами поглощения для жидкостей кислотной обработки. Все это требует усовершенствованных методов подачи флюида и использования эффективных жидкостных отклонителей.

За последние два десятилетия стратегии кислотной обработки на месторождении Тенгиз прошли несколько этапов, включая следующие:

- 1987–1994 – кислотная обработка матрицы задавливанием с устья.
- 1995–2000 – кислотный гидроразрыв.
- 1999–2004 – кислотная обработка матрицы с помощью ГНКТ.
- 2000–2006 – кислотная обработка матрицы с применением вязкоупругого кислотного реагента (ВУКР).
- 2011–2013 – кислотная обработка матрицы с применением самораспадающихся волокон и ВУКР.

Результаты первого этапа кислотной обработки матрицы показали, что проведение таких обработок может быть очень успешным в плане увеличения дебита скважин. Во время второго этапа ограниченная длина трещин не позволила соединить скважины с низкой проницаемостью с близлежащими трещинами или высокопроницаемым продуктивным коллектором. Данные кислотные обработки не вызвали образования червоточин по всей площади продуктивного пласта, т.к. жидкости для обработки не включали в себя отклонителей. Во время третьего этапа развития впервые на месторождении была осуществлена обработка с подачей жидкостей через ГНКТ, где зоны обрабатывались с помощью кислоты и органического растворителя. На четвертом этапе интенсификации притока жидкости для обработки использовали отклонительный агент. Результаты показали улучшение профиля притока и значительное увеличение добычи.

В 2011 году программа кислотных обработок была возобновлена в рамках программы КРС, чтобы остановить снижение добычи на месторождении. В программе были учтены уроки, извлеченные в ходе предыдущих кампаний по кислотным работам, с целью оптимизировать технологию интенсификации притока. Результаты этой кампании показали существенный и стабильный отклик производительности скважин. Результаты замеров профиля притока оценивались как для кислотных обработок матрицы через ГНКТ, так и обработок, произведенных задавливанием с устья. Все скважины продемонстрировали улучшенный вертикальный профиль притока. Это показывает, что вязкоупругий кислотный реагент и самораспадающиеся волокна являются эффективными в обеспечении покрытия всего интервала не только во время размещения жидкости через ГНКТ, но также и во время

Избранные тезисы докладов 14-й Международной научно- практической конференции «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

Selected abstracts of reports given at
the 14th International Scientific and
Practical COILED TUBING AND WELL
INTERVENTION CONFERENCE

The results of the first bullhead matrix acidizing showed that acid stimulation treatments could be very successful in increasing production. Second stage acid fracturing treatments were not able to connect low permeability wells to the highly permeable reservoir. Stimulation treatment did not initiate wormholes throughout the entire pay, since fluid design did not incorporate diversion. Coiled tubing was introduced for the first time during the third stage, where the layers were treated with solvent and acid. During the fourth stimulation stage the treatment incorporated diversion fluids. Post-job production logging showed improved production profiles and significant production increase.

In 2011, new acid stimulation campaign started to hold the declining production in the field. The new program utilized key lessons learned from the previous stimulation campaigns to develop a modified acid stimulation treatment design. The result of this most recent program was a significant and sustained response in wells productivity. The post-stimulation production logging (PLT) results were evaluated for both coiled tubing and bullhead acid treatments after the flowback period. All wells clearly showed an improved vertical production profile. This indicated that the viscoelastic diverting acid with degradable fibers were effective in providing zonal coverage not only in the coiled tubing placement but also in bullhead treatments. The results have also shown a better performance in terms of PI compared to the previous acid campaigns. In this recent campaign average PI incremental resulted in PI of 10.4 BOPD/psi per well. Overall, today acid stimulation treatments are one of the major contributors to the production gain in Tengiz. The average per well production increased 2.3 times, while new pay zones in average added between 2–14% of total production.

The new diverting acid system provided excellent zonal coverage from naturally fractured to induced fractures while stimulating a very thick and prolific carbonate formation. The latest acid program showed very successful results and was proved to be a fit-for-purpose.

задавливания жидкости с устья. Результаты также показали улучшенные показатели коэффициента продуктивности в сравнении с предыдущими кампаниями. Так, в ходе последней кампании прирост коэффициента продуктивности составил в среднем 10,4 баррелей нефти в сутки/фунт/кв. дюйм. В целом кислотная обработка стала одним из основных факторов, способствующих приросту добычи на месторождении Тенгиз. Средний дебит на скважину увеличился в 2,3 раза, а открытые новые продуктивные зоны дали дополнительные 2–14% от общей добычи.

Таким образом, новая кислотная система обеспечила отличный зональный охват от естественных трещин до искусственно образованных трещин при интенсификации мощного и высокодебитного карбонатного пласта. Данная программа продемонстрировала прекрасный результат и была утверждена как специализированная для данного месторождения.

Технология многостадийной обработки ПЗП добывающих скважин с помощью гибкой трубы

Л.Ф. Давлетшина, М.А. Силин, Л.А. Магадова, О.Ю. Ефанова, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Р.М. Ахметшин, ООО «Татнефть – АктыубинскРемСервис»

При проведении кислотных обработок терригенных коллекторов необходимо уделять особое внимание рецептуре состава и технологии закачки, так как возможно выпадение осадков, кольматирующих ПЗП. Заказчиком была поставлена задача разработать технологию ОПЗ добывающих скважин с помощью ГТ по межтрубному пространству. Для разработки состава в работе были взяты пробы из добывающих скважин ОАО «Татнефть», эксплуатирующих терригенные пласты. Проведен анализ этой продукции и изучена совместимость пластовых флюидов и кернового материала терригенного пласта с технологическими жидкостями.

Далее в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина были исследованы различные составы на основе органических и неорганических кислот, определены их физико-химические характеристики и подобраны оптимальные концентрации кислот и ПАВы.

На основе проведенных исследований была разработана технология стимуляции терригенных коллекторов добывающих скважин ПАВ-кислотным составом по межтрубному пространству с привлечением колтюбинговой установки. Работы проводятся с 2010 года силами ООО «Татнефть – АктыубинскРемСервис», которые предусматривают поэтапные обработки:

I) раствором, содержащего раствор многофункционального ПАВ и хлорида аммония (NH_4Cl) в технической пресной воде, предназначенного для промывки зоны перфорации

Technology of Multi-Stage BFZ Treatment of Production Wells with CT Application

L. Davletshina, M. Silin, L. Magadova, O. Yefanova, I.M. Gubkin Russian State O&G University; R. Akhmetshin, Tatneft-AktyubinskRemService LLC

During the acid treatment of terrigenous reservoirs a high priority should be given to the formula of the compound, as there is a possibility of BHA colmatage with sediment. The Customer set an objective of developing a CT technology for BHA treatment in the annular space. In order to develop the compound, specialists took samples from Tatneft's production wells with terrigenous formations. Then they analyzed the products and compatibility of formation fluids and terrigenous formation core materials with technological liquids.

After that I. M. Gubkin Russian State O&G University made a research of various compounds based on organic and inorganic acids, defined their physical and chemical properties and selected the optimal concentration of acids and drilling mud surfactants.

The conducted researches resulted in a technology of stimulating terrigenous collectors of the production wells with compounds including drilling mud surfactants and acids. These compounds are taken into the annular space via a CT unit. The operations have been performed by Tatneft-AktyubinskRemService and include the following stages:

- I) Treatment with solution containing multifunctional drilling mud surfactants and ammonium chloride (NH_4Cl) dissolved in technical fresh water. The solution is used to clean the perforation area and production string from deposits of asphalts, resins and paraffins;
- II) Treatment with DMS-acid compound containing "SK-TK 4" inhibited dry acid and multifunctional drilling mud surfactants. This composition is necessary for removing acid, resin and paraffin film, dissolving salt deposits based on Ca and Na and reducing to minimum the useless spending of the next portion of DMS-acid compound;
- III) Treatment with DMS-acid compound based on "SK-A" modifier and multifunctional drilling mud surfactants. It is for treating the remote collector zones and dissolving quartz component of the formation.

The proposed staged technology of treating terrigenous collectors with a CT technology used in the annular space of the production well and a string oil-well pump will contribute to full BHA

и НКТ от асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО);

- II) ПАВ-кислотным составом, состоящим из ингибированной суходокислоты СК-ТК 4 и многофункционального ПАВ. Эта композиция необходима для снятия пленки АСПО, растворения солевых отложений на основе Са и Na и сведения к минимуму «холостых» трат следующей пачки – ПАВ-кислотного состава;
- III) ПАВ-кислотный состав на основе ингибированной суходокислоты «СК-А», модификатора «СК-А» и многофункционального ПАВ, который предназначен для обработки более отдаленных зон коллектора и растворения кварцевой составляющей пласта.

Предлагаемая поэтапная технология обработки терригенных коллекторов через добывающие скважины по межтрубному пространству колтюбинговой установкой при подвешенном штанговом насосе будет способствовать более полной обработке ПЗП и удалению продуктов из скважины без угрозы выпадения вторичных осадков.

Современное оборудование для направленного колтюбингового бурения скважин

П.В. Лактионов, начальник управления внешней экономической деятельности продаж и сервиса (УВЭДПиС), Группа ФИД

1. СЗАО «Новинка» совместно с другими предприятиями Группы ФИД создает современное оборудование для направленного колтюбингового бурения.
2. Объекты эффективного применения направленного колтюбингового бурения.
3. Преимущества использования колтюбинговых комплексов для направленного бурения скважин на депрессии.
4. Основные схемы участия колтюбингового бурения в строительстве скважин:
 - а) вскрытие продуктивных пластов при бурении новых скважин;
 - б) бурение боковых стволов и многоствольных скважин.
5. Состав комплекса оборудования для направленного бурения на депрессии:
 - а) состав комплекса;
 - б) описание элементов комплекса:
 - колтюбинговая установка;
 - система направленного бурения;
 - устьевое оборудование;
 - насосное и азотное оборудование;
 - станция контроля и управления;
 - дополнительное оборудование.
6. Формирование комплекса оборудования для направленного колтюбингового бурения с использованием установки среднего класса.
7. Аренда систем направленного бурения.
8. Итоги.

Избранные тезисы докладов 14-й Международной научно-практической конференции «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

Selected abstracts of reports given at the 14th International Scientific and Practical COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

treatment and removing certain products from the well without a risk of secondary precipitation.

State-of-the-Art Equipment for Directional Coiled Tubing Drilling

Pavel Laktionov, Head of External Activities, Sales and Services Department, FID Group

1. Novinka SZAO and other enterprises of FID Group develop modern equipment for directional CT drilling.
2. Sites, where directional CT drilling was successfully applied.
3. Advantages of using CT units for underbalanced directional drilling.
4. The core schemes of applying CT drilling in well construction:
 - a) Producing formations completion while drilling new wells;
 - b) Drilling sidetracks and multilateral wells.
5. Content of equipment set for underbalanced directional drilling:
 - a) Content of the equipment;
 - б) Description of content units:
 - CT unit;
 - Directional drilling system;
 - Wellhead equipment;
 - Pump and nitrogen equipment;
 - Control station;
 - Additional equipment.
6. Developing equipment set for CT directional drilling with mid class units
7. Renting directional drilling system
8. Conclusions

Digital Slickline Technologies

Sergey Zamaraev, Service Implementation Manager, Well Workover Department, Schlumberger Logelco Inc., Kazakhstan & Uzbekistan, Russia

Kashagan is a gigantic offshore O&G field in Kazakhstan located 80 km of Atyrau in the northern part of the Caspian Sea. The depth of the shelf is 3–7 meters.

The field is developed by North Caspian

Цифровые канатно-тросовые технологии

С.М.Замараев, менеджер по реализации услуг, Казахстан и Узбекистан, Департамент капитального ремонта скважин, «Шлюмберже Лоджелко Инк.», Россия

Кашаган – гигантское шельфовое нефтегазовое месторождение Казахстана, расположено в 80 км от города Атырау, в северной части Каспийского моря. Глубина шельфа составляет 3–7 м.

Разработку месторождения ведет международное совместное предприятие North Caspian Operating Company (NCOС), в состав которого входят такие компании, как «Казмунайгаз», Eni, Total, Exxon Mobil, Shell.

Одним из важных этапов начальной стадии эксплуатации месторождения является контроль за работой скважин.

Eni (Agip KCO), как основной оператор Кашагана, ответственный за фазу 1 (опытно-промышленная разработка, включая бурение), разработал программу по закрытию скважин путем установки мостовых пробок в хвостовике в случае возникновения утечек: через пакер, через спущенное заканчивание и т.д. Разработано 3 варианта установки мостовых пробок:

1. На геофизическом кабеле.
2. На ГНКТ.
3. На цифровой проволоке.

Основным способом посадки мостовой пробки Agip KCO рассматривает спуск и установку на цифровой проволоке (DSL). Достоинством данного метода является быстрота, исключение использования взрывчатых материалов, использование стандартного пакета оборудования (установки «Сликлайн» и противовыбросовое оборудование), привязка по глубине и контроль посадки в режиме реального времени.

Электрогидравлический посадочный инструмент позволяет устанавливать мостовые пробки и цементные пакеры как в НКТ, так и в обсадной колонне диаметром до 7 дюймов.

Цифровые канатно-тросовые работы представляют собой комплекс работ, выполняемых на токопроводящей проволоке с постоянным контролем глубины и подтверждением выполняемых действий.

Спектр выполняемых работ покрывает следующие виды работ:

- Механические работы с точным контролем глубины и контролем состояния инструмента в скважине.
- Гидравлическая посадка мостовых пробок и без применения взрывчатых материалов.
- Неэластомерная изоляция для стандартного заканчивания и НКТ.
- Перфорация, побитие и обрезание НКТ с контролем глубины.
- Определение профиля притока в режиме реального времени.

Operating Company (NCOС) which includes such companies as Kazmunaigaz, Eni, Total, Exxon Mobil, Shell.

One of the principal stages of the field exploitation is control over the operation of the wells.

Eni (Agip KCO) is the principal operator of Kashagan and is responsible for stage 1 (experimental and industrial development, which included drilling). It developed a program of well completion by installing bridge plugs in shank adapter used in case of leaks. 3 variants of bridge plugs installation were developed:

1. On geophysical cable.
2. On CT.
3. On digital wire.

The principal method of Agip KCO bridge plug installation is lowering and installation on digital wire (DSL). The advantages of the method include fastness, the absence of explosives, standard package of equipment, (Slickline equipment and blowout preventers).

The electric hydraulic setting tool allows installing bridge plugs and cement packers CT and production string with the OD of up to 7 inches.

Digital wireline work includes number of operations on current-carrying cable with regular depth control and confirmation of the performed activities.

The range of operations includes the following activities.

- Mechanical operations with precise control of depth and state of the instrument in the well.
- Hydraulic installation of bridge plugs without explosives.
- Non-elastic isolation for standard completion.
- Perforation and CT cutting from the control depth

On-line defining of profile inflow. The surface equipment includes a modernized wire unit, a set of surface blowout unit. The standard set of downhole equipment transfers data on load, angle of tool movement and CHT in the online mode. It allows taking necessary operational decisions.

At the moment Schlumberger has rich experience in similar operations worldwide. It has performed over 1000 such operations in the operational and frozen wells in the conditions of big surface and well bottom pressure, with hydrogen sulfide and other aggressive media present.

Well Diagnostics. Wave Technologies

S.S. Novikou, Director General of PKF Nedra-S LLC

The application of technologies developed by PKF Nedra-S LLC during survey and operation of O&G fields on the territory of Russia

Поверхностное оборудование представляет собой модернизированную канатно-тросовую установку, комплекс наземной аппаратуры и стандартный комплект противовыбросового оборудования. Стандартный комплект скважинного оборудования передает данные в режиме реального времени о нагрузках, угле, движении инструмента и натяжении на головке, что позволяет принимать необходимые решения в процессе проведения работ.

На сегодняшний день компания «Шлюмберже» имеет большой опыт в проведении аналогичных работ по всему миру. Выполнено уже более 1000 работ в работающих и остановленных скважинах, при больших давлениях на поверхности и на забое скважины, при наличии сероводорода и других агрессивных сред.

Диагностика скважины. Волновые технологии

*С.С. Новиков, генеральный директор,
ООО «ПКФ «Недра-С»*

Применение технологий ООО ПКФ «Недра-С» при разведке и эксплуатации газовых и нефтяных месторождений на территории России

Трехкомпонентный геоакустический каротаж (ТК ГАК) является новым перспективным методом отечественной скважинной геофизики. В течение 10 лет с помощью этого метода было решено большое количество задач, связанных с эксплуатацией и ремонтом нефтяных и газовых скважин. При ликвидации межколонных давлений используются волновые технологии с применением генератора упругих волн УГСВ.

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин часто возникают различного рода проблемы, которые не всегда можно решить качественно стандартными геофизическими методами:

- нарушение целостности элементов подземного оборудования скважин;
- межколонные и заколонные перетоки пластовых флюидов, формирование техногенных залежей;
- обводнение продуктивных залежей;
- снижение проницаемости пластов-коллекторов в продуктивной части скважины.

ООО ПКФ «Недра-С» успешно применяет новую методику контроля за состоянием ствола скважины, прискважинной зоны и процессами, происходящими в них, – трехкомпонентный геоакустический каротаж в комплексе с традиционными методами ГИС, также эффективно используются технологии ликвидации межколонных и заколонных перетоков и интенсификации работы продуктивных горизонтов – волновое воздействие на объекты в скважине.

Цель предлагаемой программы оказания сервисных услуг:

- повышение экологической безопасности;
- оценка риска возникновения чрезвычайных

Избранные тезисы докладов 14-й Международной научно- практической конференции «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

Selected abstracts of reports given at
the 14th International Scientific and
Practical COILED TUBING AND WELL
INTERVENTION CONFERENCE

Three-component geo-acoustic log measurement is a new promising method of the domestic downhole geophysical researches. During the last 10 years we have used this method to manage a number of problems related to operation and service of oil and gas wells. For example, new wave technologies produced by generator of acoustic waves are used to eliminate the inter-string pressure.

The operation of O&G wells is often hampered by various problems that cannot be managed with standard geophysical methods

- Violation of the integrity of the elements in subsurface equipment;
- Inter-string and behind-the-casing flows of formation fluids, accumulation of anthropogenic deposits.
- Water encroachment in the production pools;
- Low permeability of collecting formations in the productive section of the well.

PKF Nedra-S LLC successfully implements new method of control over the wellbore, nearfield area and the processes going on in them — three-component geo-acoustic log measurement combined with traditional survey methods as well as effective technology of eliminating inter-string and behind-the-casing flows and intensification of productive horizons - wave impact on the well sites.

The proposed program is aimed at rendering the following services:

- Enhancement of environmental security
- Assessment of emergency risks
- Reduction of expenses at the cost of integrated application of new acoustic technologies and equipment
- Higher profitability of drilling and operation of O&G wells
- Guaranteed effect from the introduction of integrated program

The three-component geo-acoustic log measurement method is based on registration of natural acoustic signals produced by the elastic vibrations of the walls of the channel, where there is a flow of formation fluid, in 100-5000 Hz range.

- ситуаций;
- снижение затрат за счет комплексного применения новейших акустических технологий и оборудования;
- повышение рентабельности при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин;
- получение гарантированного эффекта от внедрения комплексной программы.

Суть метода ТК ГАК состоит в регистрации естественных акустических сигналов, вызванных упругими колебаниями стенок канала, в котором движется поток пластового флюида, в диапазоне частот 100–5000 Гц.

Регистрация проводится в точечном режиме по трем направлениям (два горизонтальных и вертикальное) ортогонально расположенными датчиками – это исключает возможность регистрации большого количества акустических помех.

Полосовые фильтры разделяют частотный спектр колебаний для амплитудного анализа составляющих. Движущемуся потоку каждого флюида соответствует определенный амплитудный уровень сигналов в регистрируемых диапазонах частот.

Результаты решения задач предоставляются в графическом исполнении.

Прибор ВИ 4006 рассчитан на работу с использованием одножильного бронированного кабеля, ВИ 4006А является автономным. Приборы геоакустического каротажа не содержат источников повышенной опасности.

Комплексирование с другими методами ГИС – магнитно-импульсная дефектоскопия, термометрия, манометрия, гамма-картаж, расходомерия и др. – повышает достоверность выводов при решении поставленных задач.

При ликвидации МКД проводится закачка в межколонные пространства специальных вязкопластичных герметизирующих составов. Для контроля процесса изоляции проводится ТК ГАК как перед началом изоляции, так и после нее.

Метод эффективен в вертикальных, горизонтальных и наклонно-направленных скважинах.

Отдельно описывается метод волнового воздействия на объекты в скважине, который дает возможность:

- увеличить продуктивность скважин;
- увеличить приемистость скважин;
- очистить внутренние поверхности бурильных и насосно-компрессорных труб;
- повысить качество цементирования обсадных колонн;
- уплотнить цементные мосты;
- ликвидировать «прихваты» бурового инструмента.

Метод основан на акустическом воздействии на объекты в скважине.

Для диагностики технического состояния скважин используется также магнитно-импульсный дефектоскоп-толщиномер.

Возможности метода: исследование многоканальных структур без демонтажа НКТ; дефектоскопия

The registration is made in a point mode along 3 directions (one vertical and two horizontal ones) orthogonally to the position of the sensors. It excludes the possibility of registering a high number of acoustic jamming.

The bandpass filters divide the frequency specter of the vibrations for components kicksorting. The flow of each fluid is characterized by individual amplitude level of signals in the registered range of frequencies.

There are charts reproducing the results of problem solution.

VI-4006 device operates with single-core steel armored cable. VI-4006A is autonomous. The devices of geo-acoustic log measurement include no sources of special danger. Combined with other survey methods such as magnetic and pulse technique, manometry, heat flow measurements, gamma ray logging, flow measurement makes the conclusions of the researches more valid.

While removing the inter-string pressure the operators pump special viscoplastic hermetics. In order to control the isolation, three-component geo-acoustic log measurement is performed both before the isolation and after it.

The method proved efficient in various typed of wells: vertical, horizontal and directional.

There is also a description of wave impact on well sites, which enables:

- Better well productivity
- Higher intake capacity;
- Cleaning the inside of drilling and pumping pipes;
- Better quality of casing cementing;
- Compressing cement bridges;
- Eliminating drilling tools freezing.

The method is based on acoustic treatment of well sites. Special magnetic and pulse defectoscope, metering tube wall thickness, is used to diagnose the technical state of the walls.

The method provides for: survey of multi-channel structure without disassembly of production tubing, flaw survey and wall thickness metering of two strings during one round trip; locating the position of well construction elements (packers, centralizers, valves, adapters), conducting operations in the media with the content of hydrogen sulfide up to 30%.

The integrated approach and modern technologies applied by the specialists of Nedra-S in well surveys, digital procession of log measurements, involving the entire geological and geophysical information in the research enable full control over well-bore technical state and ultimately better quality of construction drilling and higher profits from O&G well operations.

и толщинометрия двух колонн за один спуско-подъем; определение положения элементов конструкции скважины (пакеров, центраторов, клапанов, переводников), проведение работ в средах с содержанием сероводорода до 30%.

Использование специалистами фирмы «Недра-С» комплексного исследования скважин и современных технологий работ на скважинах, методы цифровой обработки результатов каротажа, привлечение к интерпретации всей геолого-геофизической информации дают возможность достижения полного контроля технического состояния ствола скважины, а в конечном итоге – повышения качества бурения при строительстве и рентабельности при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Состояние и перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов

С.А. Жданов, первый зам. генерального директора, ВНИИнефть им.А.М. Крылова

При рассмотрении перспектив развития нефтяной промышленности все большее внимание обращается на ухудшение качества остаточных запасов, переход большинства крупных нефтяных месторождений в позднюю, более сложную и затратную стадию разработки. Открываемые и вновь вводимые месторождения, как правило, также связаны со сложнопостроенными залежами нефти, с усложненными свойствами пористой среды и насыщающих ее пластовых флюидов.

Еще в середине 70-х гг. прошлого столетия в нефтяной промышленности страны было введено понятие «трудноизвлекаемые запасы (ТИЗ) нефти», к которым стали относить запасы в низкопроницаемых коллекторах, подгазовых зонах и вязкие нефти.

В течение последующих лет качество вводимых и остаточных запасов ухудшалось еще и по причине более активной выработки именно хороших, активных запасов.

В настоящее время доля трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых коллекторах, подгазовых зонах и вязких нефтей продолжает увеличиваться и составляет около 60%.

С увеличением доли трудноизвлекаемых запасов проектный коэффициент нефтеотдачи многие годы снижался и только сейчас стал незначительно расти.

Эти зависимости достаточно ярко иллюстрируют сложившуюся многолетнюю тенденцию в разработке нефтяных месторождений – негативное изменение структуры запасов многие годы, к сожалению, не компенсировалось совершенствованием используемых технологий нефтеизвлечения.

По оценкам зарубежных исследователей, средняя проектная нефтеотдача в мире составляет около 30%, в США – 39%, при этом средняя реальная нефтеотдача в будущем прогнозируется около 50–60%. Средняя

Избранные тезисы докладов
14-й Международной научно-
практической конференции
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

Selected abstracts of reports given at
the 14th International Scientific and
Practical COILED TUBING AND WELL
INTERVENTION CONFERENCE

Current Status and Prospects of Hard-to-Recover Reserves Development

Stanislav Zhdanov, First Deputy General Director, VNIIneft n.a.A.M. Krylov

While considering the avenues of oil industry development, a high priority should be given to deterioration of the quality of the remaining reserves, transition of most of the big fields to the mature stage of development, which is more complicated and costly. The newly discovered fields, as rule, also have oil deposits of complex structure with difficult properties of porous medium and formation fluids that fill it.

In mid 1970s a notion of hard-to-recover oil reserves was introduced into the industry of our country. It described the reserves in low permeable collectors, under-gas-cap zones and viscous oils.

During the years that followed the quality of new and remaining reserves was getting worse because of active production of good, active reserves.

At the moment the share of hard-to-recover reserves in low-permeable collectors, under-gas-cap zones and viscous oils is about 60% and it is still rising.

With the rising share of hard-to-recover reserves, the design factor of oil recovery was deteriorating for many years in a row, and only now it shows signs of improvement.

These interlinks are a bright illustration of a long tendency in oil fields development: the negative changes in the structure of reserves, which was observed for many years, was not compensated by the improvement of the applied oil recovery technologies.

According to the assessments of foreign specialists, the average design oil recovery makes up 30% worldwide, 39% in the USA, while the average real oil recovery worldwide is estimated at 50–60%. The average design oil recovery of the Norwegian fields in the North Sea is assessed at 50%.

Most of the experts believe that substantial improvement of the domestic average oil recovery factor, especially from hard-to-recover reserves, can be reached only by means of larger application

проектная нефтеотдача по месторождениям Норвегии в Северном море оценивается в 50%.

По мнению большинства специалистов, кардинального повышения среднего коэффициента нефтеотдачи в стране, особенно в трудноизвлекаемых запасах, можно достичь только при существенном увеличении масштабов применения новых технологий воздействия на пласты, в том числе «третичных» методов: тепловых, газовых и химических (достигаемая нефтеотдача 35–70%).

Можно предложить комплекс мер, направленных на освоение ТИЗ и увеличение нефтеотдачи пластов:

- государственное регулирование проблемы;
- контроль за выполнением лицензионных и проектных решений по разработке нефтяных месторождений, связанных с применением новых технологий, особенно «третичных» методов;
- стимулирование конкретных проектов разработки трудноизвлекаемых запасов с применением новых высокотратных технологий;
- организация Государственной программы работ (научно-исследовательских и промысловых) по созданию и испытанию «третичных» методов и новых технологий разработки ТИЗ;
- стимулирование разработки особо трудноизвлекаемых запасов (например, баженовская свита);
- организация постоянных исследований по обобщению опыта разработки месторождений и применению методов увеличения нефтеотдачи;
- организация постоянных исследований по структуре разрабатываемых и перспективных запасов нефти;
- создание научных центров на базе отраслевых институтов и вузов.

Опыт проведения геофизических исследований горизонтальных скважин на ГНКТ

К.В.Бурдин, главный технолог, Департамент капитального ремонта скважин, «Шлюмберже Лоджелко Инк.», Россия и Центральная Азия

«Если в начале 2000-х горизонтальные участки скважин составляли 200–400 метров, а их доля в общем объеме бурения была незначительна, то теперь доля горизонтального бурения составляет до 14 проц. от всего эксплуатационного бурения. Длина горизонтальных участков скважин достигает 1 км и более».

А.Новак, министр энергетики РФ

В связи с ухудшающейся структурой запасов нефти и газа компании-операторы ежегодно наращивают процент скважин с горизонтальным окончанием, и в ближайшей перспективе данная тенденция сохранится.

Вопросы исследования подобных скважин становятся все более актуальными. И в отличие от вертикальных

scale of new bed stimulation technologies, including tertiary methods: heat, gas and chemical technologies (35–70% oil recovery rate).

A range of measures aimed at developing hard-to-recover reserves and increasing oil recovery:

- state regulation of the issue;
- control over licensed and design oilfields development solutions based on new technologies especially tertiary methods;
- stimulation of specific hard-to-recover reserves development projects based on new costly technologies;
- Organization of State Program including measures (R&D and on-site) to create and test the tertiary methods and new technologies of hard-to-recover reserves development;
- stimulation of extremely hard-to-recover reserves development (for example, Bazhenov Formation);
- organization of constant researches, aimed at generalizing the experience of fields development and application of the methods of production enhancement;
- organization of regular researches on the structure of the reserves that are already under development and that are planned to be recovered;
- creation of scientific centers on the basis of industry institutes and universities.

Experience of CT Geophysical Logging in Horizontal Wells

Konstantin Burdin, Chief Process Engineer, Well Workover Department, Schlumberger Logelco Inc., Russia & Central Asia

"While in the early 2000s horizontal sections of the wells usually lasted for some 200-400m, and their share in the horizontal drilling was insignificant, today the horizontal drilling accounts for 14% of all operational drilling,

The length of the horizontal sections is sometimes 1 km and even more."

A. Novak, RF Minister of Energy

With regard to deteriorated structure of oil and gas reserves the operators usually increase the share of wells with horizontal sections and the in the future the tendency will continue.

The problems of studying such wells are getting more and more relevant. But unlike vertical wells, the geophysical logging requires special approach to the methods of delivering survey tools to the sections under research. Even if we omit the difficulties related to the type of completion, types of assembly and other potential problems, methods of supplying geophysical equipment to the horizontal section in most of cases cannot satisfy all the research demands, if the traditional survey methods

скважин геофизические исследования горизонтальных скважин требуют специального подхода к методам доставки приборов ГИС в исследуемый интервал. Даже не беря во внимание сложности, связанные со способом заканчивания, типы компоновок и другие потенциальные проблемы, методы доставки геофизического оборудования в горизонтальную секцию в абсолютном большинстве случаев не позволяют удовлетворить потребность исследования такой скважины традиционными методами и оборудованием. И здесь нужно определить диапазон применения различных методов исследования горизонтальных скважин:

1. «Жесткий кабель» – не более 350 м горизонтального участка.
2. ГНКТ – до 1200 м для трубы 38 мм.
3. Трактор – все, что свыше 1200 м.

Геофизические исследования с применением комплекса ГНКТ именно тот метод, который помогает успешно закрыть данные потребности в ближайшей перспективе. При этом комплекс ГНКТ может быть как просто средством доставки автономных приборов ГИС, так и в более сложном варианте иметь размещенный непосредственно в самой ГНКТ проводящий канал связи. Именно второй вариант имеет значительные преимущества в силу превосходящего функционала и возможностей.

Активные работы по ГИС на ГНКТ с закачанным в трубу кабелем были начаты компанией «Шлюмберже» в России в 2009 году. За прошедший период было выполнено более ста скважинных исследований и более десятка перфораций на ГНКТ. В текущем году компанией выполнено уже более 15 операций ГИС с применением ГНКТ на горизонтальных скважинах. Основные цели проведенных операций: определение профиля притока, выявление обводненных зон и определение качества цементирования. Кроме этого, проводились и довольно специфические работы по проведению дефектоскопии и проверке целостности хвостовика МГРП.

При производстве упомянутых работ по каротажу, помимо стандартного оборудования комплекса ГНКТ, значительную роль играет специальное оборудование, обеспечивающие надежное соединение ГНКТ с прибором и передачу сигнала от приборов ГИС к записывающей станции. Одним из ключевых компонентов этого оборудования является КНК Vantage* – геофизическая головка для проведения каротажа и перфорационных работ – специально разработана для сокращения времени заделки кабеля и монтажа ГНКТ.

Несмотря на то что ГИС на ГНКТ с кабелем достаточно новый сервис в России и рынок данных услуг только начинает развиваться, компания «Шлюмберже» уже представляет инновационную систему ACTIVE Production Service. Данная система включает широкий спектр multifunctional геофизических инструментов и использует размещенный в ГНКТ оптоволоконный канал малого диаметра, обеспечивающий связь между приборами КНК и комплексом сбора данных

Избранные тезисы докладов 14-й Международной научно- практической конференции «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

Selected abstracts of reports given at
the 14th International Scientific and
Practical COILED TUBING AND WELL
INTERVENTION CONFERENCE

and equipment are applied. We should define the scope of application for various horizontal sections research methods:

1. "Rigid cable" - no more than 350 m of the horizontal section.
2. CT - up to 12000m for a 38 mm-long tube.
3. Tractor - everything that is more than 1200 m.

CT geophysical logging can successfully meet all the demands within the years to come. CT unit may be used as a means of delivering autonomous devices for geophysical studies. In more complicated cases it can be displayed in the CT, which conducts the communication channel. The second variant is more advantageous due to broader functions and options.

Active CT geophysical logging with the cable pumped into the tube was for the first tried in Russian by Schlumberger. Since that time it has performed over 100 well operations and over dozen CT operations. This year the company has already performed over 15 CT geophysical logging operations in the horizontal wells. Such operations are aimed at defining the inflow profile, detecting water-cut areas and cementing properties. Besides, we held some specific operations such as defect detecting and examination of the integrity of the shank adapter.

During the above mentioned log measurement not only standard CT equipment is applied. Special equipment providing reliable links of CT with the tool and transmission of survey devices signals to the recording station. One of the key components of this equipment is KHK Vantage*, a geophysical small head for log measurements and perforation operations. It is a specially designed for cutting time of cable termination and CT assembly.

Though CT-based geophysical researches are quite a new service in Russia and the market of such services is still emerging, Schlumberger presented an ACTIVE Production Service innovation system. This system includes a wide range of multifunctional geophysical instruments and uses the optical fiber cable of small diameter located in the CT and providing links between CNL devices and a surface system of data collection, which, apart from its main function, allows recording the profile change. ACTIVE system allows using just one CT pool for preliminary

на поверхности, а также, помимо основной функции, позволяющий замерять изменение профиля температуры по всему стволу скважины. Система ACTive позволяет использовать один барабан ГНКТ как для подготовительных операций, так и для проведения исследований скважины.

Востребованность новых технологий возникнет только после того, как они зарекомендуют себя, и, безусловно, ГИС на ГНКТ являются надежной, экономически оправданной и наиболее перспективной альтернативой другим методам ГФИ в горизонтальных скважинах.

Проведение КГРП с использованием многостадийных компоновок, активируемых растворимыми шарами

Столе Гранберг, менеджер по продажам внутрискважинного оборудования, Trican Well Service Ltd.

Перед нами стояла задача проведения многостадийного ГРП на глубине 2100 м совместно с одним из крупнейших операторов норвежского континентального шельфа при помощи муфт ГРП для цементированного ствола i-Frac 400 OC CEM. Данная муфта оснащена функциями OC (открытия/закрытия), которые позволяют закрывать муфты на более поздней стадии операции при помощи толкателя, перекрывая поток жидкости. Возможность настраивания необходимого диаметра портов ГРП оказалась очень значимой функцией для инженеров-проектировщиков ГРП во время проектирования трещины для залежи с различной толщиной нефтеносного горизонта. Изначальный вариант использования компоновки для открытого ствола включал ее спуск в скважину вместе с разбухающими пакерами для изоляции пластов, с возможностью в случае сложных пластовых условий спуска системы заканчивания в качестве цементуемого хвостовика. Бурение подтвердило наличие таких условий, и было принято решение зацементировать хвостовик, сократив количество стадий ГРП с 8 до 5 со следующими параметрами:

Стадия 1: 4 муфты на стадию – OD шара 2.250”

Стадия 2: 5 муфт на стадию – OD шара 2.375”

Стадия 3: 4 муфты на стадию – OD шара 2.500”

Стадия 4: 4 муфты на стадию – OD шара 2.625”

Стадия 5: 4 муфты на стадию – OD шара 2.750”

Хвостовик был зацементирован и скребок «посажен» на забой после успешного прохождения сквозь все муфты для ГРП. Муфты i-Frac первой стадии ГРП были активированы с помощью установки ГНКТ, забойного инструмента со сферическим окончанием, а также ударного молота i-Stroke для инициации закачки шаров на более поздних стадиях. В связи с трудностями, возникшими при спуске хвостовика на заданную глубину, было принято решение не открывать муфты 5-й стадии, поскольку они были расположены слишком близко к предыдущему башмаку хвостовика. ГРП был успешно проведен на всех 5 стадиях при помощи

operation after well survey.

The demand in new technologies rises as soon as they recommend themselves well. Naturally, CT geophysical logging is a reliable, economically justified and one of the most promising alternatives to other logging methods in horizontal wells.

Ball Drop Activated Multi-Stage Acid Frac Operation with Dissolvable Balls

Ståle Granberg, Sales Manager Intervention, Trican Well Service Ltd.

A 2,100 meters multi-stage frac job was planned together with a major operator on the Norwegian Continental Shelf using the i-Frac 400 OC CEM frac sleeves. The OC(open/close) functionality enables the operator to close the sleeves at a later stage with an intervention shifting tool shutting off water and/or crossflow etc. The possibility to adjust the frac port size proved useful for the design engineers when designing the frac for a reservoir with varying layer thickness. The initial option was to run an open-hole completion with swell packers for zonal isolation, with a contingency to run the reservoir completion as a cemented liner if required due to challenging hole-conditions. Drilling proved to be a challenge and decision was made to cement the liner with a reduction from eight to five frac stages with the following setup:

Stage one: four sleeves per stage – 2.250” OD activation ball

Stage two: five sleeves per stage – 2.375” OD activation ball

Stage three: four sleeves per stage – 2.500” OD activation ball

Stage four: four sleeves per stage – 2.625” OD activation ball

Stage five: four sleeves per stage – 2.750” OD activation ball

The liner was cemented and the wiper dart bumped after having passed all sleeves without any problems. The first i-Frac stage was opened with CT and a ball nose tool, and an impact hammer tool, the i-Stroke, to initiate an injection point for displacement of frac balls for later stages. Due to problems getting the liner to TD, space out was a little off so decision was made not to open stage five as it was too close to previous liner shoe. All stages were fracked successfully using a built-for-purpose frac boat. There were good indications of when the zones were opened and ready to frac, with good zonal isolation from already stimulated stages below. The balls used to open the frac sleeves during this operation was made of a material providing initial strength to open the sleeves and perform the stimulation. The balls are also degradable, meaning that they will dissolve over time eliminating the need for mill-out.

специального построенного судна для проведения ГРП. Были хорошие признаки того, что все муфты всех зон были открыты и готовы к проведению ГРП, с хорошей изоляцией пластов от стадий ниже, на которых уже была проведена обработка. Шары, которые использовались во время данной операции для открытия муфт ГРП, были изготовлены из материала, обеспечивающего начальную силу для открытия муфт и проведения обработки. Данные шары со временем растворяются, исключая тем самым необходимость разбуривания седел.

Применение жидкого азота при освоении нефтегазовых месторождений

A.P. Абуталипов, менеджер по развитию бизнеса в ПФО, А.В. Суслин, менеджер по продажам в ПФО, ООО «Эр Ликвид» (Air Liquide).

1. Области применения азота при освоении нефтегазовых месторождений.

В данном разделе представлена информация о глобальном опыте компании во взаимодействии с сервисными организациями, с описанием основных работ, проводимых на месторождениях, с применением колтюбингового оборудования и технических газов. Представлена информация о различных формах применения технических газов в нефтегазодобыче, статистика по развитию различных направлений сервисных работ (ПНП, КРС и др.) изменения в потреблении технических газов и др. (N₂, CO₂).

2. Европейская и североамериканская модели взаимодействия сервисных и нефтегазодобывающих компаний с производителями и крупными поставщиками технических газов.

Данный блок доклада включает в себя информацию о различных формах поставки жидких криопродуктов на нефтегазовые месторождения, применяемых на сегодняшний день в Северной Америке и Западной Европе. Речь пойдет о схемах поставки технических газов в соответствии с потребностями сервисных организаций: создание временных локальных хранилищ, использование крупного автотранспорта, планирование поставок и др.

В данном разделе представлена информация о развитии производства технических газов в России и преимуществах использования жидкого азота.

Также в данном разделе представлен опыт работы с российскими сервисными компаниями, такими как «Нефтехимпромповолжье», «Пакер Сервис» и др., по поставкам жидкого азота.

3. Влияние качества технических газов (азот) на проведение сервисных работ.

Влияние качества применяемых газов будет рассмотрено с точки зрения:

- 1) Эксплуатации оборудования.
- 2) Безопасности проводимых работ.
- 3) Производительности и эффективности работ. ☉

Избранные тезисы докладов 14-й Международной научно-практической конференции «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

Selected abstracts of reports given at the 14th International Scientific and Practical COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

Liquid Nitrogen Application During Oil and Gas Fields Development

Airat Abutalipov, Business Development Manager, Aleksey Suslin, Sales Manager, Air Liquide, LLC, Volga FD

1. "Scope of nitrogen application in O&G fields development".

This section will provide information on global experience of companies and interaction with service organizations, description of field operations involving CT and technical gases. It will also submit data on various forms of application of CT equipment and technical gases in O&G production, statistics on the development of various service operations (oil recovery improvement, well workover), changes in the consumption of technical gases. (N₂, CO₂)

2. "European and North American models of interaction between service operators and O&G producers on the one part and big suppliers of technical gases on the other part.

This section includes information about various forms of supply of liquid cryo products to O&G fields that are currently applied in North America and European Union. We will dwell on technical gases supply schemes following the demands of service organizations: creation of temporary local storages, use of big motor transport, supplies planning. The section will also present information about the development of technical gases production in Russia and the advantages of using liquid gases. Also, this section will expose our experience of working with Russian service companies such as Neftekhimprompovolzhie, Packer Service, etc, on supplies of liquid nitrogen.

3. The influence of technical gases (nitrogen) quality on service operations.

The influence of gases quality will be considered from the point of:

- 1) Equipment use.
- 2) Operations safety.
- 3) Operations productivity and efficiency. ☉