

# Тезисы Международной конференции и выставки по колтюбингу и внутрискважинным работам SPE/ICoTA (часть 2)

## SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition 2018 Abstracts (Part 2)

Конференция и выставка по колтюбингу и внутрискважинным работам прошла в Вудлендсе, штат Техас, США, с 27 по 28 марта 2018 года. Это ежегодное событие было организовано Обществом инженеров-нефтяников (SPE) и Ассоциацией специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA).

The Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition took place in Woodlands, Texas, USA on March 27–28, 2018. The annual event was traditionally organized by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the Intervention & Coiled Tubing Association (ICoTA).

### СЕКЦИЯ 5. Обмен знаниями на стендах I

Электронные стенды позволяют лично выслушать каждого докладчика и получить достаточно подробную информацию. Секция включает разные темы докладов, однако тематика соответствует докладам других секций.

#### Сравнение технологий очистки ствола скважины: управление с устья и применение контрольно-измерительной аппаратуры

*М. Дрезел, Д. Шульц, Р. Меннем, Schlumberger*

Контрольно-измерительная аппаратура и возможность управления с устья позволяют повысить эффективность очистки ствола скважины на кабеле. Планирование работы с использованием данных с предыдущих работ, а также данных, полученных в реальном времени, позволяет получить ощутимый результат. В статье приводится сравнение двух технологий очистки ствола скважины на кабеле: дается оценка производительности, эффективности очистки, производственных факторов, а также данных, полученных с помощью измерения в реальном времени.

Во время процесса очистки ствола скважины с помощью щеток на экран выводятся кривые рабочих характеристик, по которым можно выявить корреляцию между такими параметрами, как угловая скорость вращения, крутящий момент, передаваемая на забой мощность. В статье представлены модели производственных параметров, с помощью которых можно провести планирование до начала работы, а также интерпретацию данных, полученных в реальном времени, для уточнения целей очистки.

#### Повышение эффективности и надежности работ по установке цементных мостов на кабеле

*К. Ву, П. Чамарти, А. Линдси, Д. Томпсон, Halliburton*

Цементные мосты являются широко используемым методом изоляции интервалов и консервации скважин. В статье рассмотрена текущая технология установки цементных мостов на кабеле, выявлены основные проблемы. Такие параметры цементного раствора, как прочность на сжатие и время застывания цемента, были определены с помощью испытания по стандарту API

### SESSION 5. Knowledge Sharing ePoster I

Knowledge Sharing ePosters allow one-on-one interactions with presenters and opportunities to study a particular concept at an appropriate level of detail. Subject matter varies, but topics are consistent with the other technical sessions.

#### A Comparison of Instrumented and Surface-Controllable Rotary Honing and Brushing for Well Intervention

*Dresel M., Schulz J., Mennem R.C., Schlumberger*

Instrumentation and surface control improve the success rates and efficiency of wireline rotary brushing and honing. Data based operational planning and real-time data feedback allow for efficient operations with measurable outcomes. This paper compares two types of instrumented, wireline-powered rotary cleaning assemblies by assessing their performance, cleaning efficiency, operational factors, and real-time logging outputs.

Basic rotary brushing physics along with characterization curves of the systems explain the relationship between operational factors including rotational speed, torque, and downhole power requirements. Models of the operational factors were created so that preoperational planning and real-time data interpretation can be used to verify intervention objectives.

#### Methods and Processes to Help Improve the Operational Efficiency and Reliability of Wireline-Run Cement Plugs

*Wu Q., Chamarthy P., Lindsey A., Thompson J.G., Halliburton*

Cement plugs are a widely used well intervention method to achieve zonal isolation and well plug and abandonment. The current practice of cementing using wireline was reviewed on a system level to identify the primary challenges. Existing cement mix properties, such as compressive strength and wait-on-cement

RP 10B-2 (2013). Также была изучена работа цементных растворов в различных скважинных термобарических условиях. По итогам анализа существующих технологий были предложены и испытаны новые модификации растворов, а также новые способы транспортировки и смешивания растворов в полевых условиях. По результатам испытаний, характеристики существующих цементных растворов менялись при изменении температуры на 5 °С. Для установки качественного цементного моста необходимо точно знать температуру по стволу скважины и в соответствии с этим подбирать соответствующие присадки для каждого значения температуры. Возникновение перетоков флюидов при установке моста может привести к изменению температуры. Поэтому проблема повышения эффективности работ по установке цементных мостов является актуальной. Для уменьшения влияния температуры на характеристики цемента состав цементных растворов был модифицирован без изменения таких характеристик, как время застывания и прочность на сжатие. В статье приводится описание проблем и задач, стоящих перед технологией установки цементных мостов на кабеле, а также предложена простая и быстрая методика по повышению экономической эффективности и сокращению временных затрат. Также в статье описаны цементные растворы для выполнения работ с применением цементировочной желонки.

## СЕКЦИЯ 6. Обмен знаниями на стендах II

Электронные стенды позволяют лично выслушать каждого докладчика и получить достаточно подробную информацию. Секция включает разные темы докладов, однако тематика соответствует докладам других секций.

### Бурение на депрессии с применением ГНКТ: опыт на истощенных неглубоких скважинах

*А. Мижевски, Т. Мижевски, AriTech Ltd; П. Хатгелакас, Chuck Henry Energy*

В статье представлено описание работы по направленному бурению с применением ГНКТ, которая была выполнена для независимой добывающей компании в Аппалачском нефтегазоносном бассейне. Целью работы являлось вскрытие целевого пласта, который находился рядом с уже пробуренной вертикальной скважиной, с помощью бокового ствола. Мощность пласта составляла около 5 м, поэтому необходимо было производить точный замер глубины. Также было принято решение о вскрытии всего участка пласта на депрессии для предотвращения кольматации пласта.

Основной задачей работы было экономически эффективное сооружение горизонтального бокового ствола. Стратегия разработки месторождения предполагала минимизацию затрат, но для достижения поставленных задач было необходимо привлечь высокотехнологичное оборудование. Для выполнения работы потребовалось следующее оборудование: компоновка низа колонны для бурения диаметром 81,3 мм и специальное программное обеспечение для бурения на ГНКТ. Для выполнения работы был применен мультидисциплинарный подход. В комплект входных данных для планирования работы входили все типы сервисных услуг: 3Д-сейсмика, планирование траектории ствола скважины, инженерное сопровождение

(WOC) time, were characterized using standard API RP 10B-2 (2013) tests. The sensitivity of these mixes to various wellbore temperature and pressure conditions was also studied. Based on the understanding of the current practice, modifications of the compositions, packaging, and mixing procedures in the field were proposed and tested accordingly. Based on the experimental results, the properties of the current cement mixes showed high sensitivity to temperature variations as small as 10°F. To achieve a cement plug as expected, accurate knowledge of the well temperature profile and precise selection of the best additives for such small temperature intervals are necessary. If crossflow occurs, then setting a plug itself can change the temperature profile. This makes cement plug operations even more challenging during actual field practice. The cement mixes were modified and tailored to reduce their sensitivity to temperature without affecting the dump time and strength development. This paper discusses the challenges associated with wireline-run cementing operations and presents a simple and streamlined process developed to help reduce operational time and minimize costs. The study also discusses cement mixes customized for dump bailer operations.

## SESSION 6. Knowledge Sharing ePoster II

Knowledge Sharing ePosters allow one-on-one interactions with presenters and opportunities to study a particular concept at an appropriate level of detail. Subject matter varies, but topics are consistent with the other technical sessions.

### Underbalanced Drilling with Coiled Tubing: A Case Study in Marginal Shallow Wells

*Miszewski Adam, Miszewski Toni, AriTech Ltd; Hatgelakas Peter, Chuck Henry Energy*

This paper describes a recent Directional Coiled Tubing Drilling (DCTD) job that was completed for an independent operator in the Appalachian Basin. The objective was to access target zones identified adjacent to a recently drilled, vertical well using a lateral sidetrack. The target thickness was around 15ft so accurate depth control was critical. It was also considered essential that the entire reservoir section be drilled underbalanced to minimise formation damage.

The challenge was to deliver a productive horizontal sidetrack in an effective and cost-efficient manner. The field development strategy required costs to be kept to a minimum, but the use of high-tech equipment was essential to delivering the production improvements. A 3.2 inch DCTD Bottom Hole Assembly (BHA) and a specialised DCTD engineering software package were enabling technologies. A multi-disciplinary approach was adopted to plan and execute the sidetrack. This approach required

по бурению, заканчивание скважины.

В результате было произведено бурение бокового ствола из существующей непродуктивной скважины и получен приток флюида. Таким образом, эффективность технологии и мультидисциплинарного подхода были подтверждены. Выводы, сделанные из этой работы, позволяют оптимизировать процесс планирования подобных работ на следующих скважинах и повысить эффективность добычи на истощенных месторождениях.

### **Опытно-промышленные работы по газлифтному освоению истощенной скважины с применением ГНКТ в Колумбии**

*О. Альмейда, К. Кастанеда, Д. Хигуэра, М. Торрес, Ф. Портела, Equion Energia Limited*

Опытно-промышленные работы по газлифтному освоению истощенной скважины с применением ГНКТ проводились в пласте с многокомпонентным флюидом в районе региона Касанаре на северо-востоке Колумбии. В данной статье представлен полный спектр операций данного проекта, начиная со стадии моделирования и заканчивая проведением работ, включая испытание скважины после установки газлифтных клапанов для освоения скважины с высокой обводненностью и низким газожижкостным фактором.

Газ под высоким давлением закачивался через традиционные ГНКТ диаметром 44 и 50 мм, рассчитанные на 750 атм, которые были спущены внутрь эксплуатационной колонны и подвешены на фонтанной арматуре. Данный способ был выбран для уменьшения затрат на повторное заканчивание скважины, исходя из малого бюджета. В рамках ОПР в конце 2015 года были проведены работы в трех скважинах. Это были первые работы по данной технологии с применением ГНКТ диаметром 44 и 50 мм в скважинах глубиной более 3600 м.

Основными сложностями, которые возникли при проведении работ, были контроль скважины после деактивации забойного клапана-отсекателя и открытия коренной задвижки, а также коррозия в результате воздействия углекислого газа. Результат опытно-промышленных работ по установке ГНКТ в трех скважинах был успешным. В данной статье описаны выводы, полученные по результатам работ, которые включают в себя: подбор скважины-кандидата, спуск ГНКТ, подбор материала трубы, внутрискважинные работы и оценку рисков, а также оценку эффективности всего проекта и работы по извлечению трубы после окончания проекта.

### **СЕКЦИЯ 7. Материалы и прочность**

При проведении работ с применением ГНКТ в скважинах на шельфе важнейшей задачей является корректный подбор материала стали и измерение износа трубы. Производители ГНКТ постоянно повышают качество труб для уменьшения влияния различных факторов. Однако работы в еще более осложненных условиях (аномально высокие давления и температуры, абразивные флюиды, большие глубины) приводят к созданию новых моделей для испытания материалов на прочность. В данной секции доклады посвящены решению задач по поиску новых уникальных решений с помощью лабораторных исследований и реального промышленного опыта.

inputs to the planning process from all stages in delivering the well, which included: 3D seismic, well trajectory planning, drilling engineering, completions.

This project was ultimately successful in that a dry hole was re-entered and sidetracked to create a productive well, thereby validating the technology and multi-disciplinary approach of the team. The lessons learned from this operation can be used to optimise the planning of future wells and maximise the value of re-entering marginal wells and fields.

### **Back to Life by a Coiled Tubing Gas Lift Pilot Project in Colombian Foothill Wells**

*Almeyda Oscar, Castañeda Claudio, Higuera Josue, Torres Monica, Portela Fernando, Equion Energia Limited*

A Coiled Tubing Gas Lift (CTGL) pilot project was implemented in a reservoir with a compositional fluid system in the Casanare foothills area in the northeast of Colombia. This paper presents the life cycle of the project from design to operation including production test results after installation to "revive" wells with high water production and very low gas liquid ratio.

High pressure gas was injected through conventional 1-3/4" and 2" 110 Kpsi coiled tubing, installed inside completion strings and hung to the Christmas tree to reduce cost of the project and avoiding recompletion of the well in a low-cost environment. A pilot project included three well was executed ending 2015, being a world first CTGL for 1-3/4" and 2" CT deployment beyond 12,000 feet.

Challenges for deployment of CT string, well control aspects, barriers for control upon disabling of DHSV and master hydraulic valve among of moderate CO2 corrosion impact were some of the risks associated to this project. A pilot installation on three wells was successful and this paper compiles lessons learnt from this process including candidate selection, deployment, material selection, well intervention and risk assessment among of operational performance and pipe recovery after end of project life.

### **SESSION 7. Materials and Integrity**

How to intervene into offshore and subsea wells using coiled tubing has become an important issue in choosing the right material and measuring the fatigue of the material. Constant improvement implemented by CT manufacturers have reduced the influence of some of these causes. However, work in ever-more challenging well conditions (HP/HT, fluids, and depths) has resulted in creating new models for further testing of materials. This session focuses on how challenges are faced in new and unique solutions through discussion of operational case histories and laboratory testing.

### **Аварии с гибкими насосно-компрессорными трубами: опыт и последние решения**

*Т. Падрон, Крейг С., Baker Hughes a GE Company*

Как показывает опыт, случаи преждевременной аварии неповрежденной ГНКТ из-за превышения усталости происходят крайне редко. Однако, несмотря на текущие технические средства мониторинга пластической усталости ГНКТ, аварии с трубами все же происходят. Ранее некоторые технические статьи описывали причины аварий с ГНКТ, которые произошли в период с 1994 по 2005 год. В данной статье представлен обзор аварий ГНКТ за последние 12 лет, а также сравнение этих аварий с теми, что произошли в предыдущий 10-летний период. Также в статье представлен обзор новых причин аварий с ГНКТ, которые произошли в более сложных скважинных условиях, а также обзор соответствующих способов предупреждения таких аварий.

Был произведен анализ главных причин всех аварий с ГНКТ, которые произошли в одной крупной сервисной компании. Результатом анализа является определение корректирующих действий для предупреждения таких аварий. Для анализа причин аварий были использованы статистические данные.

Несколько статей показывают, что примерно 80–90% всех аварий с ГНКТ в период с 1994 по 2005 год произошли по следующим причинам: коррозия, механическое повреждение, человеческий фактор и проблемы при производстве трубы. Действия, предпринятые сервисными компаниями за последние 20 лет для предупреждения аварий, а также повышение качества труб производителями позволили снизить влияние этих факторов. Однако работы в осложненных условиях (аномально высокие давления и температуры, большие глубины), необходимость использования труб большего диаметра и более высокой группы прочности, а также применение повторно используемых жидкостей приводят к появлению новых причин аварий с ГНКТ. Новыми причинами аварий с ГНКТ являются: микробиологическая коррозия, преждевременное превышение усталостного износа на сварных швах ГНКТ высокой группы прочности, а также механические повреждения, связанные с повышенным трением.

В данной статье представлено сравнение причин аварий, произошедших до 2005 года, с причинами аварий в сервисной компании за последние 12 лет (с 2006 по 2017 год). Произведен анализ изменения причин аварий, а также описаны новые причины аварий и способы их предупреждения.

### **Длительное хранение гибких насосно-компрессорных труб: опыт и выводы, полученные при исследовании труб на складе**

*К. Эллиотт, К. Вильямс, У. Ли, Э. Арриага, NOV Quality Tubing*

Беспрецедентный спад в отрасли привел к избыточному запасу новых ГНКТ: трубы хранятся на складах производителей, а также на базах ГНКТ по всему миру. В данной статье описаны лучшие методики хранения ГНКТ, а также рекомендации, основанные на программе испытаний поврежденных при хранении труб.

Беспрецедентный спад в отрасли привел к избыточному

### **Past and Present Coiled Tubing String Failures-History and Recent New Failures Mechanisms**

*Padron T., Craig S.H., Baker Hughes a GE Company*

As a result of many industry efforts, the premature fatigue failure of undamaged coiled tubing (CT) strings is almost negligible. However, despite the current understanding and control of low-cycle fatigue, CT string failures remain present in the industry. Several prior technical publications reviewed the causes and trends of CT string failures that occurred within the period of 1994 to 2005. This paper will review CT failures mechanisms and trends as observed over the last twelve years and compare them to the prior ten years period. It will also review the new failure mechanisms that have appeared with more challenging operational conditions and the associated actions taken to reduce their influence.

Within one major service company, all failures that occur are analyzed for the root cause(s) of failure. This results in the identification of corrective actions to avoid their recurrence. Statistical data is kept to observe trends on failure causes.

Several technical publications show that approximately 80% – 90% of CT string failures within the period of 1994 to 2005 were associated with corrosion, mechanical damage, human error, and string manufacturing problems. Actions taken in the last two decades by the CT services companies, and constant improvement implemented by CT manufacturers have reduced the influence of some of these causes. However, work in ever-more challenging well conditions (such as higher pressures, temperatures, and depths), the need to use larger-diameter and higher-strength CT, and the use of recycled fluids for the interventions, have created new issues and introduced new CT failure mechanisms. The new mechanisms within the industry include: microbiologically influenced corrosion (MIC), premature fatigue failures on bias welds of high-strength grades, and mechanical damage associated with pipe slippages.

This paper will compare the failure trends reported for the period before 2005 with the trends observed for this service company within the period of 12 years after 2005 (i.e., from 2006 to 2017). The changes in the failures trends are analyzed, and examples of the newer CT failure mechanisms and the mitigating actions taken are presented.

### **Long Term Storage of Coiled Tubing: Industry Best Practices and Conclusions Based on Evaluation of Stock Strings**

*Elliott K.J., Williams C.D., Li Y., Arriaga E., NOV Quality Tubing*

запасу новых ГНКТ, которые хранятся на складе по меньшей мере 1 год. Программа испытаний позволяет провести исследование хранящейся на складе продукции посредством отбора образцов с разных участков трубы, включая сварные швы и материнский участок как с концов трубы, так и с центра. Также для тестирования отбираются участки ГНКТ в нижней части барабана (для оценки образования возможных отложений при хранении ГНКТ). Данные образцы тестируются на предмет усталостного износа, а также на наличие признаков коррозии.

Программа тестирования позволяет провести исследование различных ГНКТ разной группы прочности и разного внешнего диаметра. Образцы ГНКТ сравниваются с новыми трубами. Также путем визуального осмотра и удаления слоя ржавчины можно исследовать образцы на наличие признаков коррозии. Результаты исследований позволяют оценить качество хранения ГНКТ в различных условиях и в различные временные промежутки. Более того, исследования позволяют подтвердить, что ГНКТ любой группы прочности испытывают одни и те же проблемы при длительном хранении, поскольку любой сплав имеет похожий состав (высокопрочный низколегированный сплав).

Затем для определения причин возникновения дефектов результаты исследований сопоставляются с данными, полученными при использовании программного обеспечения. Если причиной дефектов является неправильное хранение труб, то для производителей ГНКТ будут предложены рекомендации по оптимизации процесса хранения. Данные рекомендации могут быть переданы сервисным компаниям, которые хранят ГНКТ на базах по всему миру.

Испытания, описанные в данной статье, являются первым способом анализа ГНКТ после длительного хранения с помощью разрушающего контроля для оценки влияния хранения на прочностные характеристики. В данной статье предлагаются инструкции по длительному хранению гибких насосно-компрессорных труб.

#### **Лабораторные и полевые испытания ГНКТ, произведенных по новой технологии**

*Р. Ролович, Б. Рейчерт, Tenaris Coiled Tubes; С. Краверо, М. Вальдез, Tenaris*

Новая технология производства ГНКТ с использованием сталей с улучшенным химическим составом и тепловой обработкой доказала свою эффективность в полевых условиях за последние 3 года. По сравнению со стандартными ГНКТ срок эксплуатации трубы, произведенной по новой технологии, в тех же условиях в тех же регионах оказался в 2–4 раза дольше. Основными причинами вывода из эксплуатации ГНКТ, произведенных по новой технологии, были механические повреждения, такие как задиры, канавки и вмятины. Данная статья представляет сравнение износа новых ГНКТ, которые получили механические повреждения при эксплуатации, с износом большого количества стандартных ГНКТ, которые эксплуатировались в тех же условиях в тех же регионах работ. Также в статье приводится сравнение результатов лабораторных испытаний поврежденных и неповрежденных ГНКТ с результатами испытаний стандартных ГНКТ с такими же повреждениями в

An unprecedented industry downturn has created surplus stock: new coiled tubing strings that have been stored at manufacturing facilities and at coiled tubing bases all over the world. This paper will address best practices for coiled tubing storage as well as recommendations based on the testing program for stock strings that have been destroyed.

An unprecedented industry downturn has led to a surplus of inventory of strings that have been stored for at least one year. This program will evaluate stored inventory by gathering samples at multiple locations of stored strings including bias welds and parent tubing from both ends and the center. Additional samples will be located on the bottom of the wrapping (to verify if residual fluids affect coiled tubing storage). These samples will be tested in low cycle fatigue and evaluated for the presence of corrosion pitting.

The low cycle fatigue testing program evaluates multiple stored strings, including different grades and outer diameters. The samples are compared against existing commercially available models and can also be visually examined (after the removal of any surface rust) for the presence of corrosion pits. The results of the testing program will allow for the comparison of performance against storage conditions and time. Additionally, it will provide an opportunity to confirm that all workstring grades experience similar storage issues (regardless of grade) as all grades have a similar alloy chemistry (high strength low alloy steel).

The test results will then be evaluated against commercially available modeling software to determine if storage corrosion led to defects, and if so provide some coiled tubing storage best practices that can be applied for coiled tubing manufacturers. These best practices can then be carried over to service companies storing the strings at their yards around the world.

This testing program is the first-ever destructive evaluation of coiled tubing strings after long-term storage to determine the effects of storage. The paper is expected to set guidelines for long-term storage of coiled tubing.

#### **Laboratory and Field Performance of Mechanically Damaged New Technology Coiled Tubing**

*Rolovic R., Reichert B.A., Tenaris Coiled Tubes; Cravero S., Valdez M., Tenaris*

The new coiled tubing (CT) manufacturing technology that uses new steels with optimized chemical compositions and full microstructure transformation heat treatments has been proven in field applications over the last three years. The observed useful field life is typically two to four times longer than the life of comparable conventional CT strings in similar operations in the same operating regions. The most common reason for the new technology CT string retirement or failure has been CT string mechanical damage, such

таких же условиях. Для испытаний поврежденных труб использовались полноценные образцы ГНКТ. На определенных участках с определенной толщиной стенки производилось поперечное отрезание труб. Затем образцы помещались в стенд для испытания на усталостную прочность при различных внутренних давлениях. Также на данном стенде производилось испытание образцов с механическими повреждениями для оценки оставшегося срока эксплуатации с повреждениями.

Результаты лабораторных испытаний показали, что группы прочности ГНКТ, произведенных по новой технологии, имеют большое преимущество перед группами прочности стандартных ГНКТ, которое выражается в большем сроке эксплуатации трубы, даже когда более высокая группа прочности HT-125 новых ГНКТ сравнивается с более низкой группой прочности CT-110 стандартных ГНКТ. Испытания образцов новых ГНКТ с повреждениями показали, что даже после относительно серьезного повреждения труба еще может эксплуатироваться достаточно долгое время. Промысловые данные показали, что срок эксплуатации новых ГНКТ с механическими повреждениями превышал срок эксплуатации стандартных ГНКТ CT-110 и CT-100 в среднем в 2 раза при условии одинаковых условий и районов работ. Данный вывод позволяет сказать, что ГНКТ, произведенные по новой технологии, более устойчивы к повреждениям, а это позволяет снизить риски эксплуатации и затраты и обеспечить длительную и надежную эксплуатацию ГНКТ даже в случае повреждений при эксплуатации в сложных условиях.

#### **Характер износа концентрических ГНКТ**

*Г. Любке, Quantum Downhole Systems; С. Тунтон, Университет Талсы*

В данной статье представлено исследование характера износа концентрических ГНКТ, в частности влияния давлений в трубном и затрубном пространствах на срок службы труб и показатель увеличения диаметра. Полученные данные сравниваются с данными по износу стандартных труб с помощью образцов идентичного материала. Для сравнения также проводилось моделирование с помощью программного обеспечения. Для испытания образец ГНКТ диаметром 31,75 мм был расположен концентрически внутри образца ГНКТ диаметром 60 мм. Оба образца были подвергнуты циклическому изгибу на стандартном стенде по испытанию износа ГНКТ. Давление внутри образца малого диаметра и давление в затрубном пространстве между образцами были разными. На текущий момент в статьях SPE нет упоминания о проведении испытаний концентрических ГНКТ. Для проведения испытаний использовался типовой стенд для оценки стандартных ГНКТ. Однако в статье описан первый в мире опыт испытаний износа концентрических ГНКТ.

Для испытаний были выбраны образцы малого диаметра, которые располагаются внутри, поскольку целью испытания является анализ причин выхода из строя именно этих образцов. Результаты испытаний сопоставлялись с текущими моделями износа ГНКТ. Образцы концентрических труб были испытаны на том же стенде, с теми же настройками и с технологией специального зажима, который позволяет внутреннему

as gouges, plough marks and dents. In this study the field life of new technology strings mechanically damaged in field operations is compared to the field life of a large population of similar conventional CT strings used in similar operations in the same regions. Additionally, laboratory testing results for both undamaged and damaged CT are presented and compared to conventional CT results for the same CT damage and test conditions. Full size CT samples were used for laboratory testing of damaged CT. Sharp transverse tubing cuts were made to specific wall thickness depths and tested in the standard fatigue machine to failure under different internal pressures. Some samples with operational damage were also tested in the fatigue machine to determine the remaining life of CT strings with real-life field damage.

Laboratory test results show that the new technology CT grades do not only keep the large advantage observed for undamaged CT but also increase the fatigue life advantage for the same CT damage, even when the higher strength HT-125 grade is compared to the lower strength conventional CT-110 grade. Testing of new technology CT sections containing real-life operational damage shows that there is still a substantial life remaining even after relatively severe CT damage. Field data show that mechanically damaged new technology CT strings have had, on average, more than twice as long operational life compared to the average operational life of conventional CT-110 and CT-100 strings used in similar operations in the same regions. This shows that the new technology CT is more damage tolerant, which provides additional reductions in operational risks and cost and enables more reliable and longer CT string utilization even when the CT string suffers damage of usual operational nature and severity.

#### **The Fatigue Behavior of Concentric Coiled Tubing**

*Luebke Garrett, Quantum Downhole Systems; Tipton Steven M., University of Tulsa*

This paper investigates the fatigue behavior of Concentric Coiled Tubing (CCT) and specifically the influence of internal and annular pressures on fatigue life and diametral growth rate. This behavior is assessed relative to that of conventional Coiled Tubing (CT) using samples of identical material, with software modelling predictions providing an additional basis for comparison. Samples of 1.25" CT were situated concentrically within samples of 2.375" CT, and both were repeatedly bent and straightened on a standard CT fatigue testing system, with separate pressures in the inner volume and the annular volume between the CT samples. Current SPE literature does not include prior art for any type of concentric coiled tubing fatigue testing or analysis. The testing apparatus used in this study is the industry standard for the assessment

образцу смещаться по направлению своей оси под давлением. По результатам испытания был составлен график с различными значениями давления в трубном и затрубном пространствах. Во время всех испытаний давление окружающей среды было атмосферным. Также было изучено расположение продольных швов контактной сварки на обоих образцах.

На данный момент для оценки срока службы концентрических ГНКТ используют стандартную модель износа ГНКТ с учетом дифференциальных давлений, вызванных давлением во внутренней трубе, давления в малом затрубном пространстве и давления в скважине. Если давление можно измерить с достаточной степенью точности, то измерение других параметров может быть недостоверным. Наличие продольных швов контактной сварки может затруднить оценку таких факторов, как влияние радиальных напряжений на стенку трубы и размыв затрубного пространства. При моделировании предполагается точная соосность малой и большей ГНКТ, однако в реальных промышленных условиях взаимное расположение труб меняется по длине. Результаты настоящего исследования включают в себя эксплуатационный коэффициент, анализ аварий с ГНКТ (в том числе оценку влияния размыва участков ГНКТ с продольными швами контактной сварки), анализ увеличения диаметра, а также рекомендации по проведению испытаний.

#### **Вращение ГНКТ и увеличение диаметра**

*К. Ньюман, П. Келлехер, Athena Engineering Services;  
Д. Рэйн, Ч. Кай, Jason O&G*

Тот факт, что ГНКТ может вращаться во время работы, не включен в текущую модель оценки износа ГНКТ. Также в процессе эксплуатации ГНКТ происходит увеличение диаметра и удлинение трубы. Почти всегда испытания на износ проводятся без вращения образца ГНКТ. Текущие модели оценки увеличения диаметра ГНКТ предоставляют завышенные значения темпа увеличения диаметра.

На текущий момент результаты исследований уже показали, что вращение ГНКТ влияет на срок службы. Расчеты износа ГНКТ без учета вращения показывают заниженные значения. Также исследования показали, что вращение ГНКТ не объясняет причины завышенных значений темпа увеличения диаметра. На текущий момент считается, что осевая нагрузка (вес) ГНКТ вызывает удлинение трубы и уменьшение диаметра, что снижает темп увеличения диаметра. Также возможным фактором является уменьшение диаметра из-за цепей инжектора. В разрабатываемой модели оценки износа/пластической усталости ГНКТ будет предпринята попытка учесть влияние вышеописанных факторов. В данной статье представлены испытания ГНКТ на износ с учетом вращения и изменяющегося давления, которое используется для обоснования модели. Также в статье представлены лабораторные исследования с применением устройства, измеряющего показатели вращения.

#### **СЕКЦИЯ 8. Решения для внутрискважинных работ**

Все более сложные условия внутрискважинных работ предоставляют возможность для применения уникальных технологий для решения поставленных задач.

of conventional coiled tubing, however this paper presents the world-first experimental study of concentric coiled tubing fatigue.

Since the testing focused on the failure of the smaller diameter samples, baseline fatigue tests were only conducted on the smaller, inner coiled tubing samples. These results are cross referenced to current fatigue models. Concentric samples were tested on the same machine and setup parameters, using special fixturing that allowed the internal sample to move axially on one end, with its pressure contained. A matrix of pressure differentials was examined, with various levels of inner and annular pressures. The exterior pressure was atmospheric for all tests. The orientation of the longitudinal Electric Resistance Welding (ERW) seams in both samples was examined in this study.

The current approach to monitor CCT fatigue integrity is to use a conventional CT fatigue model, based on the differential pressures caused by the inner CT pressure, annular CCT pressure, and well pressure. While pressure may be monitored accurately, uncertainties exist with regards to the influence of radial stress in the tube wall and factors such as mechanical abrasion between the inner and outer coiled tubing strings, especially due to the presence of internal longitudinal ERW seams. Current models assume perfect concentricity; however, eccentricity varies throughout the string in real-world applications. Results from this study include an empirical derating factor, post mortem failure analysis (including assessment of the influence of ERW seam abrasion), diametral growth analysis, and recommendations for future testing.

#### **Rotation and Diameter Growth of Coiled Tubing**

*Ken Newman, P.E., Kelleber Patrick, Athena Engineering Services; Rain David, Cai Charlie, Jason O&G*

The fact that coiled tubing (CT) rotates when used is not currently included in CT fatigue models. The CT also experiences diametrical growth and elongation. Almost all fatigue testing is done without rotating the CT sample. Diameter growth models based on these fatigue tests have over predicted the amount of diametrical growth.

This ongoing work has already shown that rotation affects the fatigue life. Fatigue life calculations without rotation are usually conservative. It has also shown that rotation does not explain the over prediction of diametrical growth. It is currently believed that the axial force (weight) in the CT causes elongation and a diametrical decrease, which reduces the diametrical growth. It is also possible that the injector chains cause some reduction in diameter. The fatigue/plasticity model being developed will attempt to answer more of these questions. This paper presents fatigue testing with rotation and with varying pressures, which is being used to

В данной секции представлены доклады о применении инновационных технологий внутрискважинных работ на кабеле и ГНКТ, которые позволяют успешно достигать поставленных целей.

**Применение ориентируемого спускаемого на электрическом кабеле прибора для очистки с целью извлечения газлифтного клапана из боковой мандрели в условиях скопления шлама в скважине с большой интенсивностью набора угла**

*С. Мурчи, Д. Джертстен, М. Гродем, М. Сатревик, Э. Осаланд, П. Соренсен, ALTUS Intervention; С. Хансен, INEOS DeNoS*

Заказчик поставил задачу замены негерметичного газлифтного клапана для восстановления дебита скважины. Боковая газлифтная мандрель была установлена на участке с большим углом в нижней части ствола, что привело к скоплению шлама внутри газлифтного клапана и рядом с ним, что затрудняло его извлечение. Испытания по захвату газлифтного клапана в условиях скопления шлама, проведенные на поверхности, не дали результата, даже с применением ясса.

Для оптимизации добычи боковые газлифтные мандрели устанавливаются на больших глубинах для закачки газа в НКТ на более глубоких участках скважины. Установка боковых газлифтных мандрелей в участках скважины с большим углом увеличивает риск попадания в них шлама, как произошло с данной скважиной. Для удаления шлама из боковой газлифтной мандрели было разработано инновационное техническое решение с использованием направляющего патрубка, который спускается в скважину на электрическом кабеле вместе со скважинным всасывающим трактором с боковым приемным соплом.

Испытания технологии были произведены на специальной установке, которая моделировала участок скважины с большой интенсивностью набора угла и условия скопления шлама. При испытании был произведен анализ соосного расположения сопла и промывочной способности для предполагаемого типа шлама. Испытания были успешно проведены, что позволило укрепить уверенность заказчика в успешном результате. Для доставки устройства извлечения газлифтного клапана в искривленный участок ствола скважины был необходим скважинный трактор, спускаемый на электрическом кабеле. После СПО для спуска шаблона и СПО для установки пробки в скважину был спущен трактор с приемным соплом. Из участка установки газлифтного клапана было извлечено 2 литра песка. Следующая СПО позволила успешно извлечь поврежденный газлифтный клапан. Затем в скважину был установлен новый клапан.

Данная работа позволила подтвердить, что применение вышеописанной технологии является высокоэффективным, быстро проектируемым и успешно испытанным решением для очистки боковой газлифтной мандрели с помощью устройства, спускаемого на электрическом кабеле.

**Новая система инициации зарядов позволяет повысить безопасность, надежность и эффективность работ по перфорации**

*С. Абоелнага, Д. Остин, Ф. Гарсиа-Осуна, К. Гудман, А. Фаярд, Schlumberger; С. Болоден, Sonatrach; У. Моххамед, Badr El Din Petroleum Company*

validate the model. Lab measurements made with a rotation measuring device are also presented.

**SESSION 8. Well Intervention Solutions**

Conditions faced during well intervention present opportunities to adopt unique solutions to address the varying challenges. This session covers technology introductions and deployment of innovative techniques in both wireline and coiled tubing service that enable successful delivery of intervention objectives.

**Electric Line Deployed Orientated Suction Cleanout Device Enables Gas Lift Valve Retrieval from Debris Blocked Side Pocket Mandrel in a Highly Deviated Well**

*Murchie Stuart, Gjertsen John, Grødem Magne, Sætrevik Martin Severin, Osaland Espen, Sørensen Peter Lykke, ALTUS Intervention; Hansen Steen Korsgaard, INEOS DeNoS*

The client had a leaking gas lift valve (GLV), which needed to be replaced to restore the integrity of the well. The side pocket mandrel (SPM), was located at a high angle part of the well, positioned on the low side and sand debris had accumulated in and around the GLV, impairing its retrieval. Tests carried out on surface to attempt to latch a GLV through the sand proved ineffective, even with jarring.

To further optimise production, SPMs are being installed at increasing well depths, enabling deeper gas injection into the tubing. Placing SPMs into the high angle section of deviated wells inherently increases the risk of them retaining debris, as was the case in this well. A novel solution, to remove the accumulated sand debris from the SPM was proposed, utilising an orientation sub, run in conjunction with an electric line deployed tractor-suction tool configuration, incorporating a bespoke side facing inlet nozzle.

Tests on the designed solution were conducted in the engineering facility, recreating the deviation, orientation and debris expected and evaluating the nozzle alignment and cleanout capability for the expected debris type. These tests proved to be highly successful, giving the customer the confidence to perform the job. The deviation also necessitated electric line tractor deployment of a modified retrieval device. Following a drift and plug setting run, the well tractor and suction tool assembly was deployed and two litres of sand was collected from within the SPM. The subsequent run to pull the faulty GLV was successful, as was the deployment of a replacement GLV.

The operation proved this to be an excellent and highly effective example of a rapidly designed and tested, bespoke, electric line deployed SPM cleanout solution.

**New Initiation System Delivers Improved Perforating Safety and Reliability While**

В отрасли перфорации скважин добывающие компании, сервисные подрядчики и производители постоянно ищут способ повысить производительность кумулятивной перфорации, а также качество и надежность работ при высоком уровне производственной безопасности. В последнее время, учитывая экономический спад в отрасли, необходимость повышения экономической и производственной эффективности стала еще более актуальной. В данной статье представлено описание разработки новой системы инициации зарядов, спускаемой на кабеле, которая позволит решить текущие задачи посредством повышения надежности, эффективности и безопасности проведения перфорационных работ на кабеле.

Разработка новой системы инициации зарядов для традиционного рынка перфорационных работ велась на основе существующих технологий для рынка нестандартных перфорационных работ. Система инициации отвечает требованиям API RP67 (4-я редакция на момент публикации статьи). Перед опытно-промышленными работами технология была успешно испытана и согласована. Конструкция инициатора была квалифицирована как инициатор 2-й группы стандарта API RP67, что позволяет использовать его без необходимости прекращения всех радиосигналов в определенной зоне при спуске. Полевые испытания позволили подтвердить, что упрощение процесса подготовки зарядов позволяет повысить производственную эффективность и снизить влияние человеческого фактора. Кроме того, уменьшение количества элементов компоновки и упрощение технического обслуживания повышает надежность технологии и позволяет обеспечить простую и удобную эксплуатацию. Селективные перфораторы гораздо проще в сборке и переводе зарядов в рабочее состояние. Компоновки таких перфораторов подходят для применения на скважинах, где в прошлом компоновки с большим количеством элементов и длительным временем взведения перфоратора были непригодны.

Новая система инициации на данный момент применяется в нескольких регионах по всему миру. В результате было показано, что новая система позволила значительно повысить надежность, эффективность и безопасность работ со взрывчатыми веществами на кабеле. Данная технология окажет значительное влияние на перфорационные работы, одновременно повысив производственную эффективность и безопасность работ.

### **Инновационный способ доставки скважинных приборов с помощью композитного карбонового штока**

*Д. Трун, Archer*

Программа внутрискважинных работ может включать в себя использование технологий спуска различных приборов как на канате, так и на электрическом кабеле. В таких случаях требуется смена оборудования для каждого способа доставки. Зачастую это происходит на одной и той же скважине. Решением является новая технология проведения внутрискважинных работ, которая позволит спускать в скважину электрические, электромеханические и механические приборы. В данной статье представлено

### **Maximizing Efficiency**

*Aboelnaga S., Austin D., Garcia-Osuna F., Goodman K., Fayard A.J., Schlumberger; Bouloudene S., Sonatrach; Mohamed Yasser, Badr, El Din Petroleum Company*

In the perforating industry, operators, service companies, and manufacturers are constantly looking to improve shaped-charge performance and product quality and reliability while ensuring the highest levels of safety. More recently, there has been a heightened urgency to deliver improved operational efficiency considering recent industry downturns and the need to become more cost efficient. A new wireline perforating initiation system has been developed that addresses current industry challenges by improving reliability and efficiency while also improving the overall safety of wireline perforating operations.

The development of a new initiation system for the conventional perforating market has built upon existing technologies previously developed for the unconventional market. The initiator system follows the guidelines of API RP67, fourth edition (in review at the time of publication), and has undergone detailed testing and validation before introduction to the field. The design has been qualified as an API RP67 Group 2 initiator, which allows use without requiring radio silence in the conventional exclusion area. Field testing has demonstrated that the simplification of the preparation and arming process significantly improves operational efficiency and reduces the risk of human error. Additionally, by eliminating parts and simplifying maintenance, system reliability and usability is further improved. Selective guns are much simpler to prepare and arm, making the utilization of such gunstrings more appealing in areas where, in the past, they may not have been viable due to the additional complexity and/or associated arming time.

This new gun system is currently being deployed in several areas around the world and has shown that it can deliver step-change improvements in reliability and efficiency with improved operational safety when working with explosives in wireline operations. This will have a significant impact on perforating operations, improving the safety of the field workforce while simultaneously improving operational efficiency.

### **Innovation in Conveyance with Carbon Composite Rod**

*Troun Duncan, Archer*

An intervention program in a well may require the use of both electric line and slick line to convey a variety of services. This calls for the swapping between conveyance systems, often multiple times in a single intervention program. A viable solution is a new system for carrying out interventions in oil wells which is designed to convey electrical,

описание новой технологии спуска приборов в скважину и опыта ее применения.

Преимуществами карбонового композитного материала являются высокая прочность и облегченный вес по сравнению с традиционными материалами кабелей, а гладкая поверхность исключает необходимость смазывания систем контроля давления. Возможность проведения высокоточных геофизических исследований, а также механических работ с большими нагрузками с одним и тем же устьевым оборудованием позволяет выполнять сложные внутрискважинные работы с одной устьевой установкой и мультидисциплинарной командой.

Первое полевое испытание нового способа доставки приборов на забой было проведено на шельфе Северного моря. Испытание подтвердило способность выполнения механических внутрискважинных работ (16 СПО) и работ с применением электрического кабеля (12 СПО). Прочность материала штока обеспечивает спуск в скважину длинных и тяжелых забойных компоновок. Карбоновый композитный шток с возможностью электрического и механического разъединения позволяет проводить спуск компоновок, которые невозможно спускать на стандартном кабеле.

Механическая прочность и жесткость штока вместе с легким весом позволяют эффективно планировать программу внутрискважинных работ, которая объединяет проведение механических работ и работ с применением электрического кабеля на одном и том же устьевом оборудовании. С момента первого применения длина штока увеличилась до 10 км, что позволяет проводить внутрискважинные работы и, что более важно, ловильные работы в скважинах с большим отходом от вертикали. Также стоит отметить возможность доставки приборов в горизонтальные участки скважин без применения скважинных тракторов, что обеспечивает более быстрое и экономически эффективное проведение внутрискважинных работ.

#### **Уникальный опыт проведения ловильных работ в скважинах с аномально высоким пластовым давлением – путь к повышению эффективности заканчивания скважин**

*Д. Скуфка, RedZone Coil Tubing; К. Стаблер, GEP Haynesville*

Одним из основных методов заканчивания скважин остается технология многостадийного ГРП Plug & Perf. Разбурка композитных пробок с помощью ГНКТ является сложной операцией с большими рисками при проведении работ в сложных условиях. Использование стандартных технологий повышает вероятность таких аварий, как прихват ГНКТ и оставление приборов в скважине. Такие аварии приводят к значительным затратам на ловильные работы, потере добычи и в некоторых случаях к потере всей скважины.

Одна из таких аварий произошла во время фрезерования композитных пробок, когда остановка работы забойного инструмента привела к потере циркуляции, и, следовательно, к прихвату. Были произведены работы по резке ГНКТ в вертикальном участке скважины, в результате чего в горизонтальном участке скважины осталось более 1400 м ГНКТ диаметром 50 мм. Первоочередной задачей для обеспечения длительной эксплуатации скважины было проведение ловильных работ по извлечению ГНКТ

electro-mechanical and mechanical services. The paper aims to describe this new conveyance system and discuss field experience to date.

Carbon composite material technology confers the benefit of higher strength at reduced weight when compared to conventional cable materials and the slick surface eliminates the need for grease injection pressure control systems. The ability to perform both precision logging and heavy duty mechanical services within the same rig-up allows complex well programs to be executed with only one unit and a multi-skilled crew.

The first field trial for the new conveyance system was conducted offshore in the North Sea, and proved the carbon composite rod capable of performing both mechanical intervention (16 runs) and electric line (12 runs) services. The strength of the rod material enables the running of long and heavy bottom hole assemblies. Run in conjunction with electrical or mechanical release devices, the carbon composite rod is able to deploy strings beyond the capability of conventional wirelines.

The physical strength and rigidity of the rod, coupled with its light weight, allow efficient planning of intervention programs where mechanical and electric services are combined in a single rig-up. Since the first trial, advances in technique have brought 10km (32,000 ft.) rods to the field enabling intervention access to, and perhaps more importantly retrieval from, extended reach wells. Equally of interest is the ability of the rod to access short lateral sections without resorting to tractor technology, allowing faster and more economical intervention.

#### **Unique High Pressure Fishing Operation Leads Way to Increased Completions Efficiency**

*Skufca Jason, RedZone Coil Tubing; Stabler Christopher, GEP Haynesville, LLC*

Plug-and-perf multizone fracturing remains a dominate completion method in the Haynesville shale. Removing the composite frac plugs (CFP) utilizing coiled tubing (CT) remains a challenging operation with increased risks due to extreme well environments. Operations completed using older, conventional methodologies increase the likelihood of stuck CT events. These stuck pipe events add considerable cost to the completion through fishing, lost production time, or worse, loss of the entire well.

In one such instance while milling CFPs, the downhole tools seized resulting in loss of circulation, subsequently leading to a stuck in hole event. Wireline severing tools cut the pipe in the vertical section, leaving over 4,500 ft of 2 in. CT in the lateral. Removing the CT fish without damaging the formation was paramount to the long-term profitability of the well. Conventional fishing methods were considered, but unfavorable

без оказания влияния на пласт. Изначально планировалось использовать стандартные технологии ловильных работ, однако нерентабельность и повышенный риск ухудшения коллекторских свойств пласта привели к выбору гибридного подхода, в котором сочеталось использование кабеля, комплекса спуско-подъемного оборудования, каната и ГНКТ.

Оставленная в скважине труба была успешно захвачена с помощью комплекса спуско-подъемного оборудования, который позволил использовать ГНКТ диаметром 31,7 мм для доставки труборезки для освобождения ГНКТ большего диаметра в горизонтальном участке скважины. Данный подход позволил успешно извлечь ГНКТ диаметром 50 мм в текущих скважинных условиях, что позволило сэкономить 4 миллиона долларов и 55 дней рабочего времени по сравнению со стандартными методами. После данной аварии были внесены изменения в программу работ по фрезерованию, что позволило повысить эффективность работ и минимизировать риск повторной аварии.

#### **Новый подход к доставке приборов на забой скважины**

*Р. Шампин, Л. Золт, С. Хиггинс, С. Афтаб, М. Фландер, Schlumberger; Д. Бронга, Р. Милке, BP*

Развитие сервиса ГНКТ привело к повышению сложности и длины забойных компоновок. На текущий момент на многих скважинах для того, чтобы спустить компоновку, требуется проведение нескольких СПО вместо одной, даже с использованием крана грузоподъемностью 100 т. На скважинах, где устьевое оборудование ГНКТ монтируется на башне, максимальная длина компоновки еще более ограничена, что приводит к снижению эффективности работы из-за большого количества СПО. Как показывает опыт, новые элементы компоновки монтируются по секциям на уже смонтированную и подвешенную в превенторе компоновку. Однако данное решение, как правило, редко используется из-за сложности и высокого риска. Главная работа по оптимизации работ по спуску забойных компоновок была описана Томмером и Эстлингером в статье 1992 года «Безопасный спуск специальных забойных компоновок ГНКТ в скважинах под давлением» (статья SPE-24621MS, представлена на ежегодной технической конференции и выставке SPE). Целью настоящей работы является повышение безопасности и эффективности спуска в скважину цельных забойных компоновок. Первая работа, где была применена технология, описанная в статье, была проведена в Аляске. В скважину было спущено 170 м компоновки перфораторов, а для выполнения работы вместо 26 СПО потребовались 3 СПО для геофизических исследований и 3 СПО для перфорации, что позволило сэкономить 5,8 суток времени работы комплекса ГНКТ.

#### **Первый опыт фрезерования на ГНКТ в скважине с одним диаметром 178 мм с использованием телеметрии в реальном времени**

*В. Татиа, З. Эркол, П. Рамонденк, М. Ходайдон, А. Шаабан, С. Труммер, Schlumberger*

Одним из самых больших запасов газа в мире обладает Средний Восток. Любой проект в данном регионе требует

economics in addition to the risk of formation damage lead to the selection of a hybrid approach combining wireline, snubbing, slickline and CT.

The fish was successfully latched using a snubbing unit, providing a conduit for 1-¼ in. CT to convey a severing tool to free the larger coil in the lateral section. This enabled the continuous removal of the 2 in. CT under live well conditions, saving over 4 million dollars and 55 days compared to conventional techniques. Following the stuck pipe event, a complete change in the drillout procedure was implemented, increasing efficiency while minimizing the risk of a repeat event.

#### **Redefining Pressure Deployment**

*Shampine Rod, Zsolt Liam, Higgins Stephen, Aftab Saif, Flander Mattias, Schlumberger; Bronga Jaime, Mielke Rob, BP*

As coiled tubing (CT) has matured as a service, the complexity and length of toolstrings has increased. Today, even with a 100-ton crane, operators are often required to make multiple runs rather than employ a single toolstring. In environments where lifting heights are more limited, such as mast-based CT units (CTUs), this can lead to many runs and inefficient operations. Historically, deploying tools in sections hung off in a blowout preventer (BOP) has been used to address this. However, this solution has typically been avoided because of the complexity and hazard of the operation. The groundwork for improving this operation was laid out by Thomeer and Eslinger in their 1992 paper, Safe Deployment of Specialized Coiled-Tubing Tools in Live Wells (SPE-24621MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition). The present work was done to improve the safety and efficiency of the entire bar deployment operation. It was first used in Alaska to deploy 560 feet of perforating guns where it replaced 26 runs with 3 logging runs and 3 perforating runs, saving 5.8 CTU days.

#### **First Time Coiled Tubing Milling in 7-in. Monobore Gas Well Using Downhole Real-Time Measurements**

*Tapia W.R., Erkol Z., Ramondenc P., Houdaidon M., Shaaban A., Trummer S., Schlumberger*

One of the biggest sources of dry gas in the world is located in the Middle East. Every project in this field faces challenges that require good-quality downhole data to be properly addressed. In the present case, the risks involved when milling inside a 7-in. monobore completion with 2 3/8-in. coiled tubing (CT) in gas conditions motivated the use of a state-of-the-art bottomhole assembly capable of providing real-time downhole parameters to operate the mill both safely and efficiently.

The project, which included an extensive

надлежащего выполнения работ по сбору и обработке забойных данных высокого качества. В данном случае для проведения работ по фрезерованию на ГНКТ диаметром 60 мм в обсадной колонне диаметром 178 мм в условиях поступающего из пласта газа потребовалось применение современной забойной компоновки, позволяющей в реальном времени получать забойные данные для более эффективного и безопасного фрезерования.

Работа над данным проектом предполагала тесное сотрудничество сервисных компаний по ГНКТ и внутрискважинному оборудованию. Проект состоял из нескольких инновационных этапов. Сначала для обеспечения требуемого расхода для запасовки оптоволоконного кабеля в ГНКТ на скважине была использована специальная емкость. Затем для передачи забойных и устьевых данных в реальном времени была разработана под заказ система сбора данных, которая соответствует строгим требованиям заказчика. Также для обеспечения связи всех программных продуктов каждого подрядчика между собой была разработана специальная аппаратура и протоколы. Далее был проведен тщательный анализ для определения наиболее безопасного метода спуска фрезы в скважину и проведения работ по фрезерованию для решения поставленных задач.

Успешный опыт проведения работ по фрезерованию в колонне диаметром 178 мм в условиях поступления газа из пласта является результатом нескольких достижений, которых удалось добиться за время выполнения работ. Система телеметрии в реальном времени служила для управления забойным инструментом, который впервые использовался в таких сложных условиях. Система позволила передавать в кабину управления ГНКТ следующие данные: крутящий момент на забое, давление (внутри и снаружи фреза), глубину, вес на фрезерующий инструмент. Эффективная интерпретация полученных данных позволила бурильщику ГНКТ и специалисту по фрезерованию выполнить фрезерование 30 метров цемента и разбуриваемой пробки за три СПО. Для запасовки оптоволоконного кабеля в ГНКТ диаметром 60 мм потребовалась дополнительная измерительная аппаратура (расходомеры и датчики давления) для точного слежения за параметрами закачки жидкости. Теперь использование данной измерительной аппаратуры будет являться стандартным требованием для выполнения подобных работ по всему миру. Интерфейс системы связи между программными продуктами разных компаний для сбора важных параметров успешно себя зарекомендовал, и в дальнейшем будет являться эталоном.

Несмотря на изменения скважинных условий во время операции, работа была выполнена в полном соответствии с требованиями безопасности. В рамках работы было разработано дерево решений, в котором было учтено несколько возможных вариантов чрезвычайных ситуаций. Каждое принятое решение рассматривалось всеми компаниями на основе записываемых забойных данных, что позволило максимально эффективно использовать компоновку для фрезерования и опыт экспертов.

В данной статье приведен большой объем информации, полученной при проектировании и выполнении работ. Подробно описаны действия сервисных компаний по интеграции оборудования и технологий для решения поставленных задач. Данный опыт может быть использован

integration between the CT and downhole tools providers, consisted of various innovative stages. First, a stimulation vessel was used to deliver enough pumping capacity to inject the fiber optics carrier into the CT pipe located on the rig. Then, a customized surface acquisition system was implemented to comply with strict zoning requirements, and protocols and hardware were designed for communication between the software of all parties to transmit downhole and surface data in real time. Finally, a thorough analysis was conducted to identify the safest method to deploy and run the milling tools to achieve the job objective.

This successful milling operation in 7-in. monobore completion and gas conditions was the result of several achievements made throughout the project. The real-time telemetry system served rugged downhole tools, which were being used under these conditions for the first time. They provided downhole torque, pressure (both inside and outside of the milling tool), depth control variables, and weight on bit to the CT control cabin, where the CT operator and milling tool specialist effectively interpreted the data and took actions to mill 100 ft of cement and a drillable plug in three runs. The critical operation to inject the fiber optic carrier in the 2 3/8-in. CT pipe required incorporating extra measurement equipment such as flowmeters and pressure gauges in the system to closely check pumping parameters, which will now be utilized as a standard for other such interventions worldwide. Finally, the design of the communication interface between the software of the different companies proved to be effective at compiling all the critical parameters and became a benchmark for future operations.

Even though well conditions changed during the operation, the job was executed safely based on a detailed decision tree that incorporated several contingencies. Each action was reviewed by all parties based mainly on the downhole data recorded, which allowed getting the best out of the milling bottomhole assembly and the expertise incorporated in the project.

This work shares a vast amount of information collected during the design and execution of the project. The significant effort performed by all the parties to integrate their equipment and technology are detailed within the context of the job's objectives and can be used as a reference by other locations. Contingency plans are also detailed, as well as safety measures and lessons learned.

### **SESSION 9. Offshore and Subsea Well Intervention Operations**

How to intervene into offshore and subsea wells has become an important issue in a cost constrained environment. A lower for longer oil price has motivated business to move to alternative efficient and effective subsea well intervention

для выполнения других работ. Также в статье описаны планы ликвидации аварий, меры техники безопасности и сделанные выводы.

### **СЕКЦИЯ 9. Внутрискважинные работы на шельфе и в глубоководных скважинах**

В условиях ценовых ограничений важным вопросом является проведение внутрискважинных работ на шельфе и в глубоководных скважинах. Снижение цен на нефть привело к тому, что компании начали искать альтернативные эффективные методы внутрискважинных работ на шельфе. Осложнения происходят как на стадии добычи, так и на стадии эксплуатации зрелых месторождений, когда планируется консервация скважин. В данной секции доклады посвящены решению задач по поиску новых уникальных технических решений через обсуждение реального промышленного опыта и полученных выводов. Данные технические решения могут применяться на других скважинах с похожими осложнениями.

#### **Успешный опыт промывки скважины от тяжелого проппанта после ГРП в глубоководной скважине в Мексиканском заливе**

*Д. Вебб, PE, Chevron; Б. Соньер, Halliburton*

В качестве проппанта на глубоководных скважинах Мексиканского залива в основном используется проппант, полученный из боксита, благодаря своей высокой прочности и высокой проводимости трещины. Однако проппант, полученный из боксита, оказывает негативное воздействие на ГНКТ из-за высокой удельной плотности (приблизительно 3,6). В данной статье представлено описание планирования и выполнения работ по промывке скважины от тяжелого проппанта после ГРП с помощью ГНКТ на месторождении Таити в Мексиканском заливе.

Во время заканчивания подводной скважины доступ в скважину осуществлялся с помощью бурового судна с системой динамического позиционирования. После установки компоновки нижнего заканчивания на бурильных трубах был произведен ГРП. При ГРП был получен СТОП, в результате чего в колонне осталось приблизительно 78 т проппанта, который не удалось поднять на поверхность. Установка ГНКТ была смонтирована в специальной раме, которая удерживала колонну, для обеспечения компенсации качки судна во время монтажа инжектора и противовыбросового оборудования. Для промывки скважины до глубины 7380 м была использована ГНКТ диаметром 44 мм. В ГНКТ закачивался раствор, который затем поднимался вместе с проппантом по бурильной трубе и выходил через крестовину на устье.

Для проведения эффективной промывки был составлен план ликвидации аварий, благодаря которому в наличии имелось всё необходимое оборудование для успешной операции, а также программа всех этапов работы. Бурильная труба была успешно вымыта от проппанта до глубины 7380 м. После окончания промывки в скважину была закачана жидкость глушения для проведения дальнейших внутрискважинных работ и в конечном итоге возобновления работ по заканчиванию скважины.

Данная статья указывает на важность планирования мероприятий по ликвидации аварий для снижения затрат

provision. The challenges faced occur during both normal production operations and in later field life when abandonment is being planned. This session focuses on how challenges were faced and unique solutions successfully implemented through discussion of operational case histories demonstrating standardization and lessons learned. These intervention solutions will be of use in other locations facing similar issues.

#### **Successful Coiled-Tubing Cleanout of Heavy Post-Fracturing Proppant in Deepwater Gulf of Mexico: Case History**

*Webb J.K., PE, Chevron; Sonnier B., Halliburton*

Sintered bauxite is the primary proppant used during deepwater Gulf of Mexico (GOM) operations because of its high strength and conductivity. However, the use of bauxite proppant presents operational issues for coiled tubing (CT) resulting from its high specific gravity (approximately 3.6). This paper describes the planning and execution of a heavy post-fracturing proppant cleanout operation using CT in the operator's Tahiti field in the US GOM.

During completion operations on a subsea well, access to the well was provided by a dynamically positioned drillship. After installing the lower completion in the well using drillpipe, a proppant-laden stimulation treatment was pumped. During this process, an early screenout was encountered, and approximately 171,300-lbm proppant remained in the drillpipe that was unable to be reversed out. A CT unit was rigged up in a tension-lift frame that suspended the drillpipe string, allowing for a motion-compensated window to rig up the CT injector head and pressure-control equipment. A 1.75-in. outer diameter (OD) CT string was used to clean out the wellbore to 24,215 ft by circulating brine down the CT string and up and out of the drillpipe through a flow cross.

Preexisting contingency planning proved invaluable for efficient cleanout operations by providing the physical assets necessary to perform a successful operation as well as a framework for the engineering and procedures required. The drillstring was effectively cleaned of proppant to 24,215 ft. Once the well was deemed clean, kill-weight fluid was circulated into the well to allow for further well intervention operations and the eventual return to completion operations.

This case study illustrates the importance of contingency planning to help minimize overall operation costs. The large-scale and challenging well conditions of this unique project led to valuable lessons learned that can be used to optimize performance during future cleanout and drillship operations.

#### **Cement Milling Using Incorrutable Corrosive Brine in an HPHT Environment:**

на выполнение работ. Осложненные скважинные условия на этом уникальном проекте позволили сделать ценные выводы, которые могут использоваться в дальнейшем для оптимизации работ по промывке скважин и работ, выполняемых с помощью буровых судов.

### **Уникальный опыт фрезерования цемента с использованием коррозионно-активного раствора в скважинах с высокими значениями давления и температуры**

*И. Абдулла, М. Кумар, А. Сараф, Н. Хандельвал, К. Каул, Х. Патак, Halliburton*

Сервис ГНКТ используется для операций во все более сложных условиях – более глубокие скважины, более высокое давление. Таким образом, происходит расширение границ применения ГНКТ. Применение ГНКТ для фрезерования цемента является безопасным, быстрым и экономически эффективным методом, однако использование коррозионно-активного раствора в качестве бурового может вызвать осложнения.

В данной статье описаны проблемы, которые встречаются при фрезеровании цемента в скважинах с высокими значениями давления и температуры с раствором высокой плотности, и средства их решения. Высокая плотность раствора осложняет процесс фрезерования из-за ограничения расхода закачки, низкой вязкости и коррозионной активности.

Температура на забое данной морской газовой скважины была 200 °С, пластовое давление 816 атм. Скважина была закончена обсадной колонной от устья диаметром 245 мм и хвостовиком диаметром 89 мм, подвешенным на глубине 4606 м по стволу. Для прохождения через внутренний диаметр хвостовика была выбрана ГНКТ диаметром 44 мм. Максимально допустимый расход жидкости был ограничен из-за трения в трубе и низкой вязкости раствора. Однако для подъема шлама на поверхность была необходима высокая скорость раствора в затрубном пространстве. Для решения данной проблемы производилась откачка жидкости из затрубного пространства обсадной колонны диаметром 245 мм. В качестве двигателя был выбран гидравлический забойный двигатель. В данной статье представлены рекомендации по выбору эластомеров, совместимых с данным типом раствора, описание характера коррозии, обнаруженной на надмоторной компоновке, и информация о переоснастке компоновки после каждой СПО. В статье представлена информация о лабораторных исследованиях, проведенных с целью выбора подходящего загустителя и ингибитора коррозии, оптимальной скорости проходки и веса на фрезерующий инструмент для исключения образования больших элементов шлама. Лабораторные исследования позволили также получить рекомендации по обработке жидкости на поверхности и ее последующей очистке.

Тщательный выбор забойного двигателя основывался на подборе силовой секции, шпиндельной секции и уплотнений, совместимых с коррозионно-активным раствором. Планирование работы включало выбор следующих параметров: скорость проходки, скорость жидкости в затрубном пространстве, размер расфрезерованных частиц, эквивалентная циркуляционная плотность в рамках установленных границ. В результате

### **A Unique Case Study**

*Abdullah Irfan B., Kumar Mayank D., Saraf Aman, Khandehwal Nakul, Kaul Karan, Patbak Himanshu, Halliburton*

The coiled tubing (CT) industry continues to operate in deeper and higher pressure wells and in more challenging environments, thereby extending the operating envelope for the service worldwide. CT operations for cement milling provides a safer, faster, and more economical solution, but achieving the desired results in a high pressure, high temperature (HPHT) offshore environment using corrosive brine as the milling fluid is challenging.

This paper describes various challenges and customized remedies for a cement milling operation in an HPHT well with high-density brine, which made milling challenging because of limitations on pumping rates, low viscosity, and fluid corrosiveness.

This offshore gas well had a bottomhole static temperature (BHST) of 400 °F and reservoir pressure of 12,000 psi, with a completion of 9-5/8 in. casing from the surface and a 3-1/2-in. liner hanging from 4,606 meter measured depth (mMD). A 1.75-in. outer diameter (OD) CT string was used to accommodate the internal diameter (ID) restriction of the liner. The allowable pumping rate in the 1.75-in. CT was restricted as a result of pipe friction and low viscosity of milling fluid; however, higher annular velocities were needed to lift the cuttings from the wellbore. To overcome this, additional pumping was performed from the annulus of the 9-5/8-in. section. A positive-displacement, metal-on-metal motor was selected over various types of motors. This paper provides details about best practices, including the selection of brine-compatible elastomeric seals, severe corrosion observed on the motorhead assembly (MHA), and redressing of MHA after each run. It also includes details about laboratory tests performed to identify a suitable viscosifier and corrosion inhibitor, as well as the optimum rate of penetration (ROP) and weight on bit (WOB) to avoid large cuttings, surface-fluid handling, and filtering arrangements.

Based on precise tool selection, including power section, bearing section, and corrosive-brine-compatible motor seals, as well as design parameters, such as ROP, annular fluid velocity, particle size, and equivalent circulating density (ECD) under the operating envelope, cement milling of 217 m of cement was completed successfully in an overbalanced condition with no health, safety, and environment (HSE) related issues. Selecting the correct milling motor and mill plays a crucial role in any milling job. Several operational challenges, such as excessive corrosion at a minimum MHA ID, pitting on bottomhole assembly (BHA) components and erosion on ball seats, erosion, and degradation of elastomeric seals

работы по фрезерованию 217 м цемента были успешно выполнены в условиях депрессии на пласт без нарушений в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды (ОТ, ПБ и ООС). Ключевую роль в любой работе по фрезерованию играет корректный подбор забойного двигателя и фрезы. При работе были выявлены следующие осложнения: повышенная коррозия на участке минимального внутреннего диаметра надмоторной компоновки, точечная коррозия на элементах забойной компоновки, эрозия на седлах под шар, эрозия и разрушение уплотнительных элементов при температуре 200 °С. Технический контроль позволил минимизировать негативное воздействие вышеуказанных факторов.

Используемые методы, подбор забойного инструмента и специально подобранная конструкция приборов позволили добывающей компании успешно выполнить фрезерование цементного моста в условиях высоких значений давления и температуры с помощью раствора бромида цинка (ZnBr<sub>2</sub>). Применяемая технология позволила сократить операционное время и избежать забурки бокового ствола. Полученные выводы, методика выполнения работ, а также рекомендации, описанные в данной статье, могут использоваться для выполнения похожих операций по всему миру. Это позволит минимизировать риски относительно качества работ и ОТ, ПБ и ООС.

### **Успешный опыт ликвидации скважин с установкой пробок на ГНКТ на континентальном шельфе Норвегии**

*И. Томсон, Halliburton*

После снижения добычи до нерентабельного уровня на зрелых месторождениях добывающие компании обязаны заглушить и ликвидировать скважины. По имеющимся оценкам, на данный момент необходимо ликвидировать тысячи таких скважин.

Как показывает опыт, ликвидация скважин в Северном море выполняется с помощью буровых установок либо установок капитального ремонта скважин (КРС). Во многих случаях за неимением буровых установок ликвидация скважин, пробуренных со стационарных платформ в Северном море, требует повторного привлечения платформ либо мобилизации установок КРС.

Регулирующие органы в Северном море определили стандарты для установки пробок для ликвидации скважин, согласно которым в каждую скважину необходимо установить изоляционный экран.

В данной статье описан альтернативный подход к ликвидации скважин с помощью технологии ГНКТ для установки изоляционных экранов. На столе ротора был смонтирован стандартный комплекс ГНКТ. Для создания связи с пластом были использованы стандартные технологии фрезерования и промывки. Для установки изоляционного экрана были использованы инновационные технологии перфорации, промывки и цементирования. После этого для испытания экрана в скважину был спущен перфоратор НКТ. Изоляционные экраны были успешно установлены с помощью ГНКТ на 13 скважинах месторождения за одну кампанию.

В данной статье описана успешная ликвидация скважин с помощью ГНКТ. Также в статье сделан вывод, что по сравнению с традиционными методами с привлечением

ат a BHST of 400 °F, were observed. These adverse effects were avoided with engineering controls.

The methods used, tool selection, and customized design helped the operator to find a solution for milling a cement plug in an HPHT well with zinc bromide (ZnBr<sub>2</sub>) brine, which resulted in reduced rig time and avoided the side tracking of the well. The lessons learned, methods, and best practices described in this paper can be used in a similar application worldwide, which can help to minimize issues related to service quality and HSE.

### **Successful Creation of Permanent Reservoir Isolation Barriers Using Coiled Tubing on the Norwegian Continental Shelf NCS**

*Thomson Iain, Halliburton*

As well production declines in mature fields and becomes unprofitable, operators must shut the wells in and permanently plug and abandon (P&A) them. It is presently estimated that thousands of such wells will require permanent P&A.

Historically, the P&A of wells in the North Sea were performed using either drilling or workover rigs. In many cases, wells drilled from fixed platforms in the North Sea no longer have operational drilling rigs requiring recommissioning of existing facilities or mobilization of workover rigs.

Regulatory authorities in the North Sea have defined standards for creating permanent reservoir barriers for the P&A of wells, which includes requiring a "rock-to-rock" barrier.

This paper discusses an alternative approach to P&A using coiled tubing (CT) processes and techniques to create these permanent reservoir barriers. One process rigged CT up from the drill floor and pipe deck in a conventional fashion. During the intervention, standard milling and tubular cleanout techniques were used to gain access to the reservoir, and then a novel perforating, washing, and cementing (PWC) technique created the reservoir barrier. Finally, an additional tubing punch run was made, and the barrier was tested. In a single, multiwell campaign, 13 wells in the field had successful permanent reservoir barriers created using CT.

This paper illustrates the successful creation of permanent reservoir barriers using CT. Additionally, the paper highlights that using CT can provide economic benefits for creating the barrier compared to more conventional drilling or workover rigs.

### **SESSION 10. Stimulation and Conformance Operations**

Production enhancement through stimulation and conformance well interventions are increasingly relevant in a hydrocarbon market

буровой установки или установки КРС использование ГНКТ позволяет сократить расходы на ликвидацию скважин.

### **СЕКЦИЯ 10. Операции по повышению нефтеотдачи и заводнению**

Операции по интенсификации добычи с помощью воздействия на пласт и заводнения становятся все более актуальными в условиях снижения цен на углеводороды. В то же время возрастающий уровень сложности скважинных условий повышает необходимость эффективного использования новых технологий. В данной секции доклады посвящены опыту применения новых технологий для более эффективных внутрискважинных работ по интенсификации добычи.

#### **Совершенствование технологии разветвленной кислотной обработки скважин: свет в конце туннеля**

*К. Вихант, Chevron E&P Company (Северная Америка); С. Латтимер, Chevron E&P Company (Европа, Азия и Средний Восток); Д. Макдафф, Chevron Energy Technology Company*

В данной статье описано совершенствование последних достижений и глобальный опыт в области технологии разветвленной кислотной обработки скважин (создание разветвленной сети каналов с помощью кислоты). В статье рассказывается о методах с применением ГНКТ и другого оборудования. Представлены эксплуатационные ограничения, критерии подбора скважин-кандидатов, факторы, влияющие на моделирование работы, выводы, риски, требования к контролю, а также возможности оптимизации технологии. Статья содержит исчерпывающий обзор опубликованных работ по трем различным методам создания сети каналов, а также информацию о других методах. Обзор литературы дополнен данными о глубине, температуре и давлении для трех методов, которые подробно описаны в статье. Представлено также сравнение трех методов по таким факторам, как логистика, длительность работы и необходимый объем кислоты и других флюидов.

В предыдущих статьях было представлено описание только одного конкретного метода. По сравнению с предыдущими статьями в данной статье вопросы оптимизации работы, риски, требования к контролю создания каналов для нескольких методов кислотной обработки описаны гораздо более подробно. Все три метода, описанные в статье, являются эффективными, но они предназначены для разных целей. Отличия в методах кислотного создания каналов объясняются разным временем разработки, разной скоростью выполнения работы и разными ограничениями по глубине. Ранее оптимизация технологии была сосредоточена на процессе создания каналов, а не на повышении эффективности кислотной обработки в отношении трещин, которые образуются вокруг канала. Каждый метод использует различные способы установки гидромониторных сопел в каналах, в результате чего на выходе получаются различные траектории каналов. Для одного из методов данные кавернометрии более важны, чем для других. Также у каждого метода свои возможности по контролю траектории создания канала. Приборы для создания каналов имеют различный размер, однако при наличии разных размеров больший размер прибора не имеет очевидного преимущества с точки зрения компании-оператора. Также в статье описаны меры по минимизации

that faces continuous pricing pressure. Meanwhile, the need for operational efficiency and new technologies to address ever-increasing harsh downhole conditions has never been as high. This session showcases case histories and technology updates that propose novel approaches to more efficient and effective production enhancement interventions.

#### **Dendritic Acidizing Update: The Light at the End of the Tunnel**

*Webunt C. Dean, Chevron North America E&P Company; Lattimer Stefan K.K., Chevron Europe, Eurasia, and Middle East E&P Company; McDuff Darren R., Chevron Energy Technology Company*

The paper provides an update on recent advances for, and summarizes global experiences with, dendritic acidizing methods, aka acid tunneling. The scope of the paper includes both Coiled-Tubing (CT) deployed and non-CT methods, and discusses process limitations, candidate selection criteria, job design factors, operational learnings, risks, and surveillance requirements and opportunities. The paper contains a comprehensive review of published information for three different tunneling methods and relevant information for several other tunneling methods. The literature information is supplemented by, depth, temperature, and pressure records for the three processes which are discussed in detail. Execution factors such as logistics required, length of time required, and volumes of acid and other fluids used are also compared for three methods.

Previous papers have focused on only one of the methods, whereas the authors will discuss acid job optimization, process risks, and surveillance requirements for multiple acid tunneling methods in substantially greater depth than have past authors. The three methods detailed in the paper are all viable but may have different niches. Differences in the job counts for the different methods are easily explained by differences in process vintages, execution speeds, and depth limitations. Previous optimization efforts were focused on tunnel creation but not acid job effectiveness in terms of the wormholes generated adjacent to the tunnels; however, some progress is now being made in that regard. There are differences in the processes regarding pushing or pulling the jetting nozzles into the tunnels, and differences in resulting tunnel trajectories. Pre-job caliper data are more critical for one of the processes than for the others, and there are significant differences in ability to measure or control tunnel direction. The tunneling tools have different sizes, but when tool size alternatives are available, the larger tool sizes offer no clear advantages to the operator. Useful risk mitigation measures are

рисков. Статья содержит исчерпывающий список литературы для помощи при более подробном исследовании альтернативных технологий, разработанных другими компаниями.

### **Инновационная технология изоляции интервалов и повторной стимуляции: опыт 26-стадийной повторной стимуляции на скважине в Пермском бассейне**

*Т. Боулис, Т. Вулгамор, Occidental Oil and Gas; Л. Кастро, Baker Hughes, a GE Company*

В данной статье представлен опыт выполнения работы по повторной стимуляции всего горизонтального участка добывающей скважины за одну СПО с применением инновационной экономически-эффективной технологии для надежной изоляции интервалов. Статья включает в себя детали операции и полученные по итогам работы выводы. Приведено сравнение данной технологии с другими методами повторной стимуляции, которые применяются в данном регионе.

Новый метод основан на применении новой двухпакерной компоновки, в которую входят два пакерирующих элемента, которые активируются механически (в отличие от традиционных уплотнительных манжет). Данное решение позволяет преодолеть ограничения по забойному давлению и износу, которые накладываются на стандартные двухпакерные системы. Новая система изоляции интервалов позволяет обеспечить более высокий расход, более высокое дифференциальное давление, а также большее количество стадий. Таким образом, уменьшается количество требуемых СПО для стандартной операции по повторному ГРП. В статье представлено сравнение со стандартными методами повторного ГРП в отношении внутрискважинного оборудования. Кроме того, статья содержит данные по давлению во время операции, которые позволяют определить зону распространения трещин ГРП.

В статье описываются основные операции по проведению многостадийных обработок за 1 СПО в горизонтальной скважине с помощью инновационной технологии. Технология позволяет сократить время на проведение работы, требуемый объем ресурсов и стоимость работы. Статья включает в себя описание примера применения данной технологии, который позволил сократить время выполнения операции на 30% по сравнению с другими методами. Также технология позволила обеспечить полную механическую изоляцию, что ранее было невозможно. Более того, данные по давлению, которые записываются во время работы, говорят об ограниченной эффективности кластера при проведении основного ГРП.

Выводы, сделанные в данной статье, обладают высокой важностью, поскольку они предлагают новую экономически эффективную альтернативу стандартным методам повторного ГРП, двухпакерные компоновки которых обладают существенными технологическими ограничениями. Значимость данных выводов объясняется следующими моментами: 1) технология, описанная в статье, позволяет преодолеть технологические ограничения как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах; 2) большинство стандартных методов повторного ГРП предполагают слепую закачку с устья в горизонтальный ствол с открытыми перфорационными отверстиями без

also discussed in the paper. The paper includes a comprehensive bibliography to facilitate further examinations of the technology alternatives by other petroleum industry professionals.

### **An Innovative Tool for Stage Isolation and Effective Restimulation: A Case History of a 26-Stage Lateral Recompletion in the Permian Basin**

*Boulis Tasos, Vulgamore Travis, Occidental Oil and Gas; Castro Luis, Baker Hughes, a GE Company*

This paper presents a case history where the entire lateral of a producing well was restimulated in a single trip using a novel cost-effective intervention tool designed to provide discrete stage isolation. Lessons learned and job details are discussed and compared with other restimulation methods used in the area.

The new method is based on a novel straddle packer system that uses two mechanically-activated sealing elements – as opposed to conventional sealing cups – to overcome wear and bottomhole pressure limitations found in traditional straddle systems. The novel stage isolation system enables higher flow rates and pressure differentials as well as a larger number of stages, therefore reducing the amount of trips in the well required to complete typical refracturing operations. A comparison will be made to conventional refracturing methods based on intervention tools. As a bonus, pressure data gathered during the treatment indicating limited coverage of the primary fracturing job will be discussed.

The case study provides the framework to describe how the novel technology enables multiple treatments in a single trip in the horizontal well, therefore reducing the operational time, resources, and cost required to complete a restimulation job. The paper will show how the use of the novel technology reduced operational time by 30% compared to other methods, and enabled the operator to treat a horizontal well with full mechanical isolation in a manner not previously available. In addition, the paper will discuss pressure data gathered during the deployment that suggests limited cluster efficiency on the primary fracturing operation.

The results of the paper are relevant because they provide a new cost-effective alternative to conventional restimulation systems that was not available in the past due to inherent technology limitations of existing straddle packer systems. This is important because: (1) the technology described in the paper overcomes these limitations for both vertical and horizontal wells, (2) more refracturing operations are executed by blindly pumping treatments from surface into a full lateral with open perforations without an effective way to mechanically isolate target zones, and (3) the technology may shed additional light

возможности механической изоляции целевых интервалов;  
3) данная технология является новым шагом в обсуждении эффективности кластерного ГРП.

### **Повторный ГРП на ГНКТ открывает новые возможности для стимуляции нетрадиционных месторождений**

*П. Панкай, П. Шукла, Schlumberger*

В Северной Америке повторный ГРП является эффективной технологией для поддержания уровня добычи, способствующей бурению новых соседних скважин. Несколько примеров применения технологии показывают, что закачка под давлением «в лоб» неэффективна, поскольку жидкость и проппант поглощаются уже существующими трещинами основного ГРП. Повторный ГРП с использованием ГНКТ предоставляет огромное преимущество, которое заключается в возможности точно определить интервал обработки с помощью создания новых перфорационных отверстий с использованием гидropескоструйного перфоратора, а также блок-пачек (составов-отклонителей) для изоляции высокопроницаемых кластеров. В данной статье представлены преимущества и показатели прироста добычи при использовании ГНКТ для повторного ГРП.

Опыт проведения повторного ГРП с ГНКТ на сланцевом месторождении Игл Форд позволяет оценить эффект от операции. По сравнению с технологией повторного ГРП «в лоб» применение ГНКТ на первой серии скважин с 18 стадиями позволило обеспечить на 36% больше прироста добычи в первом году. Для оценки продуктивности скважины после повторного ГРП проводились следующие расчеты: моделирование работы на основе гидродинамической и геомеханической моделей, моделирование трещин ГРП, моделирование составов-отклонителей, численное моделирование добычи, а также расчеты методом конечных элементов. Проведено сравнение методов повторного ГРП: закачка «в лоб» и ГРП на ГНКТ. Также изучено влияние повторного ГРП на принятие решения о бурении новых соседних скважин.

Исследование показало, что для успешной обработки перфорацию необходимо проводить в неистощенных участках пласта. Для корректного расположения новых перфорационных отверстий могут использоваться результаты гидродинамического моделирования, а также данные по профилю притока флюида к стволу скважины. Использование потокоотклоняющих составов эффективно способствовало отклонению потока жидкости ГРП и стимуляции недrenируемого участка пласта. После повторного ГРП на ГНКТ рост добычи произошел как на новых, так и на действующих скважинах. В результате общая добыча на новых и действующих скважинах выросла на 23% по прошествии года после повторного ГРП по сравнению с действующими скважинами, на которых повторный ГРП не производился.

Обоснование новой технологии с помощью расчетов и моделирования позволило подтвердить преимущество применения данной технологии для разработки нетрадиционных месторождений. Использование основных выводов, описанных в данной статье, позволит добывающим компаниям увеличить шансы на повышение добычи, а также сравнить различные сценарии выполнения повторного ГРП. ●

on the discussion of cluster efficiency during primary stimulation operations.

### **Application of Refracturing Using Coiled Tubing Opens a New Door of Opportunities for Unconventional Reservoir Stimulation**

*Pankaj Piyush, Shukla Priyavrat, Schlumberger*

In North America, refracturing has been found to be effective in many instances for increasing the longevity of the well production and helping to drill and complete offset wells. Several instances suggest that refracturing by bull-heading is relatively ineffective because fluids and proppants are lost in the pre-existing hydraulic fractures. Refracturing through coiled tubing (CT) provides a large benefit in giving ability to pinpoint the location of the refracturing treatment by creating new perforations using abrasive jetting and using diversion pills for isolating high-permeability clusters. This paper helps elucidate the benefits and production gain when using CT for refracturing jobs.

A case study from the Eagle Ford shale illustrates the impact of CT refracturing applications. When CT was hydraulic fracturing was applied in the first generation of wells with 18 stages, 36% extra production was observed in the first year as compared to the bullheading technique. Simulations based on integrated reservoir and geomechanical earth models, complex hydraulic fracture models, diversion simulation, numerical production simulation and finite element computations enable characterizing the productivity from the CT refrac operations. A comparison is made between the bullheading technique and CT based refracturing jobs. The impact of refracturing using CT on the offset child wells to be drilled and completed is also studied.

The study demonstrates that it is critical to place the perforation locations in areas of undepleted reservoir for successful refracturing. Reservoir simulation results in combination with measurements of fluid flow profile in the wellbore can be used to place new perforations in the right sections. Using the diversion pill was found to be greatly effective in improving the fracturing fluid diversion and stimulating the undrained reservoir. With the refracturing using CT, the child wells show improvement in productivity along with the parent well. Overall, the parent and child well combination shows 23% increase in production after one year of refracturing when compared to no refracturing in the parent wellbore.

The new approach is verified through the application of simulation and modeling to prove the benefit of CT refracturing operations in unconventional reservoirs. By adopting the key learnings and approach followed in this paper, operators can maximize their chances to improve productivity and compare various refracturing scenarios. ●