



Первый мировой опыт проведения геофизических исследований в добывающих скважинах с использованием ГНКТ с оптоволоконным кабелем

World's First Production Logging with Fiber Optic Enabled Coiled Tubing (CT)

Видал НОЯ, Абдур Рахман АДЛ, Келлен ВОЛЬФ, Сунг Сеон ЧИ, Джон СТАКЕР, Фернандо РОДРИГЕС, SPE, Schlumberger
Vidal NOYA, Abdur Rahman ADIL, Kellen WOLF, Soon Seong CHEE, John STUKER, Fernando RODRIGUEZ, SPE, Schlumberger

Технология проведения геофизических исследований скважин с ГНКТ, оснащенным оптоволоконным каналом связи ACTivePS, была представлена мною на 11-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы» в сентябре 2010 года в Москве. Международная премьера технологии состоялась на неделю позже в рамках нефтяного конгресса в Италии.

Прошло сравнительно немного времени, и у нас уже есть первые результаты промысловых работ, наши коллеги предоставили нам и уважаемым читателям «Времени колтюбинга» прекрасную возможность ознакомиться с ними.

К.В. Бурдин, гл. инженер департамента по капитальному ремонту скважин с ГНКТ компании «Шлюмберже»

At the 11th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference held in Moscow in September 2010 I presented a technology of geophysical well logging with a coiled tube string coupled with ACTivePS fiber-optic communication channel. International premiere of the technology took place at an oil congress in Italy a week after its presentation in Moscow.

The technology was announced relatively not long ago, but we already have its first field operation results. Our colleagues have provided us and you, distinguished readers of the Coiled Tubing Times, with an excellent opportunity to learn about these results.

K.V. Burdin, Chief Engineer of the CT Workover Department, Schlumberger

ОБЗОР

Гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ) с установленным внутри геофизическим кабелем идеально подходит для проведения геофизических исследований (ГИ) в режиме реального времени (РРВ) в добывающих скважинах (ДС) с продолжительной горизонтальной секцией. Однако геофизический кабель внутри ГНКТ снижает

ABSTRACT

The coiled tubing (CT) e-line system is ideal to perform real-time production logging (PL) in long horizontal wells. However, the wireline cable inside the CT can restrict the pump rate while the large volumes of acid normally pumped could potentially damage the CT pipe's integrity. Furthermore, using two different CT strings, one for pumping acid and another for

SPE 142443
SPE 142443-PP

Copyright 2011, Society of Petroleum Engineers

This paper was prepared for presentation at the SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 5–6 April 2011.

This paper was selected for presentation by an SPE program committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper have not been reviewed by the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material does not necessarily reflect any position of the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper without the written consent of the Society of Petroleum Engineers is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words; illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of SPE copyright.

возможные расходы прокачиваемой жидкости, поэтому, как правило, большие объемы кислотных обработок могут нарушить целостность колонны ГНКТ. Кроме того, использование двух различных колонн ГНКТ: одна для проведения кислотной обработки, вторая для проведения ГИДС РРВ, является практически и экономически невыгодным. На сегодняшний день в таких случаях наиболее часто используется проведение ГИ с записью данных на носитель. Основной недостаток такой технологии – это запись данных низкого качества или холостая спуско-подъемная операция (СПО).

Для преодоления вышеупомянутых сложностей была разработана новая многозадачная система, которая позволяет проводить ГИДС с помощью ГНКТ в режиме реального времени и при этом выполнять традиционные работы на ГНКТ. Система телеметрии по средствам оптоволоконного кабеля внутри ГНКТ (ОКГНКТ) уже используется для проведения измерения параметров на забое скважины при проведении различных обработок и операций на месторождении «М». Новая компоновка низа колонны (КНК) позволяет проводить традиционные ГИДС РРВ с записью данных на носитель. На поверхности преобразованный оптический сигнал передается по беспроводной связи на компьютер инженера, снижая необходимость в стандартном оборудовании и персонале.

Впервые в мире такая система была применена на водонагнетательной скважине после выполнения обработки по стимуляции пласта, с качеством данных каротажа нагнетательного профиля, сопоставимым с качеством данных традиционного каротажа, выполняемого на геофизическом кабеле. Кроме того, данные показали равномерный контур нагнетания. Практические промысловые применения данной системы также отражены в этой статье.

Использование новой многофункциональной ОКГНКТ позволяет сократить затраты на мобилизацию и логистику, так же как и снизить стоимость и время проведения работ по сравнению с существующими методами ГИ. Эта технология может быть применена при работе на морских платформах и на удаленных месторождениях, где операционные затраты достаточно велики. В конечном счете система позволяет проводить диагноз состояния скважины, обработку и анализ результатов обработки за одну интервенцию, делая работу комплекса ГНКТ более эффективной и предоставляя более полные данные для инженеров-технологов.

ВВЕДЕНИЕ

Во время эксплуатации скважины постоянно проводятся различные операции, позволяющие изменить технологический режим скважины, ее геометрию или произвести анализ состояния скважины с целью последующего повышения

performing the PL in real time, is neither practical nor economical. A common approach is to use a memory PL tool (PLT), with the associated drawback of recording poor quality data or eventual misruns.

To overcome these challenges, a new CT multipurpose system has been developed, allowing real time PL and conventional applications. Leveraging on the telemetry offered by the fiber optic enabled CT (FOECT), already used for downhole measurements while treating in the M field; the new downhole assembly enables the use of standard PLTs in real time mode. At the surface, the converted optical signal is transmitted wirelessly to the PL engineer's portable computer; eliminating the need for conventional acquisition equipment and personnel.

In a world-first application, the system was used in a land water injection well, after the stimulation job; obtaining the injection profile log with the same quality measurements as a conventional wireline conveyed log. Moreover, the data demonstrated a uniform injection profile. Additional field applications are also briefly discussed in this paper.

The new multipurpose FOECT reduces the mobilization and logistics otherwise required, as well as the time and cost compared to existing alternatives. This new capability can be extended to other scenarios like offshore or remote environments, where operational costs have a larger impact. Ultimately, the system opens the door for performing diagnosis, treatment, and evaluation in a single well intervention, making CT operations more efficient and providing more data for production engineers.

INTRODUCTION

During the productive life of the well, it is common that a well intervention is carried out to alter the state of the well, the geometry, or to provide well diagnostics and possibly manage the production of the well. An abnormal situation is detected, most times at surface, which triggers the need for an intervention. Examples of this situation may include reduction in hydrocarbon production rates or injection rates and increase of water-oil ratio or gas-oil ratio. To understand the nature of the cause, a diagnostic intervention is many times required to measure critical parameters in the wellbore or related to the formation. Such measurements are typically obtained by running logging tools with wireline or slickline. Once the data is available and analyzed, a subsequent intervention is eventually required to improve the conditions. This may involve the use of coiled tubing (CT) equipment. After the intervention is performed, ideally, a measurement of the new downhole conditions is desired to confirm the new well performance status and that intervention objectives have been achieved.

In the case of a horizontal openhole well, deployment of real-time traditional logging tools adds a degree of complexity because, if wireline tractors cannot be used,

производительности. Зачастую отклонения в работе скажины, обнаруживаемые на поверхности, являются поводом для проведения различных работ в скважине. Примерами таких отклонений могут быть снижение производительности углеводородов в добывающей скважине или снижение подачи в нагнетательной скважине, и увеличение соотношения «вода – нефть» или «газ – нефть». Для понимания истинной причины изменений необходимо произвести измерение параметров в стволе или относящихся к пласту. Такие измерения проводятся, как правило, с помощью геофизических приборов на кабеле. После того как данные были получены и проанализированы, для улучшения условий необходимо проведение обработки скважины, которое может быть выполнено с использованием ГНКТ. В идеале после проведения обработки необходимо вновь произвести измерения сложившихся забойных условий для подтверждения достижения поставленных задач по состоянию скважины.

В случае использования традиционной геофизики в скважине с открытым протяженным горизонтальным участком сложность заключается в том, что при невозможности использовать геофизический «трактор» единственным целесообразным методом является использование ГНКТ с геофизическим кабелем внутри (ГНКТ с ГК). Так как геофизический кабель внутри ГНКТ создает дополнительные ограничения по скорости потока жидкости, коррозионные жидкости влияют на целостность кабеля и невозможна закачка шаров для активации КНК, то использование ГНКТ с ГК одновременно для диагностики скважины и выполнения обработки по закачке жидкостей по стимуляции скважин не нашло широкого применения. Альтернатива использования двух различных колонн ГНКТ – одна с геофизическим кабелем внутри, а вторая без – во многих случаях экономически и логистически не практична.

На сегодняшний день в индустрии существует тенденция по выполнению работ по сбору данных о состоянии скважины до и после обработки в два этапа, между которыми могут пройти недели или даже месяцы. В течение этого времени скважина не производит с проектной мощностью, что ведет к потере дохода. Таким образом, возможность сокращения времени между двумя спусками поможет улучшить экономический эффект проекта.

ПРИМЕНЕНИЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «М»

Месторождение «М» расположено на 27 искусственных островах, соединенных 41 км дороги. Месторождение расположено на мелководье, на глубине от 4 до 6 метров. Данное расположение месторождения на искусственных островах требует огромного количества свехдлинных скважин для

the only practical alternative is to use a CT with e-line inside to convey the PL tools. Because e-line inside the CT imparts limitations including restrictions in the flowrates, cable integrity compromised by corrosive fluids, and the inability to pump balls for actuation of bottomhole assemblies, it has not become a common practice to use the CT e-line string for logging and pumping stimulation fluids. The alternative of using two different CT strings, one with e-line and another without, is economically or logistically speaking, impractical in many scenarios.

Thus, the industry tendency has been to plan an intervention to gather data and post-diagnostic intervention separately, sometimes weeks, even months apart. During this time, because the well remains underperforming, the cash flow of the project is being affected. Therefore, it would be extremely beneficial to shorten the time between both interventions.

BACKGROUND IN THE M FIELD

The M field is being developed using 27 man-made islands connected by 41 km of causeway, as the field is located in shallow seawater area with 4 to 6 meters water depth. These artificial islands require an extraordinary amount of extended reach wells (ERWs) to reach the subsurface target depths of up to 31,000 ft (Nughaimish et al., 2009). Peripheral water injection is planned for reservoir pressure maintenance, providing an efficient sweep of hydrocarbons and maximizing the oil recovery. Many of the injection wells are power water injectors (PWI) drilled from the coast of the mainland with 7-in production tubing and 6½-in barefoot productive sections.

In the drilling phase of these wells, drilling fluids are designed to cause minimum damage to the target zone. Typically, this is achieved by building a highly impermeable filter cake wall on the face of the formation (typical range is 0.1 millidarcy). Obviously, this filter cake should be removed from the wellbore area; otherwise, it will adversely impact the performance of the well. To overcome this issue, acid stimulation with coiled tubing (CT) is required. This operation will improve the ERW's performance due to the inherent advantages of good conveyance of the stimulation fluids effective openhole section coverage.

In addition to the CT utilization, chemical diversion systems were utilized to improve stimulation fluids placement and minimize acid going to localized sections of high permeability, thereby helping to achieve a better acid distribution in the open hole. After the stimulation job, a production/injection distribution profile log is desired to evaluate the response of the well to the treatment (Al Dhufairi et al., 2010).

Because of the limitations explained above – and in particular because of using two different CT strings, one for pumping acid and one for performing the PL in real time – this is not practical or economical; the current

достижения глубин порядка 9500 м (Nughaimish et al., 2009). Периферийное водонагнетание планируется для поддержания пластового давления с целью максимального эффективного извлечения углеводородов. С материка было пробурено большое количество скважин ППД с диаметром эксплуатационной колонны 7" и диаметром открытой секции скважины 6 1/8".

При бурении этих скважин буровые растворы были подобраны по критерию минимального повреждения призабойной зоны. Обычно это достигается путем создания малопроницаемой фильтрационной корки бурового раствора в призабойной зоне (проницаемость порядка 0,1 мДр). Впоследствии данная фильтрационная корка должна быть удалена, иначе она может значительно повлиять на дебит скважины. Для решения этой задачи требуется кислотная обработка призабойной зоны с помощью ГНКТ. Такая обработка повышает дебит сверхдлинных скважин по причине более эффективного покрытия желаемой зоны открытого ствола.

В дополнение к использованию ГНКТ были использованы химические отклоняющие системы для более эффективного покрытия зоны обработки и блокировки доступа кислоты к зонам с высокой проницаемостью, таким образом позволяя достигать лучшего распределения кислоты в открытом стволе. После обработки призабойной зоны необходимо произвести каротаж профиля распределения притока для оценки результатов обработки (Al Dhufairi et al., 2010).

По вышеупомянутым ограничениям и, в частности, из-за использования двух различных колонн ГНКТ (одна – для проведения кислотной обработки, другая – для ГИ РРВ), это не является ни практичным, ни экономичным; на сегодняшний день используется производство геофизических исследований с записью данных на носителе, которые влекут за собой данные низкого качества и возможные холостые СПО (Al Dhufairi et al., 2010).

ГНКТ С ОПТОВОЛОКОННЫМ КАБЕЛЕМ

На сегодняшний день по ряду преимуществ оптоволоконно широко применяется в средствах связи для передачи данных. Система, основанная на применении волоконной оптики, была разработана для нужд нефтегазовой индустрии и адаптирована для использования с ГНКТ (ОКГНКТ) для проведения измерений рабочих параметров на забое скважины в РРВ.

ОКГНКТ (рисунок 1) представляет собой систему, которая позволяет в режиме реального времени измерять давление и температуру на забое скважины без ограничений, которые имеют традиционные геофизические методы исследования при использовании ГНКТ. Данная система состоит:

- из носителя оптоволоконных каналов внутри колонны ГНКТ;

approach is to use a memory PL tool (PLT), with the associated drawback of missing/poor data quality and possible eventual misruns (Al Dhufairi et al., 2010).

FIBER OPTIC ENABLED COILED TUBING

Optical fiber is widely used in communication due to the benefits it offers for data transmission. In application to oil field services, a system based on fiber optics has been developed and adapted for use in CT operations to enable downhole measurements in real time.

The FOECT, Figure 1, is a system that allows real-time monitoring of downhole pressure and temperature without the limitations of conventional wireline-enabled CT units. The FOECT system features include:

- A Fiber Optic Carrier (FOC) inside the CT string.
- The FOECT bottomhole assembly (BHA).
- Surface acquisition.
- A Distributed Temperature Survey (DTS) system.

The downhole tool, which has a 2½-in outside diameter (OD), includes a CT head where the fiber optical connections are terminated, the electronic package that houses the downhole communication system, the battery and the sensors that record internal and external pressure and temperature, and a casing collar locator (CCL). The tool is flowed through and made of acid and hydrogen sulfide (H₂S) resistant materials.

The FOC with an OD of 1.8 mm (0.071-in), containing four fibers, is previously installed in the CT string. The FOC is non-intrusive; therefore, standard operations normally done with conventional strings can be carried out, including pumping corrosive fluids and dropping balls.

During a typical operation of the system, the downhole data is transmitted from the CT working reel, via wireless communication, to the CT control cabin, where the DTS monitoring system and specialized software are used to acquire, display, monitor, and record real-time job parameters. The surface acquisition system can also communicate with the tool downhole and send commands (Garzon et al., 2010).

As the fiber itself acts as a temperature sensor across the length of the CT string, a DTS monitoring system can also be used to capture reliable, accurate, and real-time downhole distributed temperature profiles, along with data acquisition, analysis, and interpretation. There is no need for calibration points along the fiber or for calibrating the fiber prior to installation in the wellbore. The system enables monitoring thermal profiles of injection at different times during the treatment.

PL IN REAL TIME SOLUTION

To address the challenge of obtaining a PL in real time, a solution based on the FOECT was proposed for the M Field development. The FOECT system, primarily utilized to enhance the stimulation fluid placement using the DTS workflow (Garzon et al., 2010), offered the following advantages:

- КНК для ОКГНКТ;
- наземного оборудования и программного обеспечения (ПО);
- системы распределенного температурного комплексного исследования (DTS).

КНК имеет наружный диаметр 54 мм (2 1/8") и состоит из головной части (CT head), где происходит соединение оптоволоконных каналов и КНК, электронной упаковки, в которой находится система приема сигналов, батарея и сенсоры для записи внутреннего и внешнего давления и температуры, а также локатор муфт (CCL). Компонировка предоставляет возможность осуществления закачки и выполнена из материалов, устойчивых к кислотам и сероводороду H_2S .

Оптоволоконный кабель имеет наружный диаметр 1,8 мм (0.071"), состоит из четырех оптоволоконных каналов, предварительно установленных в колонне ГНКТ. Он позволяет выполнять любые стандартные

1. Large telemetry capacity through fiber optics required enabling a large influx of data from the PL tools.
2. Ability to use the CT string for several purposes: logging and conventional applications
3. Support extended cable length up to 14,000 mts.

The system uses the FOECT string for telemetry and a 11/16-in BHA, which powers and communicates with the conventional PLTs. Data is sent wirelessly from the working reel acquisition hardware to the acquisition software on surface; therefore, no conventional surface wireline logging unit is needed on location. The main components of the system are shown in Figure 2. These include:

- BHA:
- Optical Logging Adapter (OLA).
- PLT.
- FOC inside the CT string.
- Surface acquisition hardware and software.

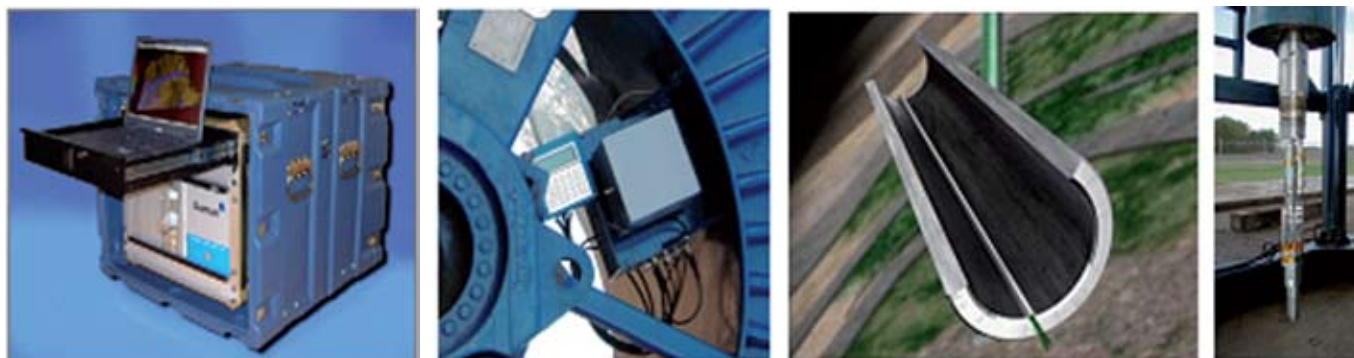


Рисунок 1 – Наземное оборудование на рабочей катушке, оптоволоконный кабель, ОКГНКТ КНК
Figure 1 – FOECT system displaying, the DTS system, surface acquisition at the working reel, FOC and the FOECT BHA

операции с ГНКТ, включая закачку коррозионных жидкостей и сброс шаров.

В ходе обычной операции системы данные с забоя скважины передаются с рабочей катушки ГНКТ по беспроводной связи в кабину оператора ГНКТ, где система DTS и специализированное ПО используются для получения, отображения, наблюдения и записи в реальном времени рабочих параметров. Наземное ПО также позволяет посылать команды на КНК (Garzon et al., 2010).

Оптоволоконные каналы могут быть использованы как температурный сенсор вдоль всей длины колонны ГНКТ. DTS-модуль также может быть использован для надежного, точного, распределенного, температурного комплексного исследования в реальном режиме времени, одновременно со сбором, анализом и интерпретацией данных. Оптоволоконный кабель не требует калибровки перед работой. Система позволяет отслеживать распределение температуры в различное время при проведении операции.

At the OLA, the FOC and fiber optics are terminated to the electric optical system. The optical signal is converted to electrical through a specialized electronics board that communicates with standard wireline PLTs using the same communication protocol. The OLA tool is powered by a downhole battery, enabling minimum operational times of 48 hours with maximum load of PLT tools. The OLA has a unique feature which allows field engineer to control powering on/off of PLT tools whenever the measurement is made. This feature will extend the battery lifetime above 48 hours. The lower part of the OLA includes a wired multi-cycle disconnect tool for contingencies. Fluids or nitrogen can be circulated via the CT through the upper section of the BHA.

On surface, at the working reel, the FOC is terminated at the pressure bulkhead. The fiber optics are conducted to the surface acquisition system, which converts optical to electrical signals and vice versa, again using standard communication protocol of the PL systems. The data is transmitted wirelessly from there to a laptop computer, where customary software captures and displays the

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ (ГИДС РРВ)

Для выполнения ГИДС РРВ на месторождении «М» было предложено использовать ОКГНКТ. Эта система главным образом использовалась для лучшего размещения жидкости обработки в скважине, используя DTS. Она обладает следующими преимуществами:

1. Высокая плотность записываемых данных, проходящих через оптоволоконно, с приборов ГИ.
2. Возможность одновременно выполнять ГИ и традиционные обработки с ГНКТ.
3. Нахождение до 14 000 м оптоволоконного кабеля внутри колонны ГНКТ.

Система использует оптоволоконный кабель в ГНКТ для телеметрии и КНК с наружным диаметром 1 1/16", которая питает и осуществляет связь со стандартными геофизическими приборами для проведения ГИДС РРВ. Данные пересылаются посредством беспроводной связи с оборудования на рабочей катушке ГНКТ на ПО на поверхности. Таким образом, отпадает необходимость в использовании специальной установки для геофизических исследований. Основные компоненты системы изображены на рисунке 2:

- забойная КНК, которая состоит из адаптера (OLA) и геофизического прибора (ГП);
- оптоволоконный кабель внутри ГНКТ;
- ПО и оборудование на поверхности.

В OLA оптоволоконный кабель и оптоволоконные каналы прерываются. Оптический сигнал превращается в электрический в специальной плате, которая связывается со стандартным геофизическим прибором с использованием такого же протокола. Адаптер (OLA) приводится в действие посредством батареи, установленной в КНК. Заряд батареи позволяет работать 48 часов при максимальной нагрузке. OLA может быть отключен и включен в любое время по желанию пользователя. Это позволяет продлить жизнь батареи свыше 48 часов. В нижней части OLA находится устройство многократного пользования для отсоединения геофизического прибора в случае непредвиденной ситуации. Циркуляция жидкости и азота через колонну ГНКТ может быть осуществлена в верхней части КНК.

На поверхности, на катушке ГНКТ происходит прерывание оптоволоконного кабеля в герметичном блоке (Pressure Bullhead). В наземном ПО оптический сигнал преобразуется в электрический и обратно с помощью такого же протокола. Данные передаются по беспроводной связи на компьютер, где информация извлекается и отображается на дисплее так же, как при обычной геофизической работе. Данная система позволяет отказаться от наземного оборудования, которое обычно используется при

information, as done in a conventional wireline job. This configuration eliminates the need for the normal wireline surface acquisition system; reducing the layout at the location and reducing the amount of people required.

The system includes software that enables troubleshooting of the tools downhole as well as monitoring critical operational parameters like remaining downhole battery lifetime, voltage signal lines on electronic boards and optical signal quality.

A key feature of the PL FOECT system is that it enables the same CT string to be used for executing both the acid treatment and logging operations. This is particularly advantageous compared to conventional CT e-line configurations given the affected integrity of the cable when exposed to large amounts of acid, the cable slack management, the flowrate restrictions and the inability to pump drop balls.

Below is the table list of PLT tools which are currently supported by FOECT system.

PLT Tools
<i>PSIP Basic Module Sonde (P, T, GR, CCL)</i>
<i>PSIP Gradio Module Carrier</i>
<i>PSIP Flowmeter Dual Caliper Sonde</i>
<i>Digital Entry & Fluid Imaging Tool</i>
<i>Gas Hold-up Optical Sensor Tool</i>
<i>PSIP Unigage Carrier Sonde</i>
<i>PSIP Inline Spinner</i>
<i>Slim Cement Mapping Tool</i>
<i>PSIP Conveyance Monitoring Sonde</i>
<i>Flowsan Imager</i>

THE FIRST FIELD APPLICATION

A field application is discussed where the technologies and methodologies described above were implemented. The main objective was to acid stimulate well A utilizing 2-in CT and to run a post stimulation injection production log to obtain the well injection profile. The well TD was 12,560 ft MD with an openhole zone of 3,500 ft. The well was newly drilled as an openhole PWI and completed with 7-in tubing. A short injection test performed by the rig had indicated an injection rate of 3.6 thousand barrels of water per day (MBWD) at 2,000 pounds per square inch (psi).

THE PL OPERATION

After the stimulation was performed and the last injection profiles were recorded with DTS, the CT was POOH. The OLA assembly was then installed at the end of the CT, together with the PL suite of tools that included the housing without the telemetry system, and

геофизических работах, что позволяет уменьшить количество оборудования и персонала.

Система включает ПО, которое позволяет производить диагностику и устранять неисправности приборов на забое, а также отслеживать необходимые рабочие параметры: остаточный заряд батареи, напряжение на электронной плате, качество оптического сигнала.

Основное преимущество ГИДС ОКГНКТ – это возможность использования одной колонны ГНКТ для одновременного выполнения ГИ и проведения кислотной обработки призабойной зоны. В частности, по сравнению с традиционной конфигурацией ГНКТ с геофизическим кабелем, это позволяет избежать проблем с целостностью геофизического кабеля при воздействии больших объемов кислоты, необходимости следить за расположением кабеля внутри ГНКТ, снимать ограничения скорости потока жидкости и возможности закачки шаров.

Ниже представлен список геофизических приборов, которые могут быть использованы вместе с данной системой.

Геофизические приборы для ГИДС
PSIP Basic Module Sonde (P, T, GR, CCL)
PSIP Gradio Module Carrier
PSIP Flowmeter Dual Caliper Sonde
Digital Entry & Fluid Imaging Tool
Gas Hold-up Optical Sensor Tool
PSIP Unilage Carrier Sonde
PSIP Inline Spinner
Slim Cement Mapping Tool
PSIP Conveyance Monitoring Sonde
Flowsan Imager

ПЕРВЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ОКГНКТ

Основной целью работы была кислотная обработка скважины А с использованием 2" колонны ГНКТ и последующая запись каротажа контура нагнетания скважины. Глубина скважины по стволу 3828 м, открытый ствол – 1067 м, в нее была спущена 7" НКТ. Тест на приемистость, выполненный буровой бригадой, показал расход 572 м³/сут воды при давлении 136 атм.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЕ

После проведения кислотной обработки и записи контуров нагнетания с помощью системы DTS



Рисунок 2 – Система сбора данных, оптоволоконный кабель
Figure 2 – The PL FOECT system is composed of the surface acquisition system, the FOC

the different measurement modules: GR, CCL, pressure, temperature, tension/compression subs, a centralizer, an inline spinner, and the full bore spinner plus XY caliper. After confirming that the real-time acquisition was working smoothly, the logging tools were then RIH, as normally done in a conventional CT e-line operation.

One pass was performed from casing shoe down to TD while injecting water at 10,000 barrels per day (BPD) through the CT-casing annulus. Another pass from TD to the casing shoe was done while injecting water at the same rate. A total of 12 calibration passes were executed; six while shut-in and six while flowing, and station logs while coming up. The PLT operation lasted 24 hours. No problem was encountered during the hole logging operation with the new system.

Running the PLT with the PL FOECT in real-time eliminated the need to stop every 1,000 ft to take stations for time correlation required when doing the memory PL. In addition, the real-time option allowed for passes to be repeated, in case measurements needed to be verified, improving the data quality. In memory PL deployments, misruns are not uncommon due to the memory cartridge malfunction and consequently losing the data, requiring repetition of the job. This is not the case with the new system.

RESULTS OF THE FIRST PRODUCTION LOGGING WITH FOECT

A matrix stimulation treatment was designed and pumped in a carbonate water injection well in the M field, Saudi Arabia. Real-time distributed temperature measurements from a FOECT string were used to understand the injection profiles before, during, and after the treatment. On-site joint interpretation of real-time downhole data was provided and a workflow for enhanced stimulation was applied to optimize fluid placement in two acid-diverter stages followed by a full openhole treatment with emulsified acid. Heating associated with the exothermic reaction of acid and carbonate in each stage was confirmed with real time downhole temperatures. Clear indication of diversion with VDA was observed.

колонна ГНКТ была поднята на поверхность. Затем на ГНКТ был установлен адаптер (OLA) вместе с необходимым набором геофизических приборов, в который входил корпус без телеметрической системы и различные модули измерений: гамма-каротажа (GR), локатор муфт (CCL), давления, температуры, растяжения/сжатия трубы, централизатор, линейный расходомер (inline spinner), полнопроходной расходомер с ХУ-каверномером. После подтверждения работы системы сбора данных в реальном режиме времени ГНКТ с приборами была спущена в скважину так же, как и при традиционной работе ГНКТ с геофизическим кабелем внутри.

Один замер был выполнен при спуске ГНКТ от башмака эксплуатационной колонны до забоя скважины при закачке в скважину воды с расходом 1590 м³/сут по затрубному пространству между эксплуатационной колонной и ГНКТ. Другой замер был выполнен при движении ГНКТ от забоя скважины до башмака эксплуатационной колонны с закачкой воды с таким же расходом. Всего было произведено 12 замеров: 6 при закрытой скважине, 6 при рабочей скважине и привязка по глубине при подъеме ГНКТ. Оперция продолжалась 24 часа. Проблем при выполнении работы с новой системой не возникло.

Использование технологии ОКГНКТ для проведения ГИДС РРВ позволяет исключить необходимость остановок каждые 300 м для корреляции времени, как при использовании носителя информации для записи результатов измерения. В дополнение, при работе в режиме реального времени, возможно осуществление повторных проходов для подтверждения полученных данных и улучшения качества данных. При использовании носителя информации при выполнении подобных работ холостые СПО не редкость по причине отказов работы носителя и, следовательно, потери данных, что требует повторных спусков. Такого с новой системой не случается.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПЕРВЫХ ГИДС РРВ С ПОМОЩЬЮ ОКГНКТ

Обработка призабойной зоны была спроектирована и проведена на месторождении «М» в Саудовской Аравии в скважине ППД с карбонатными породами. Система DTS, которая позволяет измерять распределение температуры в режиме реального времени, была использована для понимания контура нагнетания до, во время и после обработки. Данная технология позволила произвести интерпретацию полученных данных на месте, что дало возможность оптимизировать распределение жидкости в две стадии «кислота – отклонитель», с последующей обработкой открытого ствола скважины эмульгированной кислотой. Рост температуры в

The main outcome of the stimulation treatments was an increase of injection rate. Well A before the treatment was injecting 3,600 BPD with an injection pressure of 2,000 psi. The initial warmback DTS analysis confirmed that minimum injection was taking place on the last 800 ft of the hole before the stimulation. Post-treatment injectivity changed to 10,000 BPD, with a pumping pressure of 500 psi.

After the treatment, the injection profile was recorded using the conventional PLTs deployed with the new PL FOECT system previously described. The log confirmed an uniform injection pattern with even contribution from most of the openhole interval, Figure 3.

Analysis of the DTS profile taken after the stimulation and overlayed the PL log indicated an excellent match of both profiles as demonstrated in Figure 4. This experience represented the first time that a CT PL operation in the M Field was performed in real-time with very high accuracy and magnificent management of the stimulation treatment.

OTHER FIELD EXPERIENCES

The new PL FOECT system was deployed and used in North America, Latin America, and the Middle East regions. Apart from first field experience in the water injector well of the M field, this technology was applied in oil producers and gas wells as well. Two such job applications where the technology's benefit was realized are discussed briefly below.

Job A: The main objective of the intervention for an operator in North America was to understand the fracture/completion program effectiveness using PL technologies. In addition, a comparison of production monitoring capabilities of FO in dry gas wells needed to be realized before future investments in the completion program would be made in the shale gas field. Conventional techniques would require 2 CT runs to obtain a DTS and a real-time PL log, as well as the need for 2 CT reels on location (FOECT and CT e-line) and a wireline surface acquisition system. The new PL FOECT was deployed on a multi-well campaign to address this challenge, and to apply a single run strategy per well, utilizing less equipment and personnel on location, then conventional techniques in order to save time and money for the operator.

A multi-phase flow imaging tool was run in combination with the FOECT to obtain a PL of the horizontal section of the gas-producing well. The FOECT allowed for DTS to be taken following the PL in the same run to simulate a production flow profile as seen in Figure 5 below.

Utilizing a Joule-Thomson inflow temperature model and interpretation software, a production profile from the DTS log could be obtained for the producing interval. The two techniques for production profiling of this horizontal shale gas well matched closely on this job, allowing the operator to make more informed

результате экзотермической реакции кислоты и карбонатов на каждой стадии был подтвержден в режиме реального времени. Также было подтверждено четкое отклонение с помощью VDA.

Главной задачей данной обработки было увеличение скорости закачки. До обработки скважина А подавала 572 м³/сут при давлении 136 атм. Изначальный анализ распределения температуры (DTS) подтвердил, что минимальная скорость закачки приходилась на последние 240 м открытого ствола перед обработкой. После проведения обработки скорость нагнетания изменилась до 1600 м³/сут при давлении закачки 34 атм.

После обработки была произведена запись контура нагнетания с использованием ГИДС с новой системой ОКГНКТ. Результаты каротажа подтвердили постоянство контура нагнетания с равномерным распределением от интервала открытого ствола (рисунок 3).

Анализ данных системы DTS, полученных после кислотной обработки, подтвердил отличное совпадение обоих контуров (рисунок 4). Данный опыт является отличным примером того, как точные данные, полученные с помощью вышеупомянутой системы в режиме реального времени, помогли правильно скорректировать программу обработки.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОКГНКТ ДЛЯ ГИДС РРВ НА ДРУГИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Новая система ГИДС РРВ ОКГНКТ была внедрена в Северной Америке, Латинской Америке и на Среднем Востоке. Наравне с опытом применения ГИДС РРВ с ОКГНКТ на водонагнетательных скважинах на месторождении «М» данная технология была также опробована на эксплуатационных нефтяных и газовых скважинах. Ниже приводится краткое описание двух работ, на которых были реализованы преимущества технологии.

Работа А. Основной целью работы на добывающую компанию в Северной Америке была необходимость проанализировать эффективность программы ГРП/заканчивания скважины с помощью каротажа. В дополнение необходимо было оценить возможности оптоволоконных каналов по наблюдению профиля притока в скважинах с сухим природным газом, прежде чем осуществлять дальнейшие инвестиции в проект месторождения по добыче сланцевого газа. В случае традиционной технологии потребовались бы 2 спуско-подъемные операции ГНКТ: для измерения распределения температуры вдоль ствола скважины с помощью DTS-системы и традиционный ГИДСРРВ. Также для этого потребовалась бы мобилизация двух катушек ГНКТ: одной с геофизическим кабелем внутри, второй с оптоволоконным кабелем, а также наземного геофизического оборудования. Для

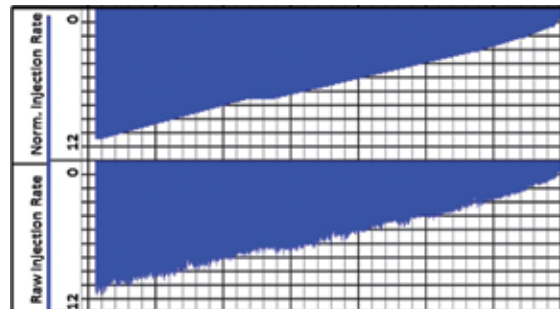


Рисунок 3 – Контур нагнетания, записанный с помощью системы ОКГНКТ

Figure 3 – Injection profile recorded with the PL FOECT

decisions about their future completion programs.

Job B: In Latin America for an offshore operator, the use of CT e-line services had been limited to highly deviated or horizontal wells production logging, because it had proven to be an inefficient intervention. This is due primarily to the lack of space at the drilling rig floor and the need to change the conventional reel for a CT e-line reel, which resulted in several days of waiting for a boat to transport the CT e-line reel and increased costs for renting the drilling rig.

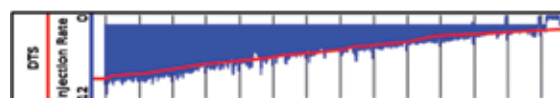


Рисунок 4 – Контур нагнетания, записанный с помощью системы ОКГНКТ и DTS

Figure 4 – Injection profile recorded with the PL FOECT system and DTS

To overcome these limitations and to more efficiently use available resources, the new PL FOECT system was deployed to perform production logging in combination with CT interventions. This innovative technology was used in Latin America for the first time on a completed cased hole well in an offshore C field, by combining the use of FOECT to optimize the cleanout and lifting of the well and to convey a PLT to acquire and record downhole data in real time. The sequence of the job operation was as follows:

- A FOECT with a rotating jetting tool was used to remove the scale buildup restricting the conveyance of the PLT tools from 4-in to 8.5-in ID in the 9-5/8-in casing section of the well.
- The effectiveness of the cleanout run was validated by running an X-Y caliper PLT with the new PL FOECT system. The caliper run showed an effective ID of 8.5-in throughout the target interval.
- A final PL run while pumping nitrogen up to 1,000 scf/min through the new PL FOECT system with a PLT string comprising: GR, CCL, pressure, temperature, gradiomanometer, a centralizer, an inline spinner, and the full bore spinner plus XY caliper, and electronic probes for water holdup.

реализации данной кампании была использована новая технология ГИДС РРВ с ОКГНКТ. Основной идеей стало применение стратегии одной спуско-подъемной операции для выполнения работ на каждой скважине, что, в свою очередь, позволяло бы уменьшить денежные и временные затраты на мобилизацию оборудования и персонала для добывающей компании.

Прибор отображения многофазного потока с ОКГНКТ был спущен для получения ГИДС горизонтальной секции в добывающей газовой скважине. Использование ОКГНКТ позволило выполнить распределенное температурное комплексное исследование (DTS) с последующим ГИ за одну спуско-подъемную операцию для построения профиля притока (рисунок 5).

С помощью температурной модели притока Джоуля-Томсона и программного обеспечения можно интерпретировать данные, полученные в ходе измерения профиля притока с помощью системы DTS. Обе техники для профилирования притока сланцевого газа в горизонтальной скважине показали близкий результат, что позволило добывающей компании принимать более информированные решения о дальнейших программах заканчивания.

Работа Б. Латинская Америка. Морская платформа. Традиционная техника геофизических исследований с помощью ГНКТ с кабелем не нашла широкого применения в скважинах с большим отклонением от вертикали или горизонтальных скважинах по причине своей неэффективности. Это связано с недостатком пространства на буровой площадке платформы и необходимостью замены катушки ГНКТ без кабеля для выполнения традиционных работ на катушку ГНКТ с геофизическим кабелем, что влечет за собой дополнительные затраты по времени на доставку второй катушки ГНКТ и простой буровой платформы и удорожание ее аренды.

Для преодоления данных ограничений и с целью более эффективного использования имеющихся ресурсов новая система ОКГНКТ была мобилизована для проведения ГИДС в сочетании с обработкой скважины с ГНКТ. Эта инновационная технология была впервые использована в Латинской Америке на обсаженной скважине офшорного месторождения «С», объединяя ОКГНКТ для оптимизации промывки и интенсификации скважины и проведение ГИДС для получения забойных данных в режиме реального времени. Работа происходила в следующей последовательности:

- на первом этапе ОКГНКТ с вращающейся гидромониторной насадкой была использована для удаления отложений, препятствующих прохождению приборов ГИДС для расширения проходного диаметра от 4" до 8,5" в

The removal of the scale prior to deploying the PLT string, as well as the pumping of nitrogen during the logging operation, was crucial to ensure the well could be logged in flowing conditions. The PLT data was used to perform a dynamic evaluation of the well and to determine the water entry zones in the relatively long perforated interval. The new PL FOECT system allowed these interventions and logging operation to be performed with the same equipment spread and personnel requirements on a drilling rig where space is tight, improving the overall efficiency of the operation. The PL analysis proved advantageous for the operator in deciding whether to demobilize the drilling rig from that reservoir and avoid drilling an additional five wells forecasted for that area.

SUMMARY OF PL IN FOECT IMPLEMENTATION IN THE FIELD

The deployment of the new PL FOECT system currently in the Middle East, Asia, and North and Latin America, has enabled the following observations:

- Over 90% of the wells are horizontal, needing CT or an alternative tractor system to deploy the PLT.
- A FOECT intervention prior to or after the PL operation occurred in a majority of the applications.
- Over 60% of the operations involved a combination of DTS with PLT in the same run for production profiling to understand the reservoir production characteristics better.
- No job failures occurred in over 400 operating hours related to the new system design. This result reinforces the reliability of the system.

CONCLUSIONS

The main technical and operational benefits that the new PL in FOECT brings to the current workflow include:

- Multipurpose CT string allows utilization for logging and conventional treatments, eliminating the redundancy of strings at the location.
- The new system eliminates the need for a standard logging acquisition system, typically a logging truck.
- Reduces the personnel requirements associated

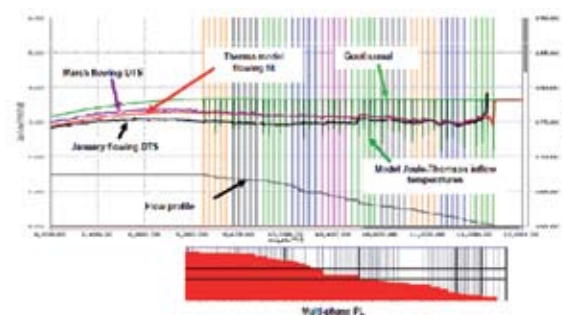


Рисунок 5 – Сравнение профилирования притока между системой DTS и ГИДС с ОКГНКТ

Figure 5 – Production Profiling comparison between DTS and PL conveyed with FOECT

- эксплуатационной колонне диаметром 9 5/8".
- Для проверки эффективности промывки был спущен прибор ГИДС ХУ-каверномер с новой системой ГИДС ОКГНКТ. Результаты подтвердили достаточный проходной диаметр в интересующем интервале – 8,5".
 - На заключительном этапе был спущен прибор ГИДС с одновременной закачкой азота с расходом до 28 м³/мин с применением системы ОКГНКТ с ГНКТ с геофизическим кабелем, включающей в себя: гамма-каротаж (GR), локатор муфт (CCL), давления, температуры, дифференциальный скважинный манометр, централизатор, линейный расходомер (inline spinner), полнопроходной расходомер с ХУ-каверномером, электронный сенсор для измерения объемного содержания воды. Удаление отложений в стволе скважины перед прохождением приборов ГИДС, а также закачка азота в процессе ГИ были критичны для выполнения каротажа в работающей скважине. Полученные данные были использованы для анализа скважины в динамическом состоянии и определения зоны поступления воды в продолжительном интервале перфорации. Новая система ГИДС с ОКГНКТ позволила выполнить обработку скважины и геофизические исследования при наличии того же оборудования и персонала в условиях ограниченного пространства на морской буровой платформе, что позволило повысить общую эффективность операции. Анализ результатов ГИ подтвердил свои преимущества для добывающей компании в принятии решения об остановке бурения и решения избежать бурения дополнительных пяти скважин в том районе.

ИТОГИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДС С ОКГНКТ

Использование новой системы на Среднем Востоке, в Азии, Северной и Южной Америке позволяет сделать следующие выводы:

- более 90% горизонтальных скважин требуют использования ГНКТ или альтернативной системы «тракторов» для проведения ГИДС.
- ОКГНКТ в большинстве своем используются до или после ГИДС.
- Более 60% работ по профилированию притока включают в себя сочетание DTS с прибором ГИДС за одну спуско-подъемную операцию для более полного понимания свойств пласта.
- Ни одной серьезной поломки на протяжении более 400 часов наработки, связанной с новой системой, не произошло, что подтверждает надежность системы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Новая система ГИДС с ОКГНКТ позволила привнести в индустрию новые технические и операционные преимущества:

with further interventions and handling additional equipment like the logging truck.

- Number of mobilizations of equipment to the well site can be optimized, causing a positive impact, not only economical but also on the environment.
- The system provides versatility to the well intervention cycle by making easier a short term planning of a logging operation on CT in case is required. In other words, more information and data from the wellbore and reservoir can be easily accessed.

The PL in FOECT field experience has allowed the identification of features and improvements that could enhance the expansion of applications in the industry. The most important are:

- The system needs to be made compatible with CT hydraulic tractor and other extended reach technologies. A flow through capability version would address this need.
- The system needs to allow the measurement of reservoir saturation for Sigma and Carbon/Oxygen or water flow logs.

All these benefits, positively impact the Well Intervention process in the following ways:

- The system makes more accessible information and data from the wellbore and reservoir. This means that better decisions can be made to restore, improve and manage the well performance.
- The optimization of resources, equipment and personnel, brings the intervention cost down significantly.
- The ability to perform multiple applications in the same mobilization, logging and stimulation for example, shortens the time the well is underperforming, enhancing the project financial performance. ☺

The authors thank Schlumberger for permission to publish and present this paper. The authors would also like to acknowledge the efforts and contributions of all field personnel involved in the implementation of the new technologies and practices referenced in this paper.

NOMENCLATURE	
BHA	Bottomhole assembly
BPD	Barrels per day
CCL	Casing collar locator
CT	Coiled tubing
DTS	Distributed temperature survey
e-line	Electric line
ERW	Extended reach well
FOC	Fiber Optics Carrier
FOECT	Fiber Optics Enabled Coiled Tubing

- на локации возможно использование многофункциональной колонны ГНКТ как для выполнения геофизических исследований, так и для традиционных работ, что позволяет сократить излишнее количество колонн ГНКТ на локации;
- позволяет отказаться от использования стандартного геофизического оборудования, например каротажной станции;
- снижает количество требующегося на локации персонала, который необходим для выполнения работы и обслуживания дополнительного оборудования;
- количество мобилизаций оборудования на скважину может быть оптимизировано, что принесет положительный аспект не только с экономической стороны, но и с точки зрения влияния на окружающую среду;
- система позволяет внести больше разнообразия в виды работ, делая краткосрочное планирование геофизических исследований на ГНКТ более простым. Другими словами, по скважине может быть получено больше данных.

Опыт использования ГИДС с ОКГНКТ позволяет определить достоинства и улучшения, которые позволяют расширить области применения новой технологии. Наиболее важные из них:

- необходимо рассмотреть возможность использования системы с ГНКТ с гидравлическим «трактором» и другими технологиями для достижения больших глубин. Основная проблема при этом – это возможность осуществлять прокачку через такого рода приборы;
- необходимо рассмотреть возможность измерения насыщения пласта для Sigma, спектрометрического импульсного нейтронного каротажа или каротажа в потоке воды.

Все имеющиеся преимущества позволяют улучшить эффективность проведения работ в скважине:

- система делает более доступной информацию и данные по скважине и резервуару, что позволяет принимать более объективные решения в ходе эксплуатации скважины;
- оптимизация ресурсов, оборудования и персонала значительно снижает стоимость операции;
- возможность выполнять несколько технологических операций за одну мобилизацию (например, ГИ и стимуляция) позволяет сократить время простоя скважины и повысить экономическую эффективность всего проекта в целом. ☉

Авторы данной работы благодарят компанию Schlumberger за разрешение публикации и представления этой работы. Авторы также хотят поблагодарить всех участников проекта, непосредственно принимавших участие в его практическом осуществлении.

gpf	Gallons per foot
H₂S	Hydrogen Sulfide
HCl	Hydrochloric acid
MBWD	Thousand barrels of water per day
MD	Measured depth, ft
OD	Outside diameter
OLA	Optical logging adapter
PL	Production logging
PLT	Production logging tool
POOH	Pull out of hole
psi	Pounds per square inch
PWI	Power water injector
RIH	Run in hole
TD	Total depth, ft
VDA	Viscoelastic Diverting Acid
WHP	Wellhead pressure

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Al Dhufairi, M., Al Ghamdi, S., SPE, Saudi Aramco; Noya, V., SPE, Schlumberger; et al.: "Expanding the Envelop of Coiled Tubing (CT) Reach for Stimulation of Ultradeep Open Hole Horizontal Wells," SPE paper 130642, presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, March 23–24, 2010.
2. Garzon, F., Amoroch, J., Harbi, M., et al.: "Stimulating Khuff Gas Wells with Smart Fluid Placement," SPE paper 131917, prepared for presentation at the SPE Deep Gas Conference and Exhibition, Manama, Bahrain, January 24–26, 2010.
3. Jacobsen, J., Kharrat, W., Weiss, A. and Noya, V.: "Changing the Game of Fluid Placement: Intelligent Well Intervention on a Tri-Lateral Horizontal Well," SPE paper 130365, presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, March 23–24, 2010.
4. Nughaimeh, F.N., Hamdan, M.R., Shobaili, Y.M., SPE, Saudi Aramco: "Extended Reach Drilling and Causeway Utilization in the Development of a Shallow Water Oil Field," OTC paper 20112-MS, presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 4–7, 2009.
5. Mubarak AlDhufairi, Khalid AlOmairan, Saleh AlGhamdi, SPE, Saudi Aramco; Vidal Noya, Jan Jacobsen, Samer AlSaraki, Adnan Ghani, Abdul Wahab Azrak, SPE, Schlumberger: "Stimulation with Innovative Fluid-Placement Methodology and World First Production Logging with Fiber Optic Enabled Coiled Tubing (CT)," SPE 135200, presented at the ATCE Conference and Exhibition, Florence, Italy, September 19–22, 2010.