



Роснефть: Применение систем контроля давления для скважин с трещиноватым коллектором в условиях аномально низкого пластового давления

Rosneft: Managed Pressure Drilling in Low Pressure Formations

К.А. Чернокалов (АО «Востсибнефтегаз»)
 А.Г. Пушкарский (АО «Востсибнефтегаз»)
 А.М. Поляруш (Schlumberger, MI Swaco)
 М.И. Кошчер (Schlumberger, Drilling & Measurements)

В данной статье представлены задачи и результаты первой опытно промышленной работы (ОПР) применения систем бурения с контролем давления на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении. На основании проведенной ОПР можно будет сделать выводы о целесообразности применения данной технологии для повышения эффективности бурения, разработки и эксплуатации месторождений с коллекторами кавернозно-трещинного типа.

Введение

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение - одно из крупнейших месторождений в Восточной Сибири – расположено на территории Эвенкийского района Красноярского края. Основным объектом

K.A. Chernokalov (Vostsibneftegas JSC)
 A.G. Pushkarsky (Vostsibneftegas JSC)
 A.M. Polyarush (Schlumberger, MI Swaco)
 M.I. Koscher (Schlumberger, Drilling & Measurements)

The main objectives and results of the first MPD trial job in the Yurubcheno-Tokhomskoye field are presented in this article. Based on the result of this job the conclusion for this technologies utilization in highly fractured carbonate formation can be assessed. The utilization of this technology is focused on increasing drilling efficiency, as well as the efficiency of exploration and production.

Introduction

The Yurubcheno-Tokhomskoye field is one of the biggest fields in Eastern Siberia. It is located in Evenkiysky district of the Krasnoyarsk Territory (see [Figure 1](#)).

The main exploration object in the Yurubcheno-Tokhomskoye field is the Yurubchenskaya deposit [1]. The deposit represents a highly fractured carbonate

разработки месторождения является Юрубченская залежь массивного типа [1]. Залежь представлена карбонатным коллектором кавернозно-трещинного типа и характеризуется наличием газовой шапки (80 % площади) и отдельных субвертикальных макротрещин, обеспечивающих основной приток нефти [2]. С целью вскрытия наибольшего числа таких трещин залежь разбуривается наклонно направленными скважинами с горизонтальным окончанием. Проектная длина горизонтального ствола (ГС) составляет 1000 м. Наличие anomalously низкого пластового давления (АНПД) и кавернозно-трещиноватых зон не позволяет бурить ГС с репрессией без поглощений промывочной жидкости.

Согласно расчетам в специализированном программном комплексе из-за реологических свойств бурового раствора и особенностей конструкции скважины (маленький диаметр кольцевого пространства между 178-мм обсадной колонной и 102-мм буровым инструментом) эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП) варьируется в пределах $1,03\text{--}1,12\text{ г/см}^3$, во время как эквивалент давления продуктивного пласта не превышает $0,94$. Таким образом, во время циркуляции на пласт оказывается требуемое противодавление, но при этом в статических условиях пластовое давление перестает быть скомпенсированным, что приводит к притоку пластового флюида (газ, нефть). В то же время потеря циркуляции ведет к снижению уровня раствора и гидростатического давления в скважине, что опять же приводит к притоку (проявлению) пластового флюида.

До настоящего времени бурение ГС в условиях поглощения эмульсионного раствора на углеводородной основе велось с применением кольматирующих добавок. Данный способ может ухудшать фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта в зависимости от объема поглощенного бурового раствора и кольматанта. Во многих случаях использование кольматирующих добавок различного типа и фракционного состава не позволило добиться восстановления циркуляции промывочной жидкости для дальнейшего углубления скважины и достижения проектной длины ГС.

Для создания необходимого баланса плотности промывочной жидкости (бурового раствора) и гидродинамического давления по всей длине ГС с целью одновременного предупреждения поглощения и газонефтеводопроявления (ГНВП) в августе-сентябре 2016 г. проведены опытно-промышленные работы (ОПР) по внедрению системы контроля давления при бурении.

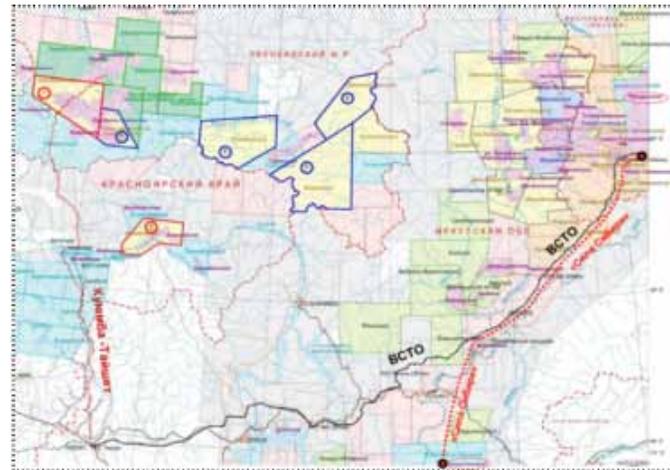


Рисунок 1. Местонахождение месторождения
Fig. 1 Field location

formation and is characterized by the presence of a gas cap (80% of the area) and separate near-vertical macro-fissures providing main oil inflow [2]. For the purposes of penetration into most of these fissures, the deposit has been directionally drilled providing wells with a horizontal section. The design HW length is 1000m.

Abnormally low formation pressure (ALFP) and highly fractured areas present in the formation do not allow for overbalanced HW drilling without circulating fluid (CF) loss.

According to calculations made using a specialized software, due to the mud rheology and specific well design (small diameter of the annular space between casing of 178 mm and drilling tool of 102 mm) the ECD varies in the range of $1.03 - 1.12\text{ g/cm}^3$, while the equivalent pressure of the productive formation does not exceed 0.94 . As such, the required back-pressure is applied to the formation during circulation. However, the formation pressure is not more compensated in such static conditions resulting in an active fluid inflow (gas or oil). At the same time, loss of circulation causes mud level and hydrostatic pressure drop in the well also resulting in an active fluid inflow (kick).

Until now HW were drilled using LCM under the conditions of Oil Based Mud (OBM) loss. This method may worsen the poroperm properties of a productive formation depending on volume of lost mud and LCM. The use of LCM of different fractions and compositions has not allowed recovery of CF circulation for the further deepening the well and achieving the design HW length.

The MPD system trial job was implemented in August - September 2016 in order to solve the problem of creation of the required balance between CF (mud) density and hydrodynamic pressure along the HH length, and to prevent loss of circulation and gas, oil or water inflows.

Технологические особенности системы контроля давления

При традиционном бурении плотность бурового раствора подбирается так, чтобы его статический градиент был выше давления вскрытого пласта. Система открыта и раствор возвращается в резервуары с атмосферным давлением. Во время циркуляции давление, приложенное к пласту, повышается вследствие потерь на трение.

В отличие от традиционных технологий бурения, которые опираются на плотность раствора для управления давлением, в технологии бурения с контролем давления для уравнивания давления вскрытого пласта регулируется сочетание нескольких факторов: давления на устье, трения и плотности раствора. В рассматриваемом случае плотность раствора регулировалась за счет применения многофазной промывочной жидкости с закачкой инертного газа (азота).

Многофазная промывочная жидкость может использоваться для достижения давления циркуляции на забое скважины, необходимого для поддержания почти сбалансированного состояния, при котором гидростатическое давление бурового раствора снижается до уровня, минимально превышающего пластовое давление. Основной особенностью системы бурения с регулируемым давлением (БРД) [3] является ее полная герметичность на участке буровой насос – газосепаратор, что позволяет управлять всеми процессами на забое скважины во время бурения и существенно минимизировать риск ГНВП. Основные элементы системы БРД представлены на рис. 2 [3].

Рассмотрим назначение этих элементов:

- 1) роторный устьевой герметизатор обеспечивает герметизацию ствола скважины при нахождении в ней бурового инструмента, позволяет безопасно отводить поступающие из скважины газ, буровой раствор, пластовый флюид и выбуренную породу к оборудованию контроля забойного давления и сепарации;
- 2) азотная установка используется для производства и подачи азота в объеме до 35 м³/мин с рабочим давлением до 24,5 Мпа;
- 3) дроссельный блок обеспечивает создание требуемого противодействия в скважине как в динамических, так и в статических условиях;
- 4) газосепаратор эффективно отделяет газовую фазу от жидкой при прохождении газифицированного бурового раствора;
- 5) факельная установка применяется для

Description of MPD Technology

Mud density for conventional drilling is chosen so that the static gradient would be higher than the pressure of the penetrated formation. The system is open, and the mud returns to the formation with atmospheric pressure. During circulation, pressure applied to the formation will drop due to frictional loss.

Compared to conventional drilling technologies, which use the mud density for pressure management, MPD technology combines wellhead pressure, friction and mud density in order to balance the pressure of the penetrated formation. In this particular case, the mud density was adjusted by obtaining a multi-phase CF using inert gas (nitrogen). Multi-phase circulating fluid may be used to reach a BHP required to keep a near balance condition, when the hydrostatic pressure of mud drops to the level slightly exceeding the formation pressure.

The key feature of the MPD system [3] is its absolute tightness within Rig pump to Gas separator area. This allows control of all processes in the bottom hole while drilling and mitigation of the risk of gas, oil or water inflow.

Main components of the MPD system and their purpose are shown in Figure 2 and in Table 1 [3].

2. Results of Trial MPD System Implementation

This BHP range [3] was developed considering that the equivalent pore pressure is 0.93 (see Fig. 3). Accordingly,

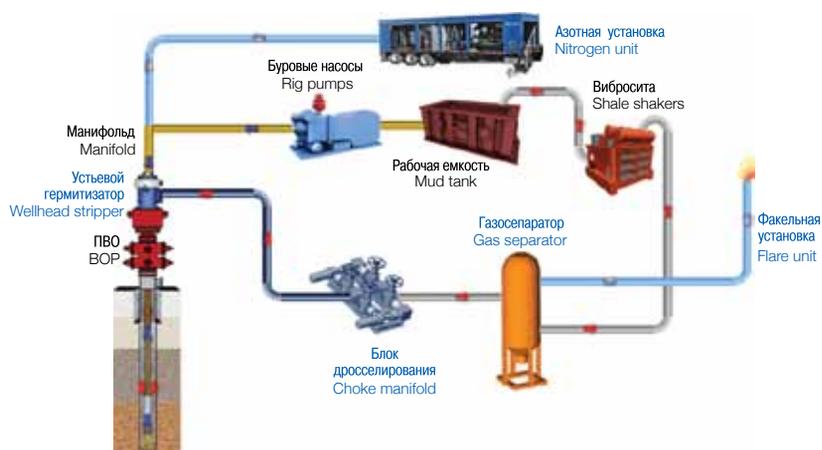


Рисунок 2: Схема обвязки скважины с системой БРД (ПВО – противовыбросовое оборудование)

Fig. 2: Well piping diagram with MPD system

the chosen horsepower of rig pumps was 13-14 hp and the chosen capacity of nitrogen units was up to 30 м³/min, which would allow creating the required formation back pressure and avoiding any problems related to loss of circulation / inflow.



АРКТИКА-2018

III Международная конференция
Арктика: шельфовые проекты и устойчивое
развитие регионов

20-21 февраля 2018, Москва



Стань участником

Специализированная выставка | Спонсорство

Тел.: +7 (495) 662-97-49 (многоканальный)

Организаторы:

Электронная почта: arctic@s-kon.ru
www.arctic.s-kon.ru



сжигания газа, поступающего из газосепараторной установки.

Результаты опытно-промышленных работ по внедрению системы БРД

При разработке диапазона забойного давления [3], показанного на рис. 3, предполагалось, что эквивалент порового давления составляет 0,93. В соответствии с этим были подобраны следующие рабочие параметры: подача буровых насосов 13–14 л/с, производительность азотных установок до 30 м³/мин, что позволило бы создать требуемое противодавление на пласт и избежать осложнений, связанных с поглощением раствора и ГНВП.

На рис. 4 показаны фактический диапазон рабочего давления и ЭЦП раствора на забое скважины на глубине 3786 м [1]. Для снижения

Компонент Component	Назначение Purpose
Роторный устьевой герметизатор Rotary wellhead stripper	Обеспечивает герметизацию ствола скважины при нахождении в ней бурового инструмента, позволяет безопасно отводить поступающие из скважины газ, буровой раствор, пластовый флюид и выбуренную породу к оборудованию контроля забойного давления и сепарации Ensures the sealing of well hole while drilling tool is present, and allows safe removal of incoming gas, mud, fluid, and drilled solids to the BHP control equipment and separator.
Азотная установка Nitrogen unit	Производство и подача азота до 35 м³/мин, с рабочим давлением до 250 кгс/см² Production and supply of nitrogen up to 35 m³/min with operating pressure up to 250 kgf/cm²
Дроссельный блок Choke manifold	Создание требуемого противодавления в скважине как в динамических, так и в статических условиях Creation of required back pressure in the well under both dynamic and static conditions.
Газосепаратор Gas separator	Эффективное отделение газовой фазы от жидкой при прохождении газифицированного бурового раствора Efficient separation of gaseous phase from liquid phase in gasified mud.
Факел Flare	Факельная установка применяется для отжига газа, поступающего из газосепараторной установки Flare unit is used for burning of gas coming from gas separator.

Таблица 1: Основные элементы системы БРД
Table 1: Main components of MPD system

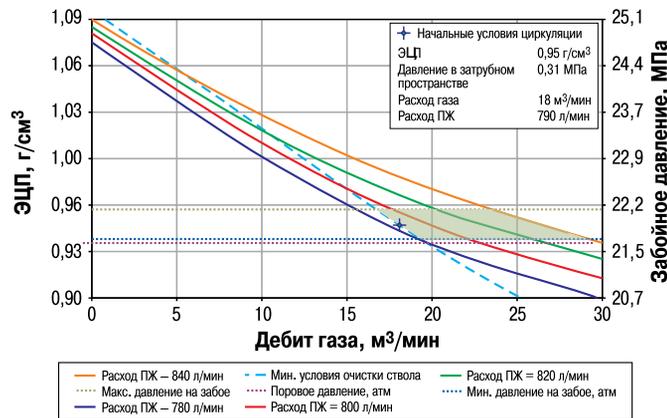


Рисунок 3: Результаты гидродинамического моделирования в ПК MiSwaco (Schlumberger) (ПЖ – промывочная жидкость)

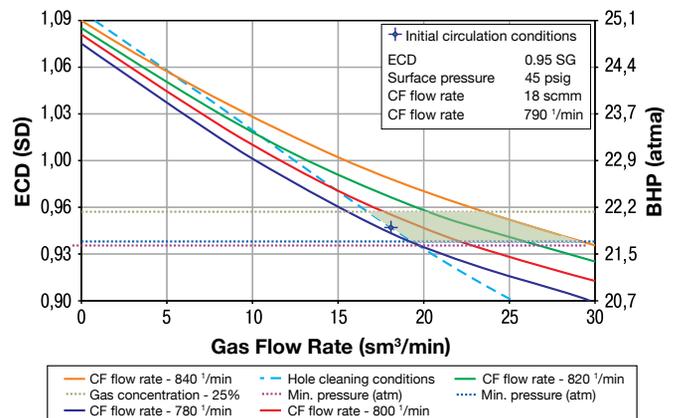


Fig. 3: Results of hydrodynamic modeling in the PC MiSwaco (Schlumberger) (PW - washing liquid)

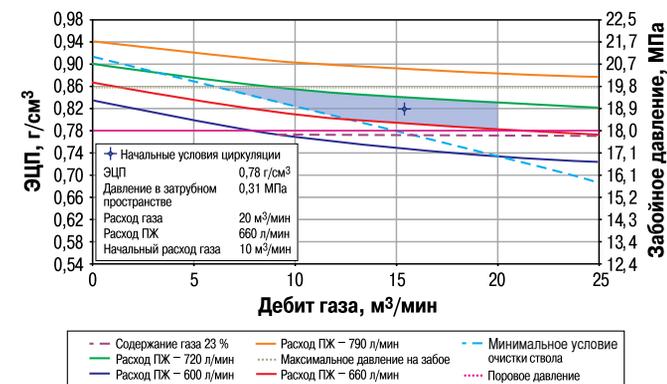


Рисунок 4: Фактические диапазоны рабочего давления и ЭЦП, полученные в ПК MiSwaco

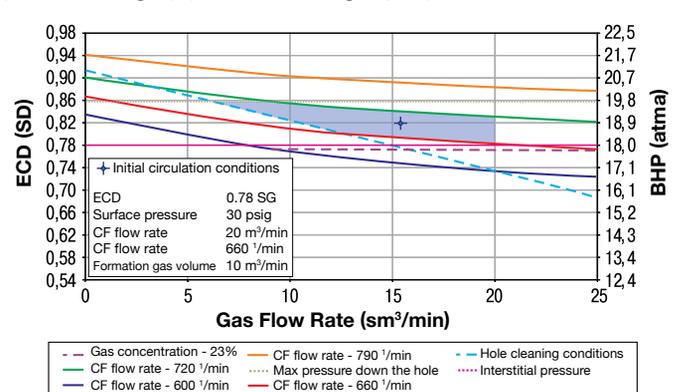


Fig. 4: Actual operating pressure and EDS ranges obtained in the MiSwaco PC

РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

SPE RUSSIAN PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE

Society of Petroleum Engineers

16-18 октября
2017

16-18 October
2017

Москва,
Россия
Moscow,
Russia

РЕГИСТРАЦИЯ ОТКРЫТА
ДО 2 ОКТЯБРЯ 2017

REGISTRATION DEADLINE
2 OCTOBER 2017

Контакты/Contacts:

Mariya Berezinskaya mberezinskaya@spe.org or
Anastasia Simonovskaya asimonovskaya@spe.org

T.: +7(495)268-0454

<http://spe.org/go/ru-17rptc>

ЗОЛОТЫЕ СПОНСОРЫ / GOLD SPONSORS

Schlumberger



HALLIBURTON

roxar
EMERSON GROUP COMPANY

интенсивности поглощения бурового раствора потребовалось уменьшить его плотность до 0,86 г/см³, ограничить подачу насосов до 11-12 л/с. При этом интенсивность проявления пластового газа составляла 10 м³/мин.

Одна из основных задач применения систем БРД заключается в сокращении объемов поглощаемого бурового раствора (ЭРУО) при бурении в трещиноватом коллекторе. Объем поглощения бурового раствора в среднем по месторождению составляет 4082 м³/1000 м, в то время как в первой скважине, пробуренной с применением БРД, данный показатель существенно ниже – 637 м³/1000 м.



Рисунок 5: Приведенный объем поглощений на 1000 м бурения
Fig. 5: Volume of losses per 1000 m of drilling

Заключение

В рифейском пласте Юрубчено-Тохомского месторождения была успешно пробурена горизонтальная секция длиной 897 м и выполнены основные задачи: минимизация загрязнения продуктивного пласта поглощенным буровым раствором и кольматантом, увеличение механической скорости бурения [4].

Изначально бурение планировалось осуществлять с помощью БРД технологии. Предполагалось, что эквивалентное давление данного участка пласта составляет 0,93. Исходя из этого были подобраны плотность бурового раствора 0,93 г/см³ (ЭРУО) и производительность азотных установок 15–20 м³/мин, что обеспечило ЭЦП в пределах 0,94–0,95 г/см³. Однако при получении обильного поглощения на данном режиме потребовалось снизить плотность бурового раствора до 0,86 г/см³ и продолжить бурение скважины с проявлением пластового газа в объеме 3–10 м³/мин. Это позволило снизить интенсивность поглощения до 2–3 м³/ч. Данные условия достигнуты при ЭЦП 0,78–0,82 г/см³ при подаче буровых насосов 11 л/с и производительности азотных установок 20 м³/мин. Противодавление во время циркуляции было равно 0,2 МПа, во время наращивания – 2,4 МПа. Для передачи сигнала от системы телеметрии SlimPulse [4] на поверхность использовался гидравлический канал связи.

Важную роль в определении и регулировании ЭЦП в процессе бурения сыграл газовый расходомер. С его помощью в режиме реального времени определялась интенсивность проявления пластового газа, после чего полученные данные использовались

Fig. 4 shows the actual operating pressure range and ECD [1] for the target well bottom of 3786 m. In order to reduce the mud loss intensity, its density was reduced up to 0.86 g/cm³, and the horsepower of rig pumps was limited to 11-12 hp. The formation gas inflow intensity was 10 m³/min.

One of the priority tasks of the MPD system is to reduce the mud (OBM) loss volume while drilling in fractured formations. Fig. 5 compares the specified values of mud loss volumes in the field (average) and in the first MPD well, where significant reduction can be observed.

Conclusions and Recommendations

- Horizontal section [4] of 897 m in length has been successfully drilled in the Riphean productive formation, and the main tasks have been resolved: mitigation of pollution of the productive formation by lost mud and LCM, increase in drilling rate;
- Initially, drilling had to be performed using MPD technology. It was estimated that equivalent pressure in this area is 0.93. Given this, the mud density of 0.93 g/cm³ (OBM) and capacity of nitrogen units of 15-20 m³/min have been chosen, which allow achieving the ECD of 0.94-0.95 g/cm³. However, intensive losses has been obtained under these conditions, whereupon the mud density was reduced up to 0.86 g/cm³, and the further drilling was performed with formation gas inflow of 3 -10 m³/min. This allowed reducing the intensity of losses up to 2-3 m³/hr. These conditions in the well were achieved with ECD within the range of 0.78 - 0.82 g/cm³, and capacities of rig pumps and nitrogen units were 11 hp and 20 m³/min accordingly. Back pressure during circulation was 2 kgf/cm², and during buildup was 24 kgf/cm²;
- A hydraulic communication channel was used for

для моделирования гидродинамических условий в скважине и определялась необходимая ЭЦП.

Для оказания на пласт требуемого противодействия во время спускоподъемных операций в ствол скважины устанавливалась вязкоупругая пачка [3] с замещением бурового раствора на утяжеленный буровой раствор плотностью 1,06 г/см³.

Список литературы:

1. Концептуальная модель строения рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения / Н.М. Кутукова, Е.М. Бирун, Р.А. Малахов (и др.) / Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 4–7.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения. – Красноярск: ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», 2016 – 702 с.
3. http://www.slb.com/services/drilling/drilling_services_systems/mpd-services-and-equipment;
4. http://www.slb.com/services/drilling/drilling_services_systems/directional_drilling

Эта статья была опубликована в журнале «Научно-технический Вестник ОАО «НК «Роснефть» (№ 4, 2016 года, стр. 45-47; ISSN 2074-2339). Печатается с разрешения редакционной коллегии.

transmission of SlimPulse telemetry signal [4];

- Gas flow meter played a critical role for determination and adjustment of ECD while drilling. It was used for real-time determination of formation gas inflow, and the obtained data were used for hydrodynamic modeling of well conditions and determination of the required ECD.
- In order to apply the required back pressure during round trips into the well hole, a high viscosity pill (HVP) [3] was used, and the drilling mud was replaced by heavy drilling mud with density of 1.06 g/cm³.

References:

1. N.M. Kutukova, E.M. Birun, R.A. Malakhov et al., The conceptual model of Riphean carbonate formation in the Yurubcheno-Tokhomskoye field (In Russ.), 2012, no. 11, pp. 4–7.
2. Addition to technological scheme of development of the Yurubchenskaya deposit of the Yurubcheno-Tokhomskoye oil and gas field, Krasnoyarsk: Publ. of RN-KrasnoyarskNIPIneft LLC, 2016, 702 p.
3. http://www.slb.com/services/drilling/drilling_services_systems/mpd-services-and-equipment;
4. http://www.slb.com/services/drilling/drilling_services_systems/directional_drilling

This article was published in the Nauchno-technicheskiy vestnik ОАО «НК «Rosneft» (№ 4, 2016, p. 45-47; ISSN 2074-2339). Printed with the permission of the editorial team.

KDR 2017

Kazakh Drilling Roundtable



ASTANA SEPTEMBER 21st 2017

Kazakhstan's Largest Dedicated Drilling Technology Event,
in Association with General Event Partner and Platinum Sponsor
JSC NC KazMunayGas



Event Partners



ROGTEC



**Presentation and Roundtable Styled Format
Focusing on Key Well Engineering Challenges, Including:**

- Drilling through low pressure zones • Drilling fluids
- Wellbore stability • Wellbore completions • Wellbore cementing
- Fracturing • Multi stage fracs • Perforation
- Rig safety and HSE • Rigs and rig equipment