

КОГДА ВЫ ЗНАЕТЕ, ЧТО ПРОИСХОДИТ НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ, ВЫ УВЕРЕНЫ В СВОИХ ДЕЙСТВИЯХ

WHEN YOU KNOW WHAT'S HAPPENING DOWNHOLE, YOU CAN ACT WITH CONFIDENCE

Кирилл ОВЧИННИКОВ, Шлюмберже
Kirill OVTCHINNIKOV, Schlumberger

Реагируя на тенденции рынка, добывающие компании на Ближнем Востоке стремятся к оптимизации цены добычи нефти вкупе с повышением нефтедобычи. Оперируя широким портфолио горизонтальных скважин, при выполнении операций по стимуляции пласта они предъявляют высокие требования к качеству и точности. Высокие показатели финансовой отдачи инвестиций являются конечной оценкой эффективности принятых решений и примененных технологий.

Помимо прочих приемов стимуляции пласта, успешный результат кислотных обработок в горизонтальных стволах зависит:

- от идентификации наиболее перспективной зоны ствола;
- правильного выбора стимуляционной жидкости;
- наиболее эффективной техники обработки перспективной зоны.

Идентификация перспективной зоны и правильный выбор компонентов стимуляции выполняются с помощью лабораторных и инженерных изысканий.

Что касается техники стимуляции, возможны варианты закачки с головки скважины или использование ГНКТ как более точечного способа. В недавнем прошлом при кислотной обработке с помощью ГНКТ инженеры ориентировались на данные давления и расходов, полученных с датчиков на поверхности. Далее, принимая данные с поверхности как вводные для расчета, вычислялись параметры давления, температуры на забое. В наши дни процесс кислотной обработки вовлекает высокие технологии при проектировании работ: использование ACTive* – ГНКТ с возможностью получения призабойных данных онлайн. Применение ACTive* на Ближнем Востоке



Responding to the current market conditions, oil producers in the Middle East have the objective to optimize their lifting cost and maximize their production. With a number of horizontal wells on their portfolio, they have high expectations when it comes to performing a stimulation treatment on their wells. A high return on investment (ROI) is always the objective for the well stimulation treatment.

Performing a matrix acid stimulation treatment in horizontal wells requires, among other things, a keen knowledge of:

- correctly identifying the target interval;
- proper identification of the most suitable treatment fluid(s);
- the most efficient and save way to place the fluid at the intended target interval.

The reservoir target identification and fluid selection process are done in the office or laboratory environment with a meticulous engineering process. Fluid placement at the well bore can be done either through a bull heading process or more precise placement using coiled tubing (CT). The fluid placement process use indirect surface indicators, given by the available surface pressure and volume readings. However, today, the process have evolve to a more intelligent way of placing the fluid precisely where the design called for, using the ACTive* live downhole CT services. Examples of different type of work performed using ACTive technology are discussed; they are precise zonal isolation and selective stimulation in the Middle East.

The ACTive CT service utilizes fiber optic technology with a standard CT unit. This fiber optic, which acts as a medium between an engineered downhole tool and the surface acquisition unit, is placed in the coiled tubing. It is enclosed and protected in a flexible and durable carrier. The fiber optic carrier has 1.8 mm outer diameter, lightweight (1/20th of the weight of an electric cable), can withstand corrosive and harsh bottom hole condition and

Schlumberger

сфокусировано на операциях по изолированию и выборочной стимуляции интервалов стволов с высокой точностью.

Технология ACTive* базируется на использовании канала передачи призабойных данных на поверхность в реальном времени с помощью оптоволоконна, расположенного внутри полости стандартного ГНКТ. Оптоволоконно располагается в легком, гибком, устойчивом к воздействию кислот tubing диаметром 1,8 мм по схеме «труба в трубе». К примеру, по сравнению с кабелем, используемым в коротажных операциях с ГНКТ,

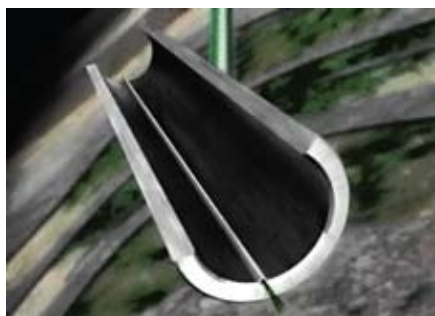


Рисунок 1 – Оптоволоконно в tubing

Figure 1 – Fiber optic inside of the coiled tubing

tubing с оптоволоконном в 20 раз легче, выдерживает коррозионное воздействие и температуру до 149 °C.

Оптоволоконно передает данные с призабойного инструмента:

- по глубине, получаемые с помощью локатора муфтовых соединений обсадной колонны (CCL);
- внутреннему давлению в ГНКТ на забое;
- давлению в стволе скважины на забое;
- температуре.

Ранее традиционные операции ГНКТ проектировались с помощью расчетов призабойного давления. Аккуратность расчета зависит от того, насколько велики погрешности потерь на трение в ГНКТ, плотность жидкости в стволе, эффект охлаждения при закачке и т.д. Как показывает практика, зачастую расчеты не отражали реальной картины призабойных параметров во время операций ГНКТ по причине изменений притока пластовой жидкости, температурного воздействия и др. Точный контроль глубины также являлся затруднительным в большинстве операций ГНКТ. Специальный запуск ГНКТ для корреляции глубины и нанесение меток на ствол ГНКТ часто включались в проект работы для физического подтверждения точной работы механических и электронных счетчиков и правильности ввода стартовой глубины.

Технология ACTive* – шаг, в корне изменяющий операцию ГНКТ, так как получение критически важных данных с забоя и достижение точного контроля глубины инструмента теперь осуществимы.

temperature of up to 300 °F.

Coupled with the fiber optic technology, is the downhole measurement tool (Figure 2), which is able to collect the following bottomhole information:

- depth, using the built in casing collar locator (CCL) tool;
- CT internal pressure;
- CT external pressure;
- temperature.

Past CT intervention relied on a calculated bottom hole pressure (BHP) based on surface pressure reading and an assumption of the hydrostatic pressure in the wellbore. This practice was proven to be inaccurate and unreliable, as downhole condition changes due to production fluctuations, temperature effect and other conditions that may occurred during the treatment.



Рисунок 2 – Призабойный инструмент, используемый в технологии ACTive*

Figure 2 – ACTive tool

Accurate depth control has also been the challenge in many CT interventions. Dedicated run for depth correlation and sometime marking the CT pipe, were part of the treatment program to ensure that depth control process are in place while ensuring that the mechanical and/or electronic depth counter are properly maintained and calibrated. ACTive service is a step change in CT operations, as obtaining accurate information such as “tool depth” and “downhole pressure and temperature” is now possible.

The following case study demonstrates the use of ACTive CT service in the Middle East, for the well as described in Table 1.

The lower 500 ft of the perforated interval is a low producer and needs to be stimulated.

A treatment objective for well “A” was to:

- a) isolate the lower zone using a retrievable packer;
- b) stimulate the lower zone;
- c) retrieve the packer and produce the well.

A pre-treatment analysis indicates risks of asphaltenes depositions in well bore based on previous CT treatment experience in this particular field and the need of accurate setting depth for the packer due the 15 ft interval between the lower and upper producing zones with a possibility of setting the packer across the perforations.

A CoilFLATE* coiled tubing through tubing inflatable packer (as seen in Figure 3) will be run to isolate the lower and upper perforations.

Таблица 1 – Данные скважины «А» на Ближнем Востоке

Table 1 – Object well “A” in the Middle East

Тип скважины Well Type	Нефтяная скважина Well Type
Тип пласта Formation Type	Карбонат Formation Type
Пластовое давление Reservoir Pressure	8,400 psi
Интервал перфорирования Perforated Interval	12,385–13,375 ft (990 ft long) and 13,400–13,900 ft (500 ft long)
Температура на забое BHT	230 deg F BHT
Измеренная глубина (фактическая вертикальная глубина) PBTD	13,925 ft (11,335 ft)
Обсадная колонна Casing	5" @ 13,925 ft
Эксплуатационная НКТ Tubing	3 ½" @ 11,557 ft

Следующий пример демонстрирует результаты применения АСТive* для скважины на Ближнем Востоке в таблице 1.

Нижний интервал длиной 500 футов идентифицирован как зона с малым дебитом и является целью стимуляции.

Этапы операции по стимуляции:

- изолирование нижнего интервала посадкой пакера с помощью ГНКТ;
- кислотная обработка;
- снятие пакера и отработка скважины.

Анализ предстоящей операции выявил возможность значительных асфальтиновых отложений в НКТ скважины. Это подтверждает и опыт прошлых операций. Точный контроль глубины посадки пакера являлся необходимым требованием

During the CT intervention, depth correlation was done as the CT was run in the hole. Information from the CCL was used to confirm that the CT depth was accurate. As can be seen from Figure 4, the actual CT depth was found to be 6 feet different from true tool depth and had to be corrected using information provided by the CCL. The screen shows several blue dots underneath the red line. Each blue dot represents a casing collar (information provided by a previously run wireline log) and the spikes in the red, blue and green lines indicate that the CCL has passed a casing collar.

Information that is also critical during this intervention was the true bottomhole pressure and temperature around the CoilFLATE* packer during inflation. When the S inch ball is seated at the packer to initiate the packer inflation, a pressure spike of 1,200 psi was seen



Рисунок 3 – CoilFLATE* – надувной пакер на ГНКТ (слева направо: спуск в скважину, процесс посадки пакера, полная посадка на ствол скважины)

Figure 3 – CoilFLATE packer conveyed on CT (from left to right: RIH, setting in progress, fully set)

Schlumberger

по причине малого интервала между нижней и верхней зонами (15 футов) и возможностью посадки пакера на отверстия перфорации. Для изоляции зон предложен CoilFLATE® – надувной пакер на ГНКТ.

В процессе спуска ГНКТ была выполнена корреляция глубины. Данные локатора муфтовых соединений обсадной колонны использованы для подтверждения точности глубины призабойного инструмента ГНКТ. Как показано на рисунке 4, размер погрешности глубины составил 6 футов и был скорректирован перед началом изоляции нижней и верхней зон перфорации. На экране показаны графики красного цвета, на которых отмечено несколько синих точек. Синие точки – это ссылки на верные месторасположения муфтовых соединений (информация взята из предыдущих каротажных работ в скважине). Пики на графике красного, синего и зеленого цветов показывают, что локатор идентифицировал муфтовое соединение. Объединение точек муфтовых соединений, полученных с помощью каротажа, и пиков на графике, полученных во время спуска ГНКТ с локатором, представляет собой простой и надежный процесс корреляции глубины.

Еще одна важная информация во время операции – это реальное давление и температура вокруг пакера в процессе посадки его на ствол. После того как ½-дюймовый шар прокачан через ГНКТ и создан перепад давлений для начала процесса надувания пакера, на забое в полости ГНКТ идентифицирован скачок давления в 1200 psi (синяя линия на рисунке 5).

Если использовать традиционную колонну ГНКТ, персонал должен произвести вычисления с учетом гидростатики в стволе, чтобы определить реальный перепад давлений. Таким образом, технология ACTive® играет важную роль контроля качества в процессе посадки пакера. Четкие и быстрые данные по созданию перепада давлений ± 400 psi на пакере CoilFLATE® позволили плавно начать процесс посадки. Далее последовательные увеличения давления на пакере шагами по 400 psi обеспечили плавную посадку пакера на ствол скважины. Процесс посадки пакера был завершен проверкой с помощью тянущего усилия ГНКТ в 1000–2000 фунтов.

После удостоверения надежной и правильной посадки пакера начата обработка нижнего интервала перфорации с Mud and Silt Remover®, Visco-elastic Diverting Agent®- and Super X Emulsion (SXE)®-кислотами. На рисунке 6 зеленая и красная линии – давления на поверхности и ниже пакера на забое показывают эффект от закачки реагента отвода кислот. Расход закачки при стимуляции постоянный, на уровне 1,8 барреля в минуту, ►

downhole (blue line in Figure 5). If ACTive® is not used, the CT operator will have to rely on a derived/calculated value of this pressure and not the actual pressure in the CT annulus. ACTive® played a critical role when operating downhole packer for quality assurance. During displacement of the ball, nearly 400 psi was placed on the CoilFLATE®, allowing it to set smooth initially. Once the ball seated, 400 psi increments were used to ensure the CoilFLATE® is set properly. An anchor test of setting down 1000–2000 lbs performed to confirm packer setting, CT weight was then set back to neutral.

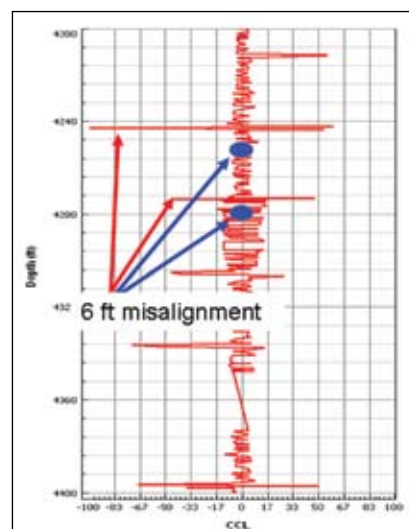


Рисунок 4 – Процесс корреляции глубины

Figure 4 – Depth correlation process

Once the packer was set, the stimulation treatment for the lower perforated zone below the CoilFLATE packer started with pre flush then followed by stages of Mud and Silt Remover®, Visco-elastic Diverting Agent® and Super X Emulsion (SXE)® acids. The last two stages were displaced by diesel fuel. In Fig. 6 below, the pressure at surface and below the packer indicates pressure responses coming from the effect of pumping diverting agents (green and red lines). Pump rates were held constant at 1.8 bbl/min. ►

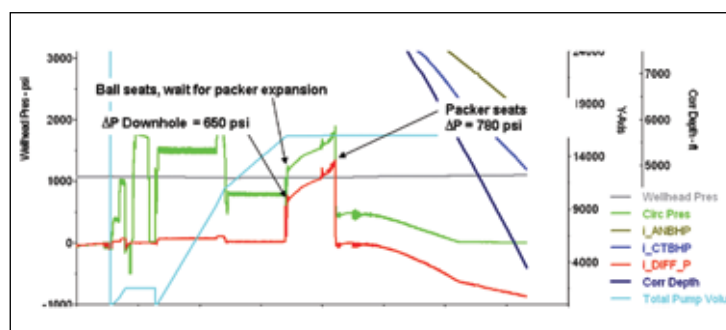


Рисунок 5 – График параметров процесса посадки пакера

Figure 5 – Details of CoilFLATE inflation process

для точной идентификации давления при закачке в пласт с минимальной погрешностью от изменения расхода и потерь на трение. Плотная изоляция зон перфорации отслеживается по данным постоянного давления в стволе скважины выше посадки пакера, полученным от датчиков призабойного инструмента ACTIVE*. Таким образом гарантируется контроль качества операции.

Когда процедура закачки кислоты завершена, натяжка ГНКТ в 10 000 фунтов применена, чтобы снять пакер со ствола скважины. Во время подъема на поверхность вес ГНКТ с пакером соответствовал изначальному весу во время спуска.

ВЫВОДЫ

- Технология ACTIVE* позволяет сократить время операции, так как не требуется дополнительный запуск ГНКТ для корреляции глубины.
 - Повышен контроль качества во время операции путем получения данных по глубине, давлениям и температуре в реальном времени.
 - Стимуляция с использованием комбинации MSR*, SXE*, and VDA* обеспечила ровную обработку на протяжении всего нижнего интервала перфорации.
 - Осмотр пакера CoilFLATE* после завершения работ выявил овальность изолирующего элемента (рисунки 7 и 8), что важно иметь в виду при проектировании других операций в плане успешного прохождения сужений диаметра НКТ.
- Результатом стимуляции с использованием технологий ACTIVE* и CoilFLATE* для изоляции интервалов явилось повышение дебита скважины с 3500 до 7000 баррелей нефти в день. Стопроцентный успех операции отразился в 100% увеличении дебита. ☉



Рисунок 7 – CoilFLATE* изолирующий элемент со следами посадки на отверстия перфорации

Figure 7 – CoilFLATE* sealing element indicates packer seated on a perforation hole



Рисунок 8 – CoilFLATE* пакер после подъема на поверхность

Figure 8 – CoilFLATE* packer after the job

This is to ensure that the pressure responses monitored were coming from the formation, not from changes in pump rates or friction. Isolation by the packer is verified by constant pressure above the packer, from the ACTIVE annular BHP. The ACTIVE system confirmed isolation by packer.

Once the treatment was complete, a 10,000 lbf pull was applied to deflate the packer. This weight was less than anticipated due to the abrupt nature of the inflation process. While pulling the CT pipe out of hole, normal weight loads were experienced as compared to initial runs in hole.

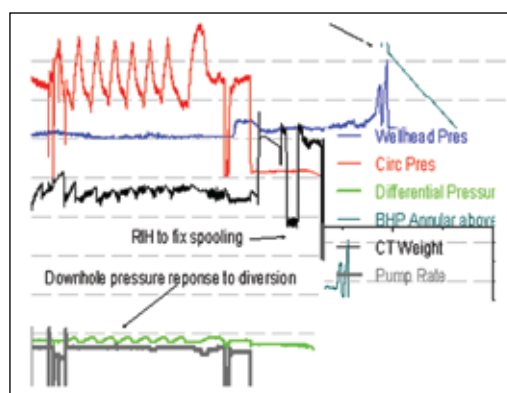


Рисунок 6 – Графики параметров кислотной обработки

Figure 6 – Stimulation treatment pumping schedule

LESSON LEARNED

- ACTIVE* technology saves time as a calibration run for packer setting operation is not required.
- Quality assurance during the intervention process is ensured through the available real time depth, pressure and temperature information.
- The matrix acid treatment, using MSR*, SXE*, and VDA* combination delivered penetration and diversion, ensuring uniform treatment along the whole lower perforations interval.
- Once the CoilFLATE* packer were retrieved back to surface, the shape of the ovoid packer sealing element (Figure 7 and Figure 8) gives important finding for future operations with respect to minimum restrictions in the wellbore.

The result of ACTIVE* isolation using CoilFLATE* and matrix acidizing treatment in this well is production increase from 3,500 to 7,000 bbl/day of oil.

A 100% success for the wellbore intervention that yields 100% production increase. ☉