

ГНКТ – ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УНИКАЛЬНОГО АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

COILED TUBING TECHNOLOGY – THE INNOVATIVE SOLUTION FOR UNIQUE ASTRAKHAN GAS CONDENSATE FIELD

А.В. САВИН, Р.Р. САЛДЕЕВ, К.В. БУРДИН (Шлюмберже),
В.В. НИКИТИН, Г.Х. МАКСУТОВ (ООО «Газпром добыча Астрахань»),
А.И. СТЕЦЮК, Т.Р. ЛОБЖАНИДЗЕ (ООО «Газпром геофизика»)

A.V. SAVIN, R.R. SALDEEV, K.V. BURDIN (Schlumberger),
V.V. NIKITIN, G.H. MAKSUTOV (Gazprom Dobicha Astrakhan),
A.I. STECYUK, T.R. LOBZHANIDZE (Gazprom Geofizika)

ОСОБЕННОСТИ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Компания «Шлюмберже» широко применяет в России технологии ГНКТ на нефтяных и газовых месторождениях при промывке скважин, интенсификации притока, каротажных работах, а в последнее время и при бурении горизонтальных скважин. Успешный опыт применения гибких труб в условиях высококоррозионной среды, высоких температур и давлений связан с операциями на уникальном Астраханском газоконденсатном месторождении, разработку которого ведет ООО «Газпром добыча Астрахань».

Данное месторождение обладает очень жесткими в коррозионном отношении условиями ремонта. Сочетание таких скважинных параметров, как молярная доля сероводорода в пластовом флюиде до 26%, забойная температура около 110 °С, пластовое давление до 60 Мпа дает экстремально агрессивные условия, крайне негативно воздействующие на оборудование при проведении ремонта.

Месторождение разрабатывается с середины 80-х годов, при этом в составе подземного оборудования устанавливается хвостовик длиной 100–200 м на уровне перфорированного интервала (либо, в некоторых случаях, открытого ствола), что может создавать трудности при ремонте ввиду коррозии металла хвостовика, вследствие которой повышается вероятность прихвата ГНКТ на забое. При проведении работ с циркуляцией рабочей жидкости на поверхность отжиг скважинных флюидов проблематичен из-за близости населенных пунктов и неблагоприятной розы ветров.

ПРИМЕНЕНИЕ ГНКТ ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН АГКМ

Несмотря на вышеперечисленные трудности, применение ГНКТ для ремонта скважин оправдано прежде всего меньшим повреждением ПЗП в сравнении с традиционной технологией ремонта (поскольку скважина не глушится

CHARACTERISTICS OF ASTRAKHAN GAS CONDENSATE FIELD (AGKM)

CT technologies are widely implemented by Schlumberger in Russia for cleanouts of oil and gas wells as well as for production stimulation, logging and also drilling the horizontal wells. CT operations in Astrakhan field are an example of successful experience of CT intervention in highly sour high pressure/high temperature environment.

Astrakhan gas condensate field is extremely harsh in terms of highly corrosive conditions, due to H₂S concentration of up to 26% vol., bottom hole temperature of 110 °C and formation pressure as high as 600 bars. All this has a significant corrosive effect on downhole equipment during well production and workover.

The field has been in production since the middle 80's and there is a tailpipe 100 to 200 meters long installed as a part of completion. The tailpipe (tubing) is overlapping the production zone for 50–100 meters and therefore highly susceptible to corrosion. That corrosion of tubing metal can result in the coiled tubing becoming stuck during CT operations. During well interventions with CT, the fluid is circulated to the surface with flaring of gas phase after separation. It is not always possible because of towns and villages located close to the field.

CT TECHNOLOGY IMPLEMENTATION FOR WELL WORKOVER IN AGKM

Despite the complications and specifics of AGKM field, CT technology has proven its efficiency. First of all due to significantly lower damage of the near wellbore area comparing to conventional workover, it is not necessary to

утяжеленным раствором), однако при этом необходимо обеспечить прием рабочей жидкости на поверхности с сепарацией газовой и твердой фаз, а также контроль за содержанием пластового флюида в рабочей жидкости. Использование оборудования комплекса ГНКТ в совокупности с оборудованием для приема флюида на поверхности обеспечивает данные условия, а также позволяет:

- постоянно контролировать давления на устье скважины;
- обеспечить отделение твердой фазы в потоке;
- применять различные технологии очистки скважины (фрезерование, обработку с гидромониторным эффектом, химическую обработку);
- производить кислотную обработку ПЗП при одной СПО;
- минимизировать объемы рабочей жидкости.

При промывке скважины рабочая жидкость подается трехплунжерным насосом в ГНКТ, прием флюида на поверхности осуществляется по следующей схеме: фильтровальная установка, блок манифольдов, газовый сепаратор, мерная емкость. Наличие двух фильтрующих элементов в фильтровальной установке обеспечивает непрерывный процесс. При этом очистка забитого фильтровального элемента осуществляется прокачкой жидкости в герметичную емкость для сбора шлама.

Удаление отложений осуществляется различными методами: с помощью промывочной насадки, забойным инструментом с гидромониторным эффектом, фрезерованием с использованием забойного двигателя. Ввиду агрессивности среды по отношению к материалу ГНКТ важным моментом по предотвращению повышенного износа гибкой трубы является минимизация воздействия сероводорода. Это достигается замещением объема скважины рабочей жидкостью (40%-я водо-метанольная смесь) перед спуском ГНКТ и последующей промывкой на легкой репрессии (с потерей 5–10% закачиваемой жидкости в пласт) с добавлением ингибитора сероводорода и нейтрализатора сероводорода.

При промывке на репрессии основным является обеспечение полного выноса твердой фазы. Программное обеспечение CoilCADE™ и CoilCAT™ используется для расчета параметров промывки при дизайне работ, записи и обработки данных в процессе выполнения ремонта, а также для отслеживания износа ГНКТ с учетом воздействия кислоты среды.

После очистки скважины от отложений производится кислотная обработка ПЗП с закачкой соляной кислоты. Использование ГНКТ в этом случае позволяет разместить кислоту в скважине на уровне продуктивной зоны, снизить объемы кислоты и уменьшить время проведения операции.

ДИЗАЙН РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГНКТ

При планировании работ с ГНКТ на скважинах АГКМ необходимо определить, в первую очередь, последовательность применения имеющихся средств по очистке и промывке скважины. Зачастую бывает целесообразно сначала осуществлять спуск ГНКТ с промывочной насадкой для определения наличия прохода, ►

kill the well with high density drilling mud. At the same time it is required to separate gas and solid phases in treating fluid at the surface, as well as to control contamination of treating fluid with formation fluid. A complex approach that utilizes coiled tubing together with well testing equipment meets all mentioned requirements and also provides the following:

- pressure control at the wellhead;
- solid phase separation in-stream;
- implementation of different types of CT services, such as milling, high-jetting clean out, chemical treatments etc.;
- matrix acidizing in one run;
- minimization of volumes of treating fluid.

During the well clean out, treating fluid is delivered from surface tanks to the coiled tubing string by high pressure triplex pumps. Flow back from the well goes first through high pressure filters, then through the arrangement of manifolds, gas separator and surge tank. The continuous process is provided by two elements in high pressure filters. Fluid can be pumped through the plugged filtering element to the special tank to remove collected solids.

Wellbore deposits can be removed in different ways, such as with conventional five-orifice wash nozzle, high-jetting rotational tool or with positive displacement downhole motor and bit. During well operations the main issue is CT exposure to H₂S. To minimize it, the production tubing is displaced with a water-methanol solution (40%) before the CT run downhole. The following clean out is performed in slightly overbalanced conditions with 5–10% fluid loss into the formation. Corrosion inhibitor and H₂S chemical scavenger are added to the treating fluid to minimize the effect of corrosion.

It is important to provide the complete return of solids to surface during clean out.

Before the operation, all conditions are modeled with design software to estimate the range of critical parameters. During the treatment, sensor interface hardware is used to monitor and record critical job data and also to estimate remaining tubing life in real-time.

After wellbore clean out, matrix acidizing with hydrochloric acid takes place. CT in that case allows placing acid across the zone of interest and also decreasing volumes and operation time.

DESIGN OF OPERATION WITH COILED TUBING

At the design phase it is required first to define the sequence of techniques that need to be implemented for deposits removal and wellbore clean out. It is effective to run CT with ►

FOREMOST

Канадская компания «Формост Индастриз ЛП», основанная в 1965 году, является одним из мировых лидеров по производству высококачественного оборудования для нефтегазовой промышленности, а также строительства водозаборных скважин, разведки полезных ископаемых, геофизической промышленности и охраны окружающей среды.

«Формост» - это:

- Колесные и гусеничные снегоболотоходы различной грузоподъемности
- Буровые установки для бурения стандартными буровыми трубами
- Гибридные кол-бунинговые буровые установки
- Верхние приводы различной грузоподъемности
- Инжекторы различной грузоподъемности
- Буровые установки двойного роторного бурения
- Буровые установки с обратной циркуляцией для изысканий
- Системы автоматической подачи труб
- Принадлежности: буферные проводники, амортизационные соединители, роторные вкладыши, буровые трубы с обратной циркуляцией

Мы работаем на российском рынке с 1968 года. Высококвалифицированные специалисты и сервисный центр в РФ позволяют нам оказывать скорую и всестороннюю поддержку заказчикам. За дополнительной информацией о продукции и услугах компании обращайтесь в наше Московское представительство.



Формост

Московское представительство «Формост (Кипр) Лимитед»
119180, РФ, Москва, ул. Малая Полянка, д. 12А, офис 11
Тел.: +7 (495) 234-95-69, Факс: +7 (495) 234-98-16
E-mail: foremost@comail.ru
Web-site: www.foremost.ca (доступна русская версия)



проверки текущего забоя и, при наличии, размыва мягкой неконсолидированной пробки, а затем производить закачку кислоты. В случае последующего непрохода с промывочной насадкой (консолидированная нерастворимая пробка) осуществляется спуск винтового забойного двигателя с фрезой.

При дизайне работ используются следующие исходные данные:

- данные по скважине: наличие и свойства скважинных жидкостей, устьевое давление перед началом работ с ГНКТ, забойная температура, глубина, инклинометрия;
- данные о подземном оборудовании: минимальный внутренний диаметр, глубина спуска, размер, материал эксплуатационной колонны и НКТ;
- данные о коллекторе: пластовое давление, плотность и вязкость флюида, содержание сероводорода, пористость и проницаемость;
- характеристики отложений: размер и геометрия частиц, плотность, растворимость, уплотненность, предполагаемый объем и глубина;
- данные дефектоскопии ПО, замеры профиля притока.

С помощью программного обеспечения CoilCADE™ при различных рабочих параметрах рассчитываются нагрузки на ГНКТ в скважине: максимальная нагрузка на фрезу при работе с забойным двигателем, максимально допустимое натяжение трубы, распределение напряжений в ГНКТ. Рассчитывается также оптимальный режим промывки. С учетом расчетных нагрузок и воздействия коррозионной среды рассчитываются предельные нагрузки при работе ГНКТ в скважине, текущий остаток «усталостной» жизни трубы. Данные параметры отслеживаются в режиме реального времени во время работы ГНКТ в скважине. После каждой скважинной операции проводится дефектоскопия ГНКТ, что в совокупности с рассчитанной «усталостной» жизнью ГНКТ позволяет минимизировать риски, связанные с повреждением ГНКТ в скважине.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГНКТ, СКВАЖИНА 840 АГКМ

История скважины

В период проведения работ по капитальному ремонту скважины № 840 традиционным КРС происходили поглощения глинистого раствора с потерей циркуляции. Первые осложнения, связанные с поглощением, начались еще в период глушения скважины. При извлечении хвостовика пакера поглощения глинистого раствора увеличивались. Для ликвидации поглощений применялись закачки асбестовой крошки, соляро-бентонитовой смеси, цементного раствора и других реагентов. Всего за период ремонта КРС потери глинистого раствора составили ориентировочно 720 м³.

При спуске подземного оборудования в его составе был спущен пакер. По результатам опрессовки пакер был герметичен.

При освоении скважины наблюдался выход жидкости, пачек жидкой грязи, газа с падением трубного давления. Из-за неблагоприятных метеоусловий за 14 суток освоение

a wash nozzle bottom hole assembly (BHA) to determine the plug depth and also to clean out the unconsolidated plug. Acid can be pumped at that stage to assist in plug removal. In case of hard consolidated plug, which is insoluble in acid, a downhole motor can be used to mill out the plug and clean the wellbore.

At the design stage the following data is critical:

- Well data. Properties of wellbore fluids, wellhead pressure, bottomhole temperature, depth, deviation.
- Downhole equipment data. Minimal internal diameter (restriction), depth, size, material of production casing and tubing.
- Formation data. Pressure, density and viscosity of formation fluid, sour gases concentration, porosity and permeability.
- Deposits characteristics. Size and shape of particles, density, solubility, compactness, amount and depth of deposits.
- Data of inspection of downhole equipment, production logging data.

With different job parameters, CoilCADE™ software is used to model CT string loads in the wellbore, maximum weight on bit for milling operations and maximum CT tension load. Distribution of these stresses on the CT string can be calculated at that stage. The optimum regime of clean out is also calculated. With estimated CT loads and also taking into consideration the impact of corrosive environments, the load limits during the operation is calculated as well as the remaining CT life. Load limits and CT life are monitored in real-time during the CT intervention. After every operation an inspection of the coiled tubing string takes place to monitor the damage to the CT string incurred in the wellbore.

CT IMPLEMENTATION EXPERIENCE: WELL # 840

Well history

A workover was performed to change tubular and wellhead equipment. The well was killed and during the workover with conventional rig, high fluid loss/mud loss occurred. To prevent and/or minimize these losses different (LCM) loss circulation materials were pumped such as asbestos particles, cement and bentonite. Total losses during the workover operation were as much as 720 m³.

A packer was installed and pressure tested. During flow back off the well fluid, slugs of mud and gas were observed with tubing pressure drop. Due to unfavorable weather conditions

скважины проводилось в течение 10 часов. В процессе освоения в скважине образовывались две грязевые пробки, которые ликвидировались путем продавливания их в пласт. Затем работы были остановлены.

После продолжения работ по освоению было ликвидировано еще 4 грязевых пробки путем переменного воздействия давлением на пласт с закачкой химреагентов со стравливанием на амбар. При продолжении работ по освоению скважины получена очередная грязевая пробка на глубине 3721 м, ликвидировать которую воздействием переменных давлений с закачкой химреагентов не удалось. Бригада ПРС различными желонками и другим инструментом добилась углубления до 3772 м. Химический анализ показал, что грязевая пробка состоит из элементов глинистого раствора, цементного раствора и других химреагентов, закачиваемых в скважину при ликвидации поглощений в процессе проведения работ по капитальному ремонту.

Для ремонта данной скважины компанией «Шлюмберже» была предложена технология с применением ГНКТ.

Дизайн с использованием программного обеспечения CoilCADE™

Job design with CoilCADE™ software

Результаты по расчету нагрузок на ГНКТ при скважинных операциях

Максимальная нагрузка при подъеме.....	9301,82 кгс
Максимальная нагрузка при спуске.....	-1528,64 кгс
Максимальное напряжение при подъеме (критерий вон Мизеса).....	2444 бар
Максимальное напряжение при спуске (критерий вон Мизеса)	2376 бар
В процентах от предела текучести.....	44,3%
От нагрузки винтообразного скручивания.....	0,0%
Максимальная нагрузка на долото.....	1104 кгс
Максимальная нагрузка на разрыв на инструмент	8660 кгс
Достижение заданной глубины	Да

Estimated loads on coiled tubing string during well intervention

Maximum tension load.....	20 462 lbf
Maximum compression load.....	-3363 lbf
Maximum tension stress	2444 bar
Maximum compression stress.....	2376 bar
Stress, % of yield stress.....	44.3%
Load, % of helical buckling load.....	0.0%
Maximum weight on bit.....	2430 lbf
Maximum tension downhole.....	19 492 lbf
Depth is reachable	Yes

Рисунок 1 – Показатели индикатора веса при СПО / Figure 1 – Weight indicator readings during operations

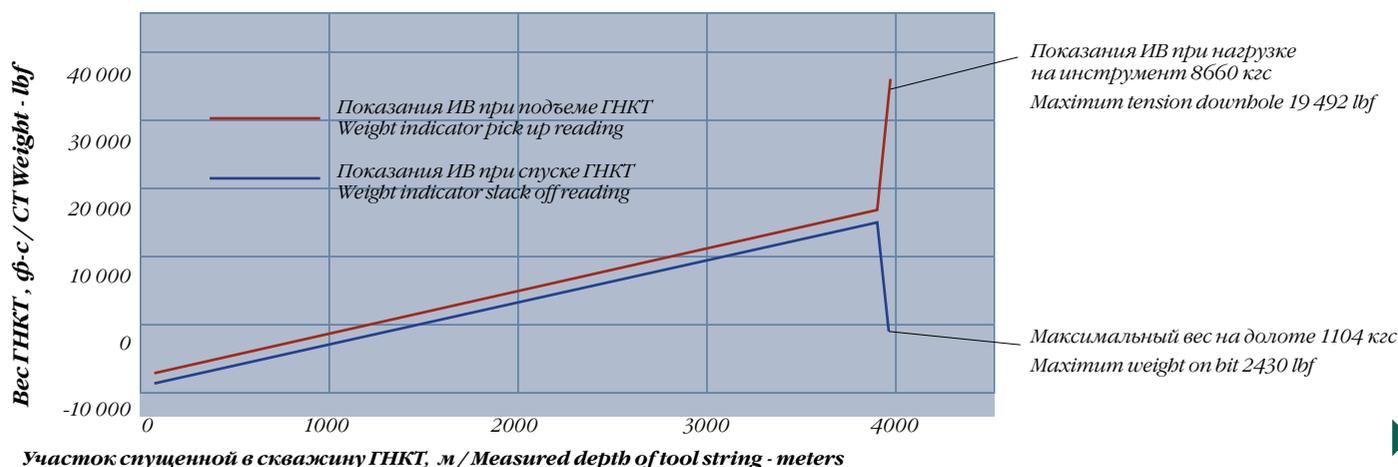
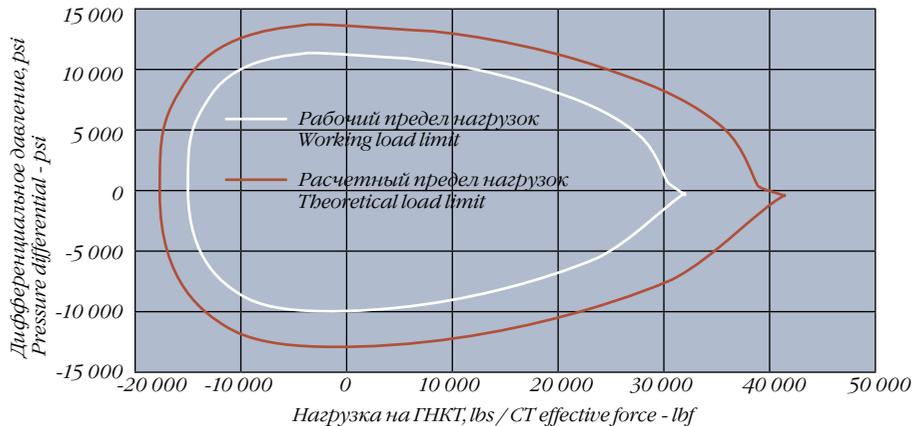


График (см. рисунок 2) показывает предельные рабочие и расчетные нагрузки на ГНКТ при соответствующем дифференциальном давлении в ГНКТ.

Figure 2 shows the maximum calculated loads and also working loads versus pressure difference between internal and external pressures.

Рисунок 2 – Предельные нагрузки на ГНКТ при скважинной операции / Figure 2 – CT load limits during CT intervention



Зависимости рабочих параметров от времени и глубины промывки

Job parameters versus time and depth

Рисунок 3 – Забойные давления при промывке / Figure 3 – Bottomhole pressure during clean out

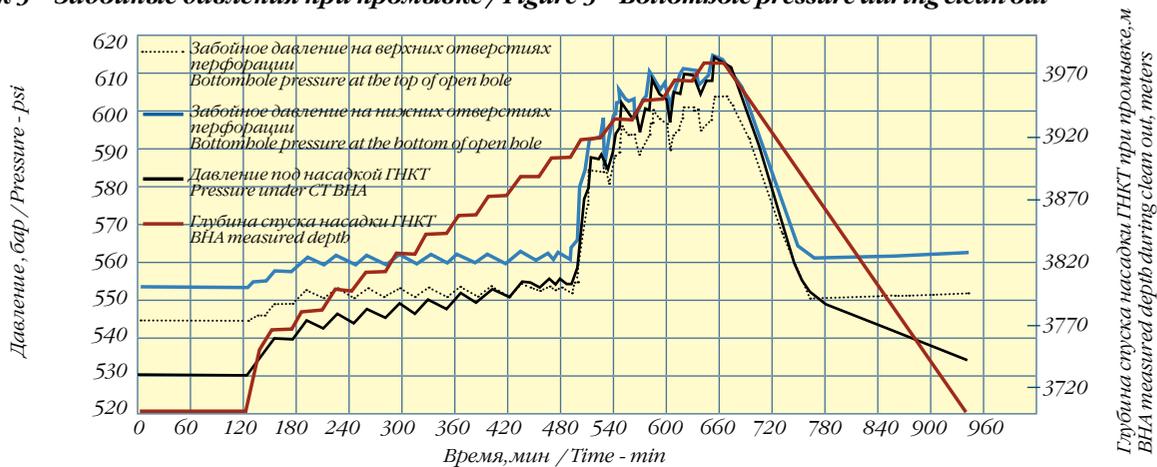


График (см. рисунок 3) показывает, что промывка производится на равновесии или репрессии. График (см. рисунок 4) показывает, что во время работы большую часть времени промывка производится на репрессии, с небольшой потерей жидкости в пласт. При этом сохраняется вынос твердой фазы на поверхность. Во время промывки скорость потока в малом затрубе не опускается ниже 40–50 м/мин, что является достаточным для выноса твердой фазы в вертикальной скважине.

Figure 4 shows that most of the time clean out is performed in overbalanced conditions with successful transportation of solids to the surface. Annular velocity during cleanout is not less than 40–50 m/min which is sufficient for solids transportation to the surface in vertical well.

Проведение работ по ремонту скважины

Well workover operation with coiled tubing

Несмотря на большое число единиц техники, установки мобильны и могут быть убраны с территории скважины за короткое время. Полный монтаж оборудования с опрессовкой и функциональными тестами занимает 16 часов, демонтаж – 12 часов.

Despite the layout with number of units on wellsite, the units are mobile and it is possible to rig down and leave the wellsite in short time. Complete equipment rig up with pressure and function tests takes approximately 16 hours and complete rig down takes approximately 12 hours.

Рисунок 4 – Приток из пласта/потери в пласт, вынос твердой фазы
Figure 4 – Influx from formation/leak off to formation, solids transport

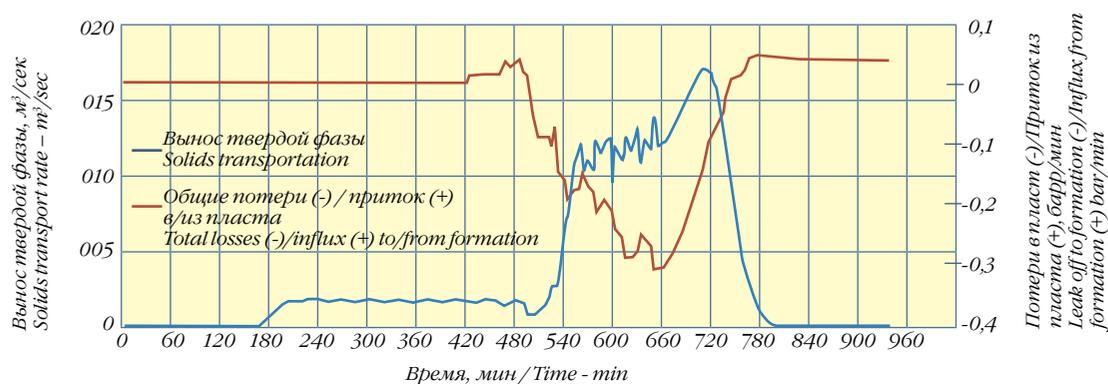


Рисунок 5 – Фильтрующая установка высокого давления и штуцерный манифольд
Figure 5 – High pressure filters and choke manifold



Описание технологического процесса

1. Закачка водо-метанольной смеси в ГНКТ и затруб ГНКТ в объеме 20 м³ для оттиснения пластового флюида и увеличения гидростатики.
2. Спуск ГНКТ с промывочной насадкой до текущего забоя.
3. Доход до глубины 3761 м. Циркуляция с расходом рабочей жидкости 160–190 л/мин.
4. Закачка СКВ в объеме 7 м³.
5. Спуск ГНКТ до глубины 3814 м, снижение веса ГНКТ на данной глубине.
6. Закачка СКВ в объеме 4 м³.
7. Спуск ГНКТ до глубины 3977 м.

CT operation description

1. Pumping 20 m³ water-methanol solution into CT and CT annulus to displace the formation fluid from the wellbore and to increase hydrostatic pressure.
2. RIH with conventional wash nozzle to wireline tag.
3. Depth 3761 meters. Circulation with treating fluid, pump rate 160–190 liters / min
4. Place 7 m³ of hydrochloric acid.
5. RIH with CT down to 3814 m, CT weight decreases at the depth.

8. Подъем ГНКТ для смены промывочной насадки на забойный инструмент с гидромониторным эффектом Jet Blaster™.
9. Спуск ГНКТ с циркуляцией ВМС для проведения СКО ПЗП до текущего забоя.
10. Текущий забой 3985 м. Закачка соляной кислоты в объеме 14 м³ для СКО с подъемом ГНКТ.

Описание забойного инструмента Jet Blaster

Забойный инструмент Jet Blaster используется для воздействия на отложения и консолидированные пробки с помощью гидромониторного эффекта. Среди его преимуществ – высокая гидравлическая мощность на соплах насадки, покрытие в 360° интервала промывки, очистка после первого прохода, контролируемый размер вымываемых частиц.

В результате ремонта с применением ГНКТ пробка была ликвидирована закачкой кислоты одновременно с циркуляцией рабочей жидкости. Для увеличения дебита была проведена СКО ПЗП, при которой для обеспечения большего проникновения кислоты в пласт, очистки фильтрационной корки, равномерного распределения кислоты на протяжении всего интервала открытого ствола был использован забойный инструмент с гидромониторным эффектом Jet Blaster. Дебит скважины был восстановлен с 0 до 150 тыс. м³/сут.

При ремонте данной скважины пробка была удалена химическим путем с помощью промывочной насадки. При наличии нерастворимой пробки осуществляется замена насадки на забойный двигатель с фрезой.

6. Pump 4 m³ of hydrochloric acid.
7. RIH with CT to 3977 m.
8. POOH the CT to change wash nozzle to rotating jetting tool – Jet Blaster™.
9. RIH with circulation of water-methanol solution for matrix acidizing.
10. Depth 3985 m. Pumping 14 m³ of hydrochloric acid for matrix acidizing.

Jet Blaster tool description

Jet Blaster tool is a rotating tool with high energy jetting effect. It is implemented for deposits removal and consolidated plugs cleanout.

It has some advantages, such as high hydraulic energy on the nozzles, 360° coverage of the deposits during cleanout, deposits removal in first run, controllable size of cuttings.

As a result of CT operations the plug was removed with acid squeeze and following circulation with treating fluid. For stimulation of production matrix acidizing of near wellbore area was performed following the removal of filter cake and clean out of production zone with Jet Blaster. Production was restored from 0 to 150 000 m³ of gas per day.

The plug on that well was removed by acid and a conventional wash nozzle. If there's a consolidated hard plug, the positive displacement downhole motor with mill can be used.



Рисунок 6 – Устье скважины, противовыбросовые превенторы, инжектор, лубрикатор
Figure 6 – Wellhead, blow out preventers, injector head, riser

COILED TUBING & WELL INTERVENTION
CONFERENCE & EXHIBITION
2009

31 MARCH–1 APRIL 2009

THE WOODLANDS, TEXAS, USA

THE WOODLANDS WATERWAY MARRIOTT
HOTEL & CONVENTION CENTER



Society of Petroleum Engineers

www.spe.org



Intervention & Coiled Tubing Association

www.icota.com

REGISTER NOW

www.spe.org/events/ctwi

С 31 марта по 1 апреля 2009 г. в Вудлендсе (США) состоится Ежегодная выставка и конференция по коiled tubing технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA. Для регистрации посетите сайт www.spe.org/events/ctwi.

ВЫВОДЫ

Применение ГНКТ для ремонта скважин дает дополнительный набор средств по удалению пробок, очистке скважины и интенсификации притока. Среди них как химические, так и механические средства. Технология позволяет избежать глушения скважины, снижая повреждение призабойной зоны пласта и сокращая время ввода скважины в эксплуатацию. Использование ГНКТ при интенсификации притока позволяет повысить избирательность кислотных обработок, во-первых, за счет расположения самой гибкой трубы на необходимом участке продуктивного интервала и, во-вторых, использованием специальных отклоняющих кислотных систем (VDA TM). Использование забойного инструмента Jet Blaster повышает эффективность СКО, равномерно распределяя кислоту на всем продуктивном интервале.

При проведении операций по ремонту скважин с применением ГНКТ зачастую накладываются ограничения, связанные с неблагоприятными погодными условиями. Для обеспечения независимости операций от данных ограничений существует возможность обеспечения замкнутой системы рециркуляции рабочих жидкостей. Данная технология требует использования дополнительного оборудования, возможность ее применения рассматривается компанией «Шлюмберже» совместно с ООО «Газпром добыча Астрахань» и ООО «Газпром геофизика». ☉

CONCLUSIONS

Implementation of coiled tubing provides additional ways of well clean out and production stimulation in Astrakhan gas condensate field. These methods are chemical as well as mechanical. Coiled tubing avoids the need to kill the well prior to the operation and therefore decreasing the damage of near wellbore area and also decreasing the time of well stand by. Matrix acidizing through coiled tubing also has some advantages such as increase of diversion effect by placing the coiled tubing string at the depth of interest and using special diverting system based on viscoelastic self-diverting acid (VDA TM). Using Jet Blaster tool increase the efficiency of acidizing by equally distribution of acid on whole production interval.

CT operations have some restrictions due to unfavorable weather conditions and wind direction during the job. To perform operations independently from these conditions it is possible to establish closed loop circulation system which requires additional equipment. This technology is complicated to implement due to highly sour formation fluid and cooperative actions of all parties are required for success. ☉