

УДК 622.276.63

ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ЮЖНО-СУЛТАНГУЛОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

PECULIARITIES OF CONDUCTING METHODS OF INTENSIFICATION OF OIL PRODUCTION ON THE YUZHNO-SULTANGULOVSKOYE FIELD

Березовский Денис Александрович
заместитель начальника цеха,
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»,
Каневское газопромислое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Кусов Геннадий Владимирович
аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Котельников Александр Сергеевич
студент-магистрант,
институт нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
9183315000@mail.ru

Аннотация. Значение вопросов, рассматриваемых в статье, напрямую связано с повышением добычи нефти в НГДУ «Бугурусланнефть». Подземный ремонт скважин является наиболее сложным видом работ, часто требующих применения специального оборудования (подъёмных агрегатов, промывочных агрегатов, пароперемещаемых установок и т.д.). Наиболее характерные работы при подземном ремонте скважин – увеличение нефтеотдачи призабойной зоны пласта, которые включают в себя механические, химические, физические методы воздействия на ПЗП. В статье рассматривается проведение глинокислотной обработки ПЗП на скважине, оборудованной ШГН; сделан выбор оборудования для глинокислотной обработки; рассматривается порядок проведения ремонта и технология проведения ремонта, а также соблюдение техники безопасности при подземном ремонте скважин.

Ключевые слова: виды подземных ремонтов, проводимых на скважинах; оборудования и механизмы, применяемые при ПРС; насосный агрегат для кислотных обработок; обвязка скважины при проведении простых кислотных обработок; технология проведения ПРС; расчёт и выбор оборудования для проведения ПРС; причины снижения производительности скважин.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
deputy chief,
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»,
Kanevskoe gas field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Kusov Gennady Vladimirovich
graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Kotel'nikov Alexander Sergeevich
masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
9183315000@mail.ru

Annotation. The significance of the issues considered in the article is directly related to the increase in oil production in oil and gas production department «Buguruslanneft». Underground repair of wells is the most complex type of work, often requiring the use of special equipment (lifting units, washing units, steam moving equipment, etc.). The most characteristic works for underground well repair are an increase in oil recovery from the bottomhole formation zone, which include mechanical, chemical, physical methods of impact on the bottomhole formation zone. The article deals with the carrying out of clay-acid treatment of bottomhole formation zone on a well equipped with sucker rod pump; a choice of equipment for clay acid treatment; the order of carrying out of repair and technology of carrying out of repair is considered, and also observance of safety precautions at underground repair of wells.

Keywords: types of underground repairs conducted on wells; equipment and mechanisms used in underground well repair; pumping unit for acid treatments; bundling of the well with simple acid treatments; technology of conducting of underground well repair; calculation and selection of equipment for conducting of underground well repair; reasons for the decline in well productivity.

Южно-Султангуловское месторождение расположено в 35 км к юго-востоку от г. Бугуруслана. Ближайшие населённые пункты: Наумовка, Лепаревка, Петровка, Курбанай и другие.

Промышленная нефтеносность приурочена к отложениям бобриковского пласта Б₂, который залегает в кровельной части бобриковского горизонта. Покрышкой для

коллекторов служат окремнённые и глинистые известняки тульского горизонта. Подстиляется пласт Б₂ одновозрастными глинами и аргиллитами мощностью 5–6 м.

Разработка пласта Б₂ бобриковского горизонта Южно-Султангуловского месторождения осуществляется согласно «Технологической схемы разработки Южно-Султангуловского месторождения», составленной НПУ «Оренбургнефть».

По состоянию на 01.01.2017 г. действующий фонд скважины составил 9 скважин, в бездействии – 2 скважины.

В настоящее время на месторождении ведётся бурение скважин. За отчётный год из бурения в разработку были пущены 4 скважины:

- скважина № 855 с дебитом 56 тонн/сут.;
- скважина № 862 с дебитом 26 тонн/сут.;
- скважина № 864 с дебитом 12 тонн/сут.;
- скважина № 863 с дебитом 48 тонн/сут.

Все добывающие скважины безводные. В отчётном году завершено бурение эксплуатационных скважин (уточнено геологическое строение месторождения, определён контур ВНК). Дальнейшее разбуривание нецелесообразно. Остаточные извлекаемые запасы будут выработаны существующим фондом скважин. Разработка месторождения ведётся без поддержания пластового давления.

За 2016 год добыто 84722 тыс. тонн нефти и 29195 тыс. тонн жидкости. Годовая обводнённость – 25,6 %.

С целью дальнейшего выполнения проектных показателей разработки необходима организация системы ППД.

Средний дебит – 37 тонн/сут. 5 скважин оснащены ЭЦН с дебитом 50 тонн/сут., 4 скважины оснащены ШГН с дебитом 23 тонн/сут.

1 скважина ликвидирована. Общий фонд – 12 скважин. Пластовое давление составляет 278 атм.

Виды подземных ремонтов, проводимых на скважинах

Подземный ремонт скважин условно подразделяют на текущий ремонт скважин и капитальный ремонт скважин.

К текущему ремонту относятся мероприятия, которые были осуществляемы по заранее составленному графику, предусматривающему проверку, ремонт, частичную или полную замену подземного оборудования, а также очистку забоя труб.

Текущий ремонт нефтяных скважин подразделяют на:

- *планово-предупредительный* (или также именуемый *профилактический*) – это ремонт с целью предупреждения отклонений от заданных технологических режимов эксплуатации скважин, вызванных возможными неполадками в работе как подземного оборудования, так и самих скважин. Планово-предупредительный ремонт планируется заблаговременно и проводится в соответствии с графиками ремонта, т.е. планово-предупредительный ремонт должен проводиться ещё до того, как скважина снизит дебит или прекратит подачу нефти. Для обеспечения рационального использования скважинного оборудования рекомендуется использовать растворители АСПО и присадки к ним;

- *восстановительный (внеплановый)* ремонт скважин – это ремонт, вызванный непредвиденным резким ухудшением технологического режима эксплуатации скважин или их остановкой из-за отказа насоса, обрыва штанговой колонны, ликвидация обрыва или отвинчивания насосных штанг, смена клапанов глубинного насоса, устранения течи труб. Как правило, восстановительный (внеплановый) ремонт скважин происходит в течение межремонтного периода.

Капитальный ремонт нефтяных скважин – это комплекс мероприятий, связанный с ликвидацией аварий с подземным оборудованием, с изоляцией посторонних вод, с возвратом на другой продуктивный горизонт, зарезкой и бурением второго ствола. Капитальный ремонт скважин является более сложной работой на скважинах.

Показателем качества подземных работ являются межремонтные периоды работы скважины, под которой подразумевается продолжительность фактической эксплуатации скважины от предыдущего ремонта до последующего. Чем он больше, тем

лучшие технологии использованы ремонтниками и тем качественней оборудование, установленное на скважине. К примеру, использование растворителя АСПО «ЭФРИЛ» позволяет увеличить межремонтный период с 600 до 800 суток. Межремонтный период работы скважин определяется путём деления числа скважино-дней, отработанных в течение определённого периода (квартала, полугодия), на число подземных ремонтов, проведённых за тот же период в данной скважине.

Оборудования и механизмы, применяемые при ПРС

Для спускоподъёмных операций применяют грузоподъёмные сооружения, элеваторы, спайдеры, трубные и штанговые ключи, автоматы.

Грузоподъёмное сооружение – вышка, которая устанавливается на площадке над устьем скважины. Вышки могут устанавливаться стационарно или входят в комплект агрегата подземного ремонта скважин и монтируются над устьем скважины только при её ремонте.

Элеваторы предназначены для захвата и удержания их на весу при СПО.

Спайдер служит для захвата и удержания на весу колонны НКТ при спуске или подъёме из скважины.

Трубные ключи используют для свинчивания и развинчивания насосных труб.

Штанговые ключи предназначены для свинчивания и развинчивания насосных штанг.

Для механизации работ по свинчиванию и развинчиванию труб, а также для удержания колонны труб на весу применяют автоматы подземного ремонта.

Для ловильных работ применяют труболочки, овершоты, колокола, метчики, крючки, удочки, ерши, магнитные фрезеры.

Для ловли насосных штанг применяют шлипсовые муфты.

Ловлю перфораторов, кабеля и стального каната проводят различного рода крючками, удочками и ершами.

Для ловли небольших металлических предметов применяют магнитный фрезер.

При выполнении работ по капитальному ремонту скважин используют также оборудование для вращения инструмента, цементируемые и насосные установки, цементируемые и пескосмесительные машины, блоки манифольдов.

К оборудованию для вращения инструмента относятся роторы и вертлюги. Ротор предназначен для вращения бурильного инструмента и удержания на весу колонны труб при СПО. Вертлюг предназначен для удержания на весу вращающегося бурильного инструмента и подвода промывочной жидкости от насоса в колонну труб.

Цементируемые агрегаты служат для приготовления, закачивания и продавливания тампонажных и других растворов в скважину, для промывок скважин через спущенные в них трубы, обработки призабойной зоны пласта, опрессовки труб и оборудования.

Для проведения работ по воздействию на призабойную зону пласта с целью интенсификации добычи нефти и газа и работ по ограничению притока пластовых вод используют насосные установки.

Пескосмесительная установка используется для транспортирования песка, приготовления песчано-жидкостной смеси и подачи её на приём насосных агрегатов при гидравлических разрывах пласта, проведении различных операций, включающих закачку в скважину сыпучих, гранулированных материалов.

Блоки манифольдов предназначены для обвязки насосных установок между собой и с устьевым оборудованием при нагнетании жидкости в скважину.

Агрегат А-50У (рис. 1) предназначен для освоения и ремонта нефтяных, газовых и нагнетательных скважин с проведением СПО с НКТ и бурильными трубами, промывки песчаных пробок, глушения скважин, циркуляции промывочного раствора при бурении, фрезеровании и разбуривании цементных стаканов, для проведения ловильных и других работ по ликвидации аварий в скважинах. Все механизмы агрегата смонтированы на шасси КРАЗ-250 с подогревателем ПЖД-44-П.

В качестве привода насосного оборудования используется ходовой двигатель в агрегате шасси КРАЗ-250. Мощность от двигателя отбирается через коробку отбора мощности, находящейся на раздаточной коробке автомобиля.

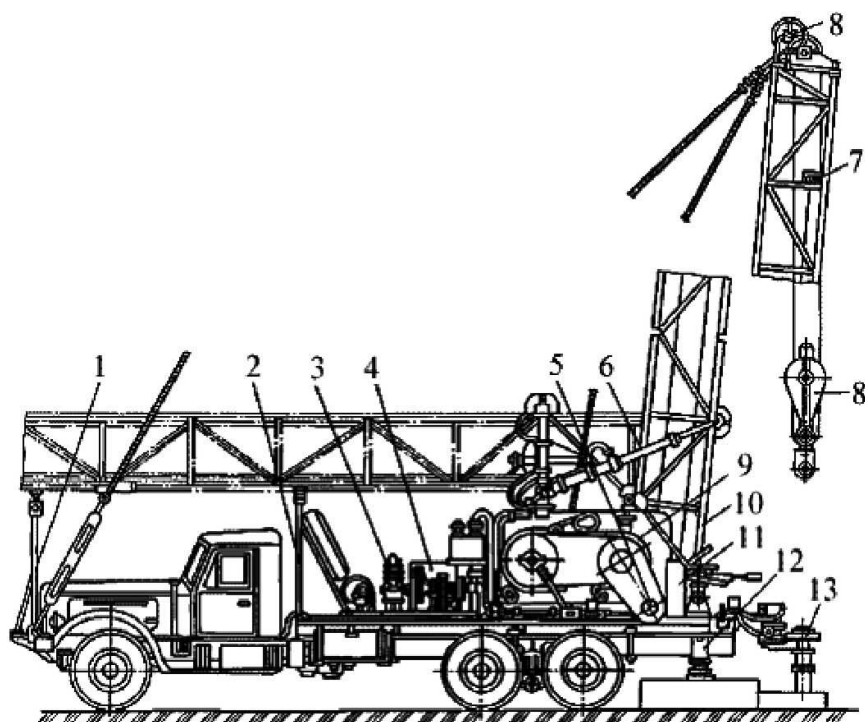


Рисунок 1 – Агрегат А-50У:

- 1 – передняя опора; 2 – промежуточная опора; 3 – компрессор; 4 – трансмиссия; 5 – промежуточный вал;
 6 – гидроцилиндр подъема вышки; 7 – ограничитель подъема крюкоблока; 8 – талевая система;
 9 – лебёдка; 10 – вышка; 11 – пульт управления; 12 – опорные домкраты; 13 – ротор

В рабочем положении мачта одной стороны опирается на лебёдку, другой – через домкрат на грунт. Установку мачты из транспортного положения в вертикальное (рабочее) и обратно проводят посредством домкратов, цилиндры у которых защищены кожухом. Кронблок мачты и талевый блок оснащены талевым канатом. На мачте размещены подвеска ключей и подвеска бурового рукава, который соединяется с насосом при помощи манифольда. При необходимости к талевому блоку можно подвесить вертлюг с квадратной штангой. Нагрузка на крюке определяется при помощи индикатора веса, устанавливаемого на «мёртвом» конце талевого каната. В транспортном положении мачта опирается на переднюю опору, размещённую на переднем буфере, где также находится балка для крепления силовых оттяжек, и на среднюю опору, на которой установлена вспомогательная электролебёдка. Гидросистема обеспечивает питание гидрораскрепителя и гидромотора.

В состав установки входит также электрооборудование, узел управления и освещения шасси, установка запасного колеса и площадки оператора.

Установку вышки в вертикальное и горизонтальное положение проводят при работе коробки передач автомобиля на первой передаче и при одном включённом маслоснаосе. Гидросистема заполняется профильтрованным маслом ВМТ 3 для работы при температуре окружающей среды от -50 до $+65$ °С. Пневмосистема агрегата снабжается сжатым воздухом от двухцилиндрового двухступенчатого компрессора М155-2В5.

На обустроенных нефтяных промыслах, на которых проектируются кислотные обработки скважин (ГКО), как правило, сооружаются кислотные базы с соответствующими подъездными путями (включая железнодорожную ветку), насосными помещениями, лабораторией, гуммированными ёмкостями, складскими помещениями, душевыми и помещениями для бригады, а также при необходимости и котельными для подогрева растворов в зимнее время.

На скважины рабочий раствор доставляется в автоцистернах 4ЦР ёмкостью $9,15 \text{ м}^3$ или УР-20 ёмкостью 17 м^3 . Для перевозки концентрированных неингибированных кислот ёмкости должны быть гуммированы. Для перевозки ингибированных кислот достаточно покрытия этих ёмкостей химически стойкими эмалями. На скважинах часто используют передвижные ёмкости (на салазках) объёмом 14 м^3 , которые в зимних ус-

ловиях работы оборудуют змеевиком для обогрева растворов паром. Для перекачки кислот используются только специальные кислотоупорные центробежные насосы с подачей от 7 до 90 м³/ч и напора от 8 до 30 м.

Для закачки ингибированных растворов кислоты в пласт используется, например, специальный насосный агрегат на автомобильном шасси – Азинмаш-30А, показанный на рисунке 2, с гуммированной резиной цистерной, состоящей из двух отсеков ёмкостью 2,7 м³ и 5,3 м³, а также с дополнительной ёмкостью на прицепе с двумя отсеками по 3 м³ каждый. Агрегат снабжён основным трёхплунжерным горизонтальным насосом высокого давления 4НК500 одинарного действия для закачки кислоты в скважину. Насос имеет привод через специальную коробку от основного двигателя автомобиля мощностью 132 кВт. Конструкция силового насоса предусматривает сменные плунжеры диаметром 110 и 90 мм. Насосы обеспечивают подачу от 1,03 до 12,2 л/с и давление от 7,6 до 50 МПа в зависимости от частоты вращения вала (5 скоростей от 25,7 до 204 об./мин.).

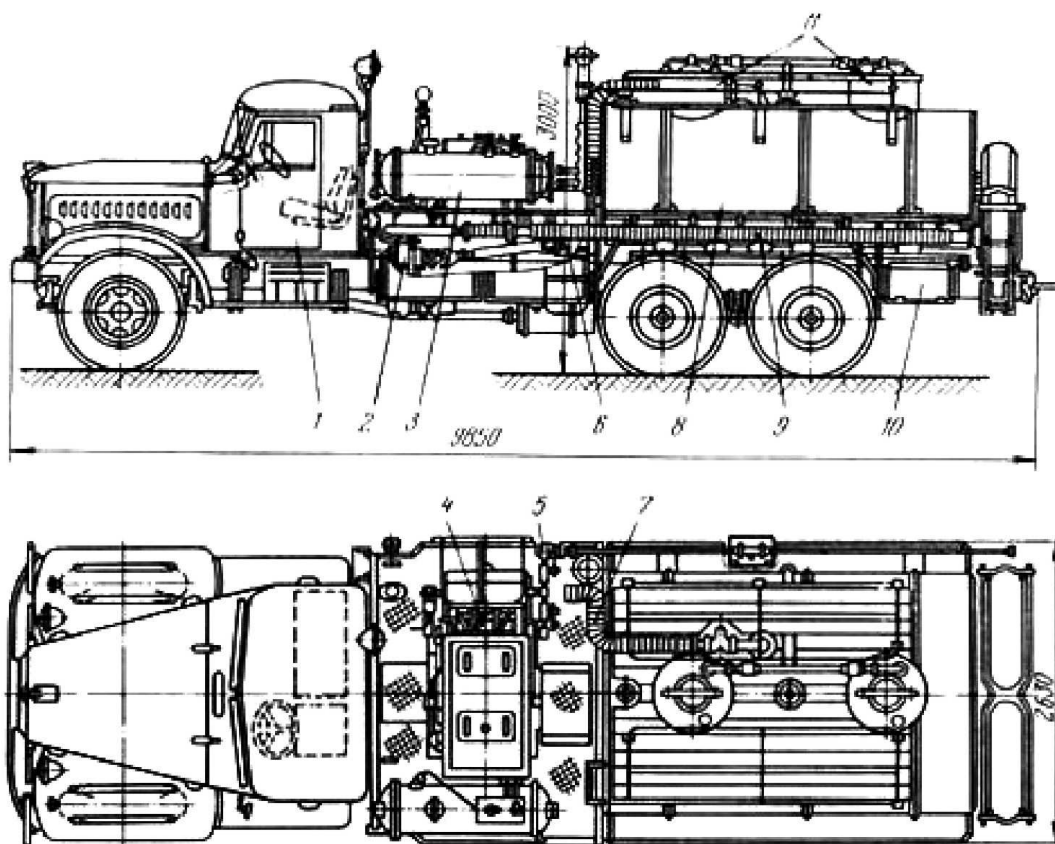


Рисунок 2 – Насосный агрегат для кислотных обработок Азинмаш-30А:

- 1 – кабина машиниста (пульт управления); 2 – коробка отбора мощности; 3 – ёмкость для реагента;
 4 – насос 4НК-500; 5 – выкидной трубопровод; 6 – редуктор;
 7 – шланг для забора раствора кислоты из цистерны; 8 – цистерна для раствора кислоты;
 9 – комплект присоединительных шлангов; 10 – ящик для инструментов; 11 – горловина цистерны

Агрегатом при кислотных обработках скважины используют цементируемые агрегаты ЦА-320М, а также насосный агрегат для гидроразрыва АН-700.

Для предотвращения быстрого изнашивания агрегатов при прокачке даже ингибированного раствора кислоты необходима обязательная их промывка водой непосредственно после завершения работ. В промывочную воду желательно добавлять тринатрийфосфат в количестве 0,3–0,5 % для лучшей нейтрализации остатков кислоты. Схема обвязки скважины при простых кислотных обработках или в ваннах показана на рисунке 3. Силовой насос агрегата Азинмаш-30А может забирать жидкость не только из ёмкостей, установленных на платформе агрегата, но и с помощью резиновых шлангов откачивать её из ёмкостей на автоприцепе и из передвижных ёмкостей.

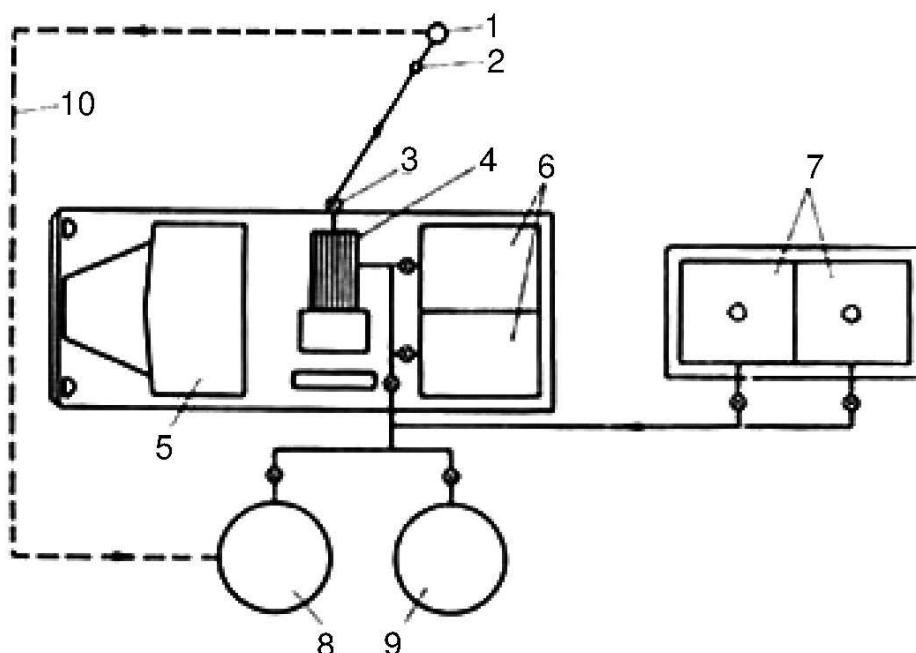


Рисунок 3 – Схема обвязки скважины при проведении простых кислотных обработок:

1 – устье скважины; 2 – обратный клапан; 3 – задвижка высокого давления; 4 – насос 4НК-500; 5 – агрегат Азинмаш 30А; 6 – ёмкость для кислоты на агрегате; 7 – ёмкость для кислоты на прицепе; 8 – ёмкость для промывочной жидкости; 9 – ёмкость для кислоты; 10 – линия для обратной циркуляции

При кислотных обработках используется дополнительно цементировочный агрегат ЦА-320М в качестве подпорного насоса, подающего жидкость на приём силового насоса агрегата Азинмаш 30А. Кроме того, агрегат ЦА-320М со вспомогательным роторным насосом низкого давления и двумя ёмкостями на платформе позволяет перемешивать растворы кислоты.

Роторный насос используют также при приготовлении нефтекислотных эмульсий для закачки в поглощающие интервалы с целью расширения охвата обработкой большой толщины пласта. Для создания более высоких скоростей закачки, если подачи одного агрегата при данном давлении оказывается недостаточно, используют два и более параллельно работающих агрегатов. Устье скважины при обработке под давлением оборудуется специальной головкой, рассчитанной на высокие давления, с быстроръёмными соединениями.

Головка скважины с обязательным обратным клапаном и задвижкой высокого давления соединяется с выкидом насосного агрегата прочными металлическими трубами. Обычно в этих случаях используется оборудование для гидравлического разрыва пласта или пескоструйной перфорации. При промывке пласта и других технологических операциях устье скважины оборудуют специальной арматурой, которая носит название арматура устья скважины универсальная типов 2АУ-70 и 2АУ-70СУ, так как этой арматурой можно пользоваться также при гидропескоструйной перфорации и цементировании скважин. Арматура устья (рис. 4) состоит из крестовины с патрубком диаметром 80 мм, устьевой головки с сальником, пробковых кранов и других элементов. У крестовины имеются три горизонтальных отвода, к двум из которых через пробковые краны присоединяют напорные линии от насосных агрегатов. На крестовине установлен манометр с разделителем, заполненным маслом. Устьевая головка имеет четыре отвода – три отвода с пробковыми кранами, а к четвёртому крану присоединены манометр и предохранительный клапан гвоздевого типа. На нижнем конце головки нарезана резьба для присоединения к эксплуатационной колонне диаметром 168 мм. К колонне другого размера головку присоединяют при помощи переводника или фланца. Арматура может присоединяться к подъёмным трубам диаметрами 73 и 89 мм. Отводы арматуры имеют гибкие соединения.

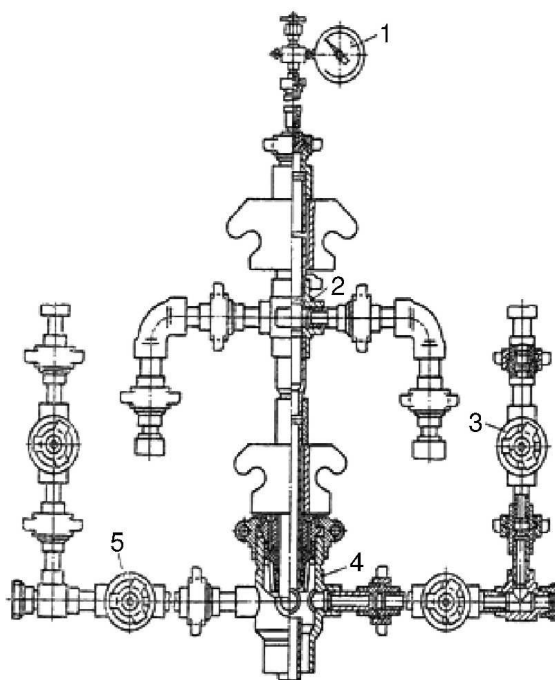


Рисунок 4 – Арматура устья 2АУ-70 и 2АУ-70СУ:

1 – манометр; 2 – трубная головка; 3 и 5 – пробковые краны; 4 – устьевая головка

Технология проведения ПРС

Технология проведения глинокислотной обработки (ГКО) включает следующие операции:

- произвести глушение скважины;
- поднять глубинно-насосное оборудование;
- исследовать скважину (замерить давление, глубину забоя);
- спустить НКТ с патрубком со скошенным концом;
- промыть скважину до искусственного забоя;
- поднять НКТ с патрубком;
- спустить НКТ в следующей компоновке: хвостовик, пакер, клапан, спецмуфта, НКТ; пакер установить над интервалом перфорации;
 - при проведении термокислотной обработки в компоновку включить термонаконечник (контейнер с магнием);
 - собрать устьевое сальниковое устройство;
 - произвести гидравлическое испытание пакера и НКТ;
 - определить приёмистость пласта;
 - закачать и продавить раствор кислоты в пласт по расчёту;
 - карбонатные коллекторы, не содержащие в своём составе осадкообразующих включений (сульфаты, соединения железа), обработать 10–16 %-ной соляной кислотой;
 - коллекторы, содержащие осадкообразующие включения, обработать 10 %-ной уксусной кислотой;
 - при обработке карбонатных коллекторов, содержащих соединения железа, в соляную кислоту ввести 3–5 % уксусной кислоты для предупреждения осадкообразования в растворе;
 - для глубокой обработки трещинно-поровых коллекторов использовать замедляющие действие составы на основе соляной кислоты – дисперсные системы типа эмульсии. Для приготовления кислотной пены и нефтекислотной эмульсии использовать ПАВ (сульфанол, ОП-10) и стабилизатор КМЦ;
 - для обработки терригенных коллекторов с карбонатностью менее 10 %, а также в случае загрязнённой ПЗП использовать глинокислотные растворы, приготовленные из соляной (10–12 %) и плавиковой (3–5 %) кислот (вместо плавиковой кислоты можно использовать кристаллический бифторид аммония);

- термохимическую обработку произвести с использованием соляной кислоты;
- выдержать кислотный раствор 2 часа при температуре пласта до 30 °С и 1,0–1,5 часа при температуре 30–60 °С;
- промыть скважину;
- вызвать приток из пласта снижением уровня жидкости;
- поднять НКТ;
- спустить глубинно-насосное оборудование;

Расчёт и выбор оборудования для проведения ПРС

Для составления проекта взята технико-эксплуатационная характеристика скважины № 854 Южно-Султангуловского месторождения.

Прежде чем выбирать оборудование для проведения подземного ремонта скважины, необходимо привести технические и весовые характеристики оборудования, находящегося в скважине. Выбор основного оборудования для подземного ремонта производится, исходя из наиболее сложных условий подъёма. Например, когда колонну приходится поднимать вместе с жидкостью (случай заклинивания плунжера в установках ШГН; не сбит сливной клапан в установках ЭЦН).

1. Определение ожидаемой нагрузки на крюк для скважин, оборудованных УШГН, складывается из веса насосно-компрессорных труб, веса жидкости в НКТ, веса штанг и насоса. Исходя из максимальной нагрузки на крюке, которая составляет 33 тонны, и производства ремонтных работ в данной скважине выбирается агрегат А-50У и оборудование для талевой системы массой 50 тонн.

2. Расчёт натяжений в струнах каната. При ремонте скважины, оборудованной установкой ЭЦН, подъём и спуск оборудования ведут со скоростью не более 0,25 м/с, т.е. расчёт ведут только по первой скорости лебёдки.

Вспомогательное время определяется по нормативно-справочной литературе.

Основным критерием для выбора оборудования является ожидаемая нагрузка на ключ, которую определяют исходя из наиболее тяжёлых условий подъёма оборудования из скважины. Выбор основного оборудования для спускоподъёмных операций производится по максимальной нагрузке на крюке с учётом климатических условий данного района и технической оснастки нефтедобывающего предприятия. Грузоподъёмность выбираемого оборудования должна максимально приближаться к расчётной нагрузке на крюке. Так как в расчёте нагрузка на крюк составляет 34 тонны, для проведения ремонта выбираем агрегат А-50У грузоподъёмностью 50 тонн.

Причины снижения производительности скважин

Главные и основные причины снижения производительности описаны в следующих пунктах:

- при строительстве скважин глинистый раствор (буровой раствор) за счёт гидростатического давления проникает в поры продуктивного пласта и значительно уменьшает проходные отверстия;
- плохо сцементированные частицы пласта при неправильной эксплуатации залежи также способствуют уменьшению проходных отверстий (пор) пласта;
- в первоначальный период эксплуатации залежи фонтанным способом лёгкие углеводороды стремятся, в первую очередь, проникнуть в скважину. Вследствие этого с истечением времени вязкость нефти увеличивается и тяжёлые углеводороды (смоло-парафинистые вещества) забивают поры продуктивного пласта;
- за счёт неправильной эксплуатации залежи большое сопротивление оказывает сама граница раздела фаз «нефть – вода», «нефть – газ»;
- одним из важнейших факторов уменьшения пропускной способности коллекторов является образование нефтяных эмульсий, которые, в первую очередь, забивают поры пласта, а во вторую очередь, при воздействии на эмульсионные пузырьки силы только деформируют их, но не разрывают. Проще говоря, увеличивается стойкость нефтяных эмульсий;
- причиной низкой продуктивности скважин может быть и некачественная перфорация вследствие применения маломощных перфораторов, особенно в глубоких скважинах, где энергия взрыва заряда поглощается энергией больших гидростатических давлений.

Все отрицательные явления, перечисленные выше, каждое в определённой степени важности, приводят к снижению дебитов скважин. На основании этого возник в своё время вопрос о методах увеличения продуктивности пластов. В настоящее время операциями по увеличению нефтеотдачи пластов занимаются цеха при НГДУ по подземному ремонту скважин, а в отдельных регионах – специализированные организации.

Существующие методы интенсификации притока нефти

Для интенсификации добычи нефти и газа применяют различные методы повышения производительности скважин. Их много, но они должны выбираться, исходя из специфических условий применительно к конкретному пласту-коллектору. Основные из них следующие:

- химические методы:
 - 1) солянокислотная обработка ПЗП;
 - 2) обработка ПЗП грязевой кислотой;
 - 3) углекислотная обработка ПЗП;
- механические методы воздействия на ПЗП и пласт-коллектор:
 - 1) гидравлический разрыв пласта;
 - 2) гидropескоструйная перфорация скважин;
 - 3) торпедирование скважин;
 - 4) действие взрывчатых веществ (ВВ);
 - 5) действие ядерных взрывов;
- тепловые методы обработки ПЗП:
 - 1) закачка в скважину нагретой жидкости, обработанной ПАВ;
 - 2) прогрев ПЗП паром;
 - 3) глубинный электропрогрев;
- физические методы воздействия на ПЗП и пласт-коллектор:
 - 1) вибровоздействия.

Химические методы воздействия дают хорошие результаты в слабопроницаемых карбонатных коллекторах. Их успешно применяют в цементированных песчаниках, в состав которых входят карбонатные цементирующие вещества.

Физические методы предназначаются для удаления из призабойной зоны скважины остаточной воды и твёрдых мелкодисперсных частиц, что в конечном итоге увеличивает проницаемость пород по нефти.

Тепловые методы воздействия применяются для удаления со стенок поровых каналов парафина и смол, а также для интенсификации химических методов обработки призабойных зон. Наибольшее применение среди химических методов имеют СКО и ГКО.

Солянокислотная обработка скважин основана на способности соляной кислоты проникать в глубь пласта, растворяя карбонатные породы. В результате на значительное расстояние от ствола скважин простирается сеть расширенных каналов, что значительно увеличивает фильтрационные свойства пласта и приводит к повышению продуктивности скважин.

Глинокислотная обработка наиболее эффективна на коллекторах, сложенных из песчаников с глинистым цементом, и представляет собой смесь плавиковой и соляной кислот. При взаимодействии ГКО с песчаником или песчано-глинистой породой растворяются глинистые фракции и частично кварцевый песок. Глина утрачивает пластичность и способность к разбуханию, а её взвесь в воде теряет свойство коллоидного раствора.

Пенокислотная обработка скважин применяется для наиболее дальнего проникновения соляной кислоты в глубь пласта, что повышает эффективность обработок. Сущность способа заключается в том, что в призабойную зону пласта вводится не обычная кислота, а аэрированный раствор поверхностно-активных веществ (ПАВ) в соляной кислоте.

Термокислотная обработка – это комбинированный процесс: в первой фазе его осуществляется тепловая обработка забоя скважины, а во второй – кислотная обработка. При термокислотной обработке для нагрева раствора соляной кислоты используется тепло экзотермической реакции. Для этого применяют специальный забойный

наконечник со стержневым магнием. Окончательная температура раствора после реакции 75–90 °С.

Для осушки призабойной зоны и растворения АСПО применяются обработки призабойной зоны ацетоном и растворителем типа ШФЛУ (широкая фракция лёгких углеводородов).

К физическим методам относятся:

- дополнительная перфорация и перестрел старых интервалов;
- акустическое воздействие;
- вибровоздействие.

При прогреве призабойной зоны парафинисто-смолистые вещества расплавляются и выносятся потоком нефти на поверхность. Это улучшает фильтрационную способность породы в призабойной зоне, снижается вязкость и увеличивается подвижность нефти, что также облегчает условия её продвижения в пласте.

Призабойную зону прогревают при помощи глубинных электронагревателей и газонагревателей, горячей нефтью, нефтепродуктами, водой и паром, а также путём термохимического воздействия.

Выбор оптимального метода и его описание

Промышленная нефтеносность Южно-Султангуловского месторождения приурочена к отложениям бобриковского отложения Б₂. Пласт Б₂ залегает в кровельной части бобриковского горизонта. Покрышкой для коллекторов служат окремнённые и глинистые известняки тульского горизонта. Подстигается пласт Б₂ одновозрастными глинами и аргиллитами мощностью 5–6 м. Для данного пласта целесообразно произвести глинокислотную обработку.

Грязевыми кислотами (или глинокислотами) называют смесь соляной HCl и фтористо-водородной (плавиковой) HF кислот.

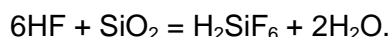
Грязевую кислоту применяют для обработки эксплуатационных и нагнетательных скважин, продуктивные горизонты которых сложены песчаниками или песчано-глинистыми породами, а также для удаления глинистой корки со стенок скважины. Эту кислоту нельзя применять для обработки карбонатных пород или сильно карбонизированных песчаников, так как образуется слизистый осадок фтористого кальция CaF₂, который способен закупоривать поровые каналы.

Особенностью грязевой кислоты является её способность растворять глинистые частицы и в некотором количестве даже кварцевый песок. Одновременно после обработки скважин грязевой кислотой глины теряют способность к разбуханию и понижению, таким образом, проницаемости.

Порядок проведения обработки призабойной зоны скважины, как правило, следующий.

Предварительно в скважине против обрабатываемых продуктивных пластов делают солянокислотную ванну с целью очистки призабойной зоны от различных загрязнений. Если стенки скважины покрыты цементной коркой, к солянокислотному раствору добавляют до 1,5 % плавиковой кислоты.

После солянокислотной ванны в продуктивные пласты закачивают 10–15 %-ный раствор соляной кислоты с целью растворения карбонатных включений. Продукты реакции пород с кислотными растворами из призабойной зоны интенсивно удаляются перед обработкой скважины грязевой кислотой. На следующем этапе обработки в продуктивные пласты закачивают грязевую кислоту – смесь растворов 3–5 %-ной плавиковой кислоты с 10–12 %-ной соляной кислотой. В этом случае происходит следующая реакция плавиковой кислоты с окисью кремния:



Для сильно заглинизированных в процессе бурения скважин количество плавиковой кислоты в смеси с 15 %-ной HCl может быть доведено до 6 %. Во избежание контактирования с промывочной водой в скважине рекомендуется кислотный раствор готовить только на пресной воде и перед его закачкой в насосно-компрессорные трубы вводить 4–8 м³ нефти. После продавки глинокислотного раствора в пласт по истечении 8–12 часов скважину вводят в эксплуатацию.

Установлено, что при газолино-глинокислотных обработках с применением от 2 до 5 м³ специального раствора (16–20 %-ная HCl + конденсат) на 1 м вскрытой мощности пласта при сроках реагирования 16–24 часов получают хорошие результаты. Наиболее эффективны газолино-глинокислотные обработки при закачке небольших объёмов глинокислоты – от 0,5 до 1,5 м³ на 1 м вскрытой мощности пласта. Эффективность обработок резко возрастает при соотношениях растворителя и кислоты 3:1 и 4:1.

На нефтяных промыслах применяют следующие виды кислотных обработок: кислотные ванны, кислотные обработки, кислотные обработки под давлением, термохимические и термокислотные обработки и т.д. Наиболее распространены обычные кислотные обработки, когда в продуктивные пласты нагнетают специальный раствор соляной кислоты. Предварительно скважину очищают от песка, механических примесей, продуктов коррозии и парафина. У устья монтируют оборудование, агрегаты и средства, спрессовывают трубопроводы.

Технология различных солянокислотных обработок неодинакова и изменяется в зависимости от вида обработки, физических особенностей пласта, пород, слагающих продуктивный пласт, и т.д. Эффект от проведения солянокислотной обработки оценивается по количеству дополнительно добытой из скважины нефти, а также по величине повышения коэффициента продуктивности. Рекомендуется применять кислотный раствор с содержанием в нём от 15 до 20 % HCl, а для скважин, закреплённых обсадной колонной, – раствор более низкой концентрации HCl (10–12 %). К раствору кислотных ванн, предназначенных для растворения окисных соединений железа, рекомендуется добавлять до 2–3 % уксусной кислоты. Кислоту для реагирования с породами пласта рекомендуется оставлять в скважине на 24 часа. По истечении этого срока при обратной промывке очищают забой от загрязняющих веществ.

На рисунке 5 показана схема обработки скважины грязевой кислотой.

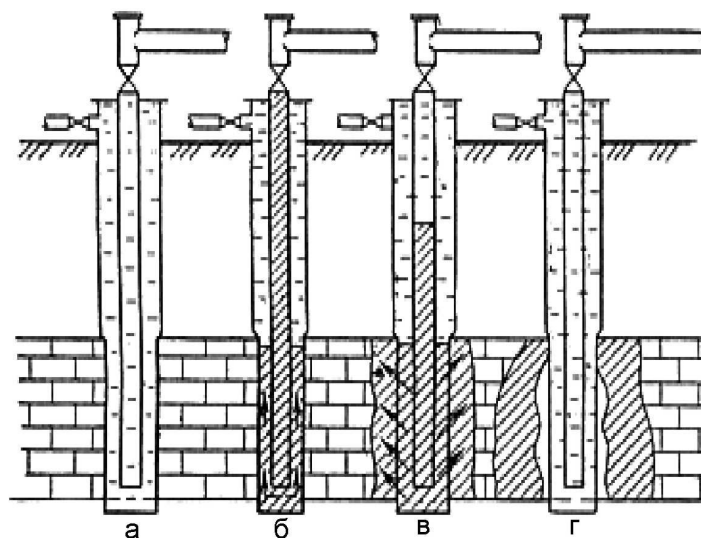


Рисунок 5 – Схема обработки скважины грязевой кислотой

В качестве продавочной жидкости обычно используют воду. Если же после кислотной ванны планируется сразу прямая промывка забоя (через насосно-компрессорные трубы), то в качестве промывочной жидкости следует применять нефть.

Анализ методов интенсификации притока нефти

Эксплуатация нефтяных месторождений сопровождается ухудшением проницаемости пород-коллекторов в призабойной зоне скважин. Одной из причин такого ухудшения является отложение асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на поверхности породы, обусловленное повышенным содержанием этих компонентов в высоковязких нефтях. С целью восстановления проницаемости до величины, равной или близкой к первоначальной, применяют различные методы обработки призабойной зоны скважин (ОПЗ).

Ежегодно около половины объёма нефти на месторождении добывается за счёт геолого-технических мероприятий (ГТМ) текущего года и продолжающихся эффектов от ГТМ прошлых лет.

Основное количество дополнительной нефти в последние пять лет получено за счёт трёх видов мероприятий по интенсификации добычи нефти.

Наибольшее распространение из физико-химических методов воздействия на терригенные породы Южно-Султангуловского месторождения получила солянокислотная обработка и её модификации. Так, в 2016 году количество таких ремонтов составило 56 %. Основными её преимуществами являются простота осуществления и низкая стоимость работ.

По результатам анализа, проведённого С.А. Ждановым (ОАО ВНИИ нефть имени А.П. Крылова), особую озабоченность вызывает состояние с испытанием и применением так называемых третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН): тепловых, газовых и химических. Большинство этих методов может обеспечить значительное увеличение нефтеотдачи пластов и прирост дополнительных извлекаемых запасов нефти по сравнению с заводнением даже на поздней стадии разработки месторождения. Именно с применением этих методов большинство специалистов в нашей стране и за рубежом связывают будущее нефтяной промышленности.

По данным А.А. Арбатова (СОПС Министерства экономического развития и торговли РФ и Российской академии наук), в России (как и ранее в СССР) преимущественное развитие получают физико-химические методы, в то время как в других странах, например, в США и Канаде – тепловые и газовые.

Добыча нефти за счёт химических методов в лучшие годы не превышала 3 % общей добычи за счёт применения МУН. В СССР (а затем в России) уже с конца 80-х годов прошлого столетия доля добычи нефти за счёт физико-химических методов стала превышать 50 %, в дальнейшем постоянно росла (доля добычи за счёт газовых методов не превышала 7 %), а в настоящее время, по данным Минэнерго РФ, превышает 80 %.

Для реальной оценки эффективности и классификации технологий воздействия на нефтяные пласты необходимо вести учёт энергозатрат.

Например, по данным А.Я. Хавкина (ИПНГ РАН), применение магнитных устройств для обработки закачиваемой в пласт воды позволяет обеспечить увеличение приёмистости скважин в 2,5 раза или снижение давления нагнетания на несколько МПа.

Газовые методы – на сегодняшний день очень перспективные методы, позволяющие значительно увеличивать нефтеотдачу, но, к сожалению, в России почти не применяются, в основном по причине отсутствия компрессоров высокого давления.

Химические методы интенсификации притоков нефти. На разрабатываемых месторождениях в основном применяется ограниченное число химических методов воздействия на ПЗП, которые можно объединить в четыре группы:

- 1) водные растворы на основе ПАВ;
- 2) эмульсионные растворы;
- 3) кислотосодержащие растворы;
- 4) композиции на основе полимеров.

Эффективными методами химического воздействия на пласт являются кислотные обработки в различных модификациях.

Наибольшее распространение из физико-химических методов воздействия на терригенные породы Южно-Султангуловского месторождения получила глинокислотная обработка и её модификации.

Для обработки терригенных коллекторов с карбонатностью менее 10 %, а также в случае загрязнённой ПЗП используют глинокислотные растворы, приготовляемые из соляной (от 10 до 12 % масс.) и плавиковой (от 3 до 5 % масс.) кислот. Допустимо использование взамен плавиковой кислоты кристаллического бифторидфторида аммония. Объём раствора при глинокислотной обработке выбирают из условия предупреждения разрушения пластовых пород. При первичной обработке используют от 0,3 до 0,4 м³ раствора на 1 м вскрытой перфорацией толщины пласта.

Продолжительность выдерживания кислотного раствора зависит от температуры пласта. При температурах до 30 °С – 2 часа, от 30 до 60 °С – от 1 до 1,5 часов. При

температурах свыше 60 °С время выдерживания кислотного раствора в пласте не регламентировано и зависит от времени полной нейтрализации (потери активности) кислоты.

Продукты реакции вызывают снижение проницаемости пород после КО, если они откладываются в поровом пространстве в виде геля либо твёрдой породы или взаимодействуют с пластовыми флюидами, образуя осадки или эмульсии.

Таким образом, во время реакции СКР образуются растворимые и временно растворимые продукты, поэтому технология обработки СКР должна быть такой, чтобы предупредить выпадение нерастворимых осадков.

Во время взаимодействия глинокислоты образуются:

- с кварцем – газоподобный SiF_4 , а после снижения кислотности – гель кремниевой кислоты $\text{Si}(\text{OH})_4$, который закупоривает поры;
- с алюмосиликатами (глинами) – газоподобный SiF_4 ;
- с кварцем и алюминием – параллельно с SiF_4 образуется гексафторокремниевая кислота H_2SiF_6 , соли которой Na_2SiF_6 выпадают в осадок.

Известно, что реакция ГКР с глинами проходит значительно быстрее, чем с кварцем, поэтому в песчаниках преимущественно растворяются глинисто-карбонатный цемент и частицы, загрязнившие пласт, а зёрна кварца (матрицы породы) – значительно меньше.

Часто вместо HF для получения ГКР применяют БФФА (бифторид-фторид аммония $\text{NH}_4\text{HF}_2 + \text{NH}_4\text{F}$). Например, для получения раствора (12 % HCl + 3 % HF) применяют смесь (16 % HCl + 3 % БФФА). Наличие в растворе иона NH_4^+ увеличивает растворимость продуктов реакции HF с силикатными породами, и поэтому для ГКР лучше использовать БФФА.

Для обработки песчаников применяют также смесь 20 %-ной H_2SiF_6 + 24 %-ной HCl в соотношении 1:1, которая растворяет песчаники и глины подобно глинокислоте.

Таким образом, во время реакций ГКР с силикатными породами образуются временно растворимые и нерастворимые продукты, способные закупоривать поровое пространство. Наиболее важно – не допустить закупоривания пласта продуктами реакции после ГКО.

Изменение проницаемости пород после фильтрации сквозь них кислотных растворов зависит от химического и минералогического составов, структуры порового пространства, режимов фильтрации и термобарических условий прохождения реакции. После обработки терригенных коллекторов проницаемость образцов пород возрастает в 2–7 раз.

Удаление продуктов реакции из призабойной зоны осуществляется путём возбуждения притока флюидов из пласта в скважину во время открытого переливания, если пластовое давление больше гидростатического, или путём дренирования с применением газоподобных агентов (азота, воздуха) или пенных систем, если пластовое давление меньше гидростатического. В случае если применить указанные способы невозможно, полезно вытеснить продукты реакции из призабойной зоны в глубину пласта путём закачивания 20–30 м³ водного раствора ПАВ, нефти, конденсата и т.п. Осаждение продуктов реакции в глубине пласта несущественно ухудшает результаты КО по сравнению со случаем, когда осаждение происходит в призабойной зоне. Однако КО с вытеснением продуктов реакции нежелательно многократно повторять в той же скважине.

Применение ГКО с целью увеличения приёмистости нагнетательных и продуктивности добывающих скважин следует рассматривать как метод, направленный на декольматацию призабойной зоны скважин, т.е. очистку порового пространства от техногенных продуктов, занесённых в призабойную зону в процессе вскрытия или эксплуатации скважин.

Таким образом, успешность проведения ГКО во многом зависит от состава цемента, скрепляющего зёрна пород-коллекторов и состава «засоряющих» веществ. Большое значение имеет наличие минералов и соединений элементов, которые в процессе реакции с глинокислотой могут образовать нерастворимый осадок. В обрабатываемой глинокислотой песчаной породе должно быть очень низкое содержание карбонатов, железистых соединений, в то время как большое содержание глин не является препятствием для успешности ГКО.

План обработки

1. Переезд на скважину бригады подземного ремонта.
 2. Монтаж подъёмника.
 3. Разборка устьевого арматуры.
 4. Подъём глубинно-насосного оборудования.
 5. Спуск НКТ в скважину до нижнего интервала перфорации 1891 м.
 6. Изоляция зумпфа.
 7. Ёмкость с раствором кислот или кислотник, автоцистерна, агрегат УНЦ 1-160×500 устанавливаются на территории скважины с соблюдением правил техники безопасности.
 8. Обвязка техники между собой и устьем скважины осуществляется согласно схеме.
 9. Производится опрессовка нагнетательных линий и устья скважины при закрытых задвижках на устье на полторакратное ожидаемое рабочее давление в процессе обработки.
 10. На нагнетательной линии от агрегата, закачивающего кислоту в скважину, устанавливается обратный клапан.
 11. Прокладывается выкидная линия от затрубья к ёмкости для сбора задавочной жидкости.
 12. Закачивается промывочная жидкость до устойчивого перелива из затрубного пространства.
 13. Закачивается глинокислотный раствор в скважину на произвольной скорости при открытом затрубном пространстве в объёме 5,6 м³.
 14. Закрыть задвижку на отводе затрубного пространства и продолжить закачку оставшегося кислотного раствора (2,4 м³) на уже сильно сниженной скорости.
 15. Задавить кислоту в пласт также при наименьшей скорости с целью более полного использования растворяющей способности кислоты в пределах намеченной планом зоны воздействия.
 16. Закрыть скважину и оставить на реакцию. Срок выдерживания кислоты зависит от температуры пласта и от активности применяемых мер защиты металла от кислотной коррозии и составляет от 2 до 12 часов.
 17. После выдерживания кислотного раствора продукты реакции вымываются на поверхность с помощью промывки или путём рассеивания продуктов реакции по пласту. Так, например, после проведения обработки нагнетательной скважины с целью увеличения приёмистости производят гидровоздействие с целью рассеивания продуктов реакции по пласту, добиваясь тем самым очищения призабойной зоны. Гидровоздействие производят агрегатом 4АН-700 в течение продолжительного времени (24–48 часов) путём закачки воды от водовода с добавлением ПАВ.
- Если производилась обработка пластов в нефтяной фонтанирующей скважине, то необходимо после реагирования произвести промывку призабойной зоны от продуктов реакции, в дальнейшем произвести освоение и вызов притока компрессированием. В случае если предполагается спуск насосных установок, продукты реакции необходимо рассеять по пласту раствором ПАВ или дегазированной нефтью с добавлением ПАВ в количестве 0,1–0,5 %.
18. Подъём промывочных труб.
 19. Спуск оборудования в скважину.
 20. Демонтаж ПВО.
 21. Монтаж устьевого арматуры.
 22. Пуск и вывод на режим.
 23. Демонтаж подъёмника У-50.
 24. Уборка территории.

Литература:

1. Сулейманов А.Б, Караптелов К.А., Яшин А.С. Практические расчёты при текущем и капитальном ремонте скважин. – М. : Издательство «Недра», 1984. – 224 с.

2. Особенности проведения методов интенсификации на Южно-Султангуловском месторождении. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bc78a4d43b88521206c27_0.html
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
5. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
6. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
11. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
12. Яковлев А.Л., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Оценка полноты безопасности технологизации при проведении интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 7/2016. – С. 35–40.
13. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Научно-технический журнал «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе». – М. : ВНИИОЭНГ, 2017. – № 1. – С. 50–54.
14. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : Издательский Дом «Нефть. Газ. Новации», 2017. – № 2/2017. – С. 36–51.
15. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Мустафа Фарид, Ибегбуле Сандра Озиомачукву. Мероприятия по интенсификации добычи нефти на Мишкинском нефтяном месторождении // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 111–127.
16. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении : Булатовские чтения / материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
17. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Барамбонье Соланж. Анализ химических методов увеличения продуктивности скважин в ОАО «ТНК - Нижневартовск» // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2017/02/8.pdf>
18. Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардуст Мохаммад Дауд. Анализ работы скважин, осложнённых формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АСПО // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 124–141.
19. Кошта Торкуату Родригеш Да, Очередько Т.Б., Яковлев А.Л. Анализ применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на Янгурчинском месторождении // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 237–256.

20. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Самойлов А.С. Анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 03. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/03/15.pdf>

21. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Матвеева И.С. Анализ эффективности подземного ремонта скважин на Советском нефтяном месторождении // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 125–140.

22. Башардуст Мохаммад Дауд, Очередько Т.Б. Анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин залежей 302–303 Ромашкинского месторождения // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 208–225.

23. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11 e-ISSN 2456-5040. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

References:

1. Suleymanov A. B, Karaptelov K.A., Yashin A. S. Practical calculations at routine maintenance and overhaul repairs of wells. – M. : Nedra publishing house, 1984. – 224 p.

2. Features of carrying out methods of an intensification on the Southern Sultangulovsky field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bc78a4d43b88521206c27_0.html

3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar: LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 pages.

4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.

5. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – T. 1. – 348 p.

6. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – T. 2. – 348 p.

7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – T. 1–4.

8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – T. 1–4.

9. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

11. A.I damask steels., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazo-vy sverdlovin. Science i practice : monograph – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.

12. Yakovlev A.L., Chuykin E.P., Savenok O.V. Otsenka of completeness of security of technologization when carrying out an intensification of oil production on fields of Krasnodar Krai // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2016. – No. 7/2016. – P. 35–40.

13. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Violations of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // the Scientific and technical magazine «Zashchita Okruzhayushchey Sredy V Neftegazovom Komplekse». – M. : VNIIOENG, 2017. – No. 1. – P. 50–54.

14. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. The analysis of methods of impact on a bottomhole zone of layer in the conditions of Samotlor field // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : Publishing house «Oil. Gas. Innovations», 2017. – No. 2/2017. – P. 36–51.

15. Yakovlev A.L., Samoylov A.S., Moustapha Fareed, Ibegbule Sandra Oziomachukvu. Actions for an oil production intensification on the Mishkinsky oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 1. – P. 111–127.

16. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Matveeva I.S. The analysis of carrying out salting-nokislotoy processings of wells on the Average and Makarikhinsky field : Bulatovsky readings / materials the I International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

17. Yakovlev A.L., Samoylov A.S., Barambonie Solange. The analysis of chemical methods of increase in efficiency of wells in JSC Multinational Corporation – Nizhnevartovsk // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 02. – URL : <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2017/02/8.pdf>

18. Berezovsky D.A., Samoylov A. S., Bashardust Mohammad Daud. The analysis of work of the wells complicated by formation of asfalto-smolo-paraffin deposits on the example of the Matrosovsky field and development of recommendations about application of methods of fight with the EXPERT POE // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 124–141.

19. Koshta Torkuatu Rodrigesh's Da, Ocheredko T.B., Yakovlev A.L. The analysis of application of methods of increase in oil recovery of layers on the Yangurchinsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 237–256.

20. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Samoylov A.S. Analysis of application of solyanokis-lotny processing of bottomhole zones of wells of Abdrakhmanovskaya Square of the Romashkinsky field // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 03. – URL : <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2017/03/15.pdf>

21. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Matveeva I.S. The analysis of efficiency of underground repair of wells on Sovetsk the oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 125–140.

22. Bashardust Mohammad Daud, Ocheredko T.B. Analysis of application of solyanokislotny processing of bottomhole zones of wells of deposits 302–303 Romashkinsky of the field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 208–225.

23. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11 e-ISSN 2456-5040. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>