

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Гомельский государственный технический университет имени П.О.Сухого
Машиностроительный факультет
Ташкентский государственной технической университет имени Ислама Каримова
Факультет нефти и газа

Международная научно-практическая конференция
студентов

Инновационное оборудование для нефтегазовой отрасли

Гомель-Ташкент, 11 апреля 2023
года

УДК 621+620.22+622.276
ББК 34.4+30.3+33.361
И 38

Редакционная коллегия:

Петришин Г.В. (декан машиностроительного факультета ГГТУ им. П.О.Сухого, к.т.н., доцент),

Невзорова А.Б. (заведующий кафедрой НГР и ГПА ГГТУ им. П.О.Сухого, д.т.н., профессор),

Уринов У. К. (декан факультета нефти и газа ТГТУ имени Ислама Каримова д.т.н., профессор);

Каримов Ш.А. (заведующий кафедрой МОНТП и СТТ ТГТУ имени Ислама Каримова, к.т.н., доцент).

Инновационное оборудование для нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс] : сб. стендовых докл. Межд. науч.-практ. конф. студентов, Гомель, 11 апреля 2023 г. / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого, Машиностроит. фак. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2023. – 30 с.

Сборник стендовых докладов содержат результаты аналитических исследований студентов по анализу эксплуатации различного оборудования для нефтегазовой отрасли.

Для широкого круга читателей.

В авторской редакции.

УДК 621+620.22+622.276
ББК 34.4+30.3+33.361

© Оформление. ГГТУ им. П.О. Сухого, машиностроительный факультет, 2023.

Содержание

Абдулаева А.О. Анализ и совершенствование режимов фракционирования в процессе первичной переработки нефти.....	4
Анжешко Даниил. Объемные бесштанговые насосы.....	5
Белый Илья. Расчет талевого системы подъемника, числа труб и времени при спуско-подъемных операциях.....	6
Бочаров Никита. Перспективы применения насосно-компрессорных труб в Беларуси.....	7
Болибекова Ш.Я. Меры по предупреждению осложнений при бурении скважин в Бухаро-Хивинском нефтегазоносном регионе	8
Гулай Алексей. Эксплуатация скважин газлифтным способом и технико-технологические мероприятия по увеличению добычи нефти	9
Глушаков Кирилл. Особенности работы оборудования для фонтанной эксплуатации скважин	10
Дониёров Э. Тампонажные материалы и технологии цементирования	11
Ковшаров Макар. Скважинное оборудование для фонтанной эксплуатации месторождений	12
Кокошенко Дмитрий. Динамограмма как инструмент диагностики штанговых насосных установок.....	13
Нафасов Зокир. Разработка тампонажной композиции сверхоблегченной плотностью для крепления скважин в осложненных условиях.....	14
Нестерчук Никита. Оборудование, ключи и инструмент, применяемые при подземном ремонте скважин	15
Никитин Иван. Оборудование для проведения подземного ремонта скважин: подъемники, лебедки и агрегаты.....	16
Николаев Илья. Анализ оборудования одновременно-раздельной эксплуатации пласта.....	17
Огнев Дмитрий. Оборудование и инструменты для ловильных и ремонтных работ при подземном ремонте скважин.....	18
Рахимбоев Ш.Н. Оптимальные технологии переработки нефтешламов.....	19
Сон А.В. Совершенствование метода расчетов параметров компоновок низа бурильной колонны для бурения наклонно-направленных скважин.....	20
Станкевич Дмитрий. Повышение эффективности колонного оборудования.....	21
Супиев М.М. Повышение качества цементирования скважин в осложненных условиях.....	22
Таджибаев К.С. Исследование прочности рабочего колеса центробежного насоса	23
Триньков Глеб. Способ последовательного отбора нефти и воды из скважины, оборудованных установками электроприводного центробежного насоса.....	24
Трубчик Владислав. Программный комплекс «Автотехнолог» – универсальный инструмент для оптимизации работы системы «пласт-скважина-насосная установка»	25
Тэнц Павел. Оборудование для штанговой насосной эксплуатации.....	26
Усманов А.И. Способы снижения воздействия шлама бурового раствора на окружающую среду в Узбекистане	27
Мещеряков Владимир. Методика расчета фонтанного оборудования.....	28
Саркисян Ален. Установка погружных винтовых электронасосов	29
Газиянц Александр. Гидроприводные насосные установки и системы подготовки рабочей жидкости.....	30



АНАЛИЗ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЕЖИМОВ ФРАКЦИОНИРОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

Абдуллаева А.О., магистрант группы 33М-21

Научный руководитель – доц. Абдуллаева С.Ш.

АКТУАЛЬНОСТЬ

Актуальной проблемой современной нефтеперерабатывающей промышленности является повышение качества и увеличение выхода светлых нефте-продуктов и, следовательно, экономической эффективности их производства. Это возможно не только за счет модернизации установок, но и путем создания высокоэффективных методов обработки данных.

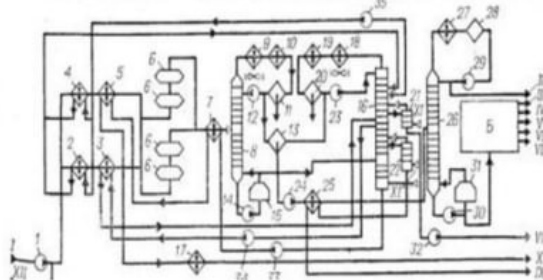
ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Изучение совершенствования процессов первичной переработки нефтяного сырья и анализ модернизации основных техно-логических процессов, определяющих качество и объем производимых бензиновых фракций.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Основное оборудование технологического процесса, в частности, является ректификационная колонна. Объектом исследования является нефть, а также процессы и аппараты ее первичной переработки. В ходе исследования определили основные критерии оптимизации ректификационной колонны с учетом конструкционных особенностей.

Показатели надёжности и эффективности работы колонны, а также интенсивность тепло-массообменных процессов составляют основные критерии оптимизации работы ректификационной колонны первичной перегонки нефти. Основным показателем является затраты энергии на обеспечение теплового режима работы колонны. В связи с вышеуказанными изучен процесс перегонки нефти с ректификацией, сделан расчет ректификационной колонны, расчетным путём показана оптимизация работы ректификационной колонны в процессе тепло-массообмена.



Принципиальная схема установки ЭЛОУ АТ-6

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, первоочередной задачей проводимых исследований является создание корректной технической системы для оптимизации работы ректификационной колонны по интенсификации тепло-массообменных процессов в колонне.

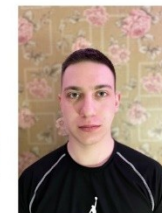
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Учебное пособие для вузов, 2002. С. 217.
2. Леффлер У. Л. Переработка нефти / У. Л. Леффлер; пер. с англ. - 2-е изд., переизд. - Москва: Олимп-Бизнес, 2001. - 223 с.
3. Вержичинская С. В. Химия и технология нефти и газа: учеб. пособие / С. В. Вержичинская, Н. Г. Дигуров, С. А. Свинцин. - 2-е изд., испр. и доп. - Москва: ФОРУМ, 2012. - 400 с.
4. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: учеб. пособие для вузов. 2-е изд., - М.: Химия, 2001. - 568 с.
5. [Электронный ресурс: <https://cyberleninka.ru/article/n/sovershenstvovanie-ustanovki-pervichnoy-pererabotki-nefti>]



«Объемные бесштанговые насосы»

Анженко Даниил,
группа НР-31



Актуальность

Бесштанговые насосы - скважинные устройства для добычи нефти, характерным признаком которых является отсутствие механической связи скважинного устройства и наземного привода.

Цель работы

Целью данной работы является анализ объемных бесштанговых насосов с электроприводом обладающих широким диапазоном величин производительности и глубин спуска.

Результаты исследования

Бесштанговые насосы имеют скважинный насос и скважинный привод насоса, непосредственно соединенные между собой. Благодаря отсутствию длинной механической связи между приводом и насосом бесштанговые насосы имеют значительно большую мощность, чем штанговые. Это дает возможность поддерживать большие отборы жидкости некоторыми видами бесштанговых насосов. К таким насосам прежде всего относятся погружные центробежные насосы с электроприводом. Ими производятся наибольший отбор жидкости и нефти из скважин при насосной эксплуатации. **Бесштанговые насосы** этих типов в настоящее время применяются во многих странах четырех континентов. **Объемные бесштанговые насосы** рассчитаны на меньшие подачи и более высокие напоры. У отдельных экземпляров она достигает 1200 м³ / сут. Но такая подача не характерна для насосов этого типа. Гидроштанговые насосы имеют ограничения по этому параметру до 50 - 80 м³ / сут. **Известные гидропоршневые бесштанговые насосы**, хотя и лишены основных недостатков, присущих штанговым насосам, все же не находят широкого применения на нефтепромыслах по следующим причинам.

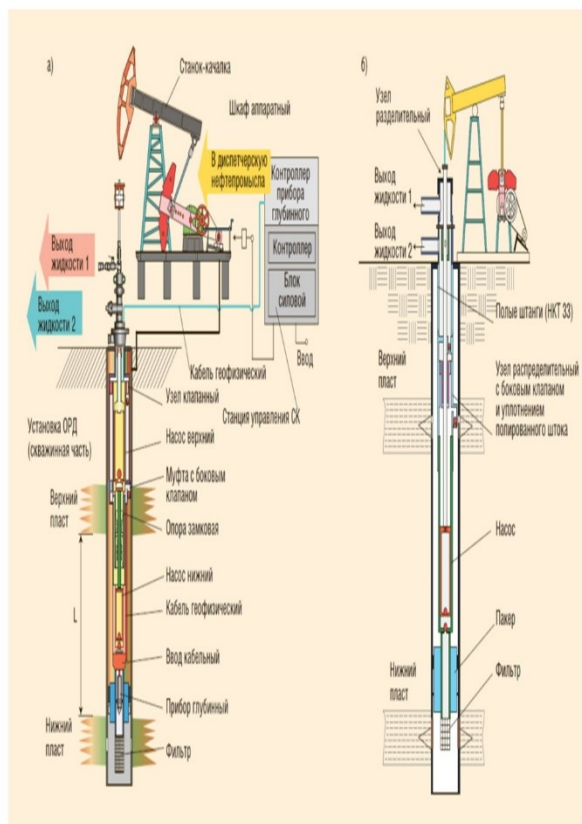


Рисунок 1 — Схема бесштанговой насосной установки.

Все **бесштанговые насосы** можно разделить на динамические и объемные. К динамическим относятся центробежные (ЭЦН), турбонасосы и струйные насосы, к объемным - винтовые, гидропоршневые, гидроштанговые и диафрагменные. Динамические насосы обычно используют при больших дебитах. В нефтедобывающей промышленности применяют центробежные насосы (ЭЦН) с подачей от 40 до 700 - 1400 м³ / сут.

Заключение

Таким образом бесштанговые насосы используются в различных областях, включая промышленность, сельское хозяйство, медицину, энергетику, и другие. Они могут быть использованы для перекачки жидкостей или газов, а также для работы с высоким давлением. Бесштанговые насосы имеют низкий уровень шума, высокую эффективность и долгий срок службы. Они также требуют меньше технического обслуживания, чем насосы с валом.

Ключевые слова

Насосы, Бесштанговые насосы, привод.

Список литературы

1. Дж. С. Джанг и Ч.Х. Ли, «Обзор конструкции и характеристик объемных насосов прямого вытеснения», Applied Energy, vol. 87, нет. 1, стр. 12-19, 2010.
2. Р. Ларссон и Дж. Фагерстрём, «Вычислительное исследование поля потока внутри турбины с радиальным впуском и рабочим колесом со смешанным потоком», Международный журнал вращающихся машин, том. 2014, стр. 1-13, 2014.
3. Г. Кап, «Обзор методов проверки проницаемости для гидроразрыва пласта», Журнал нефтяных технологий, том. 70, нет. 11, стр. 56-64, 2018.

«Расчёт талевой системы подъемника, числа труб и времени при спуско-подъёмных операциях»



Белый Илья,
группа НР-31
ilya.smit.88@mail.ru



Актуальность

Подъемники широко используются в различных сферах жизни, как в градостроительстве, так и в производственных отраслях. При этом, талевая система – одна из ключевых частей подъемника, без которой невозможно обеспечить безопасное и эффективное подъемно-транспортное оборудование.

Цель работы

Целью данной работы является расчет талевой системы подъемника, определение необходимого количества труб и времени для выполнения спуско-подъемных операций.

Результаты исследования

Талевая система подъемника – это система канатов, блоков, талей и других деталей, которые используются для подъема и спуска грузов или людей. Расчет этой системы основывается на таких факторах, как загрузка, нагрузка и время выполнения операций.

Важно определить количество труб, необходимых для задачи подъема-спуска. Это зависит от типа груза, его веса и размеров, а также высоты подъема и максимальной досягаемости системы тали. Для расчета количества труб нужно учитывать все эти параметры и производительность применяемого оборудования.

Кроме того, при составлении схемы талевой системы необходимо оценивать время, затрачиваемое на каждый этап подъема-спуска. Сначала должны быть определены не только скорость, но и точность начального и конечного положений груза/пассажира.

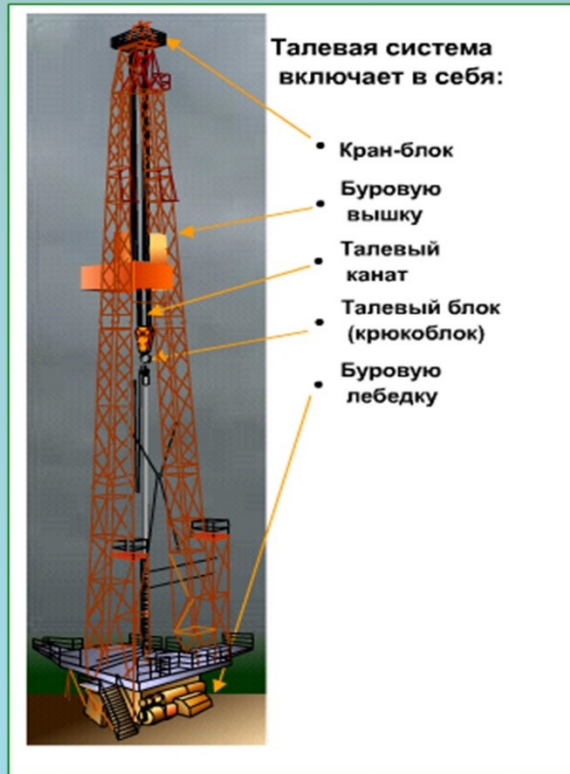


Рисунок 1 — Схема оснастки талевой системы

Существует два основных типа талевых систем: с каретным блоком и с безблочным механизмом подъема.

Также важно учитывать необходимость технического обслуживания и наладки системы. Вся этапы работы, детали и компоненты должны соответствовать нормам безопасности и качества. Подъем-спуск грузов или пассажиров – ответственная задача, требующая строгих поведенческих правил, соблюдения распорядка и команд. Продуманный расчет нужных параметров и выбранные материалы играют ключевую роль для создания оптимального аппарата.

Заключение

Таким образом, рассчитывая талевую систему подъемника и оценивая необходимое количество труб и время для спуско-подъемных операций, мы достигаем повышенной эффективности работы проекта (до 95%). Правильно выбранная техническая оснастка играет ключевую роль в обеспечении безопасности работ на высоте и оптимизации времени и затрат на строительство.

Ключевые слова

Ключевые слова: талевая система, подъемник, расчет, число труб, спуско-подъемные операции.

Список литературы

1. Мирейкин, А. В., & Светашева, Е. О. (2015). Исследование носовой части подводной транспортной системы с учетом трудоемкости и динамики работы подъемника. Инженерный вестник: научно-технический журнал, (3), 336-341.
2. Шевченко, М. В. (2017). Исследование технологических параметров спуско-подъемных операций в подводных трубопроводах. Морская техника: научно-технический журнал, (2), 67-70.
3. Белянин, А. О., & Первышин, А. В. (2018). Анализ возможности применения трубных систем в качестве подъемников для подводной добычи нефти и газа.



«Перспективы применения гибких насосно-компрессорных труб в Беларуси»

Бочаров Никита, группа НР-31
bocharov1401.nikita@gmail.com



Актуальность

Эффективность технической базы предприятий, работающих в нефтегазовом секторе экономики, — одна из основных составляющих их конкурентоспособности. Одной из составляющей этой эффективности является уровень технической оснащённости, который напрямую зависит от соответствия технических характеристик оборудования мировым аналогам и стандартам, принятым в отрасли.

Одной из перспективных технологий в нефтегазовой отрасли является применение гибких насосно-компрессорных труб или колтюбинг.

Цель работы

Цель работы — выяснить основные аспекты применения гибких насосно-компрессорных труб, а также рассмотреть перспективы использования колтюбинга в РУП «ПО «Белоруснефть».

Результаты исследования

В основе колтюбинговых технологий лежит использование металлической гибкой трубы, наматываемой на барабан, спускаемой и извлекаемой из скважины специальным агрегатом. Сущность колтюбинга заключается в использовании в бурении нефтяных и газовых скважин, а также при выполнении различных технологических операций в скважине колонны гибких непрерывных металлических труб, наматываемых на барабан и разматываемых с барабана при спуске в скважину.

Основное преимущество перед обычными НКТ — не требуется производить операции по сборке/разборке колонны.



Рисунок 1 – Применение колтюбинговой установки на скважине белорусского месторождения



Рисунок 2 - Выставочная модель колтюбинговой установки МК30Т-10 в окраске компании Белоруснефть.

ГНКТ выпускается диаметром от 25,4 мм до 127,0 мм и различной толщиной стенки из высокопрочной эластичной стали с различными добавками. Макс. длина 8 000 м.

Показана значительное сокращение продолжительности операций при применении колтюбинга: ремонтно-изоляционные работы — на 90 %, проведение КО — на 64 %, промывка забоя и гидратных пробок — на 50 % (по данным ООО «Уренгойгазпром»).

В РУП «ПО «Белоруснефть» без колтюбинга не обходится ни одно освоение скважины по технологии Plug&Perf. Доставка компоновок для перфорации и установка отсекающих пакер-пробок перед стадиями ГРП, отмыв проппанта, фрезерование пакер-пробок — все эти операции выполняются при помощи колтюбинга.

Заключение

Установка ГНКТ в перспективе видится многофункциональным комплексом, обеспечивающим выполнение технологических задач и корректировку процесса проведения работ в режиме реального времени. В «Белоруснефти» с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы планируется применять и новые для нашего региона технологии — установку цементных мостов и гидродескоструйную перфорацию.

Список литературы

1. SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition 27-28 Mar 2018. The Woodlands Waterway Marriot Hotel and Convention Center. The Woodlands, Texas, USA.
2. Колтюбинг повышает эффективность ГРП на Новопортовском месторождении / А.В. Белов [и др.] // SPE-187715-RU – 2017.



БУХОРО-ХИВА НЕФТГАЗЛИ РЕГИОНИДА ҚУДУҚЛАРНИ БУРҒИЛАШДА АСОРАТЛАРНИ ОЛДИНИ ОЛИШ ЧОРА ТАДБИРЛАРИ

Болибекова Ш.Я., 42М-21 гуруҳи магистри
Илмий раҳбар: т.ф.ф.д (PhD) Каримов Ш.А.



Долзарблиги ва зарурати

Гилли жинсларнинг ўпирилишлари, ювиш суюқлигининг ютилиши ва нефть-газ намоён бўлиши энг кўп тарқалган ва кийин бартараф этиладиган асоратлар ҳисобланади. Бундай асоратларнинг олдини олиш учун юқори ўтказувчан дарзли қатламларда бурғилаш эритмасининг катастрофик ютилиш зоналарини прогноз қилиш ҳамда ёриқли ва дарзли зоналарни беркитишнинг энг самарали усулларини ишлаб чиқиш бўйича тадқиқотлар олиб боришни тақозо этмоқда.

Тадқиқотнинг мақсади

Аномал ҳолатлар натижасида юзага келадиган асоратлар ва аварияларнинг олдини олиш ва бартараф этиш орқали қудуқларни қуриш жараёнини жадаллаштиришнинг такомиллаштирилган услубини ишлаб чиқишдан иборат.

Тадқиқотнинг натижалари

Ютувчи қатлам параметрларини прогнозлаш, қудуқлардаги асоратланиш даражасини баҳолаш ва ютувчи каналларни беркитишнинг энг самарали усулларини танлаш имконини берадиган қудуқларни тадқиқ этишнинг гидродинамик усуллари ўрганилди. Тектоник бузилишлар дарзли жинсларда ювиш суюқлигининг катастрофик ютилиши билан асосланган ютилишларга таъсир қиладиган янада мураккаб ва кўп меҳнат талаб қиладиган омиллар ҳисобланади. Масалан, Кўкдумалок конида 59, 64 ва 76-сонли қудуқлардаги

катастрофик ютилиш зоналарини беркитиш учун тўлдирувчи қўшимчалар билан кўп марталаб цемент кўприклари ўрнатилган. 76-сонли қудуқдаги ювиш суюқлигининг ютилиш зонасини беркитиш ишларига 247 сутка вақт сарфланган. Эритманинг катастрофик ютилишини бартараф этишга вақт ва воситаларнинг бу даражадаги сарфи бугунги кунгача ҳам қузатилмоқда. Юқорида айтилганларни инобатга олиб, экспериментал тадқиқотлар асосида биз томонимиздан турли тўлдиргичлар ва тампонаж композиция-ларига (оғирлик) кучларидан фойдаланишга асосланган катастрофик ютилишларни чўян парчалари билан бартараф этишнинг янги усули таклиф этилган. Бурғилаш эритмаларининг ютилишларини олдини олиш ҳамда уларни юзага келишига ўз вақтида тайёргарлик кўриш имконини берадиган ютилишларни башорат қилиш методикаси ишлаб чиқилган. Бурғилаш эритмасининг ўртача жадалликдаги ютилишини бартараф этиш имконини берадиган гуруч қипиғи қўшимчали бурғилаш эритмасининг таркиби ишлаб яратилган. Ишқорий ва кислотали экстрагирлаш (чиқариб олиш) йўли билан гуруч қипиғининг кимёвий таркиби аниқланган. Олинган кимёвий реагент бурғилаш эритмасининг қовушқоклиги ва фильтрланишини пайсаптириш ва пировардида хориждан олиб келинадиган қиммат кимёвий реагентларни тежаш имконини беради.

Хулоса

Шундай қилиб, бурғилаш эритмасининг ютилишини олдини олиш ҳамда унинг юз беришига ўз вақтида тайёргарлик кўриш имконини берадиган ютилиш зоналарини прогноз қилиш усули тавсия этилди. Экспериментал ва кон тадқиқотлари билан бурғилаш эритмаларининг катастрофик ютилишини бартараф этиш учун чўян парчаларидан фойдаланиш тавсия қилинди.

Адабиётлар рўйхати

1. Аминов А.М., Ёдгоров Н., Толипов Х.Т. Бурғилаш эритмалари. – Тошкент: «Фан», 1996.
2. Аминов А.М. Султанмуратов Ш.С., Маҳаматходжаев Д.Р., Назарбекова Д.К. Бурғилаш эритмалари ва тампонаж қорималари бўйича маълумотнома. - Тошкент: «START-TRACKPRINT», 2012.
3. Муртазаев А.М., Умедов Ш.Х., Эшпулатов Т.П. О некоторых причинах возникновения проявлений и перетоков газа во время ОЗЦ // Нефть ва газ. 1999, № 1.
4. Рахимов А.К., Рахимов А.А., Курбанов А. Руководящий документ «Проводка скважины в неустойчивых глинистых отложениях нефтегазовых месторождений Узбекистана». Тошкент, 2011.



«Эксплуатация скважин газлифтным способом и технико-технологические мероприятия по увеличению добычи»

Гулай Алексей, студент, НР-31

Научный руководитель - д.т.н., профессор Невзорова А.Б.



Актуальность

Газлифтный способ (газлифт) является механизированным способом эксплуатации скважин. При этом способе дополнительная энергия в скважину вводится в виде сжатого газа, который, смешиваясь со скважинной продукцией, уменьшает плотность образовавшейся смеси и этим обеспечивает подъём скважинной продукции до устья скважины при тех забойных давлениях, при которых скважина уже не могла фонтанировать.

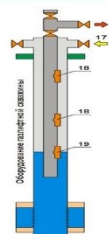
Цель работы

Целью данной работы является анализ эксплуатации скважин газлифтным способом и технико-технологические мероприятия по увеличению добычи

Результаты исследования

Газлифтный способ (газлифт) является механизированным способом эксплуатации скважин. Условиями предпочтительного применения газлифтного способа эксплуатации скважин являются:

- Большие газовые факторы;
- Высокопродуктивные скважины (способ может обеспечивать дебиты скважин в 1000 и более кубических метров жидкости в сутки);
- Сильно искривлённые скважины, скважины с горизонтальными стволами, скважины с боковыми горизонтальными стволами.



Газлифтная добыча нефти

Основные отличия газлифтной скважины от фонтанной:
17 - Закачиваемый газ
18 - Пусковой газлифтный клапан
19 - Рабочий газлифтный клапан

Рисунок 1 - Газлифтная добыча нефти

Практика газлифтной эксплуатации на месторождении Туркменистана доказывает целесообразность ее применения как при непрерывном, так и периодическом лифтировании жидкости.

С целью наиболее эффективной эксплуатации, скважины с дебитами выше 30 т/сут рекомендуется эксплуатировать непрерывным газлифтом. Значительное снижение давления в затрубном пространстве свидетельствует об образовании пробки на забое и о появлении воды. Падение давления на буфере при одновременном увеличении дебита скважины указывает на разбедание штуцера песком, в этом случае надо перевести фонтанную струю на другой выкид и тут же сменить штуцер.

Если указанным методом не удается ликвидировать песчаные пробки в подъемных трубах или на забое, то останавливают скважину для ремонтных работ. С падением пластовых давлений и обводнением пластов на некоторых этапах разработки в газоконденсатных месторождениях западной части Туркменистана предусматривается совершенствование газлифта.

Предлагается колонну подъемных труб, снабженных скважинными камерами с расположенными в них газлифтными клапанами (пусковыми и рабочим), устанавливать в эксплуатационной колонне на пакере. Тем самым исключается влияние нагнетаемого газа на приток жидкости в скважину. Предусматривается проведение исследовательских работ по оптимизации режимов работы газлифтных скважин по известным методикам для определения оптимального дебита.

Также необходимо оснащение системы газлифтного газораспределения регулирующей и измерительной аппаратурой.

Все меры, указанные выше, направлены на увеличение и стабилизацию добычи газлифтным способом и уменьшение объемов нагнетаемого газа.

Заключение

В качестве газа можно использовать воздух или углеводородный газ. Тогда подъемник соответственно называю эрлифтом или газлифтом. Эрлифт впервые был применен на бакинских промыслах по предложению инженера В.Г. Шухова в 1897 г. Преимущество эрлифта состоит только в неограниченности источника воздуха. При использовании газлифта в отличие от эрлифта достигается полная утилизация газа.

Ключевые слова : лифт, подъемные трубы, газлифт, газовый фактор, фонтан.

Список литературы

1. Махнач А.С. Геология Беларуси: учебн. для вузов / А.С. Махнач, Р.Г. Гарецкий, А.В. Матвеев; под общей редакцией А.С. Махнач. – Мн.: Ин-т геол. Наук НАН Беларуси, 2001. – 815 с.
2. Основы геологии Беларуси / Под общ. ред. А.С. Махнач, Р.Г. Гарецкого, А.В. Матвеева, Я.И. Аношко. – М.: Ин-т геол. Наук НАН Беларуси, 2004. – 392 с.
3. Уточненный проект разработки Барсуковского месторождения. Отчет о НИР / БелНИПИнефть; – Гомель, 2020. – 245 с



Особенности работы оборудования для фонтанной эксплуатации скважин



Глушаков К.А.,
группа НР-31
kirilloko2003@bk.ru

Актуальность

Геологические условия залегания фонтанных скважин характеризуются глубиной залегания продуктивных пластов, различной устойчивостью горных пород, пластовым давлением, температурой и т. д. В зависимости от этих условий применяют разное оборудование.

Цель работы

Обеспечивать отбор продукции в заданном режиме и возможность проведения необходимых технологических операций с учетом охраны недр, окружающей среды и предотвращения аварийных ситуаций

Результаты исследования

Перед освоением в фонтанную скважину спускают насосно-компрессорные трубы, а на колонну головку устанавливают фонтанную арматуру.

Для последующей эксплуатации монтируют манифольд и прокладывают выкидную линию. Фонтанные арматуры изготавливают (ГОСТ 13846-84) по 8 схемам для различных условий эксплуатации. Их классифицируют по конструктивным и прочностным признакам: рабочему давлению (7; 14; 21; 35; 70 и 105 МПа); схеме исполнения (восемь схем); числу спускаемых в скважину труб (один и два концентричных ряда труб); конструкции запорных устройств (задвижки и краны); размерам проходного сечения по стволу 50-150 мм и боковым отводам (50-100 мм).

Фонтанная арматура включает трубную головку и фонтанную елку с запорным и регулируемыми устройствами. Трубная головка предназначена для подвески НКТ и герметизации пространства между ними и обсадной эксплуатационной колонной.

Фонтанная елка предназначена для направления потока в выкидную линию, а также для регулирования и контроля работы скважины.

Манифольд предназначен для обвязки фонтанной арматуры с выкидной линией, подающей продукцию на групповую замерную установку.

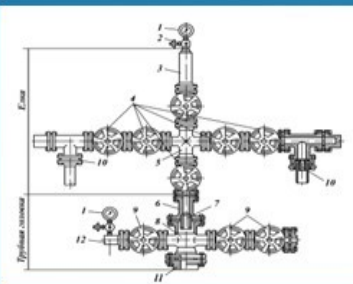


Рисунок 1 - Конструкция фонтанной крестовой арматуры

Заключение

В нефтяной промышленности на всех стадиях деятельности, в том числе при бурении и непосредственной добыче нефти, применяются всевозможные машины и оборудование, обеспечивающие нормальное проведение рабочего процесса. Следовательно, количество и качество добываемой нефти и газоконденсата в значительной степени зависят от качественных показателей применяемых машин и оборудования, их технического уровня.

Ключевые слова

Фонтанная скважина, фонтанная арматура, манифольд, фонтанная елка

Список литературы

1. Бухаренко и др. Нефтепромысловое оборудование. Недра 2012г.
2. Алиев В.А., Анисимов Е.П. Машины и механизмы для добычи нефти. ГОСТОПТЕХИЗДАТ, 2009г.



«Тампонажные материалы и технология цементирования скважин»

Дониёров Э.А бакалавр группы 41-20 ЭОГ

Научный руководитель Асадова Р.Д

АКТУАЛЬНОСТЬ

Во время строительства скважин стоит учитывать наибольшее количество пост факторов, одним из последних, но не более важным является цементирования обсадного ствола. Инженеры сталкиваются с проблемой утечки и проникновения пластовых вод в добываемые ресурсы. Материалы да более чувствительны и драгоценны как ресурс, уменьшение затрат во время добычи позволит расширить диапазон развития сферы

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Возможная модернизация химического сырья для тампонажа. Доступная функциональность и увеличение коэффициента качества добываемого сырья, последующее внедрение для развития технологического процесса работы. Поиск способов для предотвращения гидроразрыва, увеличение адгезии с металлом. Изучить портландцемент тампонажный типа ПЦТ-I-G-CC-1

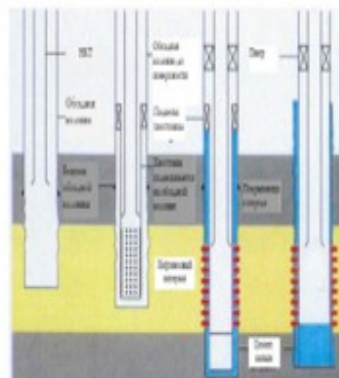
РЕЗУЛЬТАТЫ ИСЛЕДОВАНИЯ

Из-за низкого содержания алюминатов кальция и щелочных соединений этот вид цемента обладает высокой коррозионной стойкостью, благодаря чему он применяется для крепления глубоких и сверхглубоких нефтяных и газовых скважин при повышенных температурах и давлении. Цемент обеспечивает высокую прочность, газо- и водонепроницаемость даже при наличии в тампонажном растворе большого количества заполнителей и минеральных компонентов.

Также совместимость с реагентами, стабильность характеристик

В таблице можно рассмотреть следующие показатели

Физико-механические характеристики	Требования ГОСТ 1581-96	Фактические показатели
Прочность при изгибе через 8 ч. твердения, при t-38oC не менее МПа	2,1	2,4
Прочность при изгибе через 8 ч. твердения, при t-60oC не менее МПа	10,3	14,4
Водоотделение, мл, не более	3,5	0
Время загустевания до консистенции 100 Вс, мин, не менее	90-120	110
Консистенция цементного теста через 15-30 мин режима испытания, Вс, не более	30	10
Удельная эффективная активность естественных радионуклидов АзФф, Бк/кг, не более	740	35,13



Сила сцепления с металлом
Сила сцепления с бетоном
Сила сцепления с грунтом
Сила сцепления с цементом

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Цементный камень набирает заданную прочность в определенном интервале времени, что предотвращает образование суффозионных каналов и дает возможность быстро перейти к выполнению последующих технологических операций по строительству скважины. Это позволяет уменьшить вероятность газопровала в процессе скважинного и благодаря надежному разобщению и гидравлической изоляции пластов обеспечивает длительный срок службы скважин.

Низкое содержание свободной воды благоприятно сказывается на гидравлической изоляции при цементировании наклонно-направленных и горизонтальных скважин, обеспечивает предсказуемое поведение в течение всего времени заделки и продавки, исключая седиментацию и расслоение.

Нормированное время загустевания снижает риск преждевременной потери подвижности тампонажного раствора и вместе с этим обеспечивает своевременное схватывание и нарастание прочности после окончания цементирования обсадной колонны.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
Ю.В. ВАДЕЦКИЙ стр. 300-315

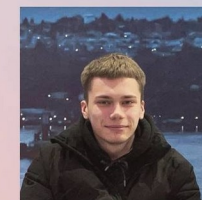
Учебное пособие. ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН Дмитриев А.Ю.
Стр 209-211

Технология цементирования нефтяных и газовых скважин
Издание 2 Булатов А.И.

ТАМПОНАЖНЫЕ СМЕСИ ДЛЯ СКВАЖИН С АНОМАЛЬНЫМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ
КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ (КАННИПРИ)



Ковшаров Макар, группа НР-31
kovsharovmakar15012003@gmail.com



Актуальность

Фонтанирование скважин обычно происходит на вновь открытых месторождениях нефти, когда запас пластовой энергии велик.

Фонтанная скважина - это скважина, в которой нефть изливается на поверхность за счет естественной энергии нефтяного пласта

Цель работы

Целью данной работы является анализ оборудования для фонтанной эксплуатации месторождений.

Результаты исследования

Фонтанная эксплуатация скважин возможна, когда пластовой энергии хватает для подъема продукции пласта на поверхность земли. В этом случае устье скважины оборудуется специальными устройствами, которые обеспечивают регулирование рабочих показателей и направление потока пластового флюида (нефть, газ, вода, механические примеси) в промысловую сеть, а при необходимости - герметизацию скважинного пространства и проведение требуемых технологических операций.

К оборудованию для фонтанной эксплуатации скважин относится:

1. **Фонтанная арматура** предназначена для герметизации устья, контроля и регулирования режима эксплуатации скважин.

2. **Запорные устройства** служат для полного перекрытия или полного открытия проходного сечения ствола или отвода.

3. **НКТ** (насосно-компрессорные трубы) предназначены для подъема жидкости и газа на поверхность.

4. **Штуцеры** - предназначены для регулирования режима работы фонтанных скважин.

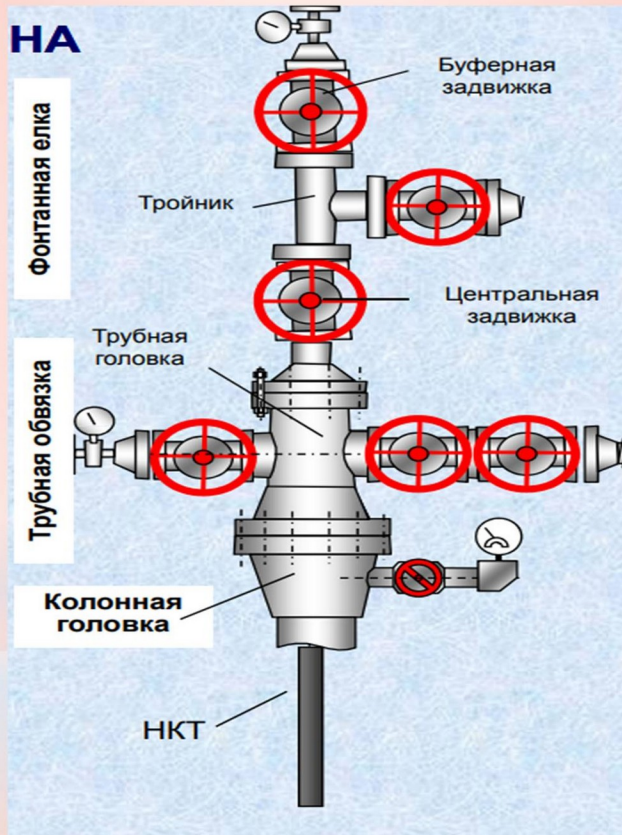


Рисунок 1 - Фонтанная скважина.

5. **Запорные устройства фонтанной арматуры:** пробковые краны, прямооточные задвижки, шаровые краны. Служат для перекрытия проходных отверстий в фонтанной арматуре, устьевом оборудовании и трубопроводах

Заключение

Таким образом при добыче нефти в особенно перспективном месторождении чаще всего находит применение схема фонтанной скважины: в данном случае поднятие нефти до устья производится естественным образом (при помощи пластовой энергии). Данный способ добычи требует меньше всего затрат как на покупку и обслуживание оборудования, так и по времени: поскольку поднятие осуществляется самостоятельно, то на трубах и специальных механизмах можно экономить.

Ключевые слова

Оборудование, арматура, фонтанная, наземное, скважинное.

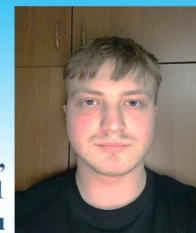
Список литературы

1. Мордвинов А.А., Захаров А.А., Миклина О.А., Полубоярцев Е.Л. Устьевое оборудование фонтанных и нагнетательных скважин: Методические указания. – Ухта: УГТУ, 2004. – 31 с.; ил. 17.
2. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. Учебник для вузов. 2-е издание, исправленное и дополненное. - М.: «Издательский дом Альянс», 2010. - 588 с.
3. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. Под ред. Е.И. Бухаленко.- М.: Недра, 1983. - 399 с.
Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С., Мерициди И.А., Николаев Н.М., Пекин С.С., Сабиров А.А. Нефтегазопромысловое оборудование. Учеб. для ВУЗов. - М.: «ЦентрЛитНефтеГаз» 2006. - 720 с.; ил.



«Динамограмма как инструмент диагностики штанговых насосных установок»

Кокошенко Дмитрий,
группа НР-31
dkokoshienko@mail.ru



Актуальность

Наиболее актуальными задачами рентабельной разработки скважин механизированного фонда являются поддержание в работоспособном состоянии и обеспечение оптимальных условий эксплуатации насосного оборудования.

В настоящее время наиболее распространенным способом освоения нефтяных залежей является бурение скважин с направленным профилем ствола (НПС)

Цель работы

Целью работы является повышение эффективности определения технического состояния штанговых насосных установок в процессе эксплуатации скважин с направленным профилем ствола путем разработки двухуровневого алгоритма диагностики оборудования УСШН, включающего количественное определение причин и факторов, вызывающих осложнения в его работе

Результаты исследования

Решение поставленных задач осуществлено на базе теоретического обобщения, систематизации и анализа литературного материала и промышленных данных работы скважин. Теоретические исследования динамических деформаций и нагрузок на оборудование производились при помощи методов математического моделирования физических процессов, теории упругости и методов решения уравнений математической физики. Описание теоретической динамограммы, расшифровка динамограммы:



Рисунок 1 — Теоретическая динамограмма ШСН

Точка А:

- плунжер находится в НМТ (нижней мертвой точке)
- на устьевой полированный шток действует нагрузка равная весу штанг
- всасывающий клапан в закрытом положении
- головка балансира начинает свое движение вверх
- нагнетательный клапан закрывается под действием столба жидкости в НКТ

Участок АБ:

- движение головки балансира вверх
- плунжер стоит на месте
- колонна насосных штанг растягивается
- НКТ сокращается
- нагрузка на головку балансира увеличивается

Точка Б:

- после выбора всех деформаций плунжер начинает двигаться вверх
- всасывающий клапан открывается
- нагрузка на шток становится равной весу штанг+вес столба жидкости
- Участок БВ: совместное движение вверх головки балансира и плунжера

Точка В:

- плунжер находится в ВМТ (верхней мертвой точке)
- на шток действует нагрузка: вес штанг+ столба жидкости
- нагнетательный клапан закрыт
- головка балансира начинает свое движение вниз
- всасывающий клапан закрывается

Участок ВГ:

- движение головки балансира вниз
- плунжер стоит на месте (подпирает жидкость в цилиндре)
- НКТ растягивается, а штанги сокращаются, т. к. вес столба жидкости переходит с штанг на трубы

Точка Г:

- После выбора всех деформаций труб и штанг, плунжер начинает свое движение вниз
- нагнетательный клапан открывается
- нагрузка на головку балансира становится равной весу штанг
- Участок ГА: совместное движение головки балансира и плунжера вниз

Заключение

В настоящее время находят широкое применение электронные средства контроля и диагностики нефтедобывающих скважин. Динамографы серии СИДДОС обеспечивают автоматизацию контроля динамограмм типа "нагрузка – положение" в рабочем состоянии и при выходе ШСНУ на режим, а также контроль утечек (тест клапанов) по методу «линии потерь».

Ключевые слова

Нагнетательный клапан, НКТ, шток, плунжер, динамограмма

Список литературы

1. Смольников С.В., Топольников А.С., Уразаков К.Р., Бахтизин Р.Н. Методы защиты насосного оборудования для добычи нефти от механических примесей. - Уфа, «Нефтегазовое дело», 2010, - 41с.
2. Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. - 432
3. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами. -М.: Недра, 1979. - 213 с



Разработка тампонажной композиции сверхоблегченной плотностью для крепления скважин в осложненных условиях



Нафасов Зокир, магистрант, 43 М-21
Научный руководитель – проф. Муртазаев А.М.

Актуальность

Актуальной задачей последних трех десятилетий является повышение качества крепления скважин, герметизация крепи скважин на месторождениях с низкими градиентами гидроразрыва, требующих применения облегченных тампонажных растворов.

Цель работы

Целью работы было выявление роли и механизма работы модифицирующих добавок (расширяющих, облегчающих, армирующих и др.) в тампонажных цементах, проведение комплекса исследований и совершенствование рецептур облегченных тампонажных материалов.

Результаты исследования

Эффект расширения при твердении растворов из облегченных расширяющихся цементов существенно снижается по сравнению с растворами из тампонажных материалов нормальной и повышенной плотности из-за увеличения расстояния между структурными элементами продуктов твердения, вызванных повышением водоцементного отношения облегченных тампонажных растворов.

Процесс газообразования в цементном растворе может осуществляться следующими способами:

1. введение в цементный раствор двух газообразующих веществ;
2. выделение газа в цементном растворе, ввиду влияния теплоты гидратации вяжущего;
3. посредством аэрирования тампонажного раствора

По нашему мнению, наиболее перспективным способом является третий метод, материал получаемый данным способом называют пеноцемент.

Добавление в тампонажный раствор – пеностекла позволяет получить облегченные тампонажные растворы низкой плотности, способные создавать тампонажный камень высокой прочности.

Во избежание поглощения, снижая давление на продуктивные пласты, целесообразно применение тампонажных растворов пониженной плотности с оптимальными физико-механическими свойствами

Заключение

В результате применения разработанных тампонажных материалов в сочетании с инженерно-технологическим сопровождением работ по креплению скважин достигнуто повышение на 20-25 % доли сплошного контакта цементного камня с сопредельными средами.

Список литературы

- 1.Савенюк Н.Б., Мариампольский Н.А. Методы совершенствования облегченных тампонажных систем. – Нефтяное хозяйство. – 1992. – С. 8-9
- 2.Пахарев А.В., Беляев К.В. Свойства тампонажного камня, сформированного в условиях скважины Томской области. - Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. - №6. – С. 42-44.



Рисунок 1 – пеностекло различных фракций (от 0,1 до 5 мм)

09.04.2023



«Оборудование, ключи и инструмент, применяемые при подземном ремонте скважин»

Нестерчук Никита, группа НР-31
nesterchuknr0507@gmail.com



Актуальность

В процессе использования нефтяных и газовых скважин существует возможность возникновения тех или иных неполадок, связанных как непосредственно с работами, так и с соответствующим подземным оборудованием. Для решения данных проблем предназначено оборудование, ключи и различные инструменты, применяемые при подземном ремонте скважин.

Цель работы

Целью данной работы является анализ оборудования, ключей и инструментов, применяемых при подземном ремонте скважин.

Результаты анализа

Капитальный ремонт скважин включает в себя операции, связанные с ремонтом собственно скважины и воздействием на призабойную зону и пласт. Кроме того, обычно к ним относятся сложные вынужденные операции текущего ремонта, например извлечение оборванных штанг и труб.

Для свинчивания-развинчивания резьбовых соединений труб и штанг применяются ключи. Ключи могут быть трубными и штанговыми (по назначению) и, кроме того, ручными и механическими. В свою очередь, ручные ключи делятся на шарнирные и цепные. Шарнирные ключи более удобны в работе, имеют небольшой вес и меньше повреждают поверхность трубы.

Для механизации процесса свинчивания и развинчивания насосных штанг на промысле применяют штанговые ключи АШКТМ, КМШЭ, КАРС (автоматические и механические ключи).

Ключи механические универсальные КМУ (рисунок 1(а)) применяют при текущем ремонте скважин для механизации операций по свинчиванию и развинчиванию НКТ с удержанием на весу и центрированием колонны труб. Наибольшее применение ключ получил при ремонте скважин с погружными центробежными электронасосами. Ключи КМУ-50, КМУ-ГП-50, КМУ-32 имеют электрический инерционный взрывобезопасный с питанием от промышленной сети привод.

Круговой ключ штанговый КШК (рисунок 1(б)) с регулируемыми зажимными плашками применяется для отвинчивания штанг при закрепленном плунжере глубинного насоса. Во время подземного ремонта скважин при заедании плунжера глубинного насоса приходится поднимать трубы вместе со штангами. Так как муфтовые соединения труб не совпадают с соединениями штанг, то после отвинчивания очередной трубы над муфтой, установленной на элеваторе, будет находиться гладкое тело штанги, захват которого штанговым ключом невозможен. В круговом ключе штанги захватываются плашками, одна из плашек неподвижная, прикреплена двумя штифтами к внутренней части ключа, а вторая - подвижная, прикреплена к внутреннему концу зажимного стержня.

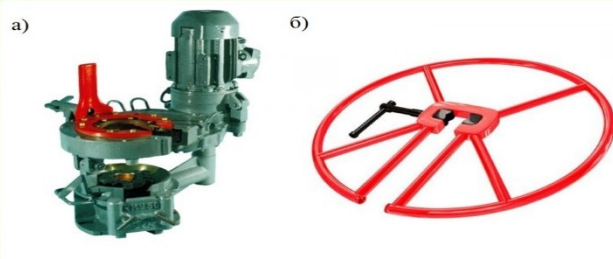


Рисунок 1 — Ключи КМУ-50 (а) и КШК-22 (б)

Также наибольшее распространение на промыслах получили шарнирные трубные ключи типа КТГУ (рисунок 2). Они предназначены для совместной работы с механическими ключами типов АПР и КМУ.

Ключи типа КТГУ состоят из челюсти, шарнирно соединенной со створкой и рукояткой при помощи пальцев, застопоренных пружинными шайбами.



Рисунок 2 — Ключи КТГУ 60 (а) и АПР2-ВВМ (б)

Заключение

Таким образом капитальный ремонт скважин, а также технологические воздействия на призабойную зону являются сложными и дорогостоящими операциями, выполнить которые без качественного оборудования, в частности ключей различных типов не представляется возможным, так как они являются неотъемлемой частью инструментов, применяемых при ПРС

Ключевые слова

Ключ, спайдер, автоматизация, удержание, свинчивание.

Список литературы

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин, 2012
2. Молчанов А.Г. Подземный ремонт скважин. - М.: Недра, 1999.
3. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов/Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, 2002.



«Оборудование для проведения подземного ремонта скважин: подъемники, лебедки и агрегаты»

Никитин Иван, группа НР-31
vanya.nikitin.1504@mail.ru



Актуальность

В процессе использования нефтяных и газовых скважин существует возможность возникновения тех или иных неполадок, связанных как непосредственно с работами, так и с соответствующим подземным оборудованием. Для решения данных проблем предназначено оборудование, ключи и различные инструменты, применяемые при подземном ремонте скважин.

Цель работы

Целью данной работы является анализ оборудования установок и агрегатов для подземного ремонта и освоения скважин

Результаты исследования

Подземный ремонт нефтяных скважин подразделяют на текущий и капитальный.

Текущим ремонтом скважин называется комплекс работ, направленных на восстановление работоспособности скважинного и устьевого оборудования, а также по очистке подъемной колонны и забота от парафино-смолистых отложений, солей и песчаных пробок.

Текущий ремонт скважин организационно осуществляется цехом по подземному ремонту скважин, в составе которого может быть несколько участков.

К основному оборудованию, при помощи которого проводят спускоподъемные операции, относят подъемные установки и лебедки, монтируемые на самоходных транспортных базах.

Подъемные установки в отличие от лебедок оснащены вышкой с талевой системой и ключами для свинчивания и развинчивания труб и штанг. При выполнении работ при реконструкции скважины или КРС подъемные установки комплектуют насосным блоком, ротором, вертлюгом, циркуляционной системой, системой очистки и другим оборудованием.

Доставка инструмента к заданной зоне осуществляется на трубах в результате спускоподъемных операций, для производства которых необходимы подъемные агрегаты (рисунок 1).

Работы проводимые на кабеле или канате (исследование скважины, свабирование, установка взрыв-пакетов и т.д.) осуществляются со специальных.

Подъемные установки должны быть оснащены:

- ограничителем подъема крюкоблока,
- системой звуковой и световой сигнализации установки вышки,
- контрольно-измерительными приборами работы двигателя и пневмосистемы,
- системами блокировки, обеспечивающими безопасность ведения работ при монтаже установки вблизи скважины и спуско-подъемных операциях.



Рисунок 1 — Агрегат подъемный для ремонта скважин АПРС- 40

Лебедка – основной механизм подъемной установки (рисунок 2).

При помощи лебедки проводятся следующие операции:

- спуск и подъем насосно-компрессорных, бурильных и обсадных труб;
- удержания колонны труб на весу в процессе бурения или промывки скважины;
- ведении аварийных работ;
- передачи вращения ротору;
- вспомогательные работ по подтаскиванию инструмента, оборудования, труб и др.;



Рисунок 2 — Лебедка буровая ЛБУ 1200

Заключение

Таким образом капитальный ремонт скважин, а также технологические воздействия на призабойную зону являются сложными и дорогостоящими операциями. В последние годы в различных странах проводятся интенсивные исследования, направленные на повышение, в частности, обработок призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин применяемыми методами.

Ключевые слова

Лебедка, подъемная установка, агрегат, скважина, оборудование

Список литературы

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин, 2012
2. Молчанов А.Г. Подземный ремонт скважин. - М.: Недра, 1999.
3. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов, 2002.



«Анализ оборудования одновременно-раздельной эксплуатации пласта»

Николаев И.А., группа НР-31

nikolaev_ilya2003@mail.ru



Актуальность

Одновременно-раздельная эксплуатация позволяет реализовать систему раздельной разработки объектов многопластового месторождения одной сеткой скважины, а также является одним из методов регулирования разработки месторождения при экономии ресурсов.

Цель работы

Целью данной работы является проанализировать оборудования одновременно-раздельной эксплуатации пласта.

Результаты исследования

Существует два варианта ОРЭ: однолифтовая и двухлифтовая установки.

Двухлифтовые установки включает в себя двухствольную арматуру, пакеры, разделяющие пласты, параллельный якорь, который связывает между собой две колонны, и два штанговых насоса с приводами. Двухлифтовая схема хороша тем, что она дает полную информацию по дебиту и обводненности пластов, забойному давлению верхнего пласта. Однако нет информации по забойному давлению нижнего пласта.

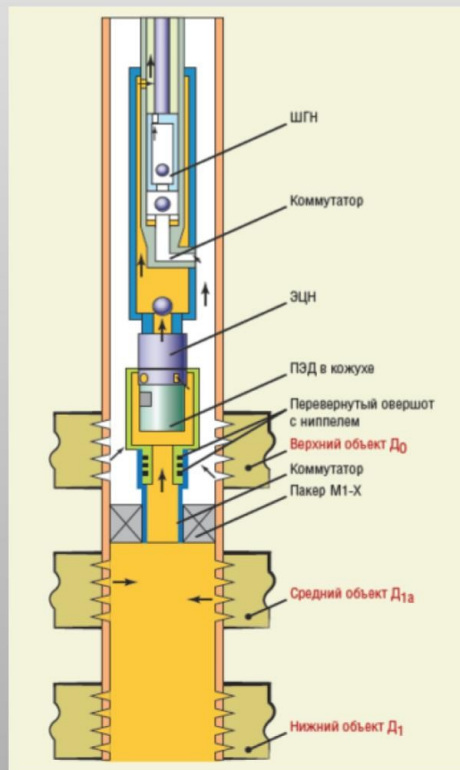


Рисунок 1 —Схема одновременно-раздельной эксплуатации пласта.

Следующая схема — однолифтовая. Именно эта схема в основном и применяется. Работает установка следующим образом: пласты также разделены пакером, насос разделен на две части, к нему сбоку добавлен дополнительный всасывающий клапан. При движении плунжера вверх сначала продукция поступает из нижнего пласта. Затем, когда плунжер проходит боковой клапан, начинает поступать продукция верхнего пласта.

Заключение

Для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) применяется два вида установок: однолифтовая и двухлифтовая, каждая из которых имеет свой ряд плюсов и недостатков. Наибольшее распространение получила однолифтовая установка.

Ключевые слова

ОРЭ, однолифтовая установка, двухлифтовая установка, пласт, скважина.

Список литературы

1. Хузин, Р. И. Конструкции установок одновременно-раздельной эксплуатации пластов // Молодой ученый. — 2021. — № 4 (346). — С. 50-51.
2. Афанасьев В. А. / Состояние, проблемы и перспективы развития на многопластовых месторождениях Западной Сибири ОРЭ / В. А. Афанасьев, С. Н. Бастриков, В. А. Попов / Нефть и газ - 2015г. №1. - с. 19-25.
3. Афанасьев В.А. / Внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации // Нефтяное хозяйство. 2011. № 7. с. 94-97



«Оборудования и инструменты для ловильных и аварийных работ при подземном ремонте скважины»

Огнев Дмитрий, группа НР-31
14.02.2003.ognev@gmail.com



Актуальность

В процессе использования нефтяных и газовых скважин существует возможность возникновения тех или иных неполадок, связанных как непосредственно с работами, так и с соответствующим подземным оборудованием. Для решения данных проблем предназначено оборудование и различные инструменты, применяемые для ловильных и аварийных работ при подземном ремонте скважин.

Цель работы

Целью данной работы является анализ оборудования установок и инструментов для подземного ремонта скважин.

Результаты исследования

Аварийные работы – работы, связанные с устранением последствий аварии: поломки буровых труб, прихвата бурового инструмента, оставлением в скважине металлических предметов – долот, труб, геофизических приборов и т.п.

Для проведения аварийных работ используется ловильный инструмент. Конструкции ловильного инструмента весьма многообразны. Однако по принципу захвата их можно подразделить на три основные группы:

- 1) Плассечные ловильные инструменты, работающие на принципе заклинивания предмета снаружи или изнутри ловителя;
- 2) Нарезные ловильные инструменты, работающие на принципе нарезания резьбы на предмете с одновременным наворачиванием на него ловителя;
- 3) Прочий инструмент.

Рассмотрим некоторые разновидности ловильного инструмента:

- метчик эксплуатационный предназначен для ловли за внутреннюю резьбу трубы или муфты;
- колокол предназначен для ловли трубы за внешнюю резьбу;

- наружная трубоволка предназначена для захвата труб, штанг, или других предметов в скважине за тело или за муфту;
- внутренняя трубоволка предназначена для спуска внутрь ловимой трубы;
- фрезер с внутренними зубьями применяется для фрезирования верхних концов аварийных труб или штанг для того, чтобы затем можно было работать ловителями.

Ловильные работы — это операции по ликвидации ряда аварий в нефтяных и газовых скважинах. К числу этих операций относятся: освобождение прихваченных труб или УБТ, извлечение из скважины оборванных или оставленных по другим причинам труб, удаление обломков и посторонних предметов из скважины. Когда возникают такие ситуации, приходится останавливать все работы по бурению, капитальному ремонту скважин, и их возобновление возможно только после ликвидации аварии.

В данной работе представлен магнитный фрезер (фрезер-ловитель). Фрезеры-ловители предназначены для извлечения из скважин металлических предметов, обладающих ферромагнитными свойствами, как путем прямого их захвата, так и с предварительным обуриванием. Эти фрезеры изготавливают двух видов: без механического захвата ФМ (рис.1, слева) и с механическим захватом ФМЗ (рис. 1, справа).

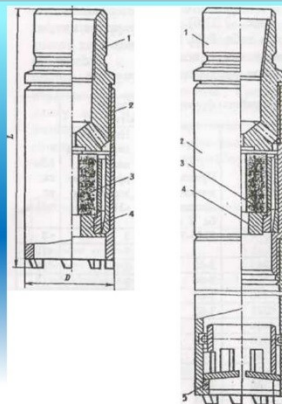


Рис. 1 Фрезер-ловитель магнитный



Рис. 2 Фрезер-ловитель магнитный

Заключение

Потребность в ловильных работах возникает в каждой пятой бурящейся скважине и в четырех из пяти ремонтируемых. Поскольку стоимость ловильных работ (с учетом стоимости эксплуатации бурового оборудования) может быть весьма значительной, подход к ним должен быть осторожным и взвешенным. Техника и технология этих работ совершенствовались годами и позволяют ликвидировать практически любую аварию в скважине.

Ключевые слова

Инструмент, работа, ловильный, скважина, оборудование.

Список литературы

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин, 2012.
2. Абубакиров В.Ф. – Буровое оборудование: справочник в 2-х т. Москва: Издательство «Недра», 2003.
3. Бухаленко Б.И. – Нефтепромысловое оборудование. Москва: ОАО «Издательство «Недра», 1990.



Раимбоев Ш.К., студент группа, 133-20
Научный руководитель-(к.т.н.)Раджибаев Д.П.

ОПТИМАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕШЛАМОВ



Актуальность проблемы

В мире одной из актуальнейших проблем переработка нефтяных шламов, которые накоплены в нефтяных ловушках нефтеперерабатывающих заводов. Накопленные нефтяные шламы приводят к загрязнению почвенно-растительного покрова, размыву почвы, опустыниванию и, как следствие, к уменьшению земельного фонда и ее упрощению, а также локальному ухудшению экосистем. [1].

Цель работы

Утилизация нефтяных шламов образующихся на нефтеперерабатывающих предприятиях и разработка новой безотходной технологии получения строительного битума из нефтяных шламов.

Результаты исследования

Определение концентрации воды и мелкодисперсных твердых частиц в составе исследуемого нефтяного шлама;
определение количества легких фракций в составе разбавленного исследуемого нефтяного шлама;
разработка технологической линии для получения строительного битума из нефтяных шламов;

Заключение

Таким образом, на основе проведенных исследований по разбавлению нефтяного шлама, можно сделать следующие выводы: выход в начале растворение нефтешлама, с бензиновой фракции перегоняем и останется остаток и после процесса деасфальтизации, можно получить битумного продукция из нефтешлама.

Список литературы

1. Двоскин Г.И., Гришин А.А., Молчанова И.В. и другие Энергия из отходов // Экология и промышленность России. - 2000. - № 10. - С.15.
2. Каблов В.Ф., Иошенко Ю.П. Проблема сбора нефти и нефтепродуктов при аварийных разливах: отчет о НИР // Волжский политехнический институт (филиал) Волгоградского государственного технического университета. 2004. 2 с.
3. Ахметов А.Ф., Гайсина А.Р., Мустафин И.А. Методы утилизации нефтешламов различного происхождения // Нефтегазовое дело. 2011. Том 9. № 3. С. 108 – 111.
4. Владимиров В.А. Разливы нефти: причины, масштабы, последствия // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования. Серия: Охрана окружающей среды. Экология человека. 2014. Том 4. № 1. С. 217–229.



«СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДА РАСЧЕТОВ ПАРАМЕТРОВ КОМПОНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН»

Сон А.В., магистр группы 43М-21
Научный руководитель – к.т.н., Рахимов Р.М.

АКТУАЛЬНОСТЬ

Необходимость более точного проектирования и выбора конструкции компоновки низа буровой колонны (КНБК) для безориентированного управления траекторией ствола при бурении, проработке скважины и вскрытии продуктивных горизонтов с учетом влияния горно-геологических и технико-технологических условий проводки.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Повышение эффективности безориентированного способа бурения скважин за счет совершенствования методики расчета КНБК путем исследования ее устойчивости к изменению горно-геологических и технологических условий проводки вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

- Установлено, что при выборе конструкции КНБК для безориентированного бурения скважин на верхней границе отрыва забойного двигателя или УБТ от нижней стенки ствола скважины распределенную величину усилия прижатия к стенке ствола необходимо принимать эквивалентной нулю.
- Показано, что при выборе КНБК для участков стабилизации слабоинтенсивного набора или снижения зенитного угла следует учитывать радиальный люфт забойного двигателя, начиная с величин от 1–2 мм.
- Аналитически подтверждено, что при выборе конструкций КНБК для безориентированного управления траекторией ствола скважины к их основным технологическим параметрам следует относиться не только отклоняющую силу на долоте, но также угол отклонения оси долота от оси скважины. Прием для стабилизации зенитного угла может быть достаточным уравновешивание обоих параметров друг другом, а для стабилизации азимута скважины – стремление их к нулю при бурении изотропных пород и при совпадении оси скважины с нормально к плоскости напластования пород.

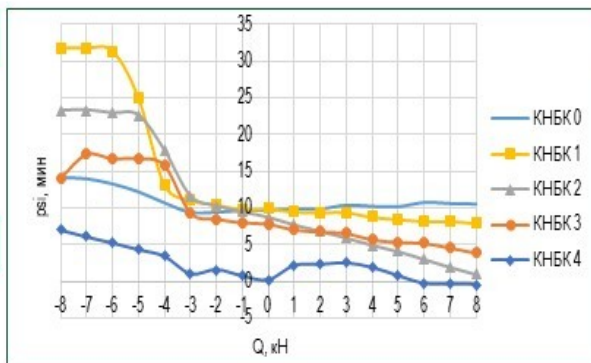


Рисунок 1 – Зависимость $\varphi = f(Q)$ для КНБК с разным количеством центраторов (0-4)

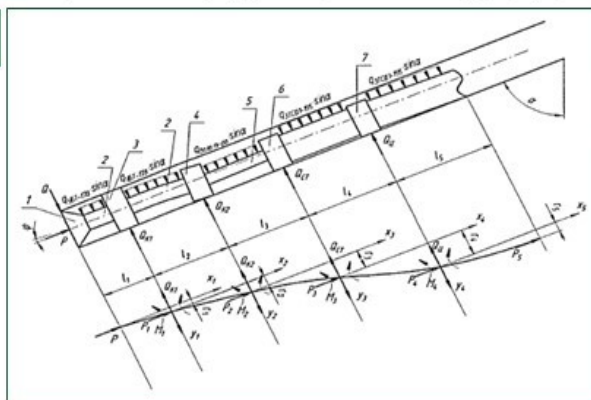


Рисунок 2 – Схема к расчету КНБК

- 1) долото; 2) переводник; 3) центратор наддолотный; 4) центратор верхний;
- 5) вал забойного двигателя; 6) центратор; 7) центратор.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Устойчивость КНБК к воздействию внешних факторов возрастает с увеличением количества центраторов. Поэтому целесообразно использовать:
 - КНБК с двумя центраторами - для безориентированного управления траекторией ствола на участках со средней интенсивностью набора или спада α ;
 - КНБК с тремя центраторами - для стабилизации и средне- или малоинтенсивного набора зенитного угла, несколько хуже - для малоинтенсивного спада;
 - КНБК с четырьмя центраторами - для стабилизации и малоинтенсивного набора или спада зенитного угла при наличии влияния горно-геологических и технологических условий проводки скважины.
2. На участках стабилизации зенитного угла, как и на вертикальных, при отсутствии отклоняющей силы на долоте и наличии угла φ отклонения оси долота от оси скважины ствол будет локально искривляться в виде какой-то винтовой линии осью которой является профиль скважины.
3. При бурении близких к вертикальным скважин относительно большей устойчивостью к воздействию внешних факторов обладает КНБК с центраторами на верхнем юнце секционного забойного двигателя и (последовательно, вверх) на 1–3-х концах секций УБТ длиной 8 м. Центраторы устанавливаются в зависимости от величины зенитного угла слабонаклонной скважины.
4. На участках стабилизации и малоинтенсивных набора или спада зенитного угла устойчивость КНБК к воздействию внешних факторов возрастает при замене нижнего полноразмерного центратора на эксцентричный с радиальным смещением долота относительно оси скважины, равным 0,5–2,0 мм. Для стабилизации азимута скважины лучше использовать эксцентричные центраторы с самовыдвигающимися калибрующими ребрами.

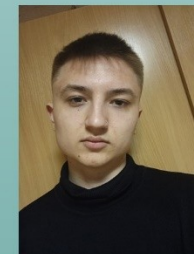
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Буслев, В. Ф. Проектирование профиля наклонно-направленной скважины с учетом закономерностей естественного искривления [Текст]: Сборник научных трудов Пенчжиннефть: Геология и разработка нефтяных месторождений Коми АССР /
2. Боярко, Ю.Л. Влияние анизотропии твердости пород на азимутальное искривление скважин // Нефтяное хозяйство. - 1965. - №2. - С. 19-23
3. Буслев, В. Ф. Исследование и разработка методов управления траекторией стволов скважин при наклонно-направленном и вертикальном бурении глубоких скважин долотами истирающе-режущего типа (на примере месторождений Тимано-Пенчорской нефтегазоносной провинции) [Текст]: дис. канд. техн. наук. 05.15.10 / Виктор Федорович Буслев. - М.: ВНИИГТ, 1980. - 250 с.
4. Буслев, В. Ф. Прогнозирование естественного искривления наклонно-направленных скважин [Текст] / В. Ф. Буслев // Нефтяное хозяйство. - 1968. - №7. - С. 1518.
5. Гилязов, Р.М. Исследование устойчивости КНБК к изменению горно-технологических условий проводки слабо наклонных скважин / Р.М. Гилязов, Н.З. Гибдуллин // Сборник трудов БашНИПнефть: Совершенствование технологий добычи, бурения и подготовки нефти - Уфа: Изд-во БашНИПнефть. - 2000. - 174с.
6. Калинин, А.Г. Выбор оптимальных КНБК для бурения в абразивных горных породах / А.Г. Калинин, А.С. Павлихиц, К.М. Солодкий // Экспресс-информация ВНИИОЭНГ, серия «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». - М.: ВНИИОЭНГ. - 1991. - № 8. - С. 4247



«Повышение эффективности колонного оборудования»

Станкевич Дмитрий, группа НР-31
slackerology@gmail.com



Актуальность

Повышение эффективности колонного оборудования является важным направлением развития промышленности, которое может привести к увеличению производительности, улучшению качества продукции и снижению негативного воздействия на окружающую среду.

Цель работы

Целью данной работы является увеличение производительности, снижение затрат и улучшение качества продукции, получаемой в результате его работы.

Результаты исследования

Колонное оборудование широко используется в различных отраслях промышленности для разделения и очистки различных смесей. Исследования по повышению эффективности этого оборудования проводятся в течение многих лет и направлены на улучшение производительности, снижение затрат на энергию и повышение качества продукции.

Одним из основных способов повышения эффективности колонного оборудования является разработка новых материалов и технологий производства. Современные материалы, такие как керамика или пластик, имеют более высокую коррозионную стойкость и долговечность, что позволяет увеличить интервал между техническим обслуживанием и сократить затраты на ремонт. Также проводятся исследования в области оптимизации процессов, связанных с использованием колонного оборудования

Это включает изменение температуры и давления в колонне, выбор оптимальных режимов работы, подбор оптимального размера оборудования, а также использование новых методов контроля и регулирования параметров. В результате проведенных исследований удалось достичь значительного улучшения эффективности колонного оборудования. Многие компании, занимающиеся производством и эксплуатацией такого оборудования, уже используют новые материалы и технологии, что позволяет снизить затраты и увеличить производительность

Однако, исследования в этой области продолжают, и в будущем можно ожидать еще более значительного прогресса



Рисунок 1 — Колонное оборудование

Заключение

Таким образом повышение эффективности колонного оборудования позволило достичь значительного экономического эффекта для предприятия, а также улучшить производительность показателя и качества продукции.

Ключевые слова

Колонное оборудование, эффективность, технология, производительность, оптимизация, обслуживание, настройка, управление процессом, мониторинг, обратная связь, качество продукции, энергосбережение, снижение затрат.

Список литературы

1. Герасимов А.Н., Костюков А.В., Кручинин В.Н. Повышение эффективности колонного оборудования при переработке нефти. – М.: Недра, 2012.
2. Дьяконов В.В. Эффективность колонного оборудования в условиях повышенных требований к качеству продукции. – М.: Газпромнефть-НТЦ, 2015.
3. Ковалева М.И. Оптимизация процессов на колонном оборудовании. – М.: Химия, 2012



ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ



Сущнев М.М., магистр группы 42М-21
Научный руководитель – к.т.н., Каримов Ш.А.

Актуальность проблемы

Среди научно-технических задач, связанных со строительством скважин, задача создания качественной цементной крепи в заколонном пространстве скважины, является наиболее ответственной, так как при этом обеспечивается надежность, герметичность и экологическая безопасность подземного сооружения на протяжении всего срока службы.

Заключение диссертации

В работе содержится новое решение актуальной задачи предотвращения осложнений, вызванных несовершенной технологией цементирования, не учитывающей особенностей движения тампонажного раствора в нисходящем потоке. На основе теоретических, промысловых исследований и анализа фактических данных выявлен механизм возникновения осложнений при цементировании скважин, связанный с бесконтрольным увеличением скорости движения тампонажного раствора в нисходящем потоке. Сформулирована и теоретически решена задача об изменении скорости движения тампонажного раствора с глубиной от устья к баймаку колонны. Определено количественное значение изменение скорости в зависимости от реологии растворов.

Цель и задачи исследования

Анализ состояния изученности вопросов качества цементирования обсадных колонн в осложненных условиях, постановка задач исследований и изучение механизма возникновения осложнений при цементировании на примере скважин площадей саратовской области, аналитический обзор современных представлений о закономерностях течения жидкостей при цементировании скважин, обоснование цели, и задачи исследования

Список литературы

Аирафьян М.О. Технология разобцеия пластов в осложненных условиях. -М.: Недра, 1989. -227с.
Беликов В.Г., Булатов А.И., Уханов Р.Ф. Промывка при бурении, креплении и цементировании скважин. М.: Недра, 1974. - 240с.
Булатов А.И., Габузов Г.Г. Гидромеханика углубления и цементирования скважин. Краснодар, 1993. - 368с.
Булатов А. И. Теория и практика заканчивания скважин, т. 2. М.: Недра, 1998.-409с.
Булатов А.И. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин М.: Недра, 1981.-240с.
Булатов А. И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. -М.: Недра, 1973.-315с.
Булатов А. И., Уханов Р. Ф. Совершенствование гидравлических методов цементирования скважин. М.: Недра, 1978. - 232с.
Ганджумян Р.А. Практические расчеты в разведочном бурении. М.: Недра, 1986,-253с.
Гукасов Н. А. Справочное пособие по гидравлике и гидродинамике в бурении. М.: Недра, 1982. - 302с.



«ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТИ РАБОЧЕГО КОЛЕСА ЦЕНТРОБЕЖНОГО КОМПРЕССОРА»

Таджибаев К.С., студент группы 45-19

Научный руководитель – асс., Гаффоров Х.Б.

АКТУАЛЬНОСТЬ

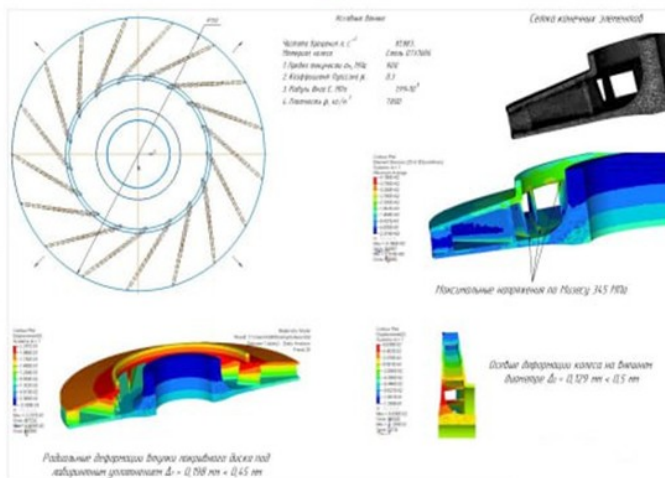
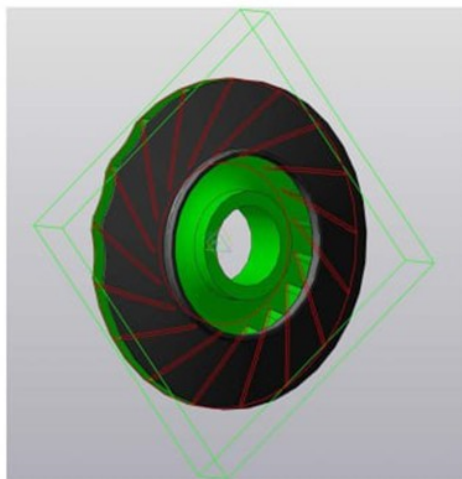
Центробежные компрессоры широко востребованы в химической, нефтяной и газовой промышленности. В составе технологических установок центробежные компрессоры незаменимы при производстве высококачественного бензина и смазочных материалов, переработке углеводородов и их производных, производстве удобрений, транспортировке и сжижении природного газа. Эксплуатация центробежного компрессора в опасных рабочих условиях предъявляет высокие требования к надежности его отдельных компонентов, таких как рабочие колеса.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Проведение расчёт прочности рабочего колеса центробежного компрессора с помощью современного пакета HyperWorks. Необходимо с максимальной точностью определить наиболее напряженные точки и их значение в соответствии с критерием Мизеса. Расчет эквивалентных напряжений в цилиндрической системе координат. Сравнение полученных значений напряжений с допустимыми напряжениями и анализ состояния надежности рассматриваемого колеса. Определение деформации рабочего колеса под действием центробежной силы и оценка его запаса.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

- ✓ Наиболее напряженные элементы (отмечены ярко-красным цветом) исключаем из рассмотрения как результат низкой точности построения сетки конечных элементов. Тогда максимальные напряжения будут равны: $\sigma_{max}=345,4$ МПа;
- ✓ Результаты расчета по радиальным напряжениям в точке A: $\sigma_r=342,5$ МПа;
- ✓ Результаты расчета по тангенциальным напряжениям: в точке A: $\sigma_t=362,6$ МПа;
- ✓ Результаты расчета по осевым напряжениям в точке A: $\sigma_z=177,7$ МПа;
- ✓ Радиальные деформации покрывного диска $\Delta_r=0,198$ мм.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Эквивалентные напряжения в точке A составляет 227,854 МПа. Проверяем условие прочности, сравнивая эквивалентное напряжение с допускаемым: $\sigma_{эвк} < [\sigma]$, (227,854 МПа < 900 МПа). Как видно, что разрушения диска при однократном нагружении не происходит.
2. Определяем коэффициент запаса прочности как отношение допускаемого напряжения к эквивалентному: $k = [\sigma] / \sigma_{эвк} = 900 / 227,854 = 3,949$. По условию надежности коэффициент запаса не должен быть меньше допустимого, рекомендуемое значение которого при динамических нагрузках равно $[k] = 2,3$. В нашем случае условие надежности: $k \geq [k]$ (3,949 > 2,3) выполняется, следовательно, усталостного разрушения рабочего колеса при длительной работе не произойдет.
3. Определяем коэффициент запаса прочности как отношение допускаемого напряжения к напряжению по Мизесу: $n = [\sigma] / \sigma_{max} = 900 / 345,4 = 2,605$. По условию надежности коэффициент запаса не должен быть меньше допустимого, рекомендуемое значение которого при динамических нагрузках равно $[n] = 2,3$. В нашем случае условие надежности $n \geq [n]$ выполняется, т.е. (2,605 > 2,3), следовательно, усталостного разрушения рабочего колеса при длительной работе не произойдет.
4. Максимально допустимая деформация равна половине зазора в лабиринтном уплотнении ($0,5S = 0,5 \cdot 0,9 = 0,45$ мм). В нашем случае 0,198 мм < 0,45 мм, это удовлетворяет условию, т.е. контакт покрывного диска с уплотнением не происходит. Максимальное значение деформации колеса на внешнем диаметре по оси под действием центробежной силы 0,129 мм. Не допускается деформация больше половины зазора между колесом и статором ($0,5S = 0,5 \cdot 1 = 0,5$ мм). В нашем случае 0,129 мм < 0,5 мм; условие выполняется, т.е. колесо не задевает статор.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Термогазодинамический расчет центробежных компрессоров: учебное пособие / А.В. Палладий, С.Л. Фосс: Казан. гос. технол. ун-т. Казань, 2007. – 128 с.
2. В.Б. Шнепп. Конструкция и расчет центробежных компрессорных машин. – М.: Машиностроение. 1995. – 240 с.
3. <https://altairuniversity.com/>.



«Способ последовательного отбора нефти и воды из скважины, оборудованных установками электроприводного центробежного насоса»

Триньков Глеб,
группа НР-31
Gleb.trinkov@mail.ru



Актуальность

УЭЦН является одним из основных методов добычи нефти и газа на месторождениях. Но при этом возникает проблема выбора способа отделения нефти от воды. Один из эффективных способов – это последовательный отбор нефти и воды через установки электроприводного центробежного насоса.

Цель работы

Целью данной работы является анализ способа последовательного отбора нефти и воды из скважины оборудованных установками электроприводного центробежного насоса

Результаты исследования

Установки электроприводных центробежных насосов относятся к погружным бесштанговым насосным установкам. Оборудование УЭЦН состоит из погружной части, спускаемой в скважину вертикально на колонне НКТ, и наземной части соединённые между собой погружным силовым кабелем.

Принцип работы электроприводного центробежного насоса заключается в том, что электрический двигатель приводит во вращение центробежный рабочий элемент, который подает поток жидкости внутри насоса и увеличивает ее давление. Установка такого насоса на скважине позволяет перекачивать большой объем воды и нефти на поверхность

Для отбора нефти и воды из скважины с помощью электроприводного центробежного насоса используются специальные фильтры, которые устанавливаются внутри скважины.

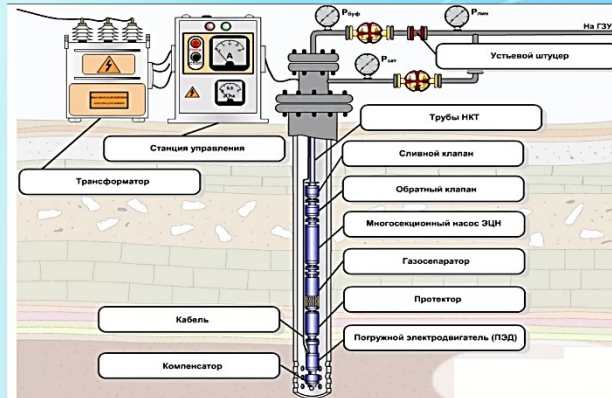


Рисунок 1 — Схема узлов УЭЦН.

Эти фильтры позволяют отделять воду от нефти, так как они имеют различную плотность и не смешиваются между собой. Подавление отфильтрованной воды происходит в нижней части скважины, а нефть поднимается на поверхность с помощью электрического центробежного насоса.

Способ последовательного отбора нефти и воды из скважины, оборудованных электроприводного центробежного насоса, заключается в следующем:

- На первом этапе отбора скважинной жидкости на поверхность производится откачка воды, которая находится в верхней части скважины.

- На втором этапе откачивается смесь нефти и воды

- В обоих случаях откачка жидкости производится с ЭЦН

Одним из преимуществ использования электроприводного центробежного насоса для отбора нефти и воды является его высокая производительность и надежность. Установка насоса на скважине позволяет извлекать максимальную выработку нефти и воды, что является особенно важным при работе на месторождениях с низкой продуктивностью.

Кроме того, насос не требует постоянного присутствия человека на месте работы, что также экономит время и ресурсы.

Однако этот метод не лишен недостатков. Прежде всего, необходимо учитывать, что использование электроприводного центробежного насоса требует значительных энергетических затрат, что может увеличить эксплуатационные расходы. Вторым недостатком может быть риск поломки насоса, что также может привести к дополнительным расходам на его ремонт.

Заключение

Таким образом метод последовательного отбора нефти и воды через установки электроприводного центробежного насоса является эффективным и многообещающим решением для добычи нефти и газа на месторождениях. Его применение позволяет повысить эффективность процесса добычи, сократить затраты на эксплуатацию оборудования.

Ключевые слова

Насосы, УЭЦН, Отбор, Эффективность, оборудование

Список литературы

1. Бадмаев Б.Н., Кашаев Ю.Ф. Использование электроприводных центробежных насосов в системах нефтедобычи // Вестник Оренбургского государственного университета. 2018. Т. 24. № 4. С. 116-123.
2. Каримов А.Г., Айтматов В.А., Омонов М.Н. Оптимизация технологии отбора нефти и воды из скважин с применением электроприводных центробежных насосов // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 68-71.
3. Маркова Л.А., Чернышева Е.А., Филатова О.Ю. Электроприводные центробежные насосы в системах нефтеотделения // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. № 1. С. 90-94.

Программный комплекс «Автотехнолог» - универсальный инструмент для оптимизации работы системы «пласт-скважина-насосная установка»



Трубчик Владислав,
группа НР-31
sasutechell@mail.ru

Актуальность

В настоящее время существуют много программных комплексов, но среди них Программный комплекс автотехнолог отличается своей точностью подбора скважино-насосных установок.

Цель работы

Анализ работы программного комплекса «Автотехнолог», изучение актуальности программы.

Результаты исследования

Современные тенденции повышения операционной эффективности обуславливают необходимость создания интегрированной модели производства, что позволяет как минимум увеличить добычу и сократить затраты. Программа «Автотехнолог- Соль» работает в диалоговом режиме и позволяет проводить подбор и диагностику любых скважинных насосных установок для добычи нефти (установок электроприводных центробежных, винтовых, диафрагменных, струйных, штанговых насосов и т. д.). Программы «Автотехнолог- Энергоэффективность» и «Автотехнолог- Менеджер» работают в автоматическом

и предназначены для мониторинга работы механизированного фонда скважин, оборудованных установками электроприводных и штанговых насосов, а также для автоматизированного подбора оптимального варианта системы «пласт - скважина - насосная установка». Источником информации для работы данных программных комплексов являются технологический режим и базы данных нефтепромыслового оборудования.

Заключение

Таким образом, при помощи новейшей технологии исследования увеличивается точность подбора установок и оптимизируется работа системы «пласт-скважина-насосная установка»

Список литературы

- 1) Программный комплекс подбора нефтедобывающего насосного оборудования// <https://autotechnologist.com/o-programme>
 - 2) Донской Ю.А., Сабиров А.А. Программный комплекс «автотехнолог» и интеллектуальные устройства на его основе // <https://cyberlenink.a.ru/article/n/programmy-kompleks-avtotechnolog-i-intellektualnye-ustroystva-na-ego-osnove>
- НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПК «АВТОТЕХНОЛОГ» И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НА ЕГО ОСНОВЕ/ ДОНСКОЙ Ю.А. И ДР. – ИНЖЕНЕРНАЯ ПРАКТИКА. – 2020.- №1. - Новые возможности ПК «Автотехнолог» и интеллектуальные устройства на его основе - Инженерная практика (glavteh.ru)**

Ключевые слова

упрощение, скважинно-насосная установка, оборудования, комплекс, интегрированной модели



Рис. 1. Окно приложения «Автотехнолог- Энергоэффективность». Пулузловой анализ потребления мощности



«Оборудование для штанговой насосной эксплуатации»

Тэнц Павел, группа НР-31
pavel.tents@gmail.com



Актуальность

В настоящее время 66% действующих скважин стран СНГ (примерно 16.3% всего объема добычи нефти) эксплуатируются штанговой скважинной насосной установкой (ШСНУ).

В основу способа эксплуатации скважин штанговыми насосами положено использование объемного насоса возвратно поступательного действия.

Цель работы

Целью данной работы является анализ оборудования для штанговой насосной эксплуатации в различных условиях на устья.

Результаты исследования

Штанговые скважинные насосы (ШСН) обеспечивают откачку из скважин углеводородной жидкости, обводненностью до 99 %, абсолютной вязкостью до 100 мПа•с, содержанием твердых механических примесей до 0.5 %, свободного газа на приеме до 0.1 %, объемным содержанием сероводорода до 0.1 %, минерализацией воды до 10 г/л и температурой до 130 С.

ШСНУ включает: а) наземное оборудование: станок-качалка (СК), оборудование устья. б) Подземное оборудование: насосно-компрессорные трубы (НКТ), насосные штанги (НШ), штанговый скважинный насос (ШСН) и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях.

Отличительная особенность ШСНУ обстоит в том, что в скважине устанавливают плунжерный (поршневой) насос, который приводится в действие поверхностным приводом посредством колонны штанг.

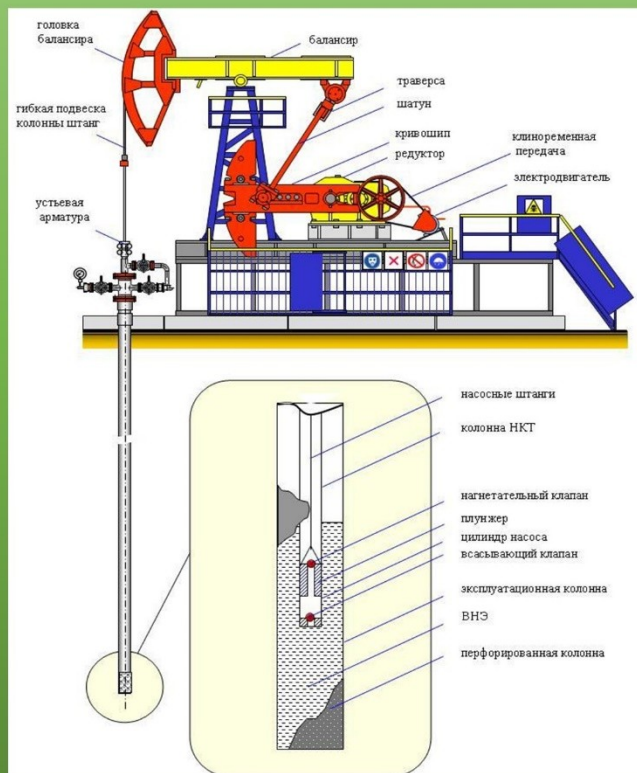


Рисунок 1 — Схема штанговой скважинной насосной установки.

По способу крепления насосов к колонне НКТ различают вставные (НСВ) и не вставные (НСН) скважинные насосы.

Насосная штанга предназначена для передачи возвратно-поступательного движения плунжера насоса. Начали выпускать штанги из стеклопластика, отличающиеся большей коррозионной стойкостью и позволяющие снизить энергопотребление до 20 %.

Особая штанга — устьевой шток, соединяющий колонну штанг с канатной подвеской.

Устьевое оборудование предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважин и подвешивания колонны НКТ.

Станок-качалка является индивидуальным приводом скважинного насоса. Основные узлы станка-качалки — рама, стойка, балансир с поворотной головкой, траверса с шатунами, шарнирноподвешенная к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами. Он применяется в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Заключение

Таким образом такое широкое распространение эксплуатации скважин штанговыми установками объясняется тем, что этот способ наиболее экономичный и гибкий в отношении регулирования отбора жидкости. К преимуществам относится: простота конструкции, обслуживания и ремонта в промышленных условиях, удобство регулировки, малое влияние на работу ШСНУ физико-химических свойств откачиваемой жидкости, высокий КПД, возможность эксплуатации скважин малых диаметров.

Ключевые слова

Насосы, штанги, станок-качалка, ШСНУ, насосно-компрессорные трубы.

Список литературы

1. Третьяков О.В., Мазеин И.И., Поносов Е.А. и др. Насосная установка для эксплуатации скважин с боковым стволом: 27.08.2013 г.
2. Захаров Б.С. Специальные типы штанговых насосов. — М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008.
3. Ивановский В.И., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. М.: Нефть и газ, 2003. 792 с.



«СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ ШЛАМЫ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ В УЗБЕКИСТАНЕ»

Усмонов А.И. студент группы 128-20
Научный руководитель PhD, Каримов Ш.А.

АКТУАЛЬНОСТЬ

За прошедшие годы было проведено множество исследований в области нефти и газа. Мы знаем, что в нефтегазовой отрасли происходят несколько процессов и приходит в полуготовое состояние для населения. Этими процессами являются разведка нефти и газа, разведка, добыча, переработка и состояние полуфабриката. В основе этих работ лежит труд многих специалистов, многолетний кропотливый труд, и в основе этого лежит цель обеспечить яркую и счастливую жизнь будущему поколению, но у каждого труда есть свои достижения и недостатки. Многие ученые проводят научные исследования по правильному и эффективному использованию буровых растворов в процессе добычи



нефти и поиску экологически безопасного способа утилизации образующихся при этом шламы.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

При бурении скважин на нефтяных месторождениях в среднем выделяется до нескольких тысяч кубометров буровых растворов и сбросных растворов в год. Известные случаи попадания этих растворов в водоемы или почву. Этим процессом они наносят большой вред окружающей среде, поэтому мы должны дать им необходимые предложения в этом отношении, экономически удобным и законным способом, с научным подходом.



РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В связи с этим в Российской Федерации в Иркутском национальном исследовательском техническом университете ведутся исследования по поиску экологически безопасного способа утилизации буровых растворов, используемых для промывки

скважин при бурении нефтяных и газовых скважин. В университете ученые создали модель резервуара нефтешлама, заполнили его грунтом, а затем заложили имитацию мембранного фундамента. При этом сначала реализовали установку для СВЧ-выпаривания, а затем, выбрав более экономичный способ, имитируя процесс термического нагрева раствора за счет конвекции (теплообмена), происходящего в естественных условиях в обычных складских помещениях при температуре окружающей среды. стало возможным увеличить испарение. Кроме того, важно тщательно изучить состав минеральных компонентов жидкости, проверить на содержание вредных веществ, чтобы определить способ выпаривания буровых растворов в опоках, утилизацию сухих остатков. Он позволяет решить, как их определить на определенной территории, где ведутся буровые работы. В случае обнаружения солей тяжелых металлов необходимо будет определить законный способ их утилизации.

Сухой остаток с соответствующим составом полученных металлов можно брикетировать и вывозить на металлургические предприятия для переработки.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

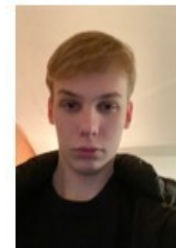
В заключение можно сказать, что мы должны еще больше усилить эту научную работу, которую мы видели, и через это использование остатков буровых растворов при добыче нефти в строительной отрасли, а также сотрудничество с зарубежными научно-исследовательскими институтами в этом направлении, обмен опытом и квалификацией. Считаю главной целью увеличить количество кадров и оставить природу на ее месте будущему поколению.

Список литературы

- [1. <https://www.interfax-russia.ru/siberia/novosti-gorodov/ekologichnyy-sposob-utilizacii-burovnyh-rastvorov-pri-dobyche-nefti-ishchut-uchenye-irnit>](https://www.interfax-russia.ru/siberia/novosti-gorodov/ekologichnyy-sposob-utilizacii-burovnyh-rastvorov-pri-dobyche-nefti-ishchut-uchenye-irnit)
- [2. <https://plus-one.ru/manual/2022/06/08/othody-V-klassa-opasnosti-cto-eto-takoe-i-kakovy-osobennosti-obrashcheniya-s-nimi#>](https://plus-one.ru/manual/2022/06/08/othody-V-klassa-opasnosti-cto-eto-takoe-i-kakovy-osobennosti-obrashcheniya-s-nimi#)

«Методика и расчет фонтанного оборудования»

Мешеряков Владимир, группа НР-31
vadimka.mekrasov@gmail.com



Актуальность

Главным элементом конструкции является фонтанная арматура, которая создает прочную конструкцию из стальных прутков и запорных механизмов, и каждый элемент должен быть рассчитан на повышенное давление. Масса готовой конструкции доходит до 1-2 центнеров. Чаще всего используют крестовую или тройную арматуру: первый тип чаще используется на нефтяных месторождениях, где нет примесей механического типа.

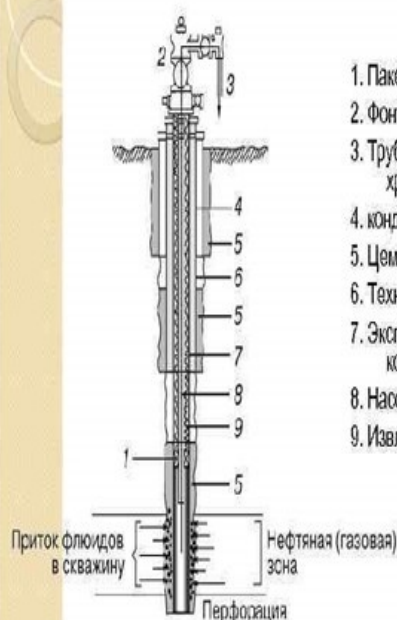
Цель работы

Целью данной работы является анализ и расчет фонтанного оборудования.

Результаты исследования

Фонтанирование скважины возможно при определенном технологическом режиме, который характеризуется величинами дебита, забойного, устьевого и забурного давлений. С течением времени по мере отбора нефти из залежи изменяются условия разработки, а значит и условия фонтанирования: изменяются пластовое, забойное давления, дебит, увеличивается обводненность и т. д. Поэтому с течением времени подъемник следовало бы заменить. Но замена подъемника (НКТ) в скважине является сложным, дорогостоящим и в большинстве отрицательно влияющим на ее продуктивность процессом. Поэтому подъемник проектируют на весь период фонтанирования.

Фонтанная Скважина



1. Пакер
2. Фонтанная арматура
3. Трубопровод для оттока нефти в хранилище
4. кондуктор
5. Цемент
6. Техническая обсадная колонна
7. Эксплуатационная обсадная колонна
8. Насосно-компрессорная колонна
9. Извлекаемый флюид

При этом рассчитывают фонтанный подъемник для конечных условий фонтанирования при оптимальном режиме, а затем проверяют на пропускную способность для начальных условий при максимальном режиме. Если подъемник не может пропустить начальный дебит, то его пересчитывают для начальных условий при максимальном режиме. Остальные величины задают или определяют из других соображений.

Заключение

По итогу фонтанные скважины требуют проведения регулярных исследований, которые осуществляются по методике пробных откачек жидкости и по способу восстановления давления в забое в момент после остановки работы оборудования.

Ключевые слова

Оборудование, фонтанная скважина, подъемник,

Список литературы

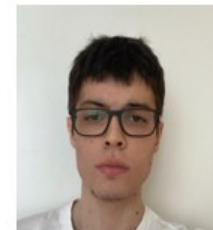
1. Бухаренко и др. Нефтепромысловое оборудование. Недра 2012.
2. Мордвинов А.А., Захаров А.А., Миклина О.А., Полубоярцев Е.Л. Устьевое оборудование фонтанных и нагнетательных скважин.



Студенческая научная конференция «Инновационное оборудование для нефтегазовой отрасли»,
Гомель 11 апреля 2023 года.

Гомельский государственный технический университет имени П.О.Сухого

« Установки погружных винтовых электронасосов »



Саркисян Ален, группа НР-31
alen.sarkisyan7220@gmail.com

Актуальность

Винтовые насосы являются одной из наиболее перспективных технологий для добычи нефти. Относительная простота конструкции, способность откачки высоковязких эмульсий и жидкостей с повышенным содержанием газа и механических примесей – эти и другие достоинства позволяют им успешно конкурировать с электроцентробежными и штанговыми насосами.

Цель работы

Целью данной работы является анализ винтовых насосов для добычи нефти.

Результаты исследования

Промышленный опыт эксплуатации насосов показал, что винтовые насосы являются одним из наиболее эффективных средств механизированной добычи высоковязких нефтей. Агрегаты УЭВН5 способны осуществлять перекачку через свой рабочий объем жидкостей с наличием таких характеристик как: 1) Максимальный уровень вязкости жидкого вещества не должен превышать 110^{-3} м³/см. 2) Количественное содержание неактивного газа в области приема агрегата не может составлять более 50% общего объема. 3) Вхождение абразивных частиц в обрабатываемую жидкость не должно превышать 0.8 г на литр. 4) Максимальная температура нефти под землей в момент всасывания насосом может иметь отметку до 110 градусов.

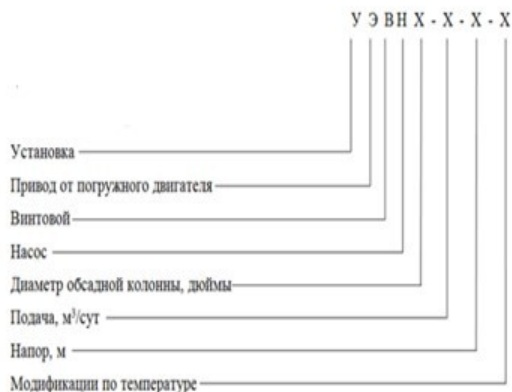


Рисунок 1. Структура условного обозначения установок

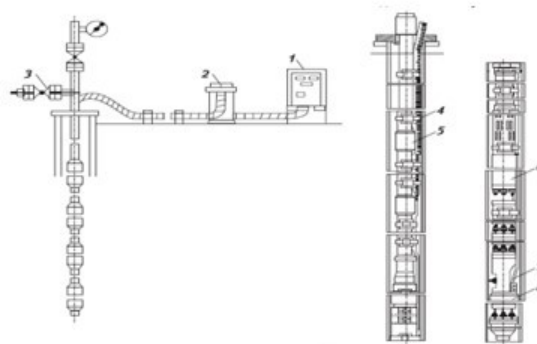


Рисунок 2. Общий вид винтового насоса с погружным двигателем

Состав установки винтового насоса: 1) Станция управления, которая предназначена для работы в комплектных приводах погружных винтовых насосов для управления электродвигателем. 2) Трансформатор типа ТМПН(Трехфазные масляные трансформаторы), который необходим для компенсации падения напряжения в кабеле, подводимом ток к электродвигателю. 3) Клапаны сбивной и обратный. 4) Кабельная линия, 5) Винтовой насос состоит из двух основных частей: движущегося стального ротора в виде простой спирали и неподвижного статора в виде двойной спирали из эластомерного материала. 6) Узел разгрузки, использующийся для компенсации осевой и радиальной нагрузки. 7) Гидрозащита. 8) Электродвигатель.

Закключение

Винтовые насосы для добычи нефти являются наиболее перспективным оборудованием в нашей стране и за рубежом. Простота конструкции, способность откачивать эмульсии и жидкости высокой вязкости с промышленным содержанием примесей, газа, низкое электропотребление, возможность использования в наклонных и горизонтальных скважинах без потери эффективности, широкий выбор рабочих давлений - все эти и другие достоинства данного вида насосов позволяют им быть конкурентоспособными в своей области и являться лидерами среди других типов данного оборудования.

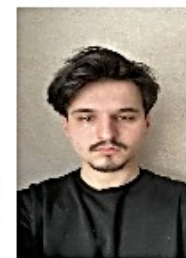
Ключевые слова

Добыча ; Насосы; УЭВН5; Высоковязкие нефти; Эффективность;

Список литературы

1. Дроган Н.Ю. Опыт эксплуатации одновинтовых насосных установок на месторождениях НГДУ «Талканнефть» ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» // Инженерная практика. – 2017.
2. Валовский В. М. Винтовые насосы для добычи нефти: учебное пособие /В. М. Валовский. – М. «Нефтяное хозяйство», 2012.

« Гидроприводные насосные установки и системы подготовки рабочей жидкости »



Газнянец Александр, студент, НР-31

Научный руководитель - д.т.н., профессор Невзорова А.Б.

Актуальность

Гидропривод широко применяется в общем машиностроении и в нефтепромысловых машинах. Положительные качества гидропривода послужили основой для создания ряда скважинных насосов с гидроприводом. Из них достаточно широко известны: лопастные турбонасосы, струйные насосы, гидростанговые насосы, гидropоршневые насосы, гидроимпульсные насосы.

Цель работы

Целью данной работы является анализ гидроприводных насосных установок и систем подготовки рабочей жидкости.

Результаты исследования

Способ передачи энергии от первичного наземного двигателя к скважинному насосу, откачивающему пластовую жидкость, оказывает решающее влияние, как на основные показатели установки, так и на ее конструкцию и компоновку. Одним из основных наиболее широко распространенных недостатков штанговых скважинных насосных установок является использование для привода скважинного насоса колонны штанг — элемента с относительно низкой прочностью, малой жесткостью, малой износо- и коррозионной стойкостью и со значительным собственным весом.



Рисунок 1. Гидропоршневая насосная установка.

Эти недостатки не позволяют эксплуатировать штанговую скважинную насосную установку в глубоких, искривленных скважинах. Исполнительный механизм в виде поршневого насоса двойного или дифференциального действия расположен непосредственно в скважине, а силовое оборудование, сообщаемое потенциальную и кинетическую энергию рабочей жидкости — на дневной поверхности. .

В гидроприводе рабочая жидкость является энергоносителем, благодаря которому устанавливается связь между насосом и гидродвигателем. Кроме того, рабочая жидкость обеспечивает смазку подвижных частей элементов гидропривода. В качестве рабочих жидкостей в гидравлическом приводе применяют минеральные масла, водомасляные эмульсии, смеси и синтетические жидкости. Выбор типа и марки рабочей жидкости определяется назначением, степенью надежности и условиями эксплуатации гидроприводов машин.

Заключение

Таким образом проанализировав гидроприводные насосные установки я пришёл к выводу, что гидроприводные насосные агрегаты передают энергию потоком жидкости под давлением. Действие установок гидropоршневых насосов, позволяет добывать жидкость из глубоких и искривлённых скважин, когда штанговая скважинная насосная установка не позволяет этого.

Список литературы

1. Гидравлика, гидромашин и гидроприводы: Учебник для машиностроительных вузов / Т.М. Башта, С.С. Руднев, Б.Б. Некрасов и др. – 3-е изд., перераб. – М.: Машиностроение, 2012. – 423 с.
2. Ануриев В.И. Справочник конструктора-машиностроителя: В 3 т. Т.2 / Под ред. И.Н. Жестковой. – М.: Машиностроение, 2009. – 912 с.
3. Основы геологии Беларуси / Под общ. ред. А.С. Махнач, Р.Г. Гарецкого, А.В. Матвеева, Я.И. Аношко. – М.: Ин-т геол. Наук НАН Беларуси, 2004. – 469 с.