ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ
№ 8
август \\ 2010

СОДЕРЖАНИЕ:

В НОМЕРЕ \\ 4

НОВОСТИ \\ 6

АВТОМАТИЗАЦИЯ
Автоматизированная система управления и безопасности ванкорского месторождения. Принципы создания. Технические решения \\ 12
Дозирование и смешивание жидкостей в нефтегазовой отрасли \\ 18

ДОБЫЧА
К вопросу об интеллектуализации добычи нефти \\ 20
Комплекс текущих и концептуальных задач в целях обеспечения целостности штанговых колонн скважинных насосов \\ 26

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ
Стресс-коррозия на магистральных газопроводах и человеческий фактор \\ 32
Противокоррозионная защита трубопроводов в ОАО АНК «Башнефть» \\ 38

МОНИТОРИНГ ТРУБОПРОВОДОВ
Современные контрольно-измерительные пункты как элемент мониторинга коррозионного состояния подземных магистральных трубопроводов \\ 44

ПОДГОТОВКА НЕФТИ
Опыт применения деэмульгатора для подготовки нефти на морской платформе проекта «Сахалин-2» \\ 48

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ
Лабораторные исследования высокоскоростной фильтрации газа на образцах керна ачимовских отложений \\ 52

РЕМОНТ СКВАЖИН
Разработка нефильтрующейся полисахаридной жидкости глушения с высокой плотностью на водной основе \\ 56

РЕМОНТ ТРУБОПРОВОДОВ
Моделирование напряжённо-деформированного состояния трубопровода за пределами упругости \\ 62

СПЕЦТЕХНИКА
Уралвагонзавод готовит МБР для российского нефтегазового комплекса \\ 68

ТРУБЫ
Оценка служебных характеристик спиральношовных труб для магистральных газонефтепроводов методами полномасштабных испытаний \\ 70

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН
Лабораторное исследование реологических свойств нефти и графическое определение температуры точки перехода \\ 74

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ
Формирование напряженно-деформированного состояния свободного пролёта речного подводного перехода магистрального газопровода \\ 78

ВЫСТАВКИ И ФОРУМЫ
10-я Европейская Конференция по неразрушающему контролю \\ 82

Издается ЗАО «КАМЕЛОТ ПАБЛИШИНГ»
При поддержке
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Публикации в журнале учитываются ВАК при защите докторских и кандидатских диссертаций

ИЗДАТЕЛЬ
Э. Ли

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР
Аиша Гулиева

ДИРЕКТОР ПО РЕКЛАМЕ
Севиль Гаджиева

ДИРЕКТОР ПО МАРКЕТИНГУ
Евгения Вострухова

ДИРЕКТОР ПО ПРОДАЖАМ
Геннадий Бирюков

ОТДЕЛ РЕКЛАМЫ
Натали Катаева, Оксана Лунева, Эльмира Алиева, Наталья Сазонова, Ирина Романова, Альбина Новикова

ВЕРСТКА
Лев Сонин

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ
Ф.А. Агзамов, А.П. Веревкин, А.Н. Дроздов, В.Н. Ивановский, М.Л. Карнаухов, А.В. Минеев, В.Н. Протасов, В.В. Салюков, О.И. Стеклов

АДРЕС РЕДАКЦИИ
119501, РФ, г. Москва, а/я 891,
тел./факс: +7 (495) 276 0973
e-mail: info@neftegas.info
www.neftegas.info

Подписной индекс по каталогу Роспечати 36129
Заявки на подписку принимаются в редакции.
Зарегистрирован в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций. Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № 77-9738 от 27.08.2001 года.
Тираж 20 000.
Подписано в печать 14.08.2010
Рецензируемый журнал.
Мнение авторов статей не всегда отражает мнение редакции. Издательство не несет ответственности за достоверность информации, содержащейся в рекламных материалах.

Материалы, опубликованные в журнале ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ, не могут быть воспроизведены без согласия редакции.

Е.П. Масленников, заместитель генерального директора по производству;
Ю.В. Шляпников, начальник отдела по работе с механизированным фондом скважин управления добычи нефти и газа ОАО «Удмуртнефть»;
А.М. Насыров, к.т.н., заместитель генерального директора по науке ООО «Новатор»

КОМПЛЕКС ТЕКУЩИХ И КОНЦЕПТУАЛЬНЫХ ЗАДАЧ В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЦЕЛОСТНОСТИ ШТАНГОВЫХ КОЛОНН СКВАЖИННЫХ НАСОСОВ

По состоянию на 01.01.2010г. действующий фонд скважин, оборудованный скважинными штанговыми насосными установками (СШНУ) по ОАО «Удмуртнефть» составил 2805 скважин (это 73% всего фонда скважин ОАО «Удмуртнефть»). За последние три года действующий фонд СШНУ ОАО «Удмуртнефть» увеличился на 80 скважин.

За 2009г. на нефтяном фонде ОАО «Удмуртнефть» выполнено 1842 капитальных ремонта и 1666 текущих. Из указанного числа текущих ремонтов по устранению обрывов штанг выполнено 316 ремонтов, по устранению отворотов - 73 ремонта .

Стоимость одного ремонта по устранению обрыва штанг варьирует в пределах 80-220 тыс. руб. При средней стоимости одного ремонта - 143 тыс. рублей. Таким образом, затраты на 316 ремонтов по устранению обрывов штанг за 2009г. по ОАО «Удмуртнефть» составили 45 млн. рублей.

Отмечая важность и актуальность работы по обеспечению надежности эксплуатации штанговых колонн, необходимо подчеркнуть, что стоимость одной подвески новых штанг (125 штанг) сопоставима со стоимостью затрат на один ТРС по устранению обрыва штанг: стоимость подвески штанг составляет 145 тыс. руб., стоимость устранения обрыва штанг - 143 тыс. рублей. Если приплюсовать к стоимости ремонта стоимость недобора нефти во время простоя скважины, то убыток предприятия из-за обрыва одной штанги составит более 200 тыс. руб.

В целом по ОАО «Удмуртнефть» в результате проведения комплекса мероприятий обрывность штанг из года в год снижается.

Ниже приводится динамика обрывности штанговых колонн по ОАО «Удмуртнефть».

ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ЦЕЛОСТНОСТЬ КОЛОННЫ НАСОСНЫХ ШТАНГ В УСЛОВИЯХ ОАО «УДМУРТНЕФТЬ»

1. Влияние высоковязких нефтяных эмульсий на обрывность штанг.

2. Внутрискважинная деэмульсация нефти.

3. Совместный подъем пластовых жидкостей через слой водной фазы в скважине происходит с одновременным их смешением и последующим диспергированием в насосном оборудовании.

Наибольшая вязкость эмульсий наблюдается в интервале обводненности продукции 40-70%. Например, для нефти визейских отложений кривая изменения вязкости эмульсии в зависимости от содержания водной фазы (без использования деэмульгатора) может быть представлена в виде кривой 1, а с подачей деэмульгатора – в виде кривой 2, отраженных на рис. 2.

Образование в НКТ высоковязких эмульсий приводит к значительному увеличению максимальных и амплитудных нагрузок на насосные штанги из-за многократного увеличения величины гидравлического трения в жидкости. Суммарная сила гидравлического трения при ходе штанг вниз достигает ино-

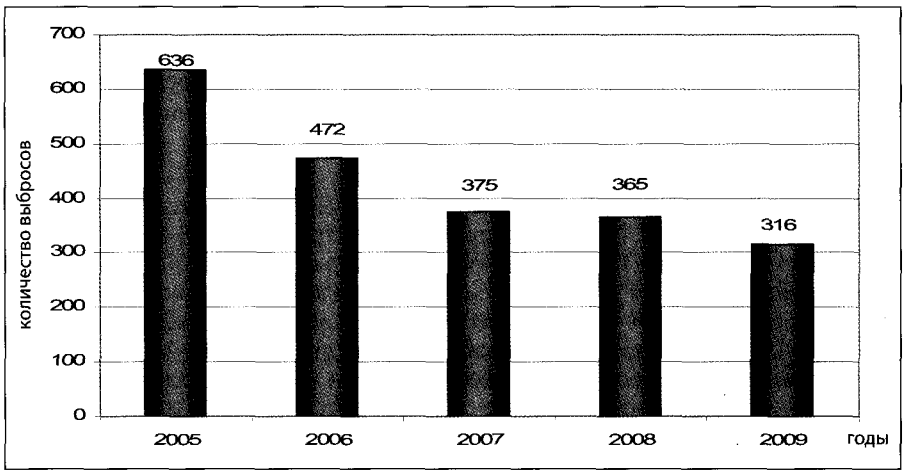


Рис.1. Динамика отказов штанговых колонн

гда величины веса штанговой колонны в жидкости. При этом при ходе штанг вниз, наблюдается снижение скорости движения штанг от скорости движения головки балансира станка–качалки. Это приводит к увеличению ударных нагрузок в точке подвески штанг в начале хода головки балансира вверх. Ударная нагрузка распространяется на всю колонну штанг, вызывая обрывы канатной подвески, обрывы и отвороты штанг.

В целях оценки возможности зависания штанг при ходе штанговой колонны вниз в условиях образования высоковязких эмульсий производится расчет интегральной силы гидравлического трения по формуле А.М. Пирвердяна - В.Ф. Силкина:

$$F=\frac{156\cdot10^{-9}\cdot(L+L_{экв})\cdot\nu\cdot\rho}{k\cdot(m-1.2743)}nS, \text{ кгс},$$

где L – глубина спуска насоса, м; $L_{экв}$ – длина штанг, эквивалентная по величине местных сопротивлений на муфтах штанг, м; $L_{экв}$= 3,9 nм, где $n_м$ – количество муфт в штанговой колонне; ν – кинематическая вязкость жидкости в НКТ, мм²/сек (определяется по пробам, взятым на устье, при температуре на устье скважины); ρ - плотность жидкости, кг/м³; k- поправочный коэффициент на искривление скважины (при наклоне < 20 градусов к=1 и при наклоне > 20 градусов к = 0,96); m-отношение внутреннего диаметра НКТ к диаметру штанг; n – число качаний СК в минуту; S- длина хода полированного штока, м.

В целях предотвращения образования в НКТ высоковязких эмульсий ОАО «Удмуртнефть» выполняются следующие мероприятия:

• подача электроприводными дозаторами деэмульгатора в затрубное пространство 138 скважин;

• периодическая подача в затрубное пространство скважин деэмульгатора и его растворов вручную или насосными агрегатами (в 921 скважину);

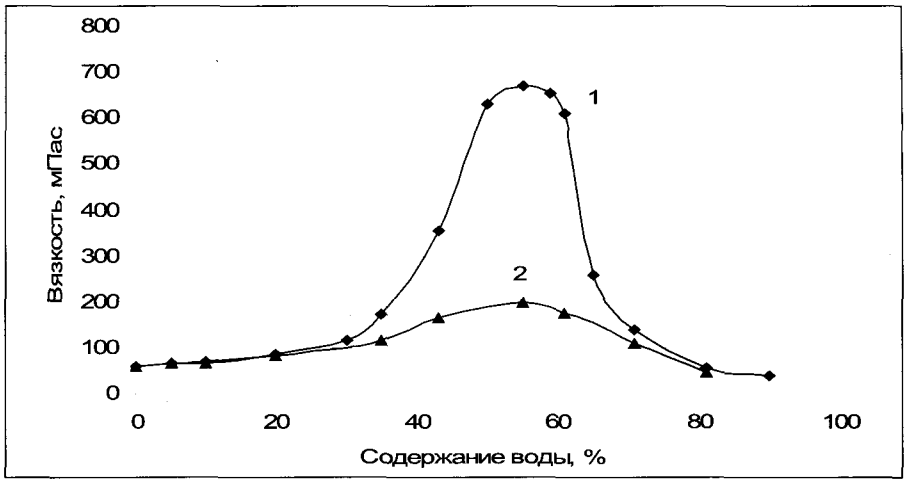


Рис. 2 Кривая изменения вязкости эмульсии:
1- без подачи деэмульгатора; 2- с подачей деэмульгатора

• разовое удаление эмульсии из НКТ производится также горячей промывкой или промывкой водным раствором деэмульгатора.

Для снижения силы гидравлического трения насосных штанг при добыче высоковязких нефтей применяются также увеличенные диаметры НКТ. В настоящее время в этих целях 61 СШНУ обеспечены НКТ диаметром 89 мм (вместо 73мм).

2. ВЛИЯНИЕ КОРРОЗИИ НА ОБРЫВНОСТЬ ШТАНГ

Месторождения ОАО «Удмуртнефть» относятся к объектам с сильноагрессивной добываемой жидкостью (см. таблицу 1), в связи с чем значительная часть отказов скважинного оборудования происходит из-за коррозии. По данным актов расследования отказов за 2009 год, 75 обрывов из 316 , то есть 24%, произошли по причине коррозии штанг.

Наиболее коррозионно-активными являются сероводородсодержащие воды. Увеличение обводненности способствует возрастанию скорости сероводородной коррозии. Характерной особенностью электрохимической коррозии углеродистых сталей в водных растворах сероводорода является образование на поверхности металла черного налета продукта коррозии - сульфида железа. Последний, являясь катодом по отношению к стали, образует с ним микрогальваническую пару. Это вызывает дополнительную активизацию электрохимического процесса разрушения металла штанг.

ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ НАСОСНЫХ ШТАНГ ОТ КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ

• Самым распространенным методом защиты скважинного оборудования, в том числе и штанг, от коррозии является подача ингибитора на прием насоса следующим способом:

- периодическая подача в затрубное пространство скважины;
- постоянная подача с помощью дозировочных насосов;
- постоянная подача с помощью поднасосных контейнеров.

• Протекторная защита с помощью закрепленных ниже насоса протекторов является одним из возможных методов защиты скважинного оборудования от коррозии. Промысловые испытания показали положительный результат.

Таблица 1 Химическая активность добываемой пластовой жидкости

Скорость коррозии (гравиметрия), мм/год	0,1-0,5	0,043	0,01 -0,025
Бактерии СВБ, кл./мл Планктонные	10^4	0-10^4	10-10^2
H2S,мг/л	70,5 – 264,0	43-227	10-20
Кислород в водоводах сточных вод, мг/л	До 1,0	0,65	<0,025

• Применение неметаллических (в частности стеклопластиковых) штанг в условиях высококоррозионной среды при обводненности продукции 75 % и выше (концептуально).
• Применение штанг из коррозионно - устойчивых сортов сталей.
Например, для приведенных напряжений (до 118 Н/мм^2) опытным путем нами получены результаты эффективного применения для высококоррозионных сред с присутствием сероводорода до 6% штанг из марки стали 15Н3МА (нормализованные).
• Метод катодной защиты скважинного оборудования не нашел применения на промыслах.

ВЛИЯНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (АСПО) НА ОБРЫВНОСТЬ ШТАНГ

АСПО - одно из основных осложнений, отрицательно влияющих непосредственно на работоспособность насосных штанг. При запарафинивании НКТ и штанг повышаются максимальные и амплитудные нагрузки на штанги, а минимальные нагрузки при ходе вниз могут достигать нулевого уровня, т.е. штанги могут зависать. В сочетании с остальными осложняющими факторами АСПО приводят к резкому сокращению срока службы и повышению обрывности штанг, если не применять высокоэффективные методы предупреждения.
На всех месторождениях ОАО «Удмуртнефть» на всех стадиях обводненности продукции на скважинах, оборудованных СШНУ, имеется необходимость борьбы с АСПО.
Методы и способы борьбы с АСПО изложены в специальных регламентах, поэтому в данной работе только перечисляются основные методы борьбы с АСПО. К ним относятся:
• тепловые (горячие и термохимические обработки лифтов, электронагреватели);
• химические (применение ингибиторов АСПО и растворителей);
• применение штанговых скребков;
• комбинированные (сочетание различных методов);
• подбор режима и способа эксплуатации.
Механические методы: пластинчатые и полиамидные скребки на штангах на месторождениях с высоковязкой нефтью – не рекомендуются к применению при обводненности продукции скважины до 80%, поскольку скребки создают в среде высоковязкой нефти большие гидравлические сопротивления, приводящие к зависанию штанг.

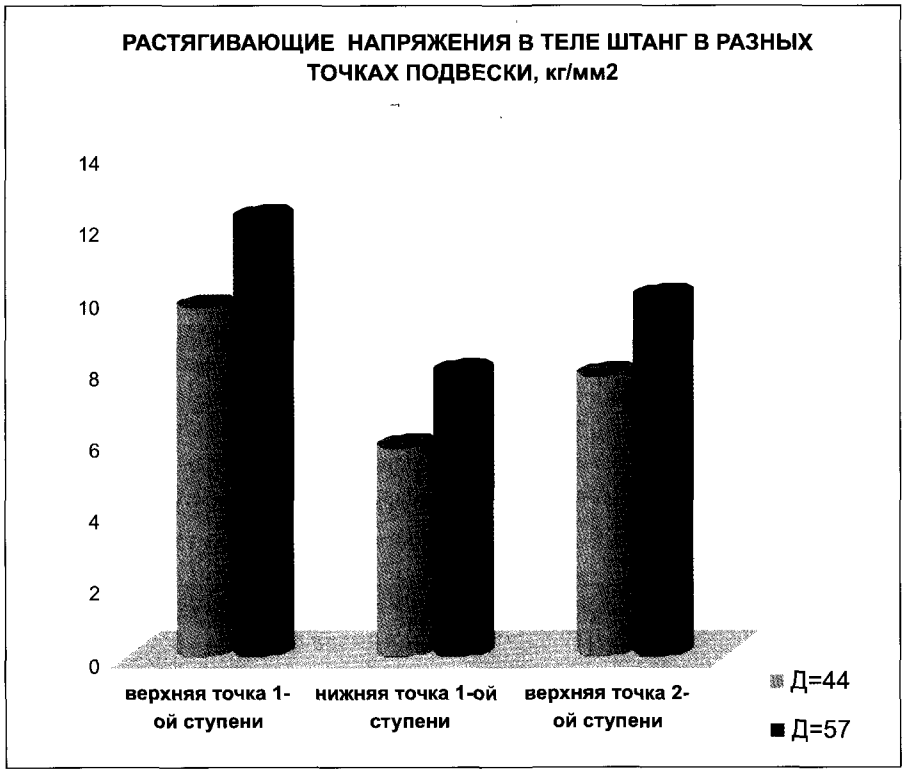


Рис. 3. Напряжения в теле штанг в различных точках колонны для разных диаметров насосов
Через 2,5-3 года работы рекомендуется поменять местоположение штанг в подвеске (ротация штанг)

ВЛИЯНИЕ ДИАМЕТРА НАСОСА И ЧИСЛА КАЧАНИЙ НА ОБРЫВНОСТЬ ШТАНГ

По данным актов расследования отказов в 2009г., из 316 обрывов штанг 271 обрыв произошел по телу штанги, в том числе 67 из-за больших нагрузок. Всего с нагрузками более 5 тонн работает свыше 25% скважин, что с учетом циклического характера приложенных нагрузок составляет зону повышенного риска обрывности.
Приведенные напряжения на верхние штанги рассчитываются по известной формуле:

$$\sigma пр = \sqrt{\sigma max \cdot \sigma a},$$

где σа - амплитудные напряжения на штангах; σпр - приведенное напряжение; σmax - максимальное напряжение на штангах.

$$\sigma a = \frac{\sigma max \cdot \sigma min}{2}.$$

Для примера, при максимальной нагрузке 5 тонн, амплитудной нагрузке 2,5 тонны приведенные напряжения на штангах составят 71 Н/мм^2. Это напряжение для штанг из нормализованных сталей марки 40 и 20Н2М является близким к допускаемому приведенному напряжению. Таким образом, на указанном выше фонде необходимо принять меры по снижению нагрузок на колонну штанг или, если это невозможно, заменить штанги на более прочные.
Одним из возможных путей снижения нагрузок является замена насоса диаметром 57мм на диаметр 44мм без снижения добычи нефти.
Например, в НГДУ «Воткинск» такие возможности имеются. Из 173 скважин, имеющих диаметр насоса 57 мм, на 135 скважинах длина хода полированного штока - 2,5 м и менее, т.е. имеется резерв в увеличении длины хода и, соответственно, возможность замены насоса на меньший диаметр. При замене насосов диаметром 57 мм на диаметр 44 мм достигается снижение напряжения в штангах до 25%.
Ниже приводится диаграмма напряжений в теле штанг в зависимости от ме-

стоположения в штанговой колонне для насосов 57 и 44 мм. Из диаграммы следует вывод, что с изменением местоположения штанг в колонне можно достичь равномерного износа и значительного увеличения срока их службы.

При повышенных числах качаний станка-качалки увеличиваются силы гидравлического трения штанг в НКТ. В условиях образования в НКТ высоковязких эмульсий с вязкостью 1000 мПа·с и более силы гидравлического трения могут достигать нескольких тонн, до зависания штанг при ходе вниз. В таких случаях резко увеличиваются амплитудные нагрузки, повышая риск преждевременного обрыва штанг.

В целях недопущения этого применяют химические способы снижения вязкости эмульсии, применяют увеличенного диаметра НКТ и снижают число качаний.

ОРГАНИЗАЦИЯ ВХОДНОГО КОНТРОЛЯ ПОСТУПАЮЩИХ С ЗАВОДОВ ИЗГОТОВИТЕЛЕЙ ШТАНГ. УЛЬТРАЗВУКОВАЯ ДЕФЕКТОСКОПИЯ ШТАНГ

При анализе обрывности насосных штанг в 2003 - 2005гг. обнаружилась высокая обрывность новых штанг в течение первых двух лет работы, из-за чего ОАО «Удмуртнефть» организовало ультразвуковую дефектоскопию штанг. В начальный момент доля брака в заводской продукции доходила до 8%, потом снизилась. Вся забракованная продукция была возвращена заводу. Так, новые штанги диаметром 19мм Мотовилихинского завода имели следующий объем брака:

2007г - 3%; 2008г - 0.5%; 2009г - 1.0%.

Ремонтные штанги Очерского завода имели более высокую долю брака:

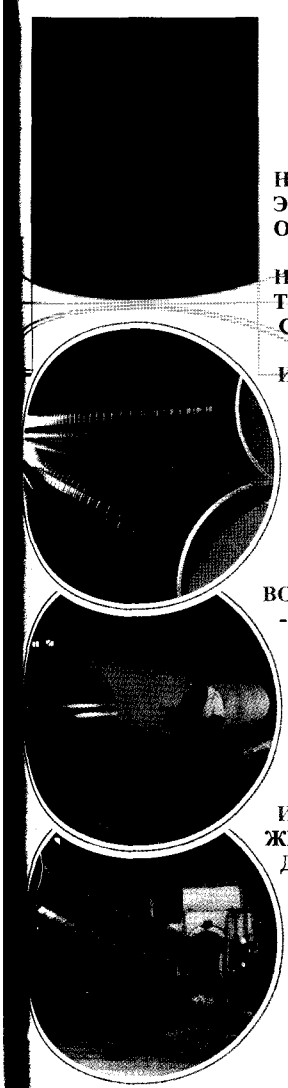
2007г - 6,8%; 2008г - 0,8%; 2009г - 0.8%.

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ТЕЛЕМЕТРИЯ СКВАЖИН – ОДИН ИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ЭФФЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ ОБРЫВНОСТИ НАСОСНЫХ ШТАНГ

По статистическим данным 5 - 8% обрывов происходит из-за заклинивания плунжера насоса, еще 25% - из-за больших нагрузок на штанги. Гарантированное устранение возможности таких обрывов можно достичь только автоматизацией скважин, поскольку объемом автоматизации СШНУ предусматривается отключение от перегруза местной автоматикой. Кроме того, предусмотрены дистанционная передача данных и сигнализация перегруза диспетчеру ЦДНГ.

Элементы автоматизации, контроллеры и модемные аппараты работают достаточно четко и надежно на 210 скважинах ОАО «Удмуртнефть», оборудованных СШНУ. Автоматическое динамометрирование работы СШНУ позволяет не только защищать оборудование от перегруза, но и от минимальных нагрузок, зависания штанг, заклинивания плунжера, кроме того, в режиме реального времени информировать диспетчерскую службу о нештатных ситуациях работы СШНУ. Все это дает возможность своевременно реагировать на осложнения, проводить технологические обработки, тем самым сохранять целостность штанговых колонн и станка-качалки.

Предлагается в первую очередь автоматизировать СШНУ, оборудованные насосами диаметром 57мм, где номинальная нагрузка достигает 5 и более тонн.



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

КОПЕЙСКИЙ ЗАВОД ИЗОЛЯЦИИ ТРУБ

НАНЕСЕНИЕ АНТИКОРРОЗИОННЫХ ПОКРЫТИЙ (ДВУХ- И ТРЁХСЛОЙНЫХ) НА ОСНОВЕ ЭКСТРУДИРОВАННОГО ПОЛИЭТИЛЕНА НА НАРУЖНУЮ ПОВЕРХНОСТЬ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДИАМЕТРОМ ОТ 159 ДО 1420ММ.

НАНЕСЕНИЕ ЛАКОКРАСОЧНЫХ ПОКРЫТИЙ НА НАРУЖНУЮ И ВНУТРЕННЮЮ ПОВЕРХНОСТЬ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДИАМЕТРОМ ОТ 159 ДО 1420ММ. ДЛЯ ПОДЗЕМНЫХ И НАЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В СООТВЕТСТВИИ С ПРОЕКТОМ ИЛИ ТРЕБОВАНИЯМИ ЗАКАЗЧИКА.

ИЗГОТОВЛЕНИЕ ГНУТЫХ ОТВОДОВ МЕТОДОМ ХОЛОДНОГО ГНУТЬЯ ИЗ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДИАМЕТРОМ ОТ 219 ДО 1420ММ

ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ ТРУБ В СОБСТВЕННОЙ ЛАБОРАТОРИИ ПУТЕМ ПРОВЕДЕНИЯ:
- НЕРАЗРУШАЮЩЕГО УЗК И РЕНТГЕНОГРАФИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ И ПРОКАТА;
- СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА МЕТАЛЛА;
- МЕХАНИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ;
- ГИДРОИСПЫТАНИЙ ТРУБ ДИАМЕТРОМ 720 И 1020 ММ.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ТРУБ ВКЛЮЧАЕТ В СЕБЯ:
- ОЧИСТКА ОТ НАРУЖНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ТРУБ Б/У ГИДРОКЛИНЕРОМ;
- ВНУТРЕННЯЯ ОЧИСТКА ТРУБ Б/У;
- ВИЗУАЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ;
- МЕХАНИЧЕСКАЯ И ОГНЕВАЯ ТОРЦОВКА КОНЦОВ ТРУБ;
- РЕМОНТ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ;
- НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ;
- ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА И МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ.

ИЗГОТОВЛЕНИЕ СВАЙ ИЗ ТРУБЫ ДИАМЕТРОМ 159-1420 ММ, ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЖИЛЫХ И НЕЖИЛЫХ ПОМЕЩЕНИЙ, ДОРОЖНЫХ И ПОРТОВЫХ СООРУЖЕНИЙ, А ТАКЖЕ В КАЧЕСТВЕ ОПОР ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, КАК В ГРУНТЕ, ТАК И В ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЕ С ПОГРУЖЕНИЕМ В ВОДУ.

ВСЯ ПРОДУКЦИЯ ООО «КОПЕЙСКИЙ ЗАВОД ИЗОЛЯЦИИ ТРУБ» СЕРТИФИЦИРОВАНА В СООТВЕТСТВИИ С ГОСТ Р ИСО 9001-2001 И СТО ГАЗПРОМ 9001-2001. ПРЕДПРИЯТИЕ ИМЕЕТ СЕРТИФИКАТ «ТРАНССЕРТ». ПРОИЗВОДСТВО НА ООО «КОПЕЙСКИЙ ЗАВОД ИЗОЛЯЦИИ ТРУБ» ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ НА ОСНОВАНИИ ТУ, СОГЛАСОВАННЫХ ОАО «ВНИИСТ» И ООО «ВНИИГАЗ».

ЧЕЛЯБИНСКАЯ ОБЛ., Г. КОПЕЙСК, УЛ. МЕЧНИКОВА, 1
ТЕЛЕФОН/ФАКС: (35139) 20-981, (35139) 20-982
E-MAIL: KZIT@KZIT.RU WWW.KZIT.RU

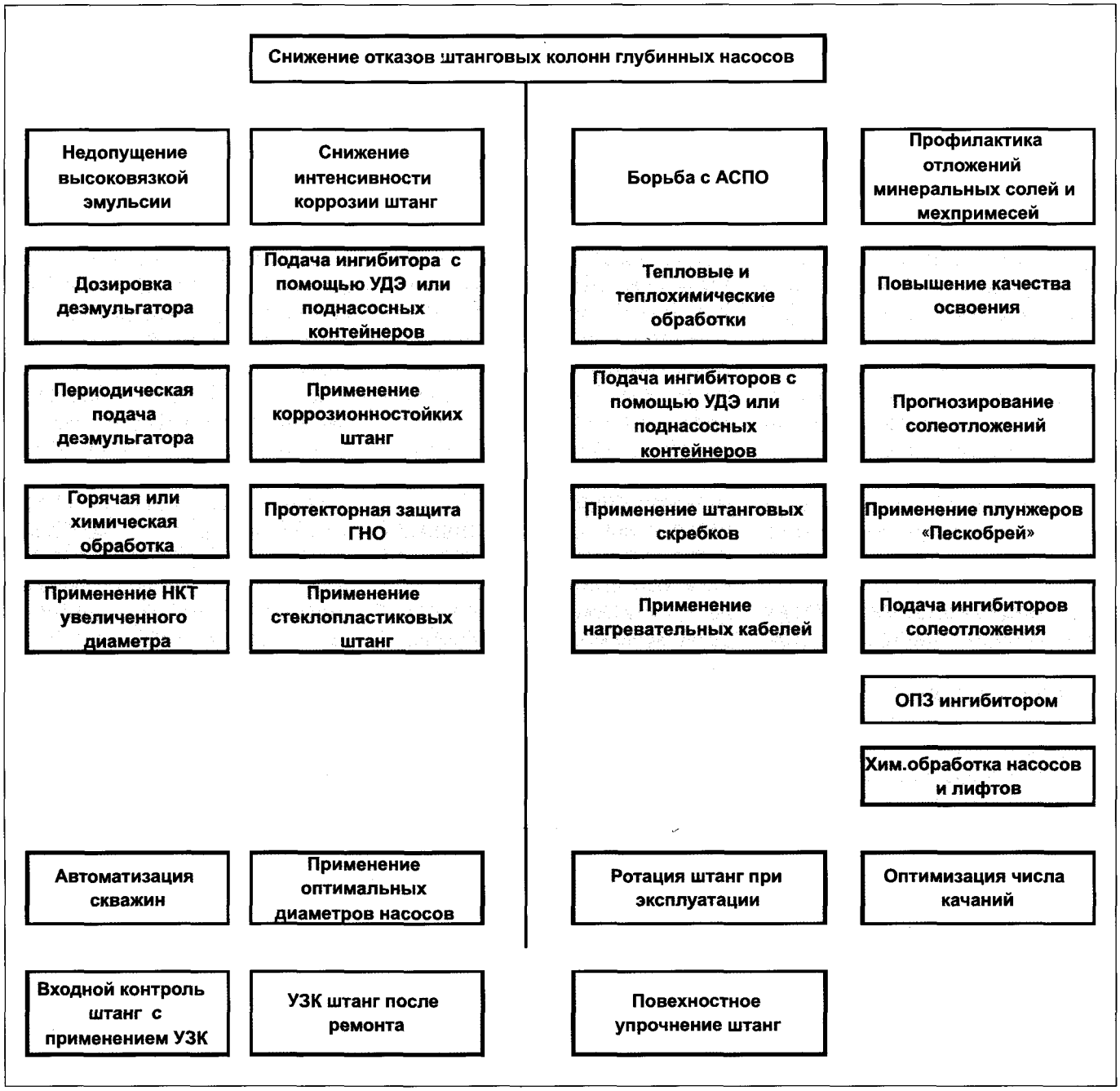


Рис.4. Дерево целей обеспечения целостности штанговых колонн СШНУ

Автоматизация скважин не предполагает отмену других профилактических мероприятий от обрывности штанговых колонн.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ ШТАНГ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «УДМУРТНЕФТЬ»

Как было указано выше, по данным расследования отказов скважин, 24 % обрывов штанг произошли по причине коррозии тела штанги. На 50% фонда СШНУ имеются условия для интенсивной коррозии оборудования СШНУ и штанг. В этих условиях ингибиторная защита не обеспечивает гарантированную защиту штанг от коррозии, в связи с чем применение неметаллических штанговых колонн было бы оптимальным решением проблемы коррозионной обрывности штанг.

В ОАО «Удмуртнефть» запланировано промышленное испытание стеклопластиковых штанг в 2010 году. До этого в ОАО «Удмуртнефть» такие штанги никогда не применялись, хотя в стране выпускаются давно и имеется ГОСТ 51161-2002, где приведены стандарты и на стеклопластиковые штанги.

Преимущества применения стеклопластиковых штанг перед стальными заключаются не только в коррозионной устойчивости. По литературным источникам стеклопластиковые штанги имеют также и другие преимущества:

- масса стеклопластиковой подвески штанг меньше соответствующей стальной колонны штанг в 4-4,3 раза, что снижает электропотребление на добычу жидкости на 15-20%;
- увеличение циклического ресурса в 5-6 раз;
- уменьшение отложений АСПО и солей, что увеличивает межоперационный период работы скважины.

Однако по ряду причин применение стеклопластиковых штанг ограниче-

но. Это, в первую очередь, вязкость добываемой жидкости. Из-за значительных сил гидравлического трения при высоковязкой жидкости в НКТ очень высока вероятность зависания штанг из стеклопластика при ходе плунжера вниз из-за небольшой массы колонны штанг (600-800кг).

По формуле А.М. Пирвердяна - В.Ф. Силкина можем найти величину максимальной вязкости добываемой жидкости в НКТ, при которой стеклопластиковые штанги могут работать без зависания:

$v=F*k(m-1,2743)/156*10^{-9}(L+L_{экв})*$
$*\rho*n*S$, мм^2/сек.

Подставляем в формулу следующие значения:

F - вес штанг, диаметр 19 и 22 мм поровну по 60 шт.

Тогда

F = 4,44х60+5,61х60=603 кг.;

n=6 кач/мин; S = 2,5 м; ρ = 950 кг/м^3;

L = 1000м; $L_{экв}$=468м.

После вычислений получаем, что вязкость жидкости в НКТ, при котором стеклопластиковые штанги начинают зависать, равна 280 мм^2/сек. Это относительно небольшая величина, которая обеспечивается на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» на коррозионноактивных скважинах при обводненности продукции более 80%.

В целях системной работы в области снижения отказов штанговых колонн СШНУ, соответственно, снижения затрат на эксплуатацию скважин требуется комплексная и целенаправленная работа предприятия по многим направлениям. Упрощенное дерево целей по обеспечению механической целостности штанговых колонн СШНУ представлено на рисунке 4.

ВЫВОДЫ:

1. Для предупреждения образования высоковязких эмульсий в НКТ необходимо применять деэмульгаторы, совместимые с ингибитором коррозии, и подавать их одновременно на прием насоса или использовать комплексные реагенты, обладающие свойствами деэмульгатора и ингибитора коррозии.

2. В скважинах с наиболее высокой скоростью коррозии скважинного оборудования рекомендуется применять протекторную защиту и штанги марки 15Н3МА нормализованные. На скважинах с обводненностью продукции более 80% необходимо проводить промышленные испытания стеклопластиковых штанг с целью снижения обрывности штанг и энергопотребления СШНУ.

3. В целях более равномерного износа штанг предлагается проводить ротацию штанг после отработки 10-12 млн. циклов.

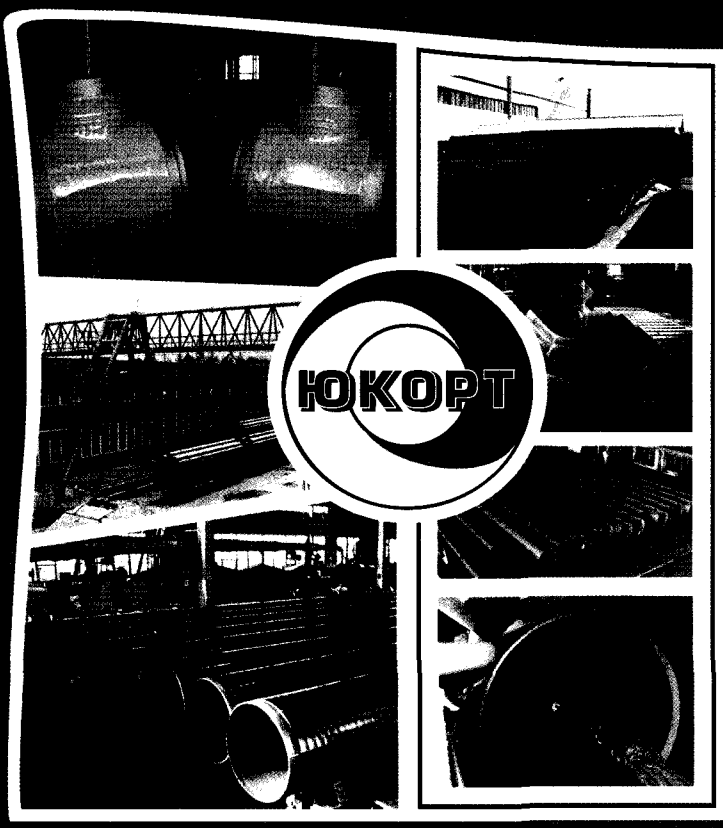
4. В целях недопущения спуска в скважину заводского брака необходимо проводить входной контроль штанг в полном объеме согласно стандарту ГОСТ Р 51161-2002, а также проводить УЗК новых и ремонтных штанг.

5. В целях обеспечения целостности насосных штанг и всего оборудования СШНУ необходимо выполнить постадийную телеметрию и автоматизацию скважин, в первую очередь, скважин, оборудованных насосами 57мм с нагрузкой на полированный шток 5 тонн и более.

6. В скважинах с высокой вязкостью нефти не рекомендуется использовать штанговые скребки из-за резкого увеличения гидравлического сопротивления трения и увеличения амплитудных нагрузок на насосные штанги.

СТАЛЬНЫХ ТРУБ

ИЗОЛЯЦИЯ



ООО «ЮКОРТ» ОКАЗЫВАЕТ СЛЕДУЮЩИЕ ВИДЫ УСЛУГ:

- Нанесение внутреннего антикоррозионного покрытия на основе высоковязких материалов на трубы диаметром 114-720 мм;
- Нанесение наружного двух- и трёхслойного антикоррозионного покрытия на основе экструдированного полиэтилена на трубы диаметром 89-720 мм;
- Изготовление отводов холодного гнутья диаметром от 114 до 530 мм с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием.
- Изготовление гнутых отводов с нагревом ТВЧ диаметром от 89 до 426 мм.
- Изготовление и антикоррозионная изоляция фасонных деталей трубопроводов, сварных узлов.
- Ревизия, гидроиспытание, антикоррозионная изоляция запорной арматуры Ду 50-800 мм.

Прием трубы и отгрузка готовой продукции может осуществляться по железной дороге или автотранспортом.

Продукция ООО «ЮКОРТ» сертифицирована в системе добровольной сертификации ГОСТ Р.

Система менеджмента качества ООО «ЮКОРТ» в 2009 г. сертифицирована в ЗАО «Бюро Веритас Сертификейшн Русь» на соответствие требованиям стандартов ISO 9001:2008 и ГОСТ Р ИСО 9001-2008.

ООО «ЮКОРТ». Почтовый адрес: 628309, РФ, ХМАО - Югра, г. Нефтеюганск, 6 мкр., д. 28

+7 (3463) 23-05-17 +7 (3463) 25-15-24 yucort@rnservice.ru www.yucort.ru