

Заказ, разработка, изготовление оборудования верхнего заканчивания скважин по стандартам.

Фарит Хамидов. Занимался комплексами подземного оборудования более 40 лет, постоянно пополняя свои знания из опыта зарубежных компаний, своего личного опыта работы с КПО на ОНГКМ, АГКМ, БНГКМ, ЧНГКМ, УНГКМ. На АГКМ с 1984 г. заканчивал первые скважины на месторождении. Для БНГКМ в 2007 г. доказал необходимость внесения изменений в ТТ на КПО и в декабре 2009 г. закончил первую скважину. В 2016 году предложил изменить конструкцию пакера с целью увеличения проходного диаметра по пакеру и подпакерному ниппелю. С 2017г. принимал участие в корректировке конструкций подземного оборудования для ЧНГКМ. В 2020 году предложил ГПД Ноябрьск новую схему заканчивания скважин с подачей метанола на забой.

Аннотация.

Комплексы подземного оборудования (КПО) верхнего заканчивания скважин являются связующим звеном между коллектором и устьевым оборудованием для добычи. Важное значение КПО имеет с точки зрения долговременной безопасности эксплуатации скважин, надежной защиты эксплуатационной колонны и наземной инфраструктуры.

Роль проектировщика схемы заканчивания заключается в том, чтобы в пробуренной скважине создать эффективный добычной или нагнетательный канал. Производители оборудования должны предоставить Заказчику комплексы, отвечающие требованиям заказчика, показывающие надежность и эффективность, простоту установки и безопасность эксплуатации.

Однако некоторые инженеры и конструкторы вновь вовлеченных отечественных предприятий мало знакомы с основами строительства и заканчивания скважин. Многие специалисты заводов-производителей и специалисты Заказчиков не знают отечественных стандартов по видам оборудования.

Разработка и производство оборудования, не отвечающего требованиям стандартов приводят к последующим непредвиденным и вынужденным расходам добывающих компаний при эксплуатации и ремонте скважин.

Введение.

Комплексы подземного оборудования заканчивания скважин являются связующим звеном между коллектором и устьевым оборудованием для добычи. Роль проектировщика заканчивания заключается в том, чтобы в пробуренной скважине создать эффективный добычной или нагнетательный канал. Это не означает, что в комплекте всегда есть колонна насосно-компрессорных труб, фонтанная арматура или любое другое оборудование. В некоторых случаях может быть возможна добыча из открытого ствола по обсадной колонне. Однако по мере того, как начинают осваивать более сложные и враждебные месторождения с большими глубинами, высокими давлениями и температурой, агрессивной коррозионной средой, проблемы нарастают и заканчивание скважин становится все более сложным¹.

Есть несколько ключевых моментов в разработке успешной системы заканчивания и в выборе компонентов, которые пригодны как для скважинной среды, так и режимов эксплуатации. Необходимо учитывать различные режимы, при которых оборудование заканчивания должно работать и эффекты изменения температуры или перепада давления, которые будут влиять на колонны насосно-компрессорных труб и пакеры. В конечном счете, система должна быть эффективной и экономически выгодной для достижения производственных и финансовых целей. Ключевым фактором в конструкции заканчивания скважин является производительность скважины.

С недавних пор по известным причинам разработкой и производством КПО занялись ряд отечественных компаний. Однако инженеры и конструкторы вновь вовлеченных предприятий крайне ограничено знакомы с основами строительства и заканчивания скважин, базовыми элементами КПО, их разнообразием и новейшими моделями, отраслевыми стандартами по видам оборудования. Они

создают не совсем качественное оборудование заканчивания, а это приводит к дополнительным затратам на устранение возникающих осложнений и упущенной выгоде при простое скважин.

Чтобы ускорить импортозамещение Заказчик поделился с производителями образцами импортного КПО. Но Заказчик не позаботился преподать конструкторам и инженерам хотя бы основы нефтегазодобывающего дела. Уже доставив опытные образцы оборудования на месторождение для спуска и установки в скважине, оказалось, что главный конструктор одного предприятия даже не предполагал, что на трубном клапане-отсекателе висит колонна НКТ весом более 20 тонн. Двое суток они удивлялись тому, что при гидравлических испытаниях в цехе трубный клапан-отсекатель успешно держал давление, а на устье скважины в подвешенном состоянии пропускал по корпусу. Позднее другой главный конструктор создал элемент КПО по принципу действия не совместимый со скважиной. Он собирался активировать клапан установки пакера созданием давления в затрубе, сообщаемом как с пластом, так и с внутренней полостью колонны НКТ через башмак. Естественно ни о каком наборе давления в затрубе не могло быть и речи.

Многие специалисты заводов-производителей и специалисты Заказчиков не знают отечественных стандартов по видам оборудования: пакерам, клапанам-отсекателям, газлифтным мандрелям и клапанам, оборудованию контроля потока (посадочные ниппели, замки, клапаны и пробки) и др. А если и знакомы со стандартами, то не умеют или не хотят ими пользоваться. Это видно по существующим Техническим требованиям на подземное оборудование для эксплуатационных скважин.

Вновь вовлеченные люди без базовых знаний по нефтегазодобывающей промышленности стали вводить в обиход новые термины, понятия, придумывать что-то своё, иногда противоречащее принятым мировым стандартам и практикам.

В основном все комплексы подземного оборудования газовых скважин на различных месторождениях ПАО Газпром по составу ничем не отличаются. Как правило в комплекс входят пакер, клапан-отсекатель, циркуляционный клапан(ы), клапан закачки ингибитора, компенсатор температурных расширений колонны НКТ, разъединитель колонны, посадочные ниппели с соответствующими аксессуарами.

Не зная основ заканчивания, принципов работы оборудования, не понимая, что некоторые элементы комплексов заканчивания имеют двойное назначение, специалисты как Заказчика, так и Изготовителя оборудования приняли решение применять на скважинах ЧНГКМ разъединитель колонны НКТ байонетного типа, т.е. разъединяющегося поворотом колонны НКТ. Особенностью чаяндинских скважин является то, что пакер, разъединитель колонны, а на некоторых скважинах и датчики Р и Т располагаются в горизонтальной части ствола скважины. До датчиков вдоль колонны НКТ проложен кабель в стальной трубке диаметром 6,35 мм, прикрепленной к муфтам НКТ хомутами. Помимо кабеля вдоль НКТ спускаются еще две трубки: одна диаметром 6,35 мм для управления клапаном-отсекателем и другая диаметром 9 мм для подачи ингибитора. Для отсоединения колонны НКТ от пакера овершот разъединителя должен провернуться на $\frac{1}{4}$ оборота, специалисты знают, чтобы сделать четверть оборота даже в вертикальной части ствола на глубине 1900 метров на устье нужно сделать намного больше оборотов колонны НКТ вместе с трубками. Поэтому специалисты даже не берутся за применение разъединителей байонетного типа в наклонных скважинах. Учитывая, что колонна НКТ с некоторой глубины лежит на стенке эксплуатационной колонны, то при вращении НКТ велика вероятность, что малые трубки повредятся и порвутся, протекторы может сорвать с трубы и прочее. Посмотрите на фото, какие последствия бывают в таких случаях.



С таким сальником из трубок вокруг НКТ можно вообще трубы не извлечь из скважины.

Чтобы не крутить колонну НКТ для освобождения от пакера нужно применять в таких скважинных условиях температурный компенсатор - он же разъединитель колонны, ведь некоторые модели такого узла имеют два назначения – компенсация изменения длины колонны НКТ, оставаясь при этом герметичным, и полное отсоединение от пакера колонны НКТ. Разъединение колонны происходит без вращения НКТ, простым вытягиванием колонны труб.

Кстати некий вариант такой конструкции узла предлагался заводом-изготовителем, но представители Заказчика восприняли его как компенсатор, а в технических требованиях такого оборудования прописано не было и было принято ошибочное решение применить разъединитель байонетного типа, который одним из производителей был еще и усугублен «левым отворотом» при правосторонней резьбе соединений НКТ.

Совместными усилиями представителей заказчика и производителя был синтезирован новый продукт, который должен был объединить в себе качества допускного патрубка и расходной муфты. Всё это было сделано ради мнимой экономии, а идея возникла при полном отсутствии знаний элементов оборудования заканчивания скважин.

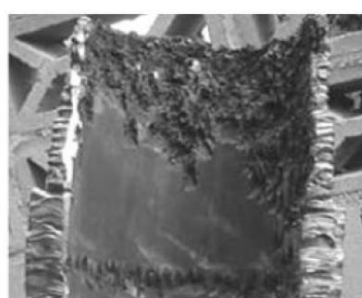
На западе выпускаются толковые словари для нефтегазовой промышленности в которых даются названия оборудования, определения, краткое описание и применение. Такие словари помогают новичкам освоить хотя бы термины и что за тем или иным термином стоит.

По определению допускной патрубков это просто короткая версия насосно-компрессорной трубы. Допускные патрубки привинчиваются с соблюдением моментов сверху и снизу к элементам КПО и сборки опресовываются. Такие сборки удобно перевозить на скважину, они облегчают свинчивание и спуск колонны НКТ с КПО. В большинстве случаев наружные диаметры присоединительных концов элементов подземного оборудования отличаются от Н.Д. труб и установить на них челюсти гидравлического ключа не представляется возможным.

Расходные муфты обычно имеют наружный диаметр равный Н.Д. муфты труб и внутренний диаметр равный В.Д. труб вместе с которыми они спускаются. Они спускаются выше и ниже посадочных ниппелей, циркуляционных клапанов, клапанов-отсекателей, переводников, где из-за изменения внутреннего диаметра, предполагается возникновение турбулентности потока скважинного флюида с высокой эрозионной скоростью и может привести к повреждению труб колонны НКТ.



коррозия/эрозия



коррозия/эрозия в расходной муфте

Расходные муфты не останавливают эрозию и коррозию, однако, из-за большей толщины стенки, может быть продлена жизнь скважины потому, что больше материала должно быть потеряно при эрозии, прежде чем произойдет отказ расходной муфты, чем в случае применения простых труб в колонне НКТ. Расходные муфты рекомендуются, когда в скважине должно быть установлено на постоянной основе устройство управления потоком (т.е. предохранительный клапан или забойный штуцер). Некоторые компании-производители применяют материалы и технологии по упрочнению внутренней поверхности расходных муфт.

Бесполезный и даже в некоторой степени вредный продукт, представлял собой синтезированный патрубок с В.Д. меньше на 1-2 мм, и Н.Д. больше на 1-2 мм, чем стандартная НКТ. Больше увеличить Н.Д. не могли потому, что челюсти гидравлического ключа не обхватят тело патрубка, а уменьшить В.Д. не позволяют размеры элементов КПО, расположенных вниз по колонне НКТ. Намного увеличить толщину стенки не получилось, значит и эрозию выдержать долго не получится.

Специалистам Заказчика и Производителя следует изучать обширную материальную часть довольно крупного раздела строительства скважин – заканчивания скважин. А нелепые попытки сэкономить на чем-то ведут, по моим наблюдениям, только к последующим вынужденным и непредвиденным расходам.

Далее, в основной части рассмотрим, имеющие первостепенное значение, элементы комплексов подземного оборудования, начиная с общепринятых определений, описания основных типов, функций. Разберем кратко действия заказчика и производителя в ходе заказа оборудования, опираясь на действующие государственные стандарты. Рассмотрим методы контроля качества подземного оборудования и соответствия требованиям заказчика.

Основная часть.

Прежде, чем приступим к элементам КПО, вспомним, что комплексы подземного оборудования заканчивания скважин являются связующим звеном между коллектором и устьевым оборудованием для добычи. Это звено частично или полностью находится внутри эксплуатационной колонны, которая имеет свои геометрические параметры и механические свойства. Геометрические параметры влияют на выбор размеров оборудования заканчивания. При выборе размеров элементов подземного оборудования, спускаемого на колонне НКТ, размеров посадочных ниппелей и проходных диаметров пакеров и клапанов, инженеры пользуются значениями диаметров оправки-шаблона, а не номинальным внутренним диаметром труб. Диаметр оправки-шаблона (drift) - это внутренний проходной диаметр, который производитель труб гарантирует в соответствии со спецификациями. Номинальный внутренний диаметр не совпадает с диаметром шаблона, но всегда немного больше. Это в равной степени касается как обсадных труб, так и насосно-компрессорных. Механические свойства обсадных труб влияют на выбор конструкции пакера. Как правило пакеры рекомендуются устанавливать в местах с хорошим цементным камнем за колонной. Но разработаны пакеры, которые могут устанавливаться и выполнять свои функции в не зацементированных колоннах.

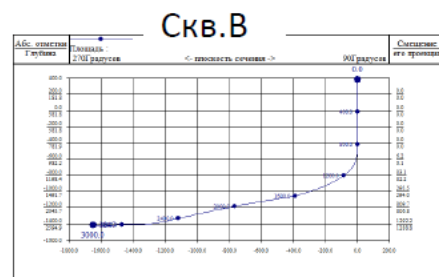
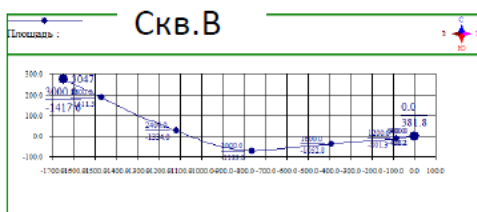
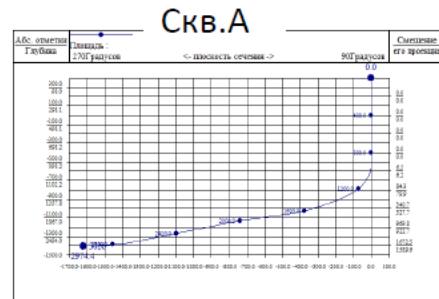
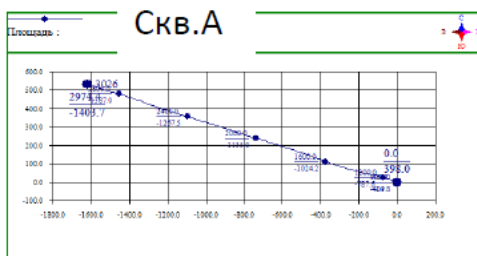
Конструкторам подземного оборудования, особенно пакеров, следует знать, что существуют несколько значений внутреннего диаметра обсадных труб: минимальный В.Д., номинальный В.Д., равный Н.Д. - 2 x толщина стенки, максимальный В.Д. и дрифт В.Д. (см.выше).

пример.

Размер трубы	Вес пог. ft -метра	Толщина стенки	Мин. Н.Д.	Макс. Н.Д.	Мин. В.Д.	Ном. В.Д.	Макс. В.Д.	Н.Д. шаблона
мм.	lb/ft –кг/м	мм.	мм.	мм.	мм.	мм.	мм.	мм.
168,3	24 - 35,7	8,94	167,4	169,95	148,2	150,4	152,93	147,21

Особенно это помогает при выборе наружного диаметра зубов плашек в разработке плашек пакера. Механические свойства труб эксплуатационной колонны влияют на конструкцию плашек. Известно, что твердость зубов плашек должна существенно превышать твердость материала труб, чтобы позволить зубам внедриться в тело трубы и удерживать пакер в колонне. Обычно твердость зубов плашек зарубежных пакеров составляет 58 – 62 HRC. Для колонн труб групп прочности P110 и Q125 рекомендуется применять плашки со вставными зубами из карбида вольфрама с твердостью 89 – 94 HRC.

Данные инклинометрии скважины помогают специалистам определить возможность спуска и извлечения колонны НКТ с КПО выбранного размера. Для этого массив данных инклинометрии переносится в специальные программы (для примера TADPRO) по расчету моментов и потерь на трение. Сравните профили двух скважин на одном месторождении. Слева горизонтальные проекции скважин, справа вертикальные профили скважин А и В.



Выше изложенная инклинометрия принадлежит 168 мм эксплуатационной колонне. При спуске в нее колонны НКТ, последняя тоже начинает изгибаться. И как финал, нагрузки на крюк при спуске колонны НКТ с КПО на скважинах А и В будут иметь отличия, не говоря уже о том, что нагрузки при подъемах колонны будут отличаться, операции на ГНКТ также будут отличаться, причем на скв. В в худшую сторону и на скважине можно получить разгрузки или затяжки, которые до спуска могли не просчитать. Обычно всё заканчивается взаимными претензиями. Заказчик/Подрядчик по СПО говорит: «у вас оборудование некачественное», Производитель, защищаясь говорит: « на других скважинах всё работало..». Многие заводчане серьезно думают, что все скважины абсолютно ОДИНАКОВЫ!

Специалисты, эксплуатирующие ГНКТ, конечно имеют в своём арсенале программы расчетов нагрузок на гибкую трубу. Но не все обращают внимание на надписи на английском языке в отчетах, что все расчеты только для справок и могут отличаться от реальных нагрузок в скважине.

В чем удобство использования, подобных TADPRO, программ, так это возможность еще до проведения работ обыграть, изменяя те или иные данные, несколько различных сценариев спуска,

подъема колонны НКТ с КПО или колонны ГНКТ и выявить, пока на бумаге, возможные на скважине проблемы и прописать в плане работ предупредительные или ответные меры. А не останавливать работы на скважине и не терять время на многочасовые НПВ для придумывания различных мер, дополнительных планов и их согласований. Если расчеты показывают серьезные проблемы, то следует поменять подземное оборудование.

Более распространенные на сегодняшний день наклонно-направленные скважины с большим отходом от вертикали предполагают, что колонны труб подвергаются большим крутящим и тормозящим нагрузкам. Если крутящие моменты и сопротивления не будут заранее просчитаны, это может привести к застреванию труб, невозможности спустить оборудование до намеченных глубин и дорогостоящим работам по извлечению колонны труб. Следует заранее убедиться, что колонну труб с элементами КПО можно спустить в скважину и в конце концов вытащить. Это может не считаться частью анализа напряжений в насосно – компрессорных трубах, но это связано и часто упускается из виду даже в сильно отклоненных скважинах. Особые случаи включают в себя натяжение колонны труб для сдвига защелок различных инструментов, разблокировки извлекаемого пакера или выбора веса для отсоединения в разъединителе колонны НКТ.

Характеристики коллектора такие как статические и динамические забойные $P_{пл}$ и $T_{пл}$, а также статические и динамические устьевые $P_{уст}$ и $T_{уст}$ при различных режимах работы скважины имеют важное значение при создании и выборе элементов комплекса оборудования заканчивания, самой длинной частью которого является колонна НКТ.

Колонна насосно-компрессорных труб является основным трубопроводом для транспортировки углеводородов из пласта на поверхность (или нагнетаемого материала с поверхности в пласт). Он проходит от подвески насосно-компрессорных труб в верхней части устья скважины вниз до точки, обычно расположенной чуть выше верхней части зоны добычи. Поэтому на колонну влияют как забойные условия, так и устьевые. Причем важнее знать, как будут изменяться эти условия.

Анализ напряжений в трубах является фундаментальным компонентом большинства конструкций заканчивания.

Существуют четыре режима работы, которые вполне может испытать любая скважина. Глушение, добыча (жидкость, газ или их комбинация), закачки (горячие или холодные жидкости, или газы), обработки (с высоким давлением, с низким давлением, или со средним давлением и объемами). Важно, что все запланированные операции следует учитывать при проектировании заканчивания и выборе пакера. В то время как основное назначение скважины может быть добыча нефти или газа, любые последующие операции в скважине (например, кислотная обработка или гидравлический разрыв пласта) и связанное с ними изменение давления и температуры чрезвычайно важны для успешного использования пакера.

Подбор правильного оборудования для применения имеет решающее значение для успеха заканчивания скважины. Оборудование должно соответствовать или превышать ожидаемым температурам, давлениям и осевым нагрузкам, создаваемым при различных режимах эксплуатации в течение срока службы скважины. Выбор материала должен также соответствовать окружающей среде. Больше всего дизайн заканчивания должен соответствовать удовлетворению производственных целей в техническом и экономическом плане.

При выборе пакера следует уделить должное внимание скважинным условиям и предполагаемым операциям по закачкам и обработкам и их влиянию на движения колонны НКТ.

Должны быть выполнены расчеты движения НКТ, чтобы определить изменения длины и/или напряжения в колонне насосно-компрессорных труб при добыче, глушении и закачках, или при режиме ГРП. В зависимости от изменений длины и напряжений, получаемых на насосно-

компрессорных трубах, происходит выбор типа и конструкции пакера и других элементов оборудования заканчивания.

Пакер.

Стандарт ГОСТ ISO 14310-2014 «**Нефтяная и газовая промышленность Оборудование скважинное. Пакеры и мостовые пробки. Общие технические требования**» устанавливает руководящие принципы как для производителей, так и для конечных пользователей при выборе, производстве, проектировании и лабораторных испытаниях многих типов пакеров, имеющих на современном рынке. Этот стандарт, как и стандарты, которые будут рассмотрены в статье далее, пропагандируют проверенные, надежные методы проектирования и эксплуатации. Следование этим стандартам способствует разработке безопасного, взаимозаменяемого оборудования и материалов – в нашем случае пакеров, клапанов-отсекателей, циркуляционных клапанов, клапанов закачки ингибитора, компенсаторов температурных расширений колонны НКТ, разъединителей колонны, посадочных nipples с замками и соответствующими аксессуарами.

Что еще более важно, стандарты также устанавливают минимальный набор параметров, которым производитель должен соответствовать, чтобы заявить о соответствии своей продукции стандартам.

Стандарт ГОСТ ISO 14310-2014 содержит требования и рекомендации для пакеров и мостовых пробок для использования в нефтяной и газовой промышленности, включает требования к функциональной спецификации и технической спецификации, в том числе охватывает

- Дизайн
- Проверку (верификацию) и валидацию проекта
- Материалы
- Документацию и контроль данных
- Ремонт
- Отгрузку
- Хранение

Стандарт структурирован с учетом требований как к контролю качества, так и к проверке дизайна по многоуровневым рейтингам. Существует три класса, установленные для контроля качества, и семь стандартных классов валидации проекта/проверки дизайна (V0—V6).

Функциональная спецификация п.5 ГОСТ ISO 14310-2014

Потребитель/заказчик разрабатывает функциональную спецификацию для оформления заказа на изделия, которая соответствует настоящему стандарту.²

Производителю оборудования следует придерживаться пункта 8.2.3.1. ISO 9001, который говорит: *если потребитель не выдвигает документированных требований (функциональной спецификации), организация должна подтвердить его требования до принятия к исполнению.*³ Вот здесь и возникает главная проблема взаимоотношений между заказчиком и производителем. Заказчик не излагает в полном объеме и подробно все свои требования, как это требуют стандарты по оборудованию, а у некоторых производителей просто нет образования в данной области, чтобы у них могли возникнуть дополнительные вопросы. Когда я, прочитав те или иные Технические требования, писал список вопросов на одной, двух страницах, то специалисты как Заказчика, так и производителя смотрели на меня с подозрением, иногда наверно не понимая, что каждый вопрос влияет на выбор вида, типа, конструкции, материала, способа доставки и установки, эксплуатации.

Не буду переписывать здесь все подпункты с 5.1. по 5.8.. Специалистам рекомендую составлять свои заявки на оборудование, строго следуя всем этим пунктам. Дам только несколько ремарок к некоторым пунктам.

п.5.2. Описание типа.

Не все вовлеченные специалисты знают существующие типы пакеров. Для примера приведем описания из некоторых Технических Требований и Руководств отечественных производителей подземного оборудования. «*Пакер стационарный съёмный гидравлический*» или «*Пакер гидравлический стационарный съёмный*» это набор слов не имеющий ничего общего с применяемыми на практике пакерами. По определению **Permanent Packer** *Постоянный (Стационарный) пакер может быть удален из скважины только путем фрезерования. **Retrievable Packer** Извлекаемый пакер, который может быть извлечен, но удаление из скважины, как правило, не требует фрезерования. Извлечение осуществляется посредством манипуляций трубами. Это может потребовать вращения или натяжения на трубе.*⁴ Поэтому определения «стационарный» и «съёмный» не согласуются между собой. Или например «*Пакер с циркуляционным клапаном типа...*» просто фантазия о наличии какого-то циркуляционного клапана в конструкции пакера, его там просто нет. Правда позже завод в своем каталоге от 2021 года исправил название на «*Пакер с циркуляционным каналом...*». И опять вводят потенциальных клиентов в заблуждение. В этом типе пакера имеется перепускной клапан, который открывается только во время освобождения пакера и позволяет уравнивать давления над и под пакерным уплотняющим элементом, чтобы облегчить извлечение пакера. Никаких циркуляций через пакер не предусмотрено и не возможно ввиду малых размеров перепускного клапана.

Некоторые типы пакеров освобождаются и извлекаются специальным инструментом, спускаемым на колонне рабочих труб. Существуют модели, которые освобождаются специальным инструментом, спускаемым или на проволоке или на ГНКТ, а извлекаются пакеры на колонне НКТ на которой были спущены в скважину.

Существуют разновидности гидравлически устанавливаемого одноствольного пакера, которые могут быть представлено без функции освобождения срезанием штифтов/кольца. Такая конструкция лучше описывается как «съёмный» (Removable) пакер, поскольку он не извлекается с помощью обычных методов. Спуск и процедура гидравлической установки остаются теми же, но, чтобы удалить пакер из ствола скважины, внутренняя оправка пакера (мандрель) должна быть разрезана в определенном месте. Это делается либо химическим резаком на геофизическом кабеле или с помощью механического режущего инструмента на буровой трубе или гибких НКТ. После того, как оправку разрежут, извлечение осуществляется путем подъема на насосно-компрессорной колонне или после захвата в верхней части пакера. Пакер также имеет опцию фрезерования в случае, если предыдущие функции не смогли осуществить. Устранение в конструкции срезаемого кольца позволяет использовать пакер при более высоких растягивающих нагрузках и дифференциальных давлениях. Это позволяет применять их на скважинах при обработках и закачках, которые не были возможны с обычными, высвобождающимися срезом/натяжением, гидравлически устанавливаемыми пакерами⁴.

Также съёмный пакер наилучшим образом подходит для скважин с использованием насосно-компрессорных труб большего диаметра. Требуемые диаметры отверстий пакера относительно доступного поперечного сечения превышают возможности традиционной технологии извлечения. В то же время вся маневренность настоящего извлекаемого пакера не требуется. Сочетание характеристик постоянного пакера со средствами, облегчающими демонтаж без дорогостоящей операции фрезерования дают таким пакерам большое преимущество.

Если следовать стандартам, то описание большинства пакеров, используемых на скважинах Газпрома, я бы рекомендовал таким:

« гидравлически устанавливаемый набором давления в колонне НКТ, извлекаемый, одноколонный добычной пакер, освобождаемый натяжением колонны НКТ для среза штифтов/кольца, ...» .

В технических и коммерческих предложениях описание пакера должно максимально раскрывать все данные оборудования, указанные в бланке технической документации на изделие (паспорт продукта), как требует п. 7.2.3. ГОСТ ISO 14310.

Например:

« Пакер гидравлически устанавливаемый для колонны 168,3 мм х 10,59 - 12,06 мм, извлекаемый натяжением колонны труб, натяжение освобождения 45 тонн-сил для среза кольца, верхнее полированное гнездо с В.Д. 82,55 мм для разъединителя колонны анкерного типа, внутренний диаметр мандрели 63,5 мм, цельная или сочлененная премиальной резьбой с уплотнением металл по металлу мандрель, материал компонентов, подверженных воздействию (среды) - Инконель 718 30-40 HRC или эквивалент утвержденный Заказчиком, три пакерующих элемента с противовыжимными кольцами, материал Афлас твердостью 90-70-90, уплотнительные кольца, материал Афлас 90 с противовыжимными кольцами. Рабочее давление 70 МПа, нижнее соединение 88,9 х 6,45 мм VatTop. ниппель, В.Д. 63,5 мм, максимальный Н.Д. 136,9 мм»

п.5.3. Параметры скважины.

Потребитель/заказчик определяет параметры скважины, в том числе *«Предполагаемые минимальные и максимальные значения давлений добычи нефти, газа/нагнетания, перепада давления, температуры, изменения в температурах и объемных скоростях потока»*. Если с давлениями все ясно, то с устьевой температурой на момент установки пакера есть нюансы, на которые следует обратить внимание.

Начальная устьевая температура, если скважина долго находится в стационарном состоянии (остановлена) - это температура чуть ниже поверхности, где значение остается стабильным с течением времени (не меняется в зависимости от внешней среды). Эти температуры можно найти для каждого района страны по справочникам.

Если речь идет об эксплуатационной скважине, или если в скважину закачивается флюид, то предполагается, что температура колонны НКТ равна температуре добываемого или закачиваемого флюида.

Предполагается, что температура любого закачиваемого не нагретого флюида равна температуре окружающего воздуха в месте расположения скважины.

При ремонте скважины (при закачивании флюидов) или при ведении добычи предполагается, что вся длина колонны НКТ охлаждается или нагревается до температуры закачиваемого или добываемого флюида. Это не всегда бывает так, но бывает разумно использовать данный вариант наихудшего случая при расчетах напряжений в колонне НКТ. Циркуляция может вызвать общее (но обычно небольшое) изменение температуры труб⁵.

В общем, условия, связанные с добычей, вызывают тепловые изменения в скважине и могут создавать высокотемпературные нагрузки в комбинации с высоким или низким давлением в насосно-компрессорных трубах. Следует отметить, что прогнозирование температуры сильно зависит от флюидов, давления и расхода. В тех случаях, когда труба может свободно перемещаться, требуется прогнозирование температуры для прогнозирования длины уплотнительного отверстия пакера. В скважинах, где колонна НКТ закорена в пакере все нагрузки, возникающие в колонне, передаются на пакер.

На пакер воздействуют две главные силы: силы гидравлического давления (действие перепада давления), усилия от НКТ к пакеру. Во время установки пакера из-за поршневого эффекта на установленную в колонне НКТ ниже пакера пробку, между пакером и колонной уже может возникнуть сила натяжения, если установка пакера происходит после того как колонна НКТ подвешена на подвеску и установлена Ф.А. Все силы, возникающие далее при различных режимах эксплуатации скважины, должны накладываться на эту силу. Осевые нагрузки могут быть растягивающими (условно это положительные силы) или сжимающими (отрицательные).

Силы, действующие на колонну НКТ вызваны изменениями давления и температуры. Четыре основные причины нагрузок на колонну НКТ.

Поршневой эффект, вызванный изменением давления в трубах или кольцевом пространстве над пакером, воздействующим на определенную площадь. Для примера, давление выталкивает уплотнительный узел из постоянного пакера.

Когда внутреннее давление в колонне труб выше давления в затрубном пространстве возникает продольный или спиральный изгиб колонны труб, который укорачивает длину. Но фактическое прилагаемое усилие незначительно.

Эффект раздувания (баллонный эффект), вызванный изменением среднего давления внутри или снаружи колонны насосно-компрессорных труб, приводит к увеличению диаметра труб, что также сокращает длину колонны.

Температурный эффект - более низкая температура укорачивает колонну НКТ, более высокие температуры удлиняют колонну НКТ.

Поршневой эффект и давление и связанный с ним изгиб или скручивание в основном касается постоянных пакеров.

Эффект раздувания и температурный эффект больше влияют на извлекаемые пакеры.

п.5.4. Эксплуатационные характеристики.

Заказчик должен определить и описать эксплуатационные характеристики. Кто кроме специалиста ГПУ и НГДУ лучше знает и разбирается в эксплуатации скважин. Именно они должны в функциональной спецификации описать «предполагаемые условия нагружения, включая комбинированное нагружение (давление, натяжение/сжатие) и крутящий момент, приложенные к пакеру до и во время установки, во время эксплуатации и во время извлечения; - предполагаемую температуру установки и ожидаемый цикл изменения температуры во время операций в скважине...». Вместо этого некоторые заказчики в ТТ включают пункт *«Обосновать расчетом необходимость или ее отсутствие в компенсирующем устройстве линейного расширения от температуры и давления»*. Предполагаю, что металлообработчик даже не представлял о чем идет речь, когда впервые прочитал такое требование. Да и сейчас, после более чем десятилетнего опыта изготовления и спусков КПО на месторождениях, многие изготовители оборудования не смогут расчетами подтвердить отсутствие необходимости применения компенсатора.

Заказчик должен силами проектных институтов все необходимые расчеты, внести требования, основанные на результатах расчетов, в функциональную спецификацию, а задача производителя оборудования спроектировать, изготовить, провести валидационные испытания и показать документально, что их оборудование полностью соответствует выдвинутым требованиям.

п.5.5.2. Окружающие условия скважины.

Потребитель/заказчик должен идентифицировать плотность, химический/физический состав и

состояние флюида и/или его компонентов, включая твердые частицы (вынос песка, окалина и т. д.). жидкие и/или газообразные, с которыми соприкоснется пакер или пробка-мостовая во время своего предполагаемого полного эксплуатационного цикла. Вышеперечисленные условия влияют на выбор материалов оборудования.

Вспомнил курьезный случай, когда Заказчик предъявлял Изготовителю претензии по качеству, применяемого для подземного оборудования, материала. Предположительно используемый материал подвергся атаке кислоты, закаченной в скважину. Изготовитель парировал тем, что в ТТ не было ни слова о применении кислот в скважинах. На что Заказчик показал следующий пункт в ТТ : *«1.2. КПО предназначен для выполнения необходимых технологических операций при эксплуатации и капитальном ремонте скважин, оборудованных по пакерной схеме, при соблюдении безопасности проведения работ»*. Отлично! Конструкторы изготовителя никогда в жизни не видели скважину, не говоря о том, чтобы предполагать, что же будет закачиваться в скважину за долгое время ее эксплуатации. А специалисты Заказчика поленились написать в ТТ какие технологические операции будут проводится на скважинах, с применением каких реагентов и прочие, необходимые для создания подземного оборудования, данные.

п.5.5.3. Определение материалов.

Проблематичный раздел, да и я не специалист. Слышал, что есть проблемы с выбором материалов для корпусных деталей, особенно для скважин с коррозионными средами.

Западные сплавы Inconel 718 и отечественный сплав ХН45МВТЮБР (ЭП718ид) не являются аналогами. Сплавы отечественного производства в стандартном исполнении не обладают необходимыми комплексом свойств и требуют модернизации технологии изготовления заготовок. Сплав 718 отечественного производства потенциально может заменить Inconel 718 при условии повышения прочностных характеристик.

Применение ХН45МВТЮБР (ЭП718 ид) сплава может быть экономически целесообразно, но необходимы данные по коррозионной стойкости сплава при различных условиях.

Отсутствует достоверная информация по коррозионным свойствам материалов отечественного производства в условиях близким к эксплуатационным в скважинах.

Особое внимание необходимо уделить проверке структуры материала. Учитывая, что базовая микроструктура Инконеля 718 имеет аустенитную или гранецентрированную кубическую природу, а его высокие механические прочностные свойства достигаются осаждением различных интерметаллических фаз при определенной термической обработке. Дельта фазовые осадки, которые предназначены и желательны для аэрокосмических применений, в нефтегазовой промышленности вредны с точки зрения устойчивости к водородно-индуцированному растрескиванию под напряжением.⁸

Нет российских аналогов сплавам 9Cr1Mo и 13Cr. Хотя используются, близкие по химсоставу, альтернативные отечественные сплавы.

В.2.3 Аттестация технологического маршрута (ГОСТ Р 53678-2009 / ISO 15156-2)

Для производства материала, удовлетворяющего требованиям настоящего стандарта, должен быть выбран определенный технологический маршрут. Выбранный технологический маршрут необходимо с точностью соблюдать, чтобы избежать лабораторных испытаний данной партии продукта на стойкость к SSC и HIC.

Поставщик материалов может предложить покупателю материалов, чтобы для производства оцененных на соответствие техническим условиям (ТУ) материалов был использован технологический маршрут, также прошедший оценку на соответствие ТУ. Оцененный на соответствие ТУ

технологический маршрут может быть использован, если поставщик материалов и покупатель материалов пришли к соглашению использовать этот маршрут. Оцененный на соответствие ТУ технологический маршрут может быть использован для производства оцененного на соответствие ТУ материала более чем для одного пользователя.

Чтобы провести оценку выбранного технологического маршрута, поставщик материала должен продемонстрировать, что выбранная технология постоянно обеспечивает производство материала, удовлетворяющего требованиям приложения В.

Оценка технологического маршрута обязательно включает:

- a) определение в **письменной форме технологического маршрута** в плане обеспечения качества, где указано расположение производства, перечислены все технологические операции и точки управления технологическим процессом, необходимые для получения достоверной оценки;
- b) первичные **испытания продукции, произведенной по определенному технологическому маршруту**, в соответствии с В.2.2, и подтверждение их соответствия критериям приемки;
- c) **периодические испытания**, которые должны подтвердить, что изделие по-прежнему сохраняет необходимую стойкость к SSC, HIC, SOHIC, SZC, SWC.

Частота периодических испытаний должна быть определена и утверждена потребителем. В распоряжение потребителя должны быть предоставлены документально зарегистрированные результаты таких испытаний;

- d) хранение и сбор отчетов о таких испытаниях и предоставление их в распоряжение потребителя.

Потребитель может согласовать с производителем дополнительные требования, касающиеся управления качеством. Заинтересованная сторона может проверить в рамках инспекции на производственной площадке выполнение плана качества.

Сертификация API SPEC 6A718

Поставщик материалов должен предоставить изготовителю оборудования заверенный протокол испытаний, содержащий как минимум следующую информацию:

- 5.1 Результаты химического анализа (см. 4.1.1)
- 5.2 Используемая практика расплава (см. 4.1.2)
- 5.3 Наименование источника расплава
- 5.4 Наименование предприятия, выполняющего операции горячей обработки (если отличается от источника расплава)
- 5.5 Наименование предприятия, осуществляющего термообработку (если оно отличается от источника расплава)
- 5.6 Общий коэффициент уменьшения (деформации) при горячей обработке (см. 4.1.3)
- 5.7 Фактическое время термообработки, температура и охлаждающая среда (см. 4.1.4)
- 5.8 Наименование испытательной лаборатории
- 5.9 Заявление о том, что материал соответствует требованиям макросъемки (см. 4.2.1)
- 5.10 Средний размер зерна (см. 4.2.2)
- 5.11 Заявление о соответствии требованиям топологического дуплексного контроля размера зерна (см. 4.2.2)
- 5.12 Заявление о том, что материал соответствует требованиям **металлографической экспертизы на наличие вредных фаз** (см. 4.2.2)
- 5.13 Набор разборчивых фотоmikрографов (см. 4.2.2.3)
- 5.14 Результаты испытаний на растяжение (см. 4.2.3)
- 5.15 Температура, ориентация и результаты ударных испытаний (см. 4.2.4)
- 5.16 Результаты испытаний на твердость (см. 4.2.5)

5.17 Результаты NDE, если они выполнены (см. 4.2.6)

Более доступной оказалась информация по материалам и технологиям, применяемым одним из изготовителей для производства плашек пакера, что позволило разобраться с ошибками некоторых отечественных и зарубежных производителей в выборе материалов для плашек пакеров и в выборе технологии упрочнения зубов плашек у отдельных отечественных производителей.

Нержавеющие стали и азотирование зубов плашек абсолютно не подходят для изготовления плашек пакера. Твердый, после азотирования, слой зубьев выкрашивается во время эксплуатации скважины и пакер теряет своё свойство оставаться неподвижно закрепленным в колонне и поддерживать герметичность уплотнения под давлением при перепаде давлений либо ниже, либо выше инструмента. Я подробно описал проблемы с изготовлением плашек пакеров в статье.⁶

Плашки пакера являются компонентом 2, см. п. 3.11. ГОСТ ISO 14210. По требованиям стандарта к контролю качества п. 7.4. Таблица 2. к компонентам 2 прилагаются только сертификат соответствия (СОС) или протокол испытания материала (MTR - Material Test Report) с отображением механических и физических характеристик и химического состава. Для термообработок требуется только СОС субподрядчика. На данное время считаю, что требования к качеству плашек пакеров необходимо повысить до тех пор, пока отдельные производители перестанут применять несоответствующие требованиям Заказчика материалы и методы повышения твердости.

Технические спецификации материалов. Поставщик/изготовитель должен иметь оформленные в письменном виде технические спецификации для всех материалов деталей оборудования. Все используемые материалы должны соответствовать письменно оформленным техническим спецификациям поставщика/изготовителя.

Верификация и валидация проекта

Инженеры по заканчиванию скважин, не обладающие глубоким пониманием нюансов **эксплуатационных характеристик пакера в различных условиях нагрузок, возникающих в скважинах при смене режимов эксплуатации**, раньше зависели от технического опыта и добросовестности зарубежного производителя оборудования с большим опытом проектирования, производства и валидационных испытаний с симуляцией скважинных условий и с большим набором различных компьютерных программ для симуляций и расчетов. А теперь на рынке оборудования верхнего заканчивания хозяйничают отечественные производители. Почему говорю, что хозяйничают, потому что эти специалисты, уже стали писать стандарт организации по КПО/ВСО для основного потребителя оборудования верхнего заканчивания в России – Газпрома.

В интернете на сайтах отечественных производителей я находил пакеры, скопированные с импортных пакеров типа WH-6 (WFT) или Hydro 6 (SLB), с заявленным рабочим давлением 70 МПа, причем для всех размеров эксплуатационных колонн. А у западных производителей эти пакеры имели максимальное рабочее давление 5000 PSI (35 МПа). Хотя отечественный производитель на тот момент выпускал только один типоразмер пакера и скорее всего не имел конструкторскую документацию на остальные размеры. Это показывает фривольное отношение некоторых отечественных производителей и к своей продукции и к потенциальным заказчикам. Думаю, что и сами производители не знают, как поведет себя их оборудование при различных скважинных условиях и режимах.

Ведущие зарубежные производители оборудования заканчивания скважин постоянно улучшали процедуры тестирования в поддержку рейтингов (рабочих давлений) пакеров, что можно объяснить уроками, извлеченными в ходе применения, а также большой материальной ответственностью производителя перед заказчиком. Те, кто столкнулся с самыми жесткими

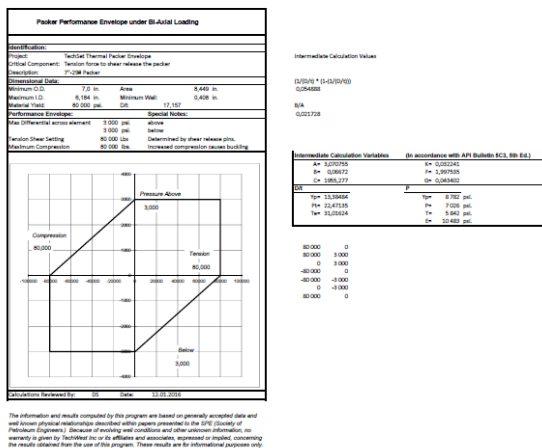
требованиями к приложениям, были вынуждены разрабатывать как программы качества, так и процессы валидации дизайна, чтобы соответствовать этим требованиям. Базовый тест с применением ожидаемого максимального давления превратился в более обширные тесты с изменениями температур и приложением осевых нагрузок. Тестирование стало включать попытки смоделировать многие, если не все, предполагаемые условия, которым будет подвергаться инструмент в процессе применения.

Прошло более десяти лет с начала выпуска отечественными производителями некоторых образцов оборудования заканчивающего для Газпрома. Более того, их усилиями западные образцы были модернизированы до такой степени, что потенциально стали вредны и опасны для самих скважин, а значит и для Заказчиков.⁶

Валидационные испытания пакеров отечественными компаниями проводятся на свое усмотрение, не придерживаясь требований к испытаниям согласно стандарту. Конфигурация испытательного стенда одного отечественного производителя наводит на мысль, что пакер задумано извлекать некими силами через забой скважины потому, что гидравлический силовой цилиндр передающий осевые усилия на пакер прикреплен к пакеру снизу. А наличие колонны НКТ над пакером никак не имитировано. Предполагаю ответ заводчан: какая разница, тянуть или толкать. Я бы согласился с доводом, если бы предоставили отчеты по проверке размеров критических операционных участков пакера до и после испытаний, как этого требует стандарт *п. 6.5 Требования к валидации проекта*

п.6.5.1 Общие положения, да и в стандарте прописано, что Испытание должно адекватным образом симулировать условия приложения нагрузок.

Ведущие западные компании имеют на вооружении специальные программы просчитывающие области безопасного применения пакеров. Как правило программы компании создают сами в формате Excel.



область безопасного применения пакера компании TechWest

Важно подчеркнуть, что концепция области безопасного применения является относительно новым инструментом. Независимо от производителя, у многих пакеров, которые они предлагают, в руководстве по эксплуатации не будет области безопасного применения для документирования их оценок. Как правило, только пакеры, разработанные в последние годы, будут поддерживаться конвертом рейтингов - области безопасного применения, и только у импортных производителей. Независимо от того, был ли создан конверт, режим тестирования, который определяет рейтинг пакера, имеет первостепенное значение. До недавних шагов по стандартизации валидационных испытаний конструкции пакера не существовало стандарта, подтверждающего утверждения, сделанного каким-либо производителем.

Несколько соображений, которые должны были учитываться при тестировании, но были игнорированы либо из-за незнания, либо из-за финансовых затрат и времени по рыночным соображениям. Среди них следующие:

- Комбинированная нагрузка
- Перепады давления
- Допуски колонны по API
- Температура
- Максимальная установочная температура
- Минимальная установочная температура
- Охлаждение
- Газовая или жидкая среда.

По простейшему определению, функция пакера заключается в закреплении в эксплуатационной колонне и изоляции кольцевого пространства между Э.К. и НКТ. Он должен оставаться неподвижно закрепленным в колонне и поддерживать герметичность уплотнения под давлением при перепаде давлений либо ниже, либо выше инструмента. Начальные установочные силы прикладывают нагрузки, заклинивая плашки в стенку обсадной колонны за счет перемещения конусов. Эти же силы обеспечивают энергию для системы уплотнительных элементов, создавая давление резины, достаточное для создания эффективного уплотнения. Условия в скважине после установки пакера могут усилить первоначальный эффект уплотнения и закоривания, но при чрезмерном увеличении в конечном итоге могут привести к отказу оборудования. Область(области) разрушения может быть предсказана комбинацией приложенных нагрузок. Изменения в конструкции пакера будут влиять на характеристики несущей способности, но все они имеют режимы отказа, связанные с экстремальными значениями одних и тех же условий.

Лицо, принимающее решение о любом заканчивании, должно быть в состоянии принять это решение с полной уверенностью в том, что то, что представлено в конверте рейтинга, может быть подтверждено изготовителем. Правда область безопасного применения или номинальная область эксплуатационных характеристик пакера предусмотрена стандартом только для пакеров с классом валидации V4 – V0, а в Технических требованиях Газпрома никогда не указывался класс валидации заказываемого оборудования. На этом все и успокоились.

Еще одно важное замечание по процедуре испытаний пакера одной отечественной компании-производителя КПО. Правда сразу скажу, что никогда не видел документированную и утвержденную процедуру испытаний пакера, а только читал скопированные листы из каких-то документов, естественно без подписей. Но и из них видно, что процедура не отвечает требованиям стандарта, так как проводятся единичные наборы давления в пакере, над пакером, под пакером. А стандарт требует провести минимум два реверсирования давления при максимальном расчетном давлении. Ожидается, что каждая конструкция пакера выдержит в скважине некоторый цикл перепадов давления снизу, сверху и снова снизу и сверху. **Многолетний опыт тестирования показал, что часто выявляется неисправность системы пакерующих элементов только после повторного реверсирования давления, когда однократное повышение давления не выявляло неисправность или конструкторских недочетов.**

Для эффективного использования области безопасного использования пакера, должны быть сделаны расчеты движения труб (Tube Move), чтобы определить нагрузки между трубами и пакером и перепады давления, которым оборудование заканчивания будет подвергаться, и которые могут возникнуть при любом из режимов эксплуатации скважины: добыче, глушении, закачке, или обработке. Эти точки затем наносятся на область применения, чтобы увидеть, находятся ли приложения в пределах безопасной области пакера. Если они не попадают в область, то должен быть выбран альтернативный пакер, или операции на скважине должны быть изменены, чтобы соответствовать ограничениям пакера.

Не могу не заострить внимание на одном пункте процедуры испытания пакера отечественной компании. Он гласит : « *Механическая проверка установки пакера. К стволу пакера в осевом направлении гидроцилиндром Г1 через динамометр Д1 ступенчато по 100 кН. подавать нагрузку сверху вниз (на рисунке .. слева направо) до значения в 500 кН. Контролировать перемещение пакера на каждой ступени. Суммарное перемещение пакера не должно превышать 20 мм. Снять нагрузку»*

Конечно таких экстремальных нагрузок за время эксплуатации скважины с КПО возможно и не предвидится. По идее после установки пакера, врезания плашек в эксплуатационную колонну, сжатия пакерной резины, и фиксации всех передвижений деталей пакера запирающим механизмом, никаких движений деталей пакера не должно быть, вплоть до освобождения и извлечения пакера. Возможно, перемещение мандрели установленного пакера на 20 мм. это просто неподтвержденное мнение работника, писавшего эту процедуру. Но, если это реальное перемещение мандрели, и производитель решил документально закрепить его из-за того, что при однократном приложении перепада давления на пакерующий элемент не показал пропусков, то это абсолютно неправильно. Это значит, что конструкция пакера неправильная, хотя, если смотришь на рисунок пакера, то этого не должно происходить. Хотя есть одно неписанное правило. Никогда не доверяй чертежам в руководствах по эксплуатации, их специально искажают, чтобы конкуренты не скопировали.

Есть еще одно предположение, что плашки пакера не держат его в месте установки в эксплуатационной колонне. Но для этого необходимо с начала до конца присутствовать при испытаниях пакера и осмотреть его после извлечения.

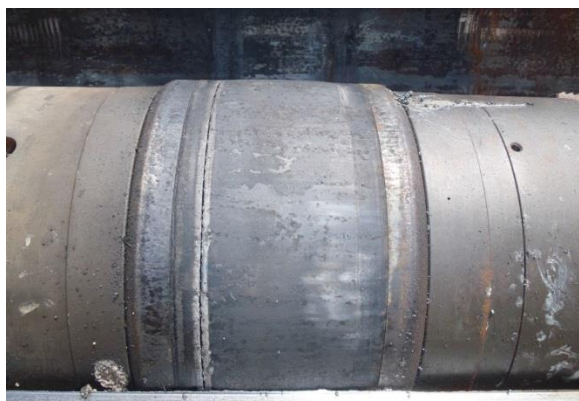
Специалистам компании-производителя и специалистам заказчика следует внимательно проводить тесты, документально регистрировать все данные, рекомендованные стандартом (п 6.5.2 требования к валидационным испытаниям.....), документировать (фотографии) состояние извлеченного пакера, документировать состояние эксплуатационной колонны: следы внедрения зубов плашек, следы установки пакерной резины и противоэкструзионных колец. При валидационных испытаниях для объективных заключений по установке пакера лучше вырезать секцию эксплуатационной колонны, чтобы точнее определить качество установки пакера. Потому что после извлечения пакера картина изменится.



Следы плашек и уплотнительного элемента на колонне



След уплотнительного элемента на обсадной колонне после извлечения



Система уплотнительного элемента после испытания

Еще одно замечание по процедуре испытаний пакеров для высоких Р и Т.

Действующий в России стандарт ГОСТ ISO 14310-2014 основан на стандарте ISO 14310-2008, но жизнь развивается и уже в стандарте ANSI/API SPECIFICATION 11D1 THIRD EDITION, APRIL 2015 появились новые требования к испытаниям пакеров для высоких давлений и температур.

Приложение D API 11D1 «Требования к тестированию внешним потоком», хоть и информативное, но для пакеров, разработанных для АГКМ и УНГКМ с высокими Р и Т и тяжелым раствором, было бы приемлемо и полезно, так как уже был случай, когда конструкция системы уплотняющих элементов пакера была повреждена во время промывки при замещении раствора глушения на раствор заканчивания.

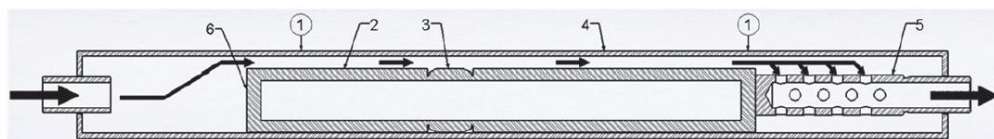


промытые противоэкструзионные кольца системы пакерующего элемента пакера.

Были промыты противоэкструзионные кольца системы пакерующего элемента пакера. Через отверстия в противоэкструзионных кольцах часть материала пакерующей системы была выдавлена за пределы проектного объема и пакерующий элемент из Афласа потерял напряжение. Это привело к тому, что пакерующая система не смогла в дальнейшем противостоять перепаду давления на пакер и в затрубном пространстве появилось устойчивое давление.

Ниже приведена схема для тестирования пакера при промывке.

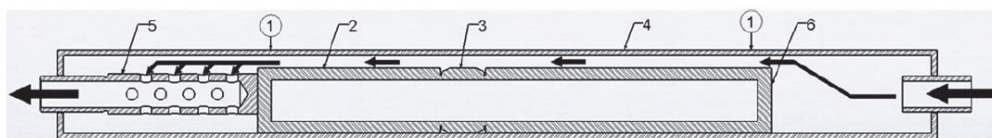
See Figure D.1 and Figure D.2 for an illustration of an example test fixture.



Key

- | | |
|-------------------------|--------------------------------|
| 1 pressure gauge | 4 test chamber |
| 2 packer or bridge plug | 5 ported extension |
| 3 packing elements | 6 top of packer or bridge plug |

Figure D.1—Test Setup for Flow Test from Above



Key

- | | |
|-------------------------|-----------------------------------|
| 1 pressure gauge | 4 test chamber |
| 2 packer or bridge plug | 5 ported extension |
| 3 packing elements | 6 bottom of packer or bridge plug |

Figure D.2—Test Setup for Flow Test from Below

Тестирование внешним потоком (иногда называемое тестированием свабирования) имитирует состояние, которое возникает, когда неустановленный пакер или пакер-пробка перемещаются внутри колонны, заполненной жидкостью, или когда жидкость прокачивается снаружи вокруг неподвижного пакера или пакер-пробки внутри колонны.

5.8. Контроль качества.

Настоящий стандарт устанавливает три качественные оценки Q1, Q2 и Q3, которым должно соответствовать поставляемое изделие. Изделия должны поставляться согласно, по крайней мере, заданной Заказчиком качественной оценке п. 7.4.1 *Общие положения* Стандарта. Сейчас ни одно Техническое требование на закупку комплексов подземного оборудования не предъявляет никаких требований к качественной оценке компонентов КПО. Создается впечатление, что владельцев скважин и эксплуатирующие скважину организации не волнует, что будет спущено в скважину и как это будет работать следующие 20 лет.

Заказчикам и Изготовителям нужно внимательно изучить этот раздел стандарта и следовать всем требованиям и рекомендациям. Кстати они тесно переплетаются со стандартом ISO 9001.

От себя хочу порекомендовать Заказчикам вносить дополнительные требования для плашек пакеров в функциональной спецификации. Вообще на первых порах становления предприятия – производителя оборудования заканчивая к нему надо строго применять все требования существующих стандартов. Далее, убедившись в качестве оборудования, установившейся системе контроля качества предприятия, подтверждении квалификации персонала, можно будет понемногу «ослабить вожжи».

Есть некоторые соображения почему изготовители не исправляют замечаний, данных по конструкции плашек двустороннего действия и по их материальному исполнению. Высказывания

одного из руководителей натолкнули меня на эту мысль. Оказывается конструктор может установить свои права на якобы «полезную модель» и это дает ему возможность получать некоторый доход. Право на вознаграждение за служебное изобретение, служебную полезную модель или служебный промышленный образец неотчуждаемо, но переходит к наследникам автора на оставшийся срок действия исключительного права.⁷ Да за такое будут бороться, несмотря на то, что она вредна эта «полезная модель» для конечного пользователя.

п.б. Технические условия.

Поставщик/изготовитель также обязан предоставить потребителю/заказчику бланк технических данных на изделие, включающий:

- наименование и адрес поставщика/изготовителя;
- номер изделия изготовителя;
- наименование изделия изготовителя;
- тип изделия;
- характеристики изделия;
- условия эксплуатации;
- металлические материалы;
- неметаллические материалы; *на все металлические и неметаллические материалы у производителя должны быть задокументированные спецификации.*
- проходной диаметр; *Программа расчетов крутящих моментов, разгрузок и натяжения поможет на стадии разработки компонентов ВСО определить максимальный наружный диаметр тросового инструмента или КНК ГНКТ, способных пройти через КПО в конкретной скважине с известным профилем.*
- калибрующий Н.Д. (максимальный Н.Д.);
- общая длина;
- температурный диапазон;
- диапазон цикла изменения температуры для классов от V2 до V0;
- номинальная область эксплуатационных характеристик для классов от V4 до V0;
- номинальные значения давления для классов V6 и V5;
- верхнее соединение;
- нижнее соединение;
- диапазон обсадных и насосно-компрессорных труб, группа прочности, размер и масса и/или минимальные и максимальные В.Д. обсадных и насосно-компрессионных труб;
- метод спуска колонны труб;
- максимальный Н.Д. колонны с КПО, включая оборудование для эксплуатации/переустановки, если применимо; *Возможно сам пакер нормально проходит вниз и вверх по эксплуатационной колонне, но в сочетании с другим оборудованием большого наружного диаметра, например температурный компенсатор большой длины, может создать проблемы, особенно при подъеме. Программа расчетов крутящих моментов, разгрузок и натяжений поможет на стадии разработки компонентов ВСО определить потенциальные проблемы и скорректировать конструкцию элементов КПО и их расстановку по колонне НКТ..*
- метод установки, включая минимальную (максимальную, если применяется) силу/давление установки;
- метод извлечения (если применяется);
- метод переустановки (если применяется);
- качественная оценка;
- класс валидации проекта;
- справочный номер руководства по эксплуатации.

7. Требования к поставщику/изготовителю

п. 3.7 квалифицированный персонал (qualified person): Персонал, **знания и навыки которого**, полученные в ходе обучения и/или практики и опыта и аттестованные в соответствии с установленными требованиями, стандартами или тестами, позволяют ему выполнять требуемые функции².

Получены в ходе обучения ... Двум сторонам, Заказчику и Производителю, необходимо вести на стороне партнера постоянное обучение. Не исключаются и самообразование и приглашенные специалисты.

Получены в ходе ... практики и опыта. Западные компании-производители считают, что конструктор должен провести на скважине приличное время, чтобы постичь, если не все, то многие нюансы использования оборудования, которое он разрабатывает.

Аттестованы. Кто будет аттестовывать?! Если все директора одного предприятия убеждали меня, что при дросселировании газ нагревается.

Ничего этого нет.

Клапан-отсекатель

ГОСТ ISO 10432-2014 Оборудование скважинное. Скважинный предохранительный клапан с оснасткой. Общие технические требования и ГОСТ ISO 10417-2014 Системы скважинных предохранительных клапанов. Проектирование, установка, эксплуатация и восстановление.

Уже в п.1 стандарта ГОСТ ISO 10432 есть примечание «Клапан предохранительный скважинный является противоаварийным предохранительным устройством и не предназначен для таких операций, как уменьшение нагнетания/дебита, остановки добычи или для применения в качестве обратного клапана». Но в некоторых руководствах по эксплуатации производители пишут: *« Клапан-отсекатель приустьевой типа ... (далее клапан), выпускаемый по ТУ..., предназначен для предотвращения открытого фонтанирования при выходе из строя устьевого оборудования или использования во время ремонтных работ для изоляции нижней части скважины ».*

Причем никакого оборудования контроля потока (замка, глухой пробки и проч.) для установки в интегрированный профиль посадочного ниппеля ТКО ни в технических требованиях, ни в поставках нет. А это значит, что клапан-отсекатель превратился в запорный орган.

На самом деле интегрированный профиль посадочного ниппеля в верхнем переводнике трубного клапана-отсекателя позволяет устанавливать в него соответствующий замок с прикрепленным к нему через распорную трубку оборудованием контроля потока, например глухую пробку. Это позволяет изолировать нижнюю часть скважины не активируя аварийный механизм закрытия клапана-отсекателя.

Нужно понять одно, что АВАРИЙНЫЙ клапан спущенный в скважину должен однажды выполнить свою функцию в любое время на протяжении следующих 20 лет эксплуатации скважины. А клапан-отсекатель это механизм с движущимися частями, с деталями создающими герметичное уплотнение на высокое давление, и как в любом другом механизме, движущиеся детали и уплотнения могут подвергаться износу, и уж конечно, агрессивному воздействию скважинной среды. *Под скважинной средой мы понимаем как пластовые флюиды, так и технологические жидкости.*

Следует учитывать, что подземный клапан-отсекатель имеет ограничения по габаритным размерам, по сравнению с той же шиберной задвижкой фонтанной арматуры. В связи с этим трудно добиться такой же надежности, как у задвижки, в работе, многократно отрывая и закрывая клапан-отсекатель.

Функциональная спецификация.

Что касается клапана-отсекателя, то для него, также как и для пакера, Заказчик составляет Функциональную спецификацию, см. п.5 стандарта ГОСТ ISO 10432-2014. Одним из отличий от пакера является наличие классификации условий эксплуатации п.5.1.2. Заказчик должен указать класс эксплуатации пакера: Класс 1- стандартная эксплуатация; класс 2 – эксплуатация в присутствии песка; класс 3 (с двумя подклассами 3S и 3C) - эксплуатация в условиях, приводящих к растрескиванию под напряжением; класс 4 – эксплуатация при потере массы из-за коррозии. Класс эксплуатации может существенно повлиять на конструкцию, материальное исполнение и покрытия клапана-отсекателя.

п.5.2. Функциональные характеристики.

Следует тщательно прописать функциональные характеристики клапана-отсекателя, следуя всем подпунктам от а) до i) п.5.2. ГОСТ ISO 10432-2014. До сих пор ни один из трубных клапанов-отсекателей (ТКО) отечественного производства не имеет решения подпункта е) *требование к фиксации клапана в открытом положении без применения основного приводного механизма (временные или постоянные системы закрытия-открытия)*. В теории при выходе из строя основного трубного клапана-отсекателя, вторичный, извлекаемый клапан-отсекатель, устанавливается на замке в интегрированный профиль посадочного ниппеля с изоляцией заслонки расходной трубкой с фиксацией последней в нижнем положении (ТКО полностью открыт). Это означает, что расходная трубка не может самопроизвольно переместится вверх под действием пружины и освободить заслонку для свободного вращения на своей оси. На практике ничего не применяется для изоляции заслонки ТКО от устанавливаемого на проволоке извлекаемого КО. Неизолированная заслонка ТКО является потенциальной опасностью при извлечении съемного КО и при СПО на проволоке и ГНКТ. Тем более, что в отечественных клапанах-отсекателях применяют достаточно мощные пружины на хлопушках, которые могут прижать хлопушку к седлу даже в остановленной скважине.

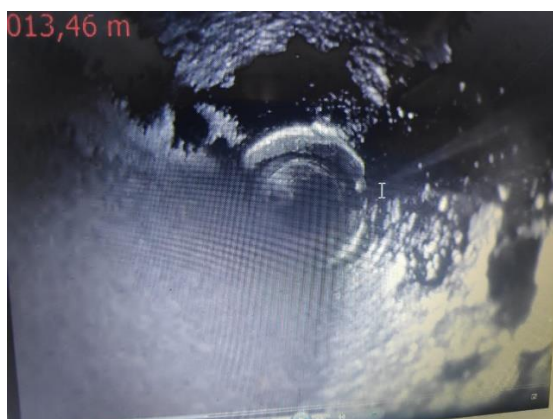
В стандарте прописаны многие характеристики, которые Заказчик должен описать в своем заказе. Особое внимание следует обратить на п. 5.2. d) *способность к внутреннему самоуравнованию*. Некоторые крупные западные добывающие компании документально запрещают применять узел самоуравнования на трубных клапанах-отсекателях.

п. 5.2. f). Также отечественные ТКО не рассматривают установку в приемный ниппель управляемого с поверхности, извлекаемого клапана-отсекателя. Устанавливают скоростной клапан-отсекатель. Хотя, если в ТКО вышел из строя механизм закрытия или расходная трубка, а механизм гидравлического привода цел и герметичен, то логичнее с точки зрения безопасности устанавливать управляемый с поверхности КО, чем надеяться закроется скоростной клапан-отсекатель или не закроется. Часто бывает, что скоростные клапана-отсекатели неожиданно закрывают работающую скважину из-за несоответствия настройки клапана условиям потока или, допустим газовая скважина подтянула пачку жидкости, которая способствовала закрытию скоростного клапана-отсекателя.

п.5.4. Эксплуатационные характеристики.

В эксплуатационных характеристиках следует особое внимание обратить на температуру (статическую и динамическую) на глубине установки клапана-отсекателя. Практически все заказчики указывают только пластовую температуру. Как оказалось, на НГКМ с низкими начальными забойными Р и Т динамическая устьева температура была отрицательной. Хотя в таких условиях отсутствовали причины для образования гидратов на глубине установки трубного клапана-отсекателя в связи с отсутствием жидкой воды, но видеосъемки внутри НКТ показали белый налет на стенках НКТ и ТКО

(лёд? гидрат?), что временами возможно и мешало штатному срабатыванию клапанов-отсекателей при тестировании.



отложения на стенках НКТ

Еще одно неистребимое желание некоторых потребителей – провести ГРП с пропаном через трубный клапан-отсекатель никак не освещается в стандарте, хотя п. 5.1.2. Класс 2 эксплуатация в присутствии песка с некоторой натяжкой можно использовать, но время от времени обсуждается в кругу производителей клапанов-отсекателей, потребителей и сервисных компаний. 100% гарантий, что клапан-отсекатель и посадочные ниппели будут работоспособны после ГРП с пропаном, никто не дает. Кому-то удастся провести ГРП и как-то сохранить КПО. Кто-то даже теряет скважину.

Одно только неоспоримо, что давление открытия клапана-отсекателя в трубке управления должно наблюдаться и поддерживаться в течении всего времени проведения ГРП и должно быть равно давлению ГРП на глубине установки КО + давление полного открытия КО (заводские данные) + коэффициент безопасности. Возможно, что гидравлический механизм открытия трубного клапана-отсекателя должен выдерживать давления, превышающие номинальное рабочее давление ТКО.



фотографии размытого при ГРП трубного клапана-отсекателя.

Российские производители выпускают как клапаны -отсекатели с механизмом гидравлического привода – шток-поршень, так и КО с концентрическим поршнем. Концентрический поршень это древняя конструкция с большим временем закрытия. Как правило, неуправляемый выброс газа на устье может сопровождаться пожаром и пожар при кустовом размещении скважин может повредить рядом стоящие скважины и причинить существенный ущерб предприятию. Чем дольше закрывается клапан-отсекатель, тем больше ущерб.

Следить за давлением в трубке управления клапаном-отсекателем нужно и не только во время проведения ГРП, но и при операциях на проволоке и ГНКТ. Особенно при операциях на ГНКТ, ведь

показания на индикаторе веса установки на начальном этапе спуска «пляшут», нагрузки, создаваемые ГНКТ при ходе вниз и вверх, высокие и их бывает достаточно, чтобы срезать штифт хлопушки клапана-отсекателя. Причем оператор может и не заметить кратковременную разгрузку или набор веса из-за «пляски» стрелки ГИВ.



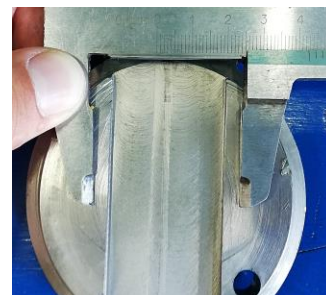
1.

хлопушка после среза штифта



2.

имитация положения хлопушки и расходной трубки при получении вмятин на хлопушке



3.

отпечаток диам. 25,4 мм на хлопушке.



срезанная хлопушка внутри ТКО



извлеченная хлопушка



п.6 Техническая спецификация.

Поставщик/изготовитель должен предоставить потребителю/заказчику технические условия, соответствующие требованиям, указанным в функциональной спецификации.

п.6.3.4. Материалы. Изготовитель должен документально оформить спецификации для всех материалов и материалы должны соответствовать таким спецификациям.

Металлы

6.3.4.2.1 В спецификациях изготовителя должно быть определено следующее:

- а) пределы содержания элементов по химическому составу;
- б) требования/условия термической обработки;
- с) предельные значения механических показателей:
 - 1) предел прочности на растяжение;
 - 2) предел текучести;
 - 3) относительное удлинение;
 - 4) твердость

Механические свойства, установленные в подпункте с) 6.3.4.2.1 для прослеживаемых металлических компонентов, должны подтверждаться испытаниями. А согласно п.7.4.1. **Все**

компоненты, сварные детали, подсистемы и узлы оборудования SSSV должны прослеживаться, за исключением следующего:

- 1) установочных пружин, используемых для установки параметров закрытия для SSSV;
- 2) фонтанных штуцеров для SSCSV;
- 3) обычных компонентов аппаратного обеспечения, таких как гайки, болты, установочные винты и разделительные шайбы

Протоколы испытания материала, предоставленные поставщиком материала и одобренные изготовителем или протоколы испытаний механических свойств материалов, предоставленные поставщиком/изготовителем являются необходимой документацией.

п. 6.5 Валидация проекта.

Конструкции клапанов-отсекателей должны пройти необходимые процедуры валидационных испытаний, установленных в приложении В стандарта, которые в свою очередь должны проводиться **независимой испытательной лабораторией**. К сожалению я не знаю ни одной независимой испытательной лаборатории в России. Стандарт ГОСТ ISO 10432-2014 в приложении А устанавливает требования к испытательной лаборатории.



испытательный стенд

Контрольное испытание должно подтвердить соответствие данного клапана требованиям спецификаций и уровня безопасности, установленным изготовителем.

Понимаю, что создание независимой лаборатории – это конечно общее дело всей НГД отрасли. И случится это не скоро. Но проводить валидационные испытания клапанов-отсекателей на заводах необходимо и при испытаниях следует придерживаться требованиям приложения В стандарта.

Напомню случай на одном НГКМ, я писал о нем в начале статьи. Главный конструктор отечественной компании-производителя с удивлением узнал от меня, что под трубным клапаном-

отсекателем висит колонна НКТ весом пару десятков тонн и существенно влияет на герметичность резьбовых соединений корпусных деталей клапана, тем более, что конструктивно эти соединения были выполнены неправильно.

6.7. Функциональные испытания

приложение С

Нет смысла переписывать здесь все пять страниц машинописного текста ОБЯЗАТЕЛЬНОГО приложения С «Требования к функциональным испытаниям» стандарта ГОСТ ISO 10432-2014. Порядок проведения тестов различных типов клапанов-отсекателей подробно прописан. Необходимо только действовать согласно написанному.

Действующий в России стандарт скопирован с ISO 10432-2004. Если посмотреть стандарт API SPECIFICATION 14A TWELFTH EDITION, JANUARY 2015, то вы найдете важное нововведение - открытие клапана-отсекателя при перепаде давления. На скважинах иногда встречаются случаи, когда не удается полностью уравнивать давления над и под хлопушкой клапана. Это в случае отсутствия перепускного клапана. Чтобы избежать дополнительных затрат на привлечение насосного агрегата на устье скважины для закачки жидкости в НКТ до глубины установки КО с целью создания необходимого избыточного давления столба жидкости для открытия хлопушки клапана-отсекателя, можно заполнить трубы НКТ над клапаном жидкостью, доступной на устье скважины, например метанолом. Имеющимся на устье (кусте) насосом набрать возможное в данном случае давление в НКТ. Если перепад давления над и под хлопушкой будет меньше, указанного в руководстве по эксплуатации/технической спецификации для клапана-отсекателя максимального дифференциального давления на хлопушке при открытии клапана-отсекателя по линии управления, то можно будет открыть клапан-отсекатель подачей давления в трубку управления.

Целью дифференциального испытания на открытие является оценка влияния операции открытия на механизм закрытия SSSV, а также определение максимального перепада давления для открытия клапана без механизма самоуравнивания давления.

7. Требования к поставщику/изготовителю

Раздел 7 содержит подробное описание требований для каждого изделия, изготовленного по настоящему стандарту, с целью обеспечения соответствия требованиям технических условий и функциональной спецификации.

Клапан-отсекатель с приводом шток-поршень один из самых сложных видов оборудования в плане изготовления и проверки качества отверстия для штока-поршня.

Вот как описывает проблемы один из западных производителей. *Отделка канала уплотнения гидроцилиндра является уникальной для промышленности. Такое отверстие сложно обработать с хорошей отделкой и крайне сложно проинспектировать. Были разработаны специализированные хонинговальные машины для полной автоматизации процесса отделки для обеспечения точного размера и отделки этого критического отверстия. Поршни имеют запатентованный опорный/подшипниковый элемент, который обеспечивает скольжение поршня, которое не повреждается или не ухудшается со временем в результате контакта металла с металлом. Уплотнительная поверхность в этих гидравлических цилиндрах уникальная опора самого поршня продлевают срок службы динамических уплотнений далеко за пределы сопоставимых с традиционными системами.*

Как-то спросил у отечественного производителя, как и чем проверяют качество отверстия для штока-поршня. Показали инструмент, который входит внутрь отверстия только на 3-4 см. из которых часть занимает резьба. А длина отверстия более 15 см. На этом проверка качества завершена. Не проводится даже визуальный осмотр, хотя инструментарий имеется в широком ассортименте.

ГОСТ ISO 10417-2014 Проектирование, установка, эксплуатация и восстановление системы скважинных предохранительных клапанов. Почему-то в ISO и ГОСТ ISO этот стандарт именуется как Общие технические требования. Хотя в первоисточнике - API RP 14B это методические рекомендации, рекомендуемая практика (Recommended Practice).

ISO 10417:2004 устанавливает требования и содержит руководство по конфигурации, установке, испытаниям, эксплуатации и документации систем скважинного предохранительного клапана (SSSV). Кроме того, стандарт ISO 10417:2004 устанавливает требования и содержит руководящие принципы отбора, обработки, исправления и документирования оборудования для эксплуатационных скважин.

Стандарт ISO 10417:2004 неприменим к ремонтным работам. ISO 10432 содержит требования к ремонту оборудования SSSV.

Циркуляционный клапан

К сожалению в России не существует стандарта, касающегося циркуляционных клапанов. Так же как и следующее оборудование :

Не удерживающее давления, такие как:

- негерметичное расстановочное соединение/патрубок;
- перфорированный патрубок;
- воронка для ввода тросового инструмента;

Удерживающие давление, такие как:

- противоэрозионные патрубки;
- оправка для химического впрыска;
- переводник или переходник для труб;
- расходная муфта;
- инструментальная оправка;
- удлинитель для фрезерования;
- удлинитель гнезда с полированным отверстием;
- Y-блок.

Отсоединение или повторное соединение, например:

- якорь/анкер;
- локатор;
- инструмент разъединения/соединения колонны НКТ;
- гнездо с полированным отверстием (PBR);
- уплотнительный узел;
- предохранительное соединение для среза;
- трубный уплотнительный узел (TSR).

Перемещение труб, например:

- компенсатор;
- телескопический поворотный узел;
- подгонный узел для перемещения.

Открытие порта сообщения в колонне труб; например:

- клапан заполнения колонны труб;
- циркуляционный клапан;
- разгрузочный клапан.

Для всех вышеперечисленных принадлежностей для заканчивания скважин существует стандарт ISO 14998, введённый на западе в 2013 году. В Казахстане выпустили СТ РК ISO 14998-2017. Это Международный стандарт предназначен для предоставления требований и информации обеим сторонам в выборе, изготовлении, испытании и использовании комплектующих заканчивания. Кроме того, этот международный стандарт касается требований поставщика/изготовителя, которые устанавливают минимальные требования, которые поставщики/производители должны соблюдать и соответствовать.

Как и большинство стандартов по оборудованию заканчивания ISO 14998 включает требования к функциональной спецификации п.5, технической спецификации п.6, требования к изготовителю/поставщику п.7, ремонту и переоснащению п.8, перевозке и хранению п.9.

Также имеются приложения (нормативные) по требованиям к валидационным тестам Annex A и отдельно по требованиям к валидационным функциональным тестам к инструментам разъединения колонны НКТ (Annex B), требованиям к валидационным функциональным тестам к инструментам компенсации передвижения колонны НКТ (Annex C) и требованиям к валидационным функциональным тестам к инструментам открытия портов сообщения труб и затруба (Annex D).

Могу только на примере проблем на скважинах ЧНГКМ сказать, что стоит перевести для себя этот стандарт и принять к исполнению. Вспоминаю, что на скважинах возникали проблемы с герметичностью колонны НКТ при гидравлической опресовки после СПО на ГНКТ. Некоторые специалисты связывали это с тем, что КНБК ГНКТ каким-то образом сдвигает внутреннюю втулку ЦК при прохождении через циркуляционный клапан. Я слышал даже следующее предположение от руководителя подразделения установки ГНКТ на месторождении. Он предположил, что внутренняя втулка передвигается из-за трения с трубой ГНКТ. Ну это от незнания конструкции ЦК. Внутренний диаметр внутренней втулки больше, чем внутренний диаметр наружного корпуса и ГНКТ никак не может соприкоснуться со втулкой. Я предположил, что эти проблемы возникают из-за того, что элементы КНБК гибкой трубы были сделаны на подобию инструментов ПРС с профилями ловильных шеек и без!!! внутреннего канала для циркуляции – основной выгодой ГНКТ. Ловильные шейки цеплялись за внутренние профили для зацепа инструмента переключения ЦК в сочетании с тем, что конец ГНКТ не выпрямлялся перед спуском в скважину, КНБК не соответствовала скважинным условиям и внутренняя втулка ЦК имела малое усилие сдвига, и это приводило к частичному сдвигу внутренней втулки ЦК, расположению окон внутренней втулки между наборами V-уплотнений ЦК, и как итог к пропускам при опресовке НКТ.

Если бы производители проводили функциональные тесты ЦК и инструментов переключения в составе КНБК ГНКТ, как это рекомендует стандарт ISO 14998, то можно было избежать осложнений на скважинах.

Посадочные ниппели и замки ГОСТ ISO 16070-2015 ОПРАВКИ УСТАНОВОЧНЫЕ И ПОСАДОЧНЫЕ НИППЕЛИ

Вспоминаю один разговор с главным конструктором одного предприятия. Я обнаружил, что угол наклона непроходного буртика посадочного ниппеля не соответствует углу наклона ответного непроходного буртика замка. Я сделал замечание по этому поводу и в ответ пришлось слушать излияния о деформации деталей замков и дублеров и что он нашел способ уменьшить деформацию

за счет изменения углов ответных No-Go буртиков. Причем о каких-то деформациях непроходных буртиков он слышал от кого-то, сам не видел. Якобы эти деформации, если они случаются, мешают извлечению замков из посадочных ниппелей.

В чем заблуждается главный конструктор. Во-первых непроходные буртики как замка, так и посадочного ниппеля не деформируются при ударах колонной тросового инструмента определенного веса в процессе установки замка из-за того, что замок концентрично размещается в посадочном ниппеле за счет набора шевронных уплотнений, ответные соприкасающиеся плоскости непроходных буртиков замка и ниппеля соприкасаются (должны соприкасаться) по всей площади. Многолетние наблюдения и опыт операторов подтверждает, что не может произойти деформация непроходных буртиков в процессе установки замка в посадочный ниппель если они правильно спроектированы и если замок и ниппель одной системы. Известно, что различные системы имеют различные углы наклонов непроходных буртиков. И если замок одной системы установить в посадочный ниппель другой системы, то могут появиться проблемы.

Во-вторых, если конструктор изменил углы ответных плоскостей, то уменьшится площадь контакта и увеличится давление на буртиках при тех же весах тросовой колонны и интенсивности процедур удара ясом при установке. Или при приложении перепада давления сверху.

В-третьих. Да, на ловильных шейках замков и дублеров можно наблюдать деформационные изменения вследствие ударных акций в скважине и это объясняется тем, что соприкасающиеся поверхности спуско-подъемного инструмента и ловильной шейки не всегда соприкасаются по всей площади. Но деформации верха ловильных шеек не влияют на установку и извлечение замков. Такие деформации оператор должен удалить напильником, а если деформации существенные, то заменить деталь.

Это кратко о квалификации некоторых конструкторов. Знания и навыки они предпочитают получать не на месторождениях, а по слухам.

Также как и в других стандартах изложены требования к содержанию функциональной спецификации п.5 и технической спецификации п.6. Осталось только прочитать стандарт и следовать его пунктам.

Комплексы подземного оборудования. Хранение оборудования на месторождении.

Вот что рекомендует один из отечественных производителей оборудования.

- 5.1. Комплекс должен храниться при температуре окружающей среды от минус 60 до плюс 45°C и относительной влажности до 100 %.
- 5.2. Резиновые комплектующие должны храниться при температуре окружающей среды от 0 до плюс 45°C.
- 5.3. Хранение комплекса должно осуществляться под навесами или в помещениях, где колебания температуры и влажности воздуха несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе (условия хранения – 5 по ГОСТ 15150-69).

Сравните с Рекомендациями по хранению зарубежных производителей.

Рекомендации по хранению

1. Осмотрите все инструменты при получении.
2. Убедитесь, что в порт управляющей линии установлена заглушка. Порт управляющей линии должен оставаться закрытым, когда клапан не тестируется. Закупорка отверстия управляющей магистральной предотвратит попадание мусора в отверстие гидравлического поршня.
3. Храните все инструменты в закрытом, сухом, с контролируемой температурой помещении
4. Храните инструменты вертикально, по возможности, с протектором резьбы с отверстием внизу, чтобы обеспечить отвод влаги.

5. Тщательно высушите испытанные водой инструменты и нанесите ингибитор коррозии или масло на наружные и внутренние поверхности.
6. Подпилите напильником все выемки и заусенцы, не уменьшая первоначальный внешний диаметр.
7. Храните запасные эластомерные и резиновые компоненты в герметичных пакетах вдали от прямых солнечных лучей, ультрафиолетового излучения, электродвигателей или генераторов. Всегда плотно закрывайте пакеты, содержащие эластомерные компоненты.

Ниже приведены фотографии зарубежного трубного клапана-отсекателя, который не спускался в скважину, но пролежал какое-то время и на улице, а затем и в теплом складе и в цехе.



Коррозия есть на ниппеле пружинного отсека. Коррозия, обнаруженная на основании створки клапана, возникла в результате соединения с ниппелем.

После извлечения из упаковки, при опресовке клапан-отсекатель потек по резьбовым соединениям корпуса. Он был отправлен на завод-изготовитель для выяснения причин негерметичности.



Очень сильная коррозия обнаружена на резьбовом соединении ниппеля корпуса клапана.

На фотографиях внизу показано оборудование в ящиках, привезенное с УПТОК в цех для работы.



Конечно подходы к получению и хранению оборудования изменились. Если в 2009 – 2011 годах требовалось срочно поставить оборудование в большом количестве на месторождение и не хватало складских помещений и оно хранилось под открытым небом, то в настоящее время заводы изготовители имеют на месторождениях свои производственные базы и уже сами организуют и доставку и хранение оборудования. Правильно организованные графики изготовления, проверки, отгрузки и доставки оборудования на месторождение позволяют сократить сроки хранения до его спуска в скважину.

Выводы.

Сегодня стандарты ISO (ИСО) приняты во всем мире как методы, с помощью которых производители и поставщики товаров и услуг, а также покупатели могут достичь максимально удобного и эффективного уровня взаимодействия между собой. Но это действует при условии, что обе стороны знают стандарты и следуют им. Как правило стандарты содержат требования и информацию для поставщиков/изготовителей и потребителей/заказчиков в отношении выбора, изготовления, испытаний и эксплуатации оборудования заканчивания скважин. Кроме того, стандарты рассматривают требования к поставщику/изготовителю и приводят минимальные условия, которым должны следовать поставщики/изготовители, чтобы отвечать требованиям настоящих стандартов.

Стандарты снижают риск ответственности за продукт, обеспечивают ясность в отношении свойств продукта и считаются четкими и признанными правилами технологии. В контрактах ссылка на стандарты повышает правовую определенность.

Стандарты облегчают доступ на рынок. Стандарты как глобальный язык технологий снижают технические торговые барьеры и способствуют свободному перемещению товаров. Стандарты открывают двери и способствуют экспорту. На рынках за пределами России также действуют эти стандарты. Но для начала давайте научимся говорить и работать на языке стандартов у себя внутри страны. Кстати в любой профессии помимо стандартных названий используется сленг. Жаргон есть и в лексиконе инженеров по заканчиванию скважин. В мире выпускаются множество Словарей терминов, сокращений и аббревиатуры для инженеров нефтянников/газовиков. Можно выучить даже жаргонизмы, если поработаешь в поле.

В процессе перехода экономики к рыночным отношениям были введены ТУ (технические условия), целью которых стало регламентировать производство товаров, которые не попадали под действие ГОСТа. В далеком 2009 начались очередные попытки, а я помню еще первые попытки скопировать импортное оборудование в 1980 году, произвести отечественные комплексы подземного оборудования для газовых месторождений. При отсутствии в то время в России стандартов на подземное оборудование заканчивания скважин производителями разрабатываются собственные ТУ. По ним или параллельно с ними писались и Технические требования на подземное оборудование скважин. Они-то и оставляют желать лучшего и до сих пор.

Позже, с 2012, 2013, 2014 годов в России стали появляться отечественные стандарты по видам оборудования для заканчивания скважин. Естественно, Технических Условий я лично не видел, но знаю, что стандартом 2.114-2016 Единая система конструкторской документации ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ прописано, 4.4 Требования, установленные в ТУ, не должны противоречить требованиям стандартов (межгосударственных, национальных, отраслевых), распространяющихся на данное изделие, если это не противоречит национальному законодательству. В ТУ требования стандартов повторять не следует, данные требования заменяют ссылками на эти стандарты в соответствии с ГОСТ 2.105. Поэтому правильно было бы во всех документах ссылаться на действующие государственные стандарты по видам оборудования. И все свои действия привести в соответствие стандартам и не принимать на себя повышенные обязательства, как сказал один директор по качеству, когда оправдывал использование клапана-отсекателя в качестве запорного органа.

Любому добычнику хочется запустить скважину в работу и приезжать только для плановой проверки Ф.А. и устьевого оборудования, благо, что сейчас возможно следить за параметрами работы скважины сидя перед компьютером в кабинете.

Никому не нравится появление давления в затрубье, особенно устойчивого. Особенно на ОГКМ и АГКМ. Если устойчивое давление в затрубье появилось, то приходится останавливать скважину для проведения комплекса работ по выявлению причин появления давления. Здесь налицо упущенная выгода из-за простоя скважины. Далее последуют непредвиденные большие расходы на изоляционные работы в лучшем случае, или капитальный ремонт скважины, в худшем случае.

И это чаще всего происходит из-за незнания, нежелания или неумения Заказчика и Производителя работать по стандартам на оборудование заканчивания. По каким причинам, не знаю. И это, пожалуй, **первый из моих выводов**.

В п.7.1.6. ISO 9001 уделяется особое значение Знаниям организации. Если знания в металлообработке у заводчан на уровне, только не хватает необходимого станочного парка, оснастки и стандартизированных материалов для использования в коррозионных средах, то знания по заканчиванию скважин, оборудованию заканчивания имеют нарекания со стороны Заказчиков и специалистов. Замечу, что знания некоторых менеджеров Заказчиков, отвечающих за заканчивание скважин, включая заказ, приёмку оборудования и т.п., оставляют желать лучшего. Считаю, что одни геологи по образованию, никак не могут отвечать за оборудование заканчивания скважин, что иногда практикуется на предприятиях Заказчиков. Заканчивание требует объединения знаний многих специалистов: разработчиков, механиков, геологов, металловедов-коррозионистов и др.

Второй вывод Отсутствию системного обучения в области заканчивания скважин и на стороне Заказчика и уж тем более на стороне исполнителя.

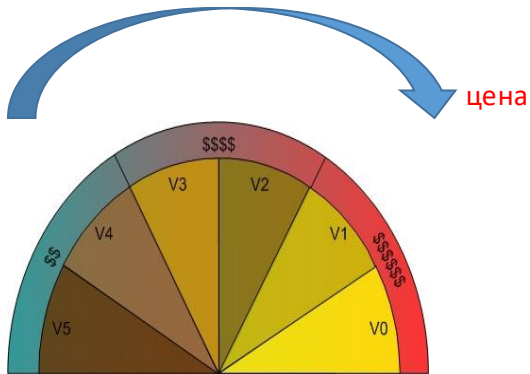
В-третьих. Отсутствие в штате российских компаний главных специалистов по аварийным клапанам-отсекателям, главных специалистов по пакерам и сопутствующему оборудованию, главных специалистов по оборудованию контроля потока, главных материаловедов и прочих главных специалистов по линейкам оборудования. Естественно, что у этих главных специалистов должен быть свой штат. Главные специалисты, как правило, это или люди с большим промышленным опытом по определенной линейке оборудования или пришедшие из компаний-производителей. Периодически эти специалисты проходят курсы повышения квалификации, посещают семинары по новому оборудованию, которые проводят фирмы-изготовители. Именно эти люди ответственны за политики выбора, покупки, дальнейшей эксплуатации и сервиса оборудования.

Кстати, главные специалисты по линейкам оборудования существуют и во всех крупных западных компаниях-производителях оборудования.

В-четвёртых. Отсутствие испытательных стендов, полностью отвечающих стандартам .

Несколько ремарок к выводам.

ГОСТ ISO 14310-2014 устанавливает шесть классов валидации пакеров.



Стоимость валидации и, как следствие, самого пакера возрастает от V5 до V0 и иллюстрирована одной из компаний верхней диаграммой. Ниже приведено соотношение класса валидации типу скважин, по мнению той же компании.

- v5 нефтяные наземные скважины, низкое давление,
- v4 нефтяные скважины, наземные и морские
- v3 нефтяные и газовые скважины, наземные и морские, мелководные
- v2 газовые скважины, наземные и морские, мелководные
- v1 газовые скважины, морские, мелководные
- v0 высокодебитные газовые скважины, морские, глубоководные.

Некоторые западные компании «помогали» специалистам отечественных компаний составить функциональные спецификации на закупаемое оборудование. Одним из финтов этих «помощников» является завышение класса валидации проекта/проверки дизайна до V0, у них такое оборудование уже имеется, а для отечественных производителей оно иногда не достижимо в силу отсутствия материалов, станков, инструмента, технологий и испытательных стендов.

Часто можно слышать, что зарубежные продавцы оборудования говорят нашим отечественным специалистам, что нельзя использовать элементы подземного оборудования различных производителей в одном комплекте. Я бы хотел посмотреть смогут ли они такое сказать специалистам, например TOTAL или CHEVRON и др..

TOTAL составляет свои требования для тендеров по оборудованию заканчивания строго по ISO. Получив коммерческие предложения различных компаний и опираясь на свою базу эксплуатационных данных, рекомендации своих главных специалистов и не в последнюю очередь сравнивая цены, компания составляет свой комплекс подземного оборудования из элементов различных производителей.

С моей точки зрения нельзя проводить тендеры на закупку оборудования заканчивания скважин, приглашая одновременно и отечественных производителей и западные транснациональные многопрофильные компании. Задача последних погубить наше начинающее производство на корню, не дать развиваться.

Сокращения.

ВСО – внутрискважинное оборудование.

ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы.

КО – клапан-осекатель.

КПО - комплекс подземного оборудования.

НКТ – насосно компрессорные трубы.

ПРС – подземный ремонт скважин (на проволоке).

СПО- спуско подъемные операции.

ТКО- трубный (спускаемый на трубах) клапан-отсекатель.

ТТ - технические требования.

ТУ – технические условия.

ЦК – циркуляционный клапан.

No-GO – непроходной (буртик)

Э.К. – эксплуатационная колонна.

1. Jonathan Bellarby, «Well Completion Design», Elsevier Radarweg 29, PO Box 211, 1000 AE Amsterdam, The Netherlands Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP, UK
2. ГОСТ ISO 14310-2014 «Нефтяная и газовая промышленность Оборудование скважинное. Пакеры и мостовые пробки. Общие технические требования»
3. ISO 9001 Системы менеджмента качества. Требования.
4. https://petrowiki.spe.org/Packers#Packer_classification
5. Шлюмберже, каталоги.
6. Ф.Хамидов. Материалы и технологии для изготовления плашек и элементов пакеров
7. ГК РФ Статья 1370. Служебное изобретение, служебная полезная модель, служебный промышленный образец.
8. Failure Investigation of UNS N07718 (Inconel 718) Bolts under Cathodic Protection for Subsea Oil & Gas Operations, Conference Paper · January 2017, Herman Ernesto Amaya.

Фарит Хамидов.