УДК 622.245.44

А.В.ЩЕРБИН
ОАО «ВолгоградНИПИморнефть»

ПРИМЕНЕНИЕ МНОГОСЛОЙНЫХ ЭЛАСТИЧНЫХ ОБОЛОЧЕК В НЕФТЯНОМ ОБОРУДОВАНИИ (К ВОПРОСУ О МЕТОДАХ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА)

Для системного решения проблемы предложен новый способ герметизации скважин с помощью многослойных эластичных оболочек. Рассмотрены недостатки существующих герметизаторов и обозначены основные направления повышения их надежности и долговечности. Представленный способ герметизации скважин позволяет увеличить эффективность нефтеотдачи за счет повышения надежности нефтепромыслового оборудования. Результаты экспериментальных исследований представляют практический интерес для проектирования новых и модернизации существующих скважин с целью повышения нефтеотдачи пластов. Изучены вопросы повышения надежности внутрискважинного оборудования, применяемого для проведения работ по увеличению нефтеотдачи пласта. Описан механизм взаимодействия элементов внутрискважинного герметизатора, основанный на тщательных опытных испытаниях, проводимых на оригинальном стендовом оборудовании. Полученные положительные результаты на внутрискважинных герметизаторах вошли в концепцию создания новейших герметизирующих элементов на основе многослойных оболочек. Данная концепция реализована в создании нового устьевого герметизатора.

In accordance with the conference subject to solve this problem new method of well sealing using multylayer flexible enclosures is suggested to use. The article indicates the main types of downhole packers. Shortcomings of existing packers are considered and main methods to enhance reliability and lifetime are mentioned in this paper. Sealing technique represented in the article permits to increase oil recovery efficiency due to oil-field equipment reliability improvement. Test data results can be practically used on new wells design and equipment upgrading for existing wells to improve reservoir recovery. Methods to enhance reliability of downhole equipment applied to improve reservoir recovery are considered in this paper. Correlation between separate elements of the downhole packer based on bench-test data is also described in the article. Obtained positive results on downhole packers is the idea of new packers generation based on multylayer enclosures. This idea resulted in enhanced wellhead packer.

Гидроразрыв пласта является одним из основных методов увеличения нефтеотдачи. С течением времени гидроразрыв пласта превратился из простого метода стимулирования, выполняемого с небольшим объемом жидкости при низкой подаче, в сложную многоцелевую процедуру. В настоящее время гидроразрыв применяется для повышения продуктивности скважины путем устранения повреждения призабойной зоны при бурении и заканчивании скважины, а также для создания глубоко проникающих трещин высокой проводимости в низкопроницаемых пластах.

Для гидроразрыва пласта, проводимого в рамках повышения нефтеотдачи и восстановления коллекторских свойств призабойной зоны скважины, используют специальную технологическую сборку внутрискважинного оборудования.

Необходимым условием успешного проведения работ является надежная работа всего технологического оборудования, задействованного в операции. Выход из строя какого-либо звена в технологической цепочке может привести к аварийной ситуации. В большей степени это относится к внутрискважинному оборудованию, так как невозможность непосредственного контро-

ля, значительные давление и глубина вместе с минимальными радиальными размерами негативно влияют на работоспособность бурового или ремонтного инструмента.

Максимальная ответственность в этих условиях ложится на все без исключения резиновые элементы, работающие на глубине. Перепады давления, достигающие 100 МПа, воздействие агрессивной среды и пластовые температуры – все это заставляет предъявлять к уплотнительным элементам, работающим в скважине, повышенные требования. Основным элементом сборки, к которому предъявляются наиболее жесткие требования, является пакер – устройство, которое позволяет разобщать колонну скважины на участки со значительными перепадами давления, вести раздельную эксплуатацию нескольких пластов или отсекать нежелательные для эксплуатации зоны скважины. Чаще всего в качестве материала для изготовления герметизирующего элемента в пакере применяется маслобензостойкая резина. В последовательности операций по установке пакера существует, по меньшей мере, три взаимоисключающих момента. Во-первых, при спуске оборудования необходимо, чтобы зазор между стенками скважины и инструментом был достаточным для успешного спуска и исключал эффект поршневания. Во-вторых, конструктивные элементы пакера, обеспечивающие оптимальный проходной зазор, не должны превышать некоторого критического значения, чтобы исключить «затекание» резины в уплотняемый зазор и прихват инструмента. И в-третьих, после проведения операции на скважине конструкция уплотнительного элемента пакера должна позволять беспрепятственно проводить подъемные работы. Помимо этого, попутно решается достаточно большой комплекс работ по обеспечению надежной работы внутрискважинного оборудования.

Как правило, стандартный резиновый элемент, применяемый в пакере, – это цельноформованная деталь, которая широко применяется в различных работах на скважинах. Но с увеличением глубины, давления гидроразрыва пластов, диаметра скважин, растут и требования, предъявляемые к уплотнителям. Надежность работы уплотнительного элемента определяют, главным образом, степенью совершенства конструктивного выполнения и качества материала уплотнителя.

Влияние конструктивного выполнения уплотнительных элементов четырех основных типов на их работу проверялось на стенде. Результаты испытаний следующие:

• Тип А. Испытания на стенде показали, что набор плоских резиновых шайб с разделительными кольцами или без них не обеспечивает равномерной радиальной деформации шайб по всей длине набора. Осевая нагрузка от нажимной шайбы передается каждому кольцу не в одинаковой степени и уменьшается при переходе от одного к другому. Во всех случаях уплотнение происходит за счет деформации первого и частично второго колец. Резина вступает в контакт с обсадной трубой стенда на небольшой площади, что вызывает значительные перегрузки резины. Перегруженное кольцо после извлечения из стенда имеет большие остаточные деформации.

• Тип Б. Уплотнительный элемент представляет собой сплошной резиновый цилиндр, собранный на штоке. С верхней стороны к уплотнителю привулканизирована металлическая головка с внутренней резьбой для муфты со штоком. Нижняя сторона резинового цилиндра свободно опирается на опорную шайбу с хвостовиком. Этот резиновый уплотнитель при нагружении осевой силой с торцов в обсадной трубе максимально деформируется не в середине цилиндра, а в сечении, расположенном примерно на 1/3 длины со стороны свободного конца.

• Тип В. В этом элементе к резиновому цилиндру с обоих концов привулканизированы металлические головки с внутренними резьбами. Испытания на стенде показали, что двусторонняя заделка резины заметно не меняет условий герметизации уплотнителя, однако значительно усложняет его изготовление.

• Тип Г. Этот уплотнитель работает по принципу внутреннего разжатия резинового

цилиндра конусной или ступенчатой скалкой. Стендовые испытания показали, что сила трения, возникающая между скалкой и внутренней поверхностью резинового цилиндра, и сила трения между внешней поверхностью и обсадной колонной настолько велики, что скалку трудно извлечь из уплотнителя, а уплотнитель со скалкой из трубы.

При конструировании нового типа уплотнителя мы попытались исключить недостатки, присущие стандартным уплотнителям. Для увеличения площади контакта резинового элемента со стенками скважины был создан многослойный уплотнительный элемент, состоящий из вложенных друг в друга трех цилиндрических оболочек. Торцы оболочек входят во внутренние полости манжет, а основания манжет сопрягаются с фигурными резинотканными шайбами, которые центрируются стальными кольцами с корпусом пакера. Детали многослойного уплотнителя изготовлены из резины различной твердости. Внутренняя оболочка имеет самую малую твердость, а резинотканые шайбы самую высокую. Помимо этого, все резиновые детали уплотнителя подвергнуты поверхностной обработке, что повысило твердость поверхностного слоя в несколько раз относительно сердцевины и снизило коэффициент трения.

Испытания на стенде показали, что при имитации разгрузки колонны труб наблюдается снижение усилия установки пакера. Площадь контакта резинового элемента со стенками скважины увеличивается за счет равномерного распределения нагрузки между смещающимися слоями; снижение как внутреннего, так и поверхностного трения за счет поверхностной модификации резины благоприятно сказались на снижении энергозатрат при предварительной сжимающей нагрузке. Следствием этого стало увеличение рабочего давления под пакером, так как герметизирующая способность уплотнительных элементов после установки в скважине зависит от контактного давления, складывающегося из контактного давления, образующегося за счет предварительной сжимающей нагрузки, и контактного давления, обусловленного действием перепада давления. Использование по торцам уплотнительного элемента манжет с более высоким значением твердости, чем твердость цилиндрических оболочек, исключило выдавливание резины в уплотняемый зазор. В дальнейшем, это позволит проектировать пакеры с повышенным коэффициентом пакеровки, исключающим поршневание.

Способ герметизации скважины с помощью многослойных эластичных оболочек, примененный в герметизирующем элементе пакера, в настоящее время внедряется на ПО «Баррикада» в конструкции вращающегося превентора.

Таким образом, применение многослойных цилиндрических оболочек возможно не только в пакерующих устройствах, но и в других изолирующих и защитных устройствах на скважине. В связи с этим возникает необходимость пересмотра всего комплекса противовыбросового и герметизирующего оборудования и применения новейших научных разработок в этой области.