

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПАКЕРНОЙ ГАЗЛИФТНОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.И. Каменюка, В.О. Леликов

Научный руководитель доцент И.А. Пахлян

Армавирский механико-технологический институт (филиал)

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

Развитие отечественной газовой промышленности предусматривает введение в эксплуатацию новых газовых и газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа с надежным эксплуатационным фондом скважин. Высокая стоимость введения в эксплуатацию и эксплуатация скважин, необходимость повышения экологической чистоты подобных объектов требует создания подземного оборудования скважин высокой надежности.

Обязательным условием эффективной и безопасной эксплуатации скважин является обустройство их комплексами подземного оборудования, которые должны обеспечить:

- герметичное разграничение полости насосно-компрессорных труб и межтрубного пространства;
- защита эксплуатационной колонны от высоких пластовых давлений и эрозии;
- защита эксплуатационной колонны от коррозии;
- защита скважины от межколонных перетоков;
- проведение технологических операций освоения, глушения, промывки и исследования скважин;
- надежную эксплуатацию скважин при определенных режимах;
- надежная защита окружающей среды.

Основным элементом скважинного оборудования современных фонтанирующих, газлифтных, насосных и нагнетательных скважин при однопластовой эксплуатации и при одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной является пакер.

Пакеры широко применяются при проведении таких технологических операций, как гидроразрыв, кислотная и термическая обработка пласта, изоляционные работы, гидропескоструйная перфорация и др.

Пакеры спускают в скважину на колонне подъемных труб. Они должны иметь проход, позволяющий беспрепятственно спускать инструменты и оборудование для проведения необходимых технологических операций при освоении и эксплуатации.

Для раздельной эксплуатации двух пластов одной скважиной по параллельным рядам подъемных труб созданы двухпроходные пакеры.

В соответствии с назначением для обеспечения надежной работы, кроме оценки возможности проведения необходимых технологических операций в процессе эксплуатации, способов посадки и вытягивания, к пакерам предъявляются следующие основные требования:

- пакер должен выдерживать максимальный перепад давления, действующий на него в экстремальных условиях, который называется «рабочим давлением»;
- пакер должен иметь внешний диаметр, который обеспечивает оптимальный зазор между ним и стенкой эксплуатационной колонны труб, с которой он должен создать после посадки герметичное соединение.

Извлечение пакера из скважины происходит после ее глушения. При этом выравнивается давление, которое действует на плашки 7 верхнего якорящего узла и верхний якорящий узел не удерживает пакер при его извлечении. Дальше осуществляют подъем НКТ. При усилии 50–150 кН сверх веса колонны НКТ срезаются винты 39 обоймы 26. Колонна НКТ вместе с пакером, кроме деталей, которые входят в состав нижнего якоря и фиксирующего узла, поднимается вверх до тех пор, пока втулка 18 не нажмет на втулку нажима 17. При дальнейшем подъеме пакера, нижний конус 24 выходит из-под шлицов 25 и последние заходят в свое транспортное положение.

Но очень часто происходит так, что усилии, с которым поднимают колонну НКТ, а вместе с ней и пакер, недостаточно для выхода шлицов из зацепления с эксплуатационной колонной. Дальнейшее увеличение усилии может привести к обрыву колонны НКТ. В таких случаях извлечение колонны НКТ производят путем отсоединения на левой трапецидальной резьбе переводника 2 с переводником 3 или с помощью разъединителя колонны, который располагается над пакером. Такие средства извлечения колонны НКТ имеют один недостаток: пакер остается в скважине.

Поэтому мы предложили при извлечении пакера путем поднятия колонны НКТ с усилием 50–150 кН применить и гидравлический метод. Для организации этого метода следовало сделать некоторые изменения в конструкции пакера (рисунок 1):

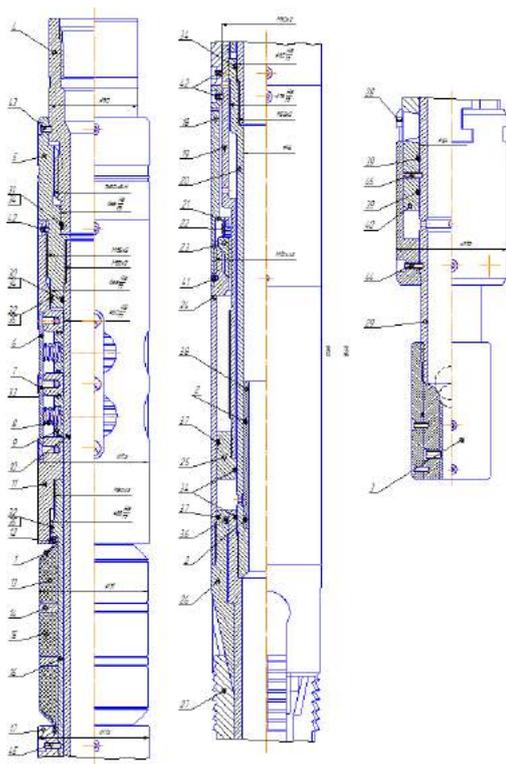
изменяется конструкция срезного клапана, который будет иметь два седла срезов клапана (седло клапана верхнее имеет больший диаметр и седло клапана нижнее имеет меньший диаметр). Седло клапана нижнее используется для установления пакера, а седло клапана верхнее используется для извлечения пакера.

изменяется втулка 20, которая будет иметь бурт для посадки в нее втулки 38.

увеличивается в продольном размере обойма 28 внутрь которой помещается втулка нажима 40, которая крепится к хвостовику 29 на срезных винтах 46.

Принцип действия гидравлического метода извлечения пакера заключается в следующем.

В колонну НКТ вбрасывают шарик срезного клапана и выдерживают 30–40 мин., чтобы шарик сел в верхнее



седло клапана;
опускают втулку 38 которая упирается в бурт втулки 20 и своим телом перекрывает отверстия во втулке 20, которые используются при установлении пакера;
создают давление 26–30 МПа, при этом срезаются винты 46 и втулка нажима 40 действует на шпильки 27, которые заходят в свое транспортное положение;
создают натяжение колонны 50–150 кН и срезают винты 44;
далее происходят действия аналогичные извлечению пакера-прототипа методом, который был описан выше.

Рис. 1. Модернизированная конструкция пакера

Литература

1. База данных «Процессы, протекающие в призабойной зоне скважины». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 5620393. Дата регистрации в фед. Органе исполнительной власти по интеллектуальной собственности 30.12.2014. Авт. Савенок О.В., Пахлян И.А., Селезнёв А.В., Татаринцев А.А.
2. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа – М.: Изд-во «Нефть и Газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с.
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие. Изд. Второе, испр. М.: Нефть и газ, 2007.
4. Омелянюк М.В. Проблемы интенсификации добычи нефти и капитального ремонта скважин (по материалам Международного научно-практического семинара, состоявшегося в г. Туапсе 26-29 сентября 2011 года). Министерство образования и науки Российской Федерации, Самарский государственный технический университет; ответственный редактор В. В. Живаева. Самара, 2012. Издательство: Самарский государственный технический университет (Самара), 2012. – 32 с.

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

К.С. Карсеко

Научный руководитель старший преподаватель Л.К. Бруй
Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого,
г. Гомель, Республика Беларусь

Производительность скважин главным образом зависит от геолого-петрофизических условий залегания продуктивных горизонтов и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Однако в процессе строительства скважин происходит резкое и, в большинстве случаев, безвозвратное снижение фильтрационно-емкостных свойств коллектора. В результате не достигается потенциально возможный дебит, что приводит к увеличению срока окупаемости скважин и уменьшению конечного коэффициента извлечения углеводородов. Снижение фильтрационно-емкостных свойств коллектора в основном происходит при первичном вскрытии пласта. Поэтому необходимо применение специальных технологических жидкостей для вскрытия пласта, не ухудшающих естественной проницаемости коллектора [1].

Применяемые в настоящее время буровые растворы для вскрытия пород продуктивного горизонта содержат твердую фазу в виде глинистых частиц, наполнителей, шлама и т.п., что влечет за собой закупорку порового пространства скважины. Вскрытие на воде ведет к обводненности продукции, блокировке нефти за счет образования высоковязких эмульсий. Все это способствует ухудшению скин-фактора.

С точки зрения экономической целесообразности, простоты приготовления и обработки, экологической, промышленной и пожарной безопасности наиболее приемлемыми являются растворы на водной основе. Техническая вода, применяемая для вскрытия пластов с низким пластовым давлением, также не лишена