

**ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПАКЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН
В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА**

Хуснутдинов Д.Р.

Научный руководитель доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Негерметичности эксплуатационной колонны (ЭК) как правило характеризуется наличием каналов в цементном кольце за колонной, связывающих интервал перфорации с водоносным пластом. Причиной для формирования негерметичности ЭК являются:

- долгий промежуток времени эксплуатации скважины в условиях высокой коррозионной активности добываемого флюида;

- брак при выполнении цементирования колонны при тампонажных работах;

- разрушение ЭК пластовыми водами [5].

Для изоляции интервала негерметичности производятся ремонтно-изоляционные работы (РИР). В условиях низкой приемистости объекта изоляции – производится закачка смол. В условиях высокой приемистости – изоляция полимер - цементными составами с предварительным снижением приемистости [1], так же используются применение ремонтных накладок (пластырей). РИР требуют значительных затрат и, как показала практика, не всегда дают положительный результат.

Кроме того, проводя ремонтные работы в одном интервале, по истечении некоторого времени мы можем столкнуться с негерметичностью в другом. Более целесообразно в этих условиях использовать пакерные компоновки, устанавливаемые «лёгкой» бригадой текущего ремонта скважин (ТРС). Пакер состоит из ствола и двух, либо трех V-образными уплотнительных резиновых манжет, под которыми размещено нижнее механическое закоривающее устройство в виде конус-плашки-плашкодержателя, с целью предотвращения от скольжения пакера вниз. В конструкции пакера предусмотрен канал для пропуска кабеля и его герметизации. Пакер импульсно-механический типа ПИМ-КВШ позволяет, как пропустить через себя кабель и герметизировать его с последующим изготовлением сростка, так и провести монтаж пакера без рубки кабеля, а именно со сборкой пакера на устье. Пакер ПИМ-КВШ устанавливается в скважине механически, путем манипуляций осевых перемещений колонны труб и приводится в транспортное положение (распакеруется) натяжением колонны НКТ. Для перехода из любого положения спускоподъемных операций в посадочное положение, необходим, в первую очередь, подъем пакера на высоту не менее 400 мм. Только после этого можно приступать к посадке пакера, а именно, спуск пакера на величину не менее 400 мм с дальнейшим подъемом на 180-300 мм, и посадочным спуском до полного дожатия пакера для установки его в эксплуатационной колонне [3].

Перед спуском компоновки ЭЦН с пакером производятся работы по очистке эксплуатационной колонны в интервале установки пакера НКТ над пакером должна соответствовать группе прочности не ниже «Е».

Важной задачей при эксплуатации УЭЦН с пакером является возможность удалить газ скопившийся под пакером, который приводит к срывам подачи. Нагрузка на насос растёт, детали испытывают резкий удар. В большей степени это заметно в наклонно-направленных скважинах:

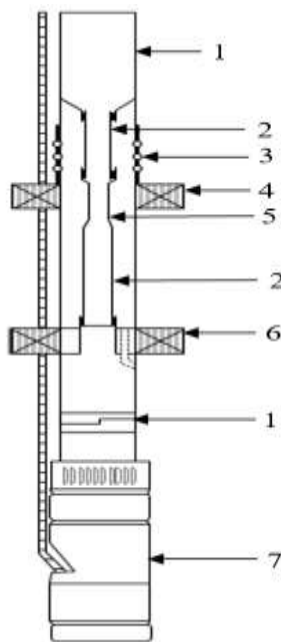


Рис. Схема двухпакерной компоновки для отвода газа (1. НКТ Ø 73, 2. Внутренняя НКТ Ø 48, 3. Перфорированный патрубок, 4. Пакер ПИШ-КВ, 5. Внутренняя НКТ Ø 37, 6. Пакер марки ПИМ-КВШ двух канальный)

Существует несколько методов для отвода газа из-под пакера это установка струйных насосов, использование к компоновке различных разрядных клапанов типа УСГ, КГП так же используют двухпакерную компоновку (рис.). При компоновке ЭЦН в комплекте с пакером запрещается использовать газосепаратор (при использовании двухпакерной компоновки допускается использование газосепаратора). Суть метода в том, что между двумя пакерами устанавливается НКТ 48 диаметра, через которую происходит отвод газа в затрубное пространство. Установка или извлечение двухпакерной компоновки за одну спуско-подъемную операцию. Изоляция протяженных участков корродированной э/к и обводнившихся пластов методом установки двухпакерной компоновки протяженностью до 1000 метров. Продолжительность установки и подготовки скважины составляет 170-210 часов. По сравнению с РИР: сокращение сроков ремонта скважин на 2-3 суток, успешность метода на предприятии АО «Томскнефть» ВНК составляет 95 %.

Применение двухпакерной компоновки на примере скважины 70 Южно-Черемшанского месторождения. Изначально была спущена однопакерная компоновка. Наблюдались срывы подачи. Остановка скважины на сутки для естественной дегазации подпакерного пространства не принесла пользу. Нарботка составила 23 суток, подъем ГНО произведен по причине «прорыв газа», принято решение о спуске двухпакерной компоновки.

После ремонта двухпакерная компоновка работает в периодическом режиме без срывов подачи более 230 суток, удалось не только стабилизировать работу УЭЦН, а так же увеличить дебит нефти на 23 %. На скважинах АО «Томскнефть» ВНК помимо применения двухпакерной компоновки было проведено успешное опытно-промышленное испытание «Устройства для сброса газа УСГ-73» [4]. Достижением критериев оценки эффективности ОПИ является наработка не менее 180 суток, безаварийная работа (180 суток), подтверждение работоспособности (сброс газа), отсутствие срыва подачи при запуске, оценка ремонтоспособности.

УСГ-73 предназначено для работы в скважинах с кратковременным повышением газосодержания, которое приводит к остановкам по срыву подачи и долгому ожиданию запуска по причине дегазации затрубного пространства. УСГ-73 служит для перепуска в НКТ газа, скапливающегося в затрубе под пакером. При попадании газа на прием насоса происходит срыв подачи и его остановка.

Жидкость из НКТ сливается через насос. После прекращения слива давление жидкости внутри НКТ на уровне УСГ становится меньше давления газа в подпакерной зоне. Происходит перепуск газа в НКТ через УСГ [4]. Жидкость из НКТ через входной модуль перетекает в затрубное пространство. В результате обеспечивается нормальный запуск насоса без срыва подачи и дальнейшая работа насоса. Аналогом УСГ-73 по выполняемым функциям можно считать клапан перепускной КГП. УСГ имеет принципиально иное конструктивное исполнение и обладает следующими преимуществами:

- УСГ содержит нормально открытый клапан, благодаря чему имеет высокую чувствительность срабатывания
- УСГ содержит в своей конструкции лабиринт, препятствующий загрязнению клапана при прохождении через УСГ во время работы УЭЦН
- УСГ не имеет выступающих частей, диаметр соответствует диаметру муфт НКТ.

Эффективная эксплуатация скважин в условиях высокого газового фактора с негерметичностью эксплуатационной колонны посредством УЭЦН возможна. Каждая технология имеет свои достоинства и недостатки и своевременное ее применение обеспечит стабильную работу насосного оборудования и более эффективную добычу углеводородов. Также важно, что при ведении государственного баланса извлекаемых запасов УВС нефтяных месторождений по попутному (растворенному) нефтяному газу, разрабатываемых с поддержанием пластового давления заводнением, необходимо учитывать извлечение дополнительных объемов газа из неизвлекаемых при актуальных технологиях разработки запасов нефти.

Литература

1. Ефимов Н. Н. Технологии ОВП в нефтяных скважинах и пути повышения эффективности РИР // Инженерная практика. – 2011. – №. 7. – С. 4-17.
2. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний АО «Томскнефть» ВНК «Устройства для сброса газа УСГ-73». – 2022, с. 9
3. Технологический регламент ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК РД 52.24.622–2001 по применению пакеров в компоновке с электроцентробежными насосами для отсечения интервалов негерметичности эксплуатационных колонн при эксплуатации скважин – 2017, с. 31
4. Устройство для сброса газа УСГ-73 // Оклэс Технолоджиз Разработка и производство инновационного оборудования для добычи нефти и газа URL: <http://oklas-tech.ru/katalog-produktov/ustrojstvo-dlya-sbrosa-gaza-iz-uecn-usg-73/> (дата обращения: 14.03.2022).
5. Шайдаков В. В. и др. Отвод газа в компоновке" уэцн с пакером" // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – №. 2 (41). – С. 24-27.