

Литература

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. – М., – Недра, – 1985
2. Слюсарев Н.И. Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов. СПб. 2003
3. В.Алварано, Э.Манрик .Методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М., – ООО “Премиум Инжиниринг”, 2011.
4. Журнал «Oil&Gas Journal», июнь 2009.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ РАБОТЫ УЭЦН ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКОЙ ШАРНИРНОЙ МУФТЫ

И.Н. Козырев

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что при работе установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) на участках с большим набором кривизны из-за боковых усилий возникают нерасчетные напряжения корпусов и валов, которые ведут к одностороннему износу деталей и сокращения межремонтного периода (МРП) [3].

Максимально-допустимая кривизна скважины при спуске установки определенного поперечного габарита определяется допустимой упругой деформацией материалов, из которых изготовлена установка. Величина максимально-допустимой кривизны скважины по нормативным документам российских и иностранных изготовителей равна 2° на 10 метров длины. По тем же нормативным документам место подвески установки должно выбираться в скважине там, где установка не подвергается прогибу или как минимум вписывается в участок скважины. Отсюда спуск УЭЦН в скважину не производится на максимально возможную глубину с достижением целевого забойного давления. С целью максимального спуска установки в скважину и исключения износа оборудования, в настоящее время, в ЗАО «Роснефтехим» разработан и освоен выпуск гибкой шарнирной муфты (ГШМ).

ГШМ состоит из двух трубчатых корпусов, соединенных между собой шарниром, позволяющим корпусам изгибаться относительно друг друга в любом направлении. На концах корпусов расположены фланцы, которыми муфта с помощью шпилек соединяется с одной стороны с фланцем протектора погружного электродвигателя (ПЭД), с другой стороны – с фланцем приемного модуля или газосепаратора (ГЗ) погружного электроцентробежного насоса (рис.). Внутри корпусов муфты размещаются валы для передачи вращения от ПЭД к насосу. Концы валов имеют стандартные шлицы для соединения с валом ПЭД и насоса. Входной и выходной валы муфты соединяются между собой средним валом с карданными шарнирами, что обеспечивает передачу синхронного вращения при изгибе оси муфты. Вращение валов происходит в подшипниках скольжения, смазывающихся пластовой жидкостью. Циркуляция пластовой жидкости, обеспечивающая охлаждение подшипников, осуществляется двумя крыльчатками, установленными на валах муфты [4].

Применение гибкой муфты в составе УЭЦН позволяет:

- достичь потенциала скважины;
- предотвратить ослабление затяжки из-за асимметрии натяжений болтов межсекционных фланцевых соединений УЭЦН за счет снятия изгибающих нагрузок, действующих на установку при прохождении интервалов с интенсивным искривлением ствола во время спуска оборудования в скважину [1].

При эксплуатации УЭЦН в зоне с набором кривизны выше допустимой, где штатная установка работает в напряженно-деформируемом состоянии, УЭЦН, оснащенный гибкой муфтой, свободно вписывается в ствол искривленной скважины, чем обеспечивается повышенная устойчивость его работы [2].

В том случае, если участок ствола скважины, в котором расчетно предполагается подвеска насосного оборудования, имеет высокие значения локальной кривизны и установку вынужденно подвешивают в других интервалах, гибкая муфта позволяет производить подвеску УЭЦН именно в заданном интервале, что приводит к более оптимальному режиму ее работы.

Максимальный угол изгиба ГШМ составляет 5 или 10° в зависимости от варианта исполнения.

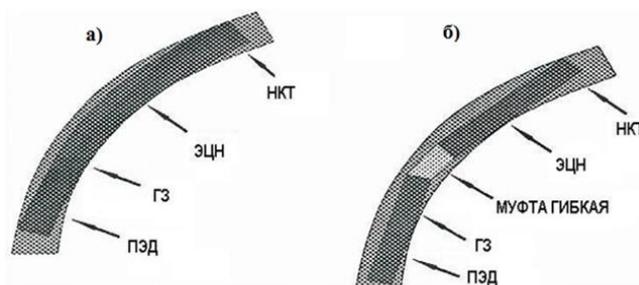


Рис. Положение УЭЦН в скважине без ГШМ (а) и с ГШМ (б)

Для проведения промысловых испытаний муфты необходимо выделить особо проблемные скважины и критерии применимости к ним гибкой муфты.

Можно выделить следующие критерии для подбора скважин, в которые рекомендуется спускать УЭЦН в комплекте с гибкой муфтой:

- габариты установки
- мощность электродвигателя
- потенциал скважины
- односторонний износ

Выводы:

Применение УЭЦН большего типоразмера на большую глубину спуска, имеющую сверхнормативную кривизну позволит увеличить количество добываемой нефти.

Предотвращение работы УЭЦН в напряженно-деформируемом состоянии, в кривом интервале ствола скважины увеличит МРП.

Применение ГШМ снизит число отказов УЭЦН являющихся следствием прохождения интервалов со сверхнормативной кривизной ствола скважины при спуске оборудования.

Литература

1. Пат. 2230233 Россия МПК F04D29/62, F04D13/10, Гибкая шарнирная муфта Гепштейн Ф.С., Дьячук И.А., Шаякберов В.Ф. Заявлено. 11.09.2002; Опубл. 10.06.2004.
2. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение / Ш.Р. Агеев, Е.Е. Григорян, Г.П. Макиенко. – Энциклопедический справочник. – Пермь: Пресс-Мастер, 2007. – 645 с.
3. Шаякберов В.Ф., Янтурин Р.А. О расширении возможностей УЭЦН// Нефтепромысловое дело. 2009. – № 3. – С. 27 – 28.
4. Справочник по муфтам / В. С. Поляков, И. Д. Барбаш, О. А. Ряховский. – 2-е изд., испр. и доп. – Л.: Машиностроение, 1979. – 344 с.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ

А.В. Максютин, Р.Р. Хусаинов, Д.А. Султанова

Научный руководитель профессор А.А. Молчанов

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время нефтегазовая промышленность Российской Федерации представлена месторождениями, вступившими в завершающую стадию разработки с высокой обводненностью добываемой продукции. Одним из осложняющих факторов, возникающих при эксплуатации таких месторождений, является коррозия нефтепромыслового оборудования.

Коррозия представляет собой процесс, в результате которого происходит разрушение материалов при взаимодействии с агрессивной средой [2]. В нефтепромысловой практике выделяют три основных механизма коррозии подземного оборудования, обусловленных влиянием растворенного в воде газа: CO_2 (углекислотная), H_2S (сероводородная) и O_2 (кислородная) коррозия. Согласно проведенному анализу для месторождений Западной Сибири наибольшую опасность представляет углекислотная коррозия.

Известно, что углекислотная коррозия характеризуется многообразием видов коррозионных повреждений. Исследованиями [1] выявлено два основных типа, характерных для повреждений оборудования, эксплуатируемых на месторождениях Западной Сибири: язвенная коррозия с глубиной проникновения 1–5 мм/год; мейза-коррозия со значительными по площади областями локальных коррозионных повреждений до 45 мм/год, которые перемежаются площадями металла, не затронутыми коррозией.

В качестве основных методов борьбы с ускоренной коррозией нефтепромыслового оборудования можно выделить следующие основные направления: замена металла на более коррозионностойкий; использование защитных покрытий органического или неорганического происхождения; применение электрохимической защиты (катодную, анодную и протекторную защиту); использование ингибиторов коррозии. Эффективность представленных методов в различных геолого-физических условиях может отличаться, каждая технология имеет определенные ограничения и недостатки.

На сегодняшний день в нефтяных Компаниях наиболее распространенным и экономически обоснованным является применение оборудования в коррозионностойком исполнении. Однако данный метод характеризуется некоторыми недостатками:

- существенные единовременные затраты на покупку оборудования в коррозионностойком исполнении;
- низкая оперативность в условиях необходимости принятия срочных мер по защите оборудования.

Применение ингибиторов коррозии характеризуется простотой реализации и высокой оперативностью, в связи с чем, является наиболее предпочтительным способом временной защиты нефтепромыслового оборудования до момента принятия конечного решения.

В данной статье приведены результаты лабораторных испытаний ингибитора коррозии на основе азотосодержащих органических соединений с моделированием условий эксплуатации промыслового оборудования на нефтяных месторождениях.