

## 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  $2^\circ$  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  $10^\circ$  в зависимости от варианта исполнения.

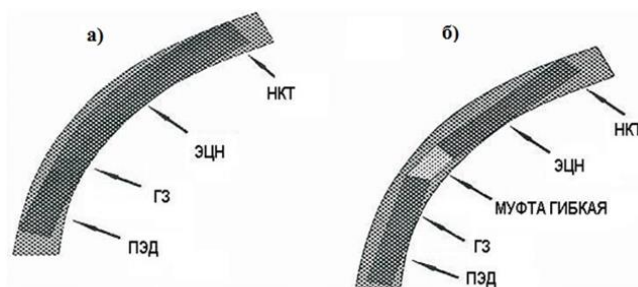


Рис. Положение УЭЦН в скважине без ГШМ (а) и с ГШМ (б)

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:  $\text{CO}_2$  (углекислотная),  $\text{H}_2\text{S}$  (сероводородная) и  $\text{O}_2$  (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.