Киреев С.О., Кадеров Х.К., Максимик А.В.

Тенденции модернизации замкового соединения штангового глубинного насоса

Донской Государственный Технический университет (ДГТУ)
(Россия, Ростов-на-Дону)

doi: 10.18411/sr-10-02-2019-50

idsp: sciencerussia-10-02-2019-50

Аннотация

В работе рассматривается конструкция замковой опоры штангового скважинного глубинного насоса. Приводятся примеры конструкций замковых опор и анализ работ по их модернизации с целью увеличения надежности и долговечности.

Ключевые слова: штанговый глубинный насос, плунжер, замковая опора, конструкция, колонна, насосно-компрессорные трубы, скважина, износ.

Введение. Добыча нефти с применением штанговых насосов (ШСН) – один самых распространённых способов добычи нефти. Это не удивительно, простота и эффективность работы сочетаются в штанговых глубинных насосах (ШГН) с высочайшей надёжностью. Более 2/3 действующих скважин используют установки с ШГН. На рисунке 1 схематично представлены станок-качалка и ШГН.

Рис. 1. Штанговая скважинная насосная установка

Целью магистерской диссертации является – усовершенствовать узел замкового соединения со штанговым глубинным насосом с учетом последних разработок в этой области.

Одной из задач диссертации является изучение существующего состояния предмета – конструкций узла замковой опоры. Для этого необходимо выполнить литературный обзор и провести патентный поиск, на основании анализа которых определить тенденции усовершенствования (модернизации) замковой опоры.

Конструкция штангового глубинного насоса

Глубинный штанговый насос (ШГН) в простейшем виде состоит из плунжера, движущегося вверх-вниз по хорошо подогнанному цилиндру. Плунжер снабжен обратным клапаном, который позволяет жидкости течь вверх, но не вниз. Обратный клапан, называемый также выкидным, в современных насосах обычно представляет собой клапан типа шар-седло. Второй клапан, всасывающий, – это шаровой клапан, расположенный внизу цилиндра, также позволяет жидкости течь вверх, но не вниз [1, 2].

По способу крепления к колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) различают вставные (НСВ) и невставные (НСН) скважинные насосы. В данном случае нас интересует вставной вид. Вставные штанговые насосы спускают в скважину в собранном виде. Предварительно в скважину на НКТ спускается специальное замковое приспособление, а насос на штангах спускают в уже спущенные НКТ. Соответственно для смены такого насоса не требуется лишний раз производить спуск-подъем труб.

На рисунке 2 показана типовая конструкция замковой опоры ОМ.

Замковая опора предназначена для закрепления цилиндра скважинных насосов исполнений НВ1 и НВ2 в колонне насосно-компрессорных труб [2, 3].

Рис. 2. Замковая опора ОМ. 1— переводник; 2 — опорное кольцо; 3 — пружинный якорь; 4 — опорная муфта; 5 — кожух; 6 — переводник

Высокая точность изготовления поверхностей деталей опоры должна обеспечивать надежную герметичную фиксацию цилиндра насоса в насосно-компрессорных трубах на заданной глубине скважины и одновременно предотвращать искривление насоса в скважине.

Замковая опора ОМ (см. рисунок 2) состоит из переводника 1, опорного кольца 2, пружинного якоря 3, опорной муфты 4, кожуха 5 и переводников 6.

Переводник 1 имеет на верхнем конце коническую резьбу, при помощи которой опора соединяется с колонной насосно-компрессорных труб. Опорное кольцо 2 изготовляют из нержавеющей стали. Конической внутренней фаской оно сопрягается с ответной конической поверхностью конуса замка насоса и обеспечивает герметичную посадку насоса.

Пружинный якорь 3 предотвращает срыв насоса с опоры от усилий трения движущегося вверх плунжера в период запуска в работу подземного оборудования.

Рубашка, на нижний конец которой навинчен переводник, присоединяется к нижней резьбе муфты и служит для предотвращения изгиба и поперечных перемещений цилиндра при работе насоса, а также для подвешивания труб под опору [3,4].

Известен вставной скважинный штанговый насос (авторское свидетельство СССР N 538154, к F 04 В 47/00 1975 г.), содержащий рабочую пару плунжер-цилиндр, шток, который связан со штангами посредством муфты, замковую опору с опорным кольцом, установленным в корпусе, спускаемом на трубах, пружинный якорь, выполненный в виде пружины сжатия, опирающийся на опорную втулку, и посадочный конус, расположенный на насосе.

Недостатком известной конструкции вставного скважинного штангового насоса является то, что для осуществления ревизии его замковой опоры необходим подъем из

скважины колонны труб. Кроме того, при трении подвижной втулки об уплотнительное кольцо происходит потеря герметичности. Это в свою очередь снижает надежность работы устройства в целом [5].

Модернизация замковой опоры представлена в авторском свидетельстве СССР N 958697 F 04 В 47/00 1982 г. В штанговом вставном насосе, содержащем плунжер, цилиндр, замковую опору с опорным кольцом, применены пружинный якорь, опирающийся на упорную втулку упругим распорным кольцом, тонкостенная втулка со щелями, плашка с зубьями.

Недостатком данного насоса является то, что тонкостенная втулка подвергается износу из-за напряжения пружинного якоря, что может привести к срыву конуса с опорного кольца. Пружинный механизм также подвержен коррозионному износу, что приводит к ослаблению пружины. Кроме того, данная конструкция сложна в изготовлении.

Проведенный обзор выявил тенденции усовершенствования замковых опор [6].

Основные тенденции по усовершенствованию замковой опоры штангового глубинного насоса:

1. Удобство и простота установки ШСН.
2. Эксплуатационная надежность – конструкция должна обеспечивать одновременно герметизацию и фиксацию ШСН, предотвращающую срыв насоса с опоры от усилий трения движущегося вверх плунжера в период запуска в работу подземного оборудования.
3. Замковая опора должна обладать ремонтпригодностью – быть достаточно простой.

Заключение

1. В работе выполнено описание работы вставных штанговых насосов.
2. Представлено назначение замковой опоры.
3. Определены тенденции модернизации конструкций узла замковой опоры.

1. Справочная книга по добыче нефти. Под ред. д-ра техн. наук Ш.К. Гиматудинова. М., «Недра», 1974. 704 с.
2. Молчанов Г.В., Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. М., Недра, 1984, 492 с.
3. Ивановский, В. Н. Оборудование для добычи нефти и газа: учебное пособие для вузов. / В.Н. Ивановский. – М.: изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000г. – 392 с.
4. Молчанов, Г. В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: Учебник для вузов. / Г.В. Молчанов. – М.: Недра, 1984г. – 464 с.
5. Чичеров, Л. Г. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования: Учеб.пособие для ВУЗов. / Л.Г. Чичеров. – М.: Недра, 1987г. – 422 с.
6. Архипов, К. И. Справочник инженера – механика по ремонту нефтяного оборудования. / К.И. Архипов. – Альметьевск: ТатАСУнефть, 1996г. – 188 с.

Косарева-Володько О.В.

**Организация системы контроля технического состояния электропривода
горных машин**

*НИТУ МИСИС
(Россия, Москва)*

doi: 10.18411/sr-10-02-2019-51

idsp: sciencerussia-10-02-2019-51

Аннотация

В настоящее время особую актуальность приобретает своевременное выявление неисправностей элементов электрооборудования.