

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ОСВОЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ СКВАЖИН

А. В. Барковская, студентка гр. ФП-091, VI курс
Научный руководитель: А.С. Богатырева, к.т.н., доцент
Кузбасский государственный технический университет
имени Т.Ф. Горбачева
г. Кемерово

К настоящему моменту в Кузбассе выполнен значительный объем поисковых и геологоразведочных работ, в результате которых установлены общие и специфические закономерности изменения параметров газоносности угольных пластов, а также разработана методология оценки прогнозных ресурсов метана и выбора приоритетных площадей для подготовки их к опытно-промышленной добыче метана.

Созданная в Кузбассе промышленная инфраструктура создает исключительно благоприятные условия для организации здесь добычи метана из угольных месторождений. Важную роль при этом играет интенсификация и оптимизация использования газопромыслового оборудования на всех этапах добычи и подготовки газа к транспортировке. Причем, именно этап добычи газа в значительной мере определяет эффективность функционирования метаноугольного комплекса в целом. Поэтому в сложившейся ситуации оптимальность использования скважинного оборудования, рациональность расходования его ресурса и продление срока службы приобретают особую актуальность [1].

В Кемеровской области, единственном газовом промысле по добыче метана из угольных пластов на территории РФ наибольшее распространение имеют скважины, оборудованные установками штанговых насосов (УШВН), весь фонд которых оснащается регулируемым наземным приводом с преобразователем частоты (ПЧ).

Известно, что одними из основных причин отказов УШВН и УЭЦН на метаноугольных месторождениях является засорение рабочих органов механическими примесями.

Для надежной работы насоса требуется его правильный подбор к данной скважине. При работе скважины постоянно меняются параметры пласта, призабойной зоны пласта, свойства отбираемой жидкости: количество механических примесей, высокое содержание газа и как следствие, отсюда идет не доотбор жидкости или работа насоса вхолостую, что сокращает межремонтный период работы насоса. На данный момент делается упор на более надежное оборудование, для увеличения межремонтного периода, и как следствие из этого снижение затрат на подъем жидкости. Этого можно

добиться, применяя ШВН, так как винтовые насосы имеют большой межремонтный период работы.

Для анализа работы глубинно-насосного оборудования (ГНО) и рекомендаций по подбору ГНО использовались накопленные данные об установленном глубинно-насосном оборудовании в скважине (типоразмер, время запусков и остановок ГНО, с указанием видов и причин отказов и поднятий насосного оборудования).

Основным показателем работы скважин является межремонтный период (МРП). По отношению к отдельной скважине - это средняя продолжительность непрерывной работы скважины в сутках между двумя ремонтами. По отношению к группе N скважин МРП можно вычислить по формуле:

$$МРП = T / N, \text{ сут}$$

где T – календарное число суток за расчетный скользящий год (365 или 366); Φ – среднеарифметический фонд эксплуатационных скважин на начало и конец расчетного скользящего года;

N – число ремонтов скважин с использованием подъемного агрегата.

Вообще межремонтный период УЭЦН определяется в 365 сутки, но на данном месторождении существует ряд условий, которые снижают этот показатель.

Объективные причины отказа оборудования являются следствием сложности месторождения, высокого газового фактора и наличия вышележащих газовых пластов с незначительными перемычками с эксплуатируемым объектом. Данные условия должны учитываться при подборе скважин под механизированную добычу, при подборе типоразмера насоса и глубины его спуска[2].

Снижение МРП неизбежно ведёт к увеличению затрат на ремонт скважин, потерям в добыче и следовательно к увеличению себестоимости добываемой продукции [3].

Наработка на отказ определяется только по отказавшим скважинам действующего фонда, по способам эксплуатации по месторождениям, как в масштабе ЦДПТГ, так и в целом по Дочернему обществу и Компании. Расчёт наработки на отказ производится за скользящий год, а также за месяц. При расчёте наработки на отказ пользуются формулой:

$$НО = T / N, \text{ сут}$$

где T , [сут.] – суммарное отработанное время только по отказавшей скважине (скважинам) с момента кнопочного запуска внутрискважинного оборудования до момента его отказа.

N , [шт.] – количество отказов скважинного оборудования за отчётный период (месяц, скользящий год)

Если отработанное время (T) по скважине, на которой произошёл отказ, находится за пределами расчётного периода (скользящий год, месяц), то при подсчёте учитывается всё отработанное время с момента последнего кнопочного запуска скважины до отказа, независимо от расчётного периода.

Учёт работы и отказов скважинного оборудования ведётся раздельно по каждой скважине, независимо от способа эксплуатации или вида эксплуатационного оборудования. Отказы учитываются в том месяце, когда они произошли, вне зависимости от того рассмотрена ли до конца причина отказа.

Проанализировав работу каждого типа оборудования за период с 2009 года по 2014 год, были построены диаграммы по годам, по линии тренда которых можно проследить движение показателей наработки на отказ с начала освоения и до сегодняшнего дня, что является достаточно важной информацией в оценке работы глубинно-насосного оборудования.

Исходя из проведенных исследований работы глубинно-насосного оборудования, можно сделать следующие выводы:

- наработка установки ШГН без отказов составляет 389 суток. Эксплуатация ведется с 2013 года. При этом основные затраты (55 %) приходятся на приобретение оборудования, а на сервисное обслуживание и ремонт ГНО (45 %), так как, ввиду сложности монтажных работ и сервисного обслуживания, необходимо создание сервисного звена по обслуживанию установок;
- анализ работы установки ЭЦН за 2009-2014 гг. показал, что наработка на отказ по фонду составляет 1561 суток, а максимальная наработка достигала 1335 суток. При эксплуатации затраты на сервисное обслуживание и ремонт ГНО (41%) оказываются минимальными по сравнению с ШВН (52%) и ШГН (45%), ввиду высокого межремонтного периода.
- анализ работы установки ШВН за 2009-2014 гг. показал, что наработка на отказ по фонду составляет 1120 суток, а максимальная наработка достигала 1198 суток. При эксплуатации УШВН затраты на приобретение оборудования будут минимальными (48%) по сравнению с ЭЦН (59%) и ШГН (55%), а основными (52%) – затраты на ремонт погружного оборудования.

Таким образом, для эксплуатации на метаноугольных скважинах наиболее оптимальными типами погружного оборудования являются штанговые винтовые и электроцентробежные насосные установки.

Несмотря на то, что затраты по УЭЦН и УШВН колеблются практически на одном уровне, с целью эффективной эксплуатации насосных установок:

- на первом этапе освоения, рекомендуется использовать штанговые винтовые насосные установки, в силу универсальности и устойчивости к повышенному содержанию мехпримесей в откачиваемой пластовой жидкости;
- на втором этапе освоения и работе на установившемся режиме при равных условиях эксплуатации, если позволяют водопритоки, рационально применение электроцентробежных насосных установок.

Следовательно, для снижения отказов основных узлов УШВН и УЭЦН и плавному выводу скважины на оптимальный режим работы необходимо:

- производить очистку забоя скважины перед спуском глубинно-насосного оборудования;

- применять электроцентробежные насосы целесообразно на установившемся режиме эксплуатации, когда содержание механических примесей минимально.
- оптимальное применение и размещение центраторов, которые помогут уменьшить механический износ при контакте насосной штанги с насосно-компрессорными трубами и таким образом, увеличить срок эксплуатации насосной штанги/НКТ.
- по возможности исключить работу глубинно-насосного оборудования в режиме периодического включения-отключения и производить непрерывное откачивание пластовой жидкости.

Список литературы

- 1.Хрюкин В.Т., Сторонский Н.М, Васильев А.Н., Кирильченко А.В., Швачко Е.В., Малинина Н.С., Митронов Д.В. «Типизация метаноугольных месторождений (на примере Кузбасса) с оценкой возможности применения различных технологий интенсификации газоотдачи угольных пластов», Наука и техника в газовой промышленности, 2009, № 3, с. 20-33
2. Дроздов А.Н. Применение установок погружных гидроструйных насосов для эксплуатации осложненных скважин// Нефтегазовая вертикаль.- 2009. №12-С.71-73.
3. Руководство по эксплуатации. Система погружной телеметрии ТМСП-8.