

## **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);  $\Phi$  – 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 отдельно 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 2013года. 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 водопитоки, 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 метанугольных 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.