

АНАЛИЗ НАДЁЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ФОНДА СКВАЖИН ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.А. Нечаев

Научный руководитель - доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В административном отношении Игольско-Таловое месторождение располагается в Каргасокском районе Томской области. В 2 км на север и 2,5 км на запад от него расположены разрабатываемые Федюшкинское и Карайское нефтяные месторождения. Разрабатывается месторождение компанией АО «Томскнефть».

Игольско-Таловое месторождение вступило в последнюю стадию разработки, для которой характерны большая выработка запасов и высокая обводненность.

Средняя обводненность для Игольской площади составляет 75%, а для Таловой – 72,5% на 01.01.2015 г. На 2031 год прогнозируется средняя обводненность более 90%. В связи с этим большая доля отказов УЭЦН приходится на коррозию (13,1% для Игольской площади и 14,7% для Таловой) и солеотложение (8,2% для Игольской площади и 7,4% для Таловой) [2]. Также проявляются другие виды причин отказов, такие как парафиноотложение, полеты, вызванные интенсивной коррозией НКТ и повышенной вибрацией насоса, отработка свыше гарантийного срока, брак оборудования и его ремонта и др.

В таблице 1 представлены основные характеристики надёжности оборудования по Игольско-Таловому месторождению. В 2014 году по сравнению с 2013 годом по Таловой площади произошло снижение МРП на 83суток: с 363 суток в 2013 г. до 280 суток в 2014 г [2]. Снижение обусловлено:

- ростом отказов по году с 57 до 68;
- снижением действующего механизированного фонда с 58 до 53 скв., что повлияло на суммарное отработанное время.

Проанализировав отказы УЭЦН за 2014г по Игольско-Таловому месторождению видно, что основная причина подъема оборудования из скважины – это отсутствие подачи, потеря сопротивления изоляции, не герметичность НКТ и клин (рис.1) [1].

Таблица 1

Основные характеристики надёжности (по состоянию на 01.01.2015 г.) [2]

СЭ	Игольско-Таловое месторождение			
	Игольская площадь		Таловая площадь	
	СНО, сут	МРП, сут	СНО, сут	МРП, сут
УЭЦН	379	423	276	280

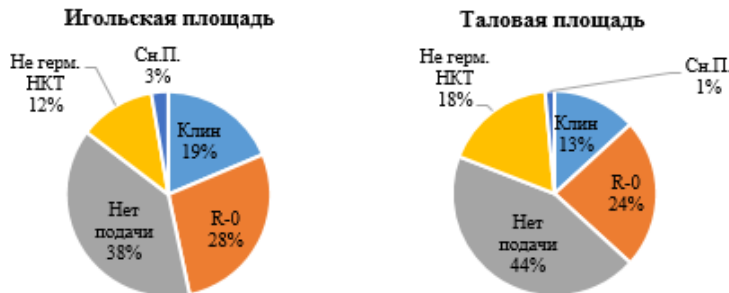


Рис. 1 Причины подъема оборудования за 2014 год

Анализ отказавших узлов показывает, что наибольшее количество отказов приходится на насосы и НКТ (рис.2) [1].

В наибольшей степени насосы выходят из строя из-за заклинивания, засорения твердыми отложениями, разрушения и слома вала по причине брака, а также из-за засорения мех. примесями. Выход из строя НКТ обусловлен в основном их разрушением вследствие коррозии. Практика показывает, что разрушению в первую очередь подвергаются неметаллические включения в НКТ, обнаружить которые после произошедшего отказа невозможно. Это неизбежно приводит к отказу лифта НКТ. Кабельная линия выходит из строя в основном из-за разрушения изоляции, механического повреждения, оплавления и прогара. ПЭД выходит из строя из-за перегрева, прогара. Перегрев происходит из-за необеспечения притока, отсутствия необходимого оборудования (кожуха). Газосепаратор выходит из строя из-за слома вала, скручивания шлицев вследствие брака.

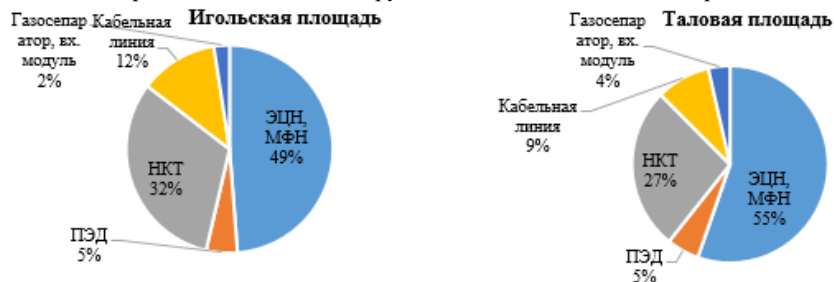


Рис. 2 Разбивка по отказавшим узлам за 2014 год

СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

По результатам расследований отказов по данным ОАО «Томскнефть» ВНК основную долю на Игольской площади составляли эксплуатационные отказы – 75 %. Эксплуатационные отказы в 2014 г. были вызваны преимущественно коррозией и солеотложением (рис.3). Полеты вызваны интенсивной коррозией НКТ вследствие высокой обводненности и агрессивности продукции скважин. В связи с использованием ЭЦН на прокатной основе – распространен вид отказа «не комиссия», что означает, что оборудование отработало свыше гарантийного срока – 365 суток. Аналогичные данные по Таловой площади Игольско-Талового месторождения приведены на рисунке 2. Большая часть эксплуатационных отказов также связана с коррозией, солеотложением, а конструкционные отказы – с браком оборудования и ремонта оборудования (рис.3) [2].

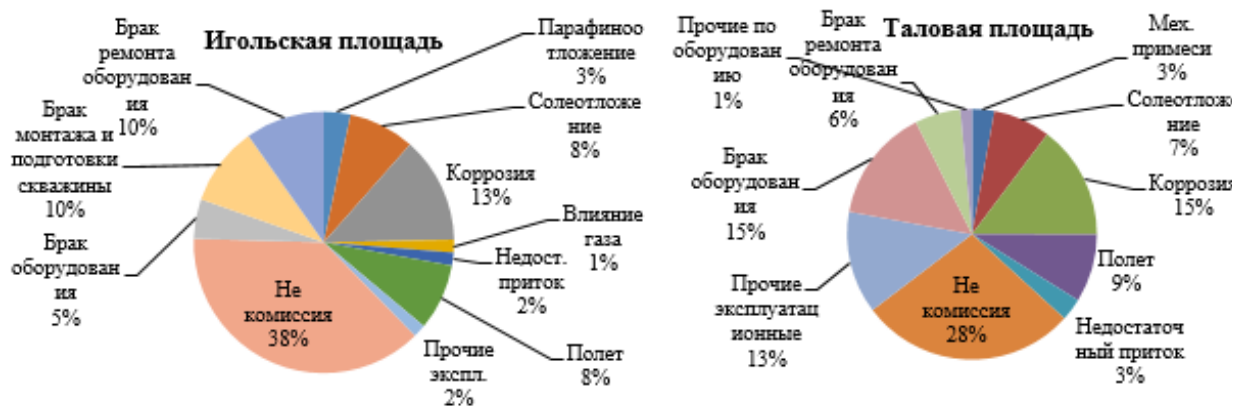


Рис. 3 Причины отказов оборудования в процентном соотношении за 2014 год

Известно, что неблагоприятными факторами работы погружного оборудования УЭЦН, влияющими на снижение показателей СНО, являются увеличение глубины спуска оборудования, увеличение обводненности продукции, проведение ГРП, интенсивный вынос механических примесей, увеличение скорости образования отложений различного характера, а также простои, связанные со сбоями электроснабжения и отключением электричества по недогрузу и перегрузу.

Исследование скважин, правильный подбор ЭЦН согласно продуктивности скважины и физико-химическим свойствам флюидов, применение износостойкого оборудования и выполнение плановых мероприятий по борьбе с осложнениями приведет к стабилизации работы электроцентробежных насосов. Очевидно, использование износостойких установок ЭЦН с частотно-регулируемым приводом и телеметрией позволит увеличить эксплуатационные показатели (СНО, МРП) и обеспечить проектные показатели добычи на приемлемом уровне, что подтверждает опыт эксплуатации оборудования на месторождении.

Выводы

- Анализ надежности эксплуатационного фонда показывает, что основными причинами эксплуатационных отказов являются коррозия и солевые отложения. Значительную долю составляет также брак оборудования и его ремонта.

- В качестве направлений, позволяющих увеличить эксплуатационные показатели (СНО, МРП) и обеспечить проектные показатели добычи на приемлемом уровне, могут быть: использование износостойких установок ЭЦН с частотно-регулируемым приводом и телеметрией, коррозионностойких НКТ, а также эффективных защитных приспособлений от механических примесей. Проведение опытно-промышленных испытаний (ОПИ) по подбору наиболее эффективных способов защиты оборудования.

Литература

1. Промысловые данные по отказам эксплуатационного фонда в ЦДНГ – 9 АО «Томскнефть».
2. «Технологический проект разработки Игольско-Талового нефтяного месторождения – ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК», 2015 г.