

В ПОИСКАХ НАДЕЖНОСТИ

МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ 2017

ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ



ДМИТРИЙ РЕНЕВ

Менеджер управления
обеспечения добычи нефти
и производства сервисных работ
Департамента обеспечения нефти и газа
ПАО «ЛУКОЙЛ»

Для эффективной борьбы с осложнениями и повышения наработки на отказ ЛУКОЙЛ активно проводит опытно-промышленные испытания новых технологий и оборудования. Остановлюсь подробнее на результатах (как положительных, так и отрицательных) ОПИ, проведенных компанией за последнее время.

Насос — дело тонкое

В двух «дочках» — «ЛУКОЙЛ-Коми» и РИТЭК — испытывались штанговые насосы СПР-32/57 для высоковязкой нефти производства ООО «ЭЛКАМ». Основные задачи насосов — увеличение ННО, снижение затрат на эксплуатацию механизированного фонда после пароциклических обработок (ПЦО), стабильная работа при вязкости эмульсии до 7000 мПа*с. Оборудование успешно прошло испытания, наработка составила более 400 суток. Технология переведена в опытно-промышленную эксплуатацию.

В целом по компании наработка в прошлом году достигла 690 суток при плане 678. Рост имеется по всем дочерним обществам

Не столь успешными оказались результаты испытаний пластинчатых насосов ЭСНПЭ производства ООО «ЭКПОС». Целью работ было внедрение малогабаритного энергосберегающего оборудования для добычи нефти из скважин с высоковязкой

В прошлом году все нефтегазодобывающие дочерние общества ПАО «ЛУКОЙЛ» увеличили наработку на отказ механизированного фонда скважин. Факт тем более примечательный, что почти половина скважин компании относится к осложненному фонду. Прогресс достигнут, прежде всего, благодаря внедрению новых технологий и оборудования в практику большинства НГДО. Не все результаты опытно-промышленных испытаний признаются успешными. Тем не менее, многие новинки, в том числе разработанные «дочкой» ЛУКОЙЛа ООО «ЭПУ ИТЦ», позволили повысить надежность добывающего оборудования и, как следствие, производительное время работы скважин. А также в ряде случаев — сократить затраты на процесс мехдобычи.

К началу 2017 года в эксплуатационном фонде ПАО «ЛУКОЙЛ» было 29896 скважин. Большинство из них оснащены установками электроцентробежных насосов (см. «Динамика действующего фонда скважин»).

Осложненный фонд составлял 13659 скважин, или 45,6% от действующего. Осложнения связаны, прежде всего, с наличием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) — 58% всех случаев. За ними в порядке убывания следуют коррозия (14%), солеотложения (12%), высоко-

вязкие эмульсии (9%), гидратообразования (4%) и мехпримеси (3%).

Основным показателем работы с механизированным фондом является динамика наработки скважин на отказ (ННО). В целом по компании наработка в прошлом году достигла 690 суток при плане 678. Рост имеется по всем дочерним обществам. Наибольший (2%-й) прирост достигнут в главном добывающем подразделении — «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (см. «Динамика наработки на отказ по механизированному фонду скважин»).

Динамика действующего фонда скважин

НГДО	Фонд	2015 г.	2016 г.	Изменение, %
ЛУКОЙЛ	Всего	29 359	29 896	2
	УЭЦН	19 507	19 901	2
	УШГН	8 118	8 196	1
	Винтовые	1 047	978	-7
	Прочие	687	821	20
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	Всего	17 115	17 451	2
	УЭЦН	14 879	15 061	1
	УШГН	2 115	2 063	-2
	Прочие	121	327	170
ЛУКОЙЛ-Коми	Всего	2 881	2 902	1
	УЭЦН	1 704	1 774	4
	УШГН	441	445	1
	Винтовые	695	644	-7
	Прочие	41	39	-5
ЛУКОЙЛ-Пермь	Всего	6 638	6 748	2
	УЭЦН	2 038	2 113	4
	УШГН	4 148	4 273	3
	Винтовые	298	276	-7
	Прочие	154	86	-44
РИТЭК	Всего	2 230	2 280	2
	УЭЦН	782	822	5
	УШГН	1 171	1 174	-
	Винтовые	54	58	7
	Прочие	223	226	1
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	Всего	302	295	-2
	УЭЦН	49	45	-8
	УШГН	243	241	-1
	Прочие	10	9	-10
Прочие НГДО		193	220	14

Источник: ПАО «ЛУКОЙЛ»

эмульсией. Было испытано девять насосов, все они отказали. Основные причины отказов — разрушение стопорных шайб и пластин. На сегодняшний день производитель не смог доработать продукцию. От внедрения данных насосов пришлось отказаться.

Пока не принесли позитивного результата и ОПИ модульного гидрокompенсатора ГМ-5-Р для ЭВН производства «Ремэлектропромнефть». От этой разработки ожидалось снижение числа отказов винтовых насосов, связанных с опорным узлом разгрузки. Оборудование было установлено на десяти скважинах, все они на сегодняшний день вышли из эксплуатации. Гидрокompенсаторы отправлены на завод-изготовитель для устранения конструктивных недоработок.

Как отмечалось, ЛУКОЙЛ ищет наиболее эффективные технологии работы с фондом скважин при парциклических обработках. Второй год продолжают попытки внедрить термостойкий эластомер производства компании «Борец». Стояла задача — исключить переход с ШГН на ЭВН при снижении температуры в призабойной зоне, сократив тем самым затраты на текущий ремонт скважин и потери продукции после ПЦО.

Оборудование было спущено в скважину Усинского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Работа составила девять суток,

скважина вышла в текущий простой. Как выяснилось, причины этого — не в насосе, а в неправильной комплектации. Оборудование дорабатывается, в скором времени планируется повторный спуск.

Северная группа месторождений ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта» характеризуется высокой вязкостью нефти (до 1500 мПа*с в пластовых условиях), содержанием АСПО до 20–36%, крайне низкой пластовой температурой. Поэтому ведется подбор технологии для данных условий: осуществляются испытания УЭВН, ШГН в специальном исполнении, УЭЦН, скважинных нагревателей. Нарботка пока небольшая, но положительные сдвиги есть (см. «Эксплуатация скважин ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта»»).

Найти нужное покрытие

Нефть месторождений Денисовской впадины (оператор — «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз») отличается значительным содержанием сероводорода и парафинов. Здесь были испытаны различные насосно-компрессорные трубы с 1 и 5% хрома. Однако было зафиксировано большое количество отказов.

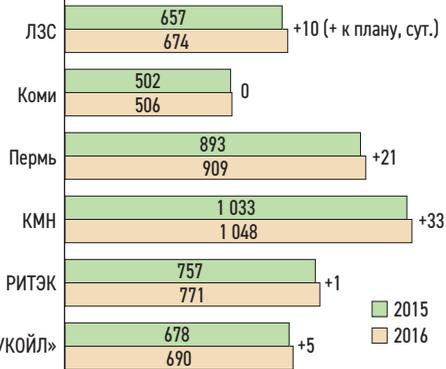
Последним решением стали стальные НКТ с внутренним покрытием «АнтиАСПО». Были смонтированы четыре подвески и спущены в скважины с осложнениями АСПО. Нарботка составила почти 1 тыс. суток, отказов нет, оборудование переведено в промышленную эксплуатацию.

Также успешными оказались испытания НКТ с внутренними полимерными покрытиями Temerox TC 3000F и Major Pack MPLAG 14/С. Нарботка по ним составила около 800 и более 1 тыс. суток, соответственно. Последнее покрытие особенно хорошо себя зарекомендовало на фонде, осложненном сероводородом, — отказов вообще не происходило.

Эффективность плюс экономичность

На трех скважинах Павловского, Красноярско-Куединского и Кирилловского месторождений (Пермский регион) испытывался газовый двигатель внутреннего сгорания производства США для привода станка-качалки. Двигатель работает на попутном газе из затрубного пространства скважины. Получаемый эффект —

Динамика наработки на отказ по механизированному фонду скважин



Источник: ПАО «ЛУКОЙЛ»

Эксплуатация скважин ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта»

	Количество скважин	Средняя текущая наработка
УЭВН	2	180
УШВН	13	238
ШГН СПР-44/24 с греющим кабелем	3	300
Скважинные нагреватели	2	203
Источник: ПАО «ЛУКОЙЛ»		

экономию электроэнергии и использование попутного газа. Нарботка составила более 4 тыс. часов, экономия электроэнергии — более 5 МВт по каждой скважине.

Данная технология переведена в промышленную эксплуатацию. Рекомендуем ее для использования на станках-качалках отечественного производства на скважинах, не имеющих развитой инфраструктуры, электрооборудования, возможностей утилизации ПНГ. Тем не менее дальнейшее внедрение приостановлено, поскольку из-за девальвации рубля стоимость оборудования и затраты на его обслуживание существенно выросли.

Энергоэффективное оборудование внедряется и в компании РИТЭК. Испытанные здесь установки НПУ ВД предназначены для добычи из скважин с малым и средним дебитом с вязкостью нефти до 200 сП и глубиной спуска до 1200 метров.

Компоновка представляет собой погружной вентильный электродвигатель малой мощности (около 7 кВт), привод редуктора и обыкновенный штанговый насос. По результатам промысловых испытаний отмечено снижение потребления электроэнергии по сравнению с ШГН в 2,6 раза, увеличение коэффициента подачи в 2,5 раза. Нарботка на отказ этих установок составила в среднем 340 суток.

Как и другие нефтяные компании, ЛУКОЙЛ опробовал практически все компоновки одновременно-раздель-

ной эксплуатации (ОРЭ). Сейчас проводятся испытания двух новых компоновок. Одна позволяет эксплуатировать верхний пласт фонтанным способом, нижний — с помощью УЭЦН. Другая дает возможность вести добычу нефти с верхнего пласта и газа из нижнего. Данные компоновки уже внедрены, отказов по ним нет.

Также проведена большая работа по погружным электродвигателям. По результатам эксплуатации сделали вывод, что основная причина отбраковки ПЭД — множественная очаговая коррозия корпуса глубиной более 2 мм. При этом наиболее подвержены коррозии электродвигатели с номинальной мощностью от 120 кВт и выше. Соотношение отбракованного оборудования на одну единицу парка составляет 0,59. На основании этих данных проанализировали и опробовали способы защиты ПЭД от коррозии (см. «Сравнительная характеристика способов снижения отбраковки ПЭД по коррозии»). После перехода на закупку ПЭД в коррозионностойком исполнении отбраковка снизилась в два раза.

Своими силами

Дочернее предприятие ЛУКОЙЛа — ООО «ЭПУ ИТЦ» — занимается разработкой и выпуском вентильных электродвигателей и другого оборудования. Одна из наиболее

значимых разработок — энергоэффективные вентильные ПЭД. Их внедрение на месторождениях компании «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» позволило с 2012 по 2016 год сэкономить 40,8 млн кВт*ч электроэнергии, или 105 млн рублей. Ожидается, что в 2017 году экономия составит 17,1 млн кВт*ч, или почти 50 млн рублей.

Среди других разработок ЭПУ ИТЦ — бестрансмиссионный привод станка-качалки, который прошел успешные испытания и уже внедряется, а также вентильный двигатель диаметром 81 мм, позволяющий использовать УЭЦН малых габаритов в боковых стволах скважин и в скважинах с дефектами обсадных колонн.

Ожидается, что в 2017 году экономия от внедрения вентильных ПЭД составит 17,1 млн кВт*ч, или почти 50 млн рублей

Кроме того, в связи с наличием у ЛУКОЙЛа фонда ПЦО и обработок парагравитационного воздействия был разработан погружной вентильный двигатель диаметром 117 мм повышенной термостойкости. Он способен работать при температуре окружающей среды до 200°C. Вскоре оборудование планируется спустить в скважину для испытаний.

Также, зная уязвимые места винтовых насосов, ЭПУ ИТЦ разработало универсальный опорный модуль для УЭВН. Его характеристики: номинальный крутящий момент — 1000 Нм, воспринимаемая аксиальная нагрузка — 6 тонн, диапазон частот вращения — 0-1500 об/мин, температура окружающей среды — 120°C. □

Сравнительная характеристика способов снижения отбраковки ПЭД по коррозии

	Закупка ПЭД в коррозионностойком исполнении	Защитное покрытие корпуса ПЭД коррозионностойким материалом	Погружные протекторы (сплав Ац5Мг5)
Преимущества	Снижение отбраковки ПЭД по причине коррозии корпуса	Применимо на существующем фонде ПЭД	Применимо на существующем фонде ПЭД, низкая стоимость одного протектора
Недостатки	Рост затрат на закупку ПЭД на 16%, нет возможности применения на существующем фонде ПЭД	Высокая стоимость услуг по нанесению защитного покрытия (30% от стоимости нового ПЭД)	Необходимо производить замену при каждом ремонте
Неопределенности	—	Проводятся опытно-промышленные испытания по оценке защитных свойств	Планируется проведение опытно-промышленных работ по оценке защитных свойств

Источник: ПАО «ЛУКОЙЛ»