

СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор

ООО «Лекс»

М.В. Соснина

« » 2018г

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник Управления добычи
нефти и газа

ОАО «СН-МНГ»

А.А. Баринов

« » 2018г.

Акт

Заключение о проведении испытаний «высокоскоростных энергоэффективных УЭЦН АКМ (LX)» производства АО «Лепсе»

г. Мегион

Комиссия в составе:

Начальник Управления добычи нефти и
газа ОАО «СН-МНГ»

Баринов А.А.

Начальник ТопоРВСО
УДНГ ОАО «СН-МНГ»

Шамсутдинов Н.Р.

Ведущий инженер ТопоРВСО
УДНГ ОАО «СН-МНГ»

Манаков И.А.

Исполнительный директор
ООО «Лекс»

Коропецкий В.М.

Составили настоящий акт о том, что на скважинах 87/3, 162/2, 207/7, 41/66 Западно-Усть-Балыкского м/р ОАО «СН-МНГ» в период с 02.07.2017г. по 05.03.2018г. проводились опытно-промышленные испытания «высокоскоростных энергоэффективных УЭЦН АКМ (LX)» производства АО «Лепсе» (поставляются через эксклюзивного Дилера ООО «Лекс», в том числе обеспечивающего инженерное и сервисное сопровождение УЭЦН АКМ (LX)).

Цель проведения испытаний:

- подтверждение работоспособности оборудования в условиях месторождений ОАО «СН-МНГ»;

Для определения успешности испытаний были определены следующие критерии успешности:

- отсутствие отказов по конструктивным недоработкам;
- отсутствие отказов УЭЦН по причине сбоев работы оборудования, входящего в состав УЭЦН;

- За время проведения опытно-промышленных испытаний, отказов связанных с конструкционными недоработками не выявлено;
- Остановок по причине выхода из строя оборудования в период испытаний не зафиксировано;
- Фактические параметры работы оборудования соответствуют паспортным, в пределах допустимой погрешности;
- Снижение удельного расхода электроэнергии составило:
LX-500 – не менее 10%,
LX-600 – не менее 20%.

РЕШИЛИ:

1. Ввиду выполнения условий успешности ОПИ (отсутствие отказов по конструкционным недоработкам; отсутствие отказов УЭЦН по причине сбоев работы оборудования, входящего в состав УЭЦН; соответствие оборудования заявленным паспортным характеристикам; снижение удельного расхода электроэнергии), опытно-промышленные испытания «высокоскоростных энергоэффективных УЭЦН АКМ (LX) производства АО «Лепсе» признаны успешными.
2. Произвести закуп четырех «высокоскоростных энергоэффективных УЭЦН АКМ (LX)» производства АО «Лепсе».

**Начальник ТОРВО УДНГ
ОАО «СН-МНГ»**

**Исполнительный директор
ООО «Лекс»**



Н.Р. Шамсутдинов


В.М. Коропецкий

СОГЛАСОВАНО:

Директор
ООО «Таргин Механосервис»

В.З. Гаскаров
« » 2016г.

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель генерального
директора, Главный инженер
ООО «Башнефть-Добыча»

А.С. Мальшев
« » 2016г.

Акт

опытно-промысловых испытаний полнокомплектных УЭЦН АКМ производства ОАО «ЛЕПСЕ» в НГДУ «Арланнефть» ООО «Баш- нефть-Добыча»

В соответствии с утвержденной программой ОПИ на скважинах НГДУ «Арланнефть» ООО «Башнефть-Добыча», осложненных КВЧ и кривизной выше нормы, прошли опытно-промысловые испытания (ОПИ) электроцентробежные насосы (УЭЦН АКМ) производства ОАО «ЛЕПСЕ».

Объект подконтрольной эксплуатации

Насосы УЭЦН АКМ производства ОАО «ЛЕПСЕ» имеют длину и вес в 3 раза меньше серийно выпущенных установок, что позволяет работать на скважинах с высокими показателями кривизны (зенитный угол до 80 градусов, интенсивность набора кривизны до 6 градусов/10 метров). Применение металлокерамических материалов в рабочих органах, делает работу насоса более стабильной в условиях выноса механических примесей (допустимое содержание КВЧ до 2 г/л) выше, чем у стандартных УЭЦН). Автоматически регулируемая подача в широком диапазоне (10-115 м³/сут) позволяет увеличить темп отбора жидкости за счёт интеллектуальных алгоритмов управления установкой. Соответственно, УЭЦН АКМ, могут быть использованы при непрерывной эксплуатации скважин, с нестабильным притоком на их потенциале.

Ход работ в рамках ОПИ

В ходе ОПИ зафиксированы следующие результаты:

№ п/п	№ скважины месторождения	Габариты УЭЦН	Дата запуска Дата отказа	ННО, сут	Причина отказа	Примечание
1	9089г Гареевского месторождения	265 ВЭЦН 5- 10 90-1900	20.09.2015 в работе	181	В работе	Замечаний к работе УЭЦН нет
2	1885г Воядинского месторождения	265 ВЭЦН 5- 10 90-1900	19.09.2015 в работе	182	В работе	Многочисленные остановки по причине неисправности и недоработки СУ
3	4499г Татышлинского месторождения	265 ВЭЦН 5- 10 90-1900	20.09.2015 21.10.2015	25	Брак под- готовки скважины	Установка проработала с многочисленными остановками по срыву подачи и по неисправности СУ. Засорение проточных каналов рабочих органов.
4	207г Четырманского месторождения	265 ВЭЦН 5- 10 90-1900	12.12.2015 04.01.2016	21	Брак обо- рудования	При эксплуатации произведена замена СУ. УЭЦН эксплуатировался на высоких оборотах. Слом вал УЭЦН (в 2х местах)

Эксплуатация подконтрольного оборудования

Скважина №9089г Гареевского месторождения, НГДУ «Арланнефть».

Установка 265 ВЭЦН 5-10/90-1900 была смонтирована 19.09.2015г и 20.09.2015г запущена в работу

С момента запуска и на текущую дату (19.03.2016г.) наработка оборудования – 181 сутки

Наработка предыдущей установки (80-1400) составила 608 суток, причина подъема ГТМ.

Основные проблемы (ограничения) в работе УЭЦН данной скважины являются:

1. Высокий газовый фактор - 159м³/т (при среднем по месторождению 16 м³/т), что приводит к нестабильной работе УЭЦН, снижению КПД работы установки.

2. Высокая интенсивность набора кривизны по стволу скважины. Это не позволяло работать УЭЦН на более глубокой подвеске, в связи с превышением интенсивности набора кривизны в 0,05г/10м

Внедрение УЭЦН АКМ позволило:

1. Заглубить подвеску на 202 метра в интервал набора кривизны выше нормативных для стандартных УЭЦН: $H_{\text{под}}=1331\text{м}$; зенитный угол на глубине замера =57,03 град; интенсивность набора кривизны на глубине замера 4,14 град/10м.

2. Стабилизировать работу УЭЦН и снизить расход электроэнергии. По расходу электроэнергии: согласно истории работы СУ Электрон-05 с контроллера, выходная Ракт колебалась от 22 до 80 кВт в зависимости от состояния отбираемой жидкости (газовый фактор). Анализ архива истории работы СУ Орион 03 ВИТ-160 ЛЕПСЕ, после внедрения УЭЦН ЛЕПСЕ показывает, что выходная $P_{\text{акт}}$ около 39 кВт. Работа установки стабильна, отрицательное влияние газосодержания на работу установки проявляется в меньшей степени, чем на установках УЭЦН стандартного исполнения.

3. После внедрения УЭЦН ЛЕПСЕ прирост составил:

- по жидкости: 45,5м³/сут.
- по нефти: $Q_n=23,2$ т/сут

Скважина №1885 Воядинского месторождения, НГДУ «Арланнефть».

Установка 265 ВЭЦН 5-10/90-1900 была смонтирована 19.09.2015г и 19.09.2015г запущена в работу

С момента запуска и на текущую дату (19.03.2016г.) наработка оборудования – 182 суток.

Наработка предыдущей установки (60-1550) составила 171 сутки, причина подъема ГТМ.

Основные проблемы (ограничения) в работе УЭЦН данной скважины являются:

1. Высокая интенсивность набора кривизны по стволу скважины;

2. Высокое содержание КВЧ (от 100 до 240 мг/л).

Внедрение УЭЦН АКМ позволило:

1. Заглубить подвеску на 293 метра в интервал набора кривизны выше нормативных для стандартных УЭЦН: $H_{\text{под}}=1503\text{м}$; зенитный угол на глубине замера =74,39 град; интенсивность набора кривизны на глубине замера 1,3 град/10м.

2. Снизить забойное давление с 53 атм до 28 атм (при $P_{\text{стат}}=11$ атм).

3. После внедрения УЭЦН ЛЕПСЕ прирост составил:

- по жидкости: 14,7 м³/сут.
- по нефти: 0,5 т/сут (роет обводненности с 50% до 70% - НУР после бурения).

За весь период работы зафиксированы следующие остановки: по защите от перегрузки – 3; по защите от срыва подачи – 30; по аппаратной защите (авария IGBT) – 36; по низкому напряжению в цепи постоянного тока (низкое U_d) – 2; дисбаланс напряжения – 2; нет связи с ПЧ – 1; превышение $U_{\text{dmax}}=1$. Из которых 40 остановок по причине недоработки станции управления.

Также, до изменения программного обеспечения станции управления, датчик ТМС работал с постоянными сбоями связи и отсутствием показаний.

Произведено две замены станции управления из-за их неисправности.

На данный момент УЭПН в работе. Средний замер составляет $50,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Скважина №4499г Татышлинского месторождения, НГДУ «Арланнефть».

Установка 265 ВЭЦН 5-10-90-1900 была смонтирована 19.09.2015г и 19.09.2015г запущена в работу. УЭЦН остановлен 21.10.2015г, по причине отсутствия подачи.

Наработка составила 25 суток.

Средняя наработка предыдущих УЭЦН составляет 160 суток. Причины отказов – низкий динамический уровень и снижение продуктивности пласта.

Основные проблемы (ограничения) в работе УЭЦН данной скважины являются:

1. Высокая интенсивность набора кривизны по стволу скважины:

Внедрение УЭЦН АКМ позволило:

1. Заглубить подвеску на 229 метра в интервал набора кривизны выше нормативных для стандартных УЭЦН: $H_{\text{заг}}=1542\text{м}$; зенитный угол на глубине замера = $59,08$ град; интенсивность набора кривизны на глубине замера $1,43$ град/10м

2. Снизить забойное давление с 49 атм до 30 атм (при $P_{\text{атм}}=10$ атм).

3. После внедрения УЭЦН ЛЕНСЕ прирост составил:

- по жидкости: $6,9 \text{ м}^3/\text{сут.}$
- по нефти: $4,8 \text{ т}/\text{сут.}$

За весь период работы зафиксированы следующие остановки: по защите от перегрузки – 5; по защите от срыва подачи – 23; по аппаратной защите (авария IGBT) – 17; по превышению напряжения в цепи постоянного тока (превыш U_{amax}) - 1; дисбаланс напряжения – 2; нет связи с ПЧ – 2; по температуре ПЭД – 5. Из которых 19 остановок по причине недоработки станции управления.

Также, до изменения программного обеспечения станции управления, датчик ТМС работал с постоянными сбоями связи и отсутствием показаний.

По результатам расследование отказа установлено, что по всей длине насоса на рабочих органах имеется отложение мех примесей твердого характера, каналы диффузора забиты на 100%.

Согласно Протоколу совещания «День качества», виновной стороной признано предприятие, проводившее капитальный ремонт скважины, по причине «брак подготовки скважины».

Скважина №2071Четырмановского месторождения, НГДУ «Арланнефть».

Установка 265 ВЭЦН 5-10-90-1900 была смонтирована 13.12.2015г и 14.12.2015г запущена в работу. УЭПН остановлена 03.01.2016г, по причине отсутствия подачи.

Наработка составила 25 суток. Отказ произошел после однократной остановки по защите от срыва подачи.

Наработка предыдущей установки составляет 6 суток, остановлена по причине ГТМ.

Основные проблемы (ограничения) в работе УЭЦН данной скважины являются:

1. Высокая интенсивность набора кривизны по стволу скважины;
2. Высокое содержание КВЧ (от 100 до 250 мг/л).

Внедрение УЭЦН АКМ позволило:

1. Заглубить подвеску на 164 метра в интервал набора кривизны выше нормативных для стандартных УЭЦН: $H_{\text{заг}}=1484\text{м}$; зенитный угол на глубине замера = $60,0$ град; интенсивность набора кривизны на глубине замера $1,86$ град/10м.

2. После внедрения УЭЦН ЛЕНСЕ добыча составила:

- по жидкости: $80,0 \text{ м}^3/\text{сут.}$

- по нефти: 26,5 т/сут.

За весь период работы зафиксированы следующие остановки: по защите от перегрузки – 1; по аппаратной защите (авария IGBT) – 32; по низкому напряжению – 3; дисбаланс напряжения – 3; нет связи с ПЧ – 1; по давлению на приеме насоса – 1. Из которых, 33 остановки по причине недоработки станции управления. Так как при пуске возникли проблемы со станцией управления при разгоне.

По результатам расследование отказа установлено: на длине 175мм от верхнего торца слом вала под нижним радиальным подшипником, на расстоянии 275 мм от верхнего торца слом вала под четвертым пакетом.

Согласно Протоколу совещания «День качества», виновной стороной признано ООО «Таргин Механосервис» (ОАО «ЛЕПСЕ»). Заводекой брак оборудования.

Выводы по работе:

Результаты эксплуатации насосов ЭЦН АКМ производства ОАО «ЛЕПСЕ» показали возможность их применения на скважинах ООО «Башнефть-Добыча» с кривизной выше 2гр/10 м. На скважине 9089г Гареевского месторождения отмечается стабильная работа установки, влияние свободного газосодержания на работу УЭЦН снижено. На скважине 1885г Воядинского месторождения отмечается стабильная работа установки, забойное давление снижено с 53 атм до 28 атм (при давлении в затрубе 11 атм).

Заключение: Признать опытно-промышленные испытания насосов ЭЦН АКМ производства ОАО «ЛЕПСЕ» на месторождениях ООО «Башнефть-Добыча» положительными.

Начальник отдела главного технолога
ООО «Башнефть-Добыча»

 Р.Р. Ямилов

Ведущий инженер сектора подбора ГНО
отдела главного технолога
ООО «Башнефть-Добыча»

 М.Г. Гусев

Главный инженер - Первый заместитель
начальника ПД У «Арланнефть»

 С.А. Нопява

Начальник отдела Управления скважинных
технологий и добычи
ООО «БашНИИНефть»

 Р.И. Валиахметов

Начальник отдела эксплуатации
и анализа работы УЭЦН и ГНО
ООО «Таргин Механосервис»

 И.Е. Хазияхметов

ОАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ННГ»

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМНЕФТЬ-НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»
(ОАО «Газпромнефть-ННГ»)

АКТ



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер – первый заместитель
генерального директора
ОАО «Газпромнефть-ННГ»

А.Л. Каплан

_____ 2010 г.

« _____ » _____ 2010 г.

г. Ноябрьск

Комиссия в составе:

Ненашев А.И. – начальник ТО по РВО управления добычи нефти и газа

Хакимов В.В. - – начальник отдела НИОКР и ИС управления перспективного планирования;

Кузьмин А.М. – зам. начальника ТОРВО ОАО «Газпромнефть-ННГ»;

Казаков Д.П. – руководитель группы ТО по РВО управления добычи нефти и газа;

Погорелов С.В. – руководитель группы ТО по РВО управления добычи нефти и газа;

1. На основании протокола технического совещания №9 от 22.10.2010 для проведения опытно-промысловых испытаний в ОАО «Газпромнефть-ННГ» было передано следующее оборудование, производства ООО «ОРИОН»:

- Полнокомплектные установки центробежно – вихревых насосов УЭЦВН 5-10-80-2200 (5А - габарит; 10-80 - диапазон подачи куб.м в сутки при напоре 2200 м) в следующей комплектации:

- Насос 242УЭЦВН5-10/80-2200;

- Погружной вентиляльный электродвигатель с кожухом ЗВЭД45-117Н;

- Гидрозащита ВГ 92-2;

- Газосепаратор ГС51ШК;

- Погружная телеметрия ОРИОН-ТМС;

- Станция управления ОРИОН-03-160И;

- Удлинитель термостойкий 50 м.

2. Для комплектования и проведения монтажных работ оборудование, было передано



в ОП «Новомет-Ноябрьск».

По совместному согласованию ООО «ОРИОН» и ТО по РВО управления по добыче нефти и газа оборудование смонтировано на следующих скважинах:

1. Скважина №1050 куст №53 Вынгапуровского месторождения.

Смонтировано следующее оборудование:

- Насос 242УЭЦВН5-10/80-2200	№224;
- Погружной вентильный электродвигатель с кожухом ЗВЭД45-117Н	№218;
- Гидрозащита ВГ 92-4	№235;
- Газосепаратор ГС51ШК;	№218
- Погружная телеметрия ОРИОН-ТМС	№б/н;
- Станция управления ОРИОН-03-160И	№213;
- Удлинитель термостойкий 50 м	№731903.

Дата монтажа – 08.04.2010, дата пробного запуска – 09.04.2010.

Оборудование остановлено 21.10.2010, причина остановки – технологическая, не связанная с отказом погружного оборудования. Нарботка оборудования на момент остановки составила – 195 суток. Запуск 28.11.2010 осуществлен со станции управления ОРИОН-03-160И №212. Нарботка на 01.11.2010 составляет – 198 суток.

Текущее состояние – находится в работе.

За время эксплуатации оборудования претензий существенных претензий к работе оборудования не выявлено.

2. Скважина №1131 куст №57 Вынгапуровского месторождения.

Смонтировано следующее оборудование:

Насос 242УЭЦВН5-10/80-2200	№225;
Погружной вентильный электродвигатель с кожухом ЗВЭД45-117Н	№219;
Гидрозащита ВГ 92-4	№236;
Газосепаратор ГС51ШК;	№219
Погружная телеметрия ОРИОН-ТМС	№б/н;
Станция управления ОРИОН-03-160И	№212;
Удлинитель термостойкий 50 м	№731883.

Дата монтажа – 22.04.2010, дата пробного запуска – 24.04.2010.

20.10.2010 произошла остановка оборудования по причине неисправности станции управления ОРИОН-03-160И №212, для продолжения эксплуатации оборудования произведена замена станции управления на ОРИОН-03-160И №213, с ранее остановленной скважины №1050 куст №53 Вынгапуровского месторождения, в настоящее время оборудование находится в работе, нарботка на 01.11.2010 составляет – 191 сутки.

Текущее состояние – находится в работе.

За время эксплуатации оборудования претензий существенных претензий к работе оборудования не выявлено.



3. Скважина №1091 куст №266 Вынгапуровского месторождения.

Смонтировано следующее оборудование:

Насос 242УЭЦВН5-10/80-2200	№226;
Погружной вентильный электродвигатель с кожухом ЗВЭД45-117Н	№220;
Гидрозащита ВГ 92-4	№237;
Газосепаратор ГС51ШК;	№220
Погружная телеметрия ОРИОН-ТМС	№6/н;
Станция управления ОРИОН-03-160И	№211;
Удлинитель термостойкий 50 м	№731900.

Дата монтажа – 03.05.2010, дата пробного запуска – 05.05.2010.

в настоящее время оборудование находится в работе, наработка на 01.11.2010 составляет – 180 суток.

Текущее состояние – находится в работе.

За время эксплуатации оборудования претензий существенных претензий к работе оборудования не выявлено.

ПО ИТОГАМ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНО – ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ КОМИССИЕЙ ПРИНЯТО СЛЕДУЮЩЕЕ РЕШЕНИЕ:

1. Завершить опытно-промысловые испытания **центробежно – вихревых насосов УЭЦВН 5А-10-80-2200 (5А - габарит; 10-80 - диапазон подачи куб.м в сутки при напоре 2200 м)**, поставленных ООО «ОРИОН».
2. Считать опытно-промысловые испытания **завершенными успешно.**

А.И. Ненашев

В.В. Хакимов

А.М. Кузьмин

Д.П. Казаков

С.В. Погорелов

к акту № 1 от «16» апреля 2010 г.
приемки опытного образца

ПРОТОКОЛ №1
приемочных испытаний опытно-промышленного образца
погружной насосной установки УЭЦН АКМ 5(5А)

г. Нефтеюганск

«16» апреля 2010 года

Приемочная комиссия в составе:

председателя:

Здольника С.Е. - первого заместителя генерального
директора по производству-главного инженера
ООО «РН-Юганскнефтегаз»

и членов комиссии:

- 1.Акимова О.В.- начальника ГУДНГ,
- 2.Маркелова Д.В. – зам. главного инженера ООО «РН-Юганскнефтегаз» по НТ,
- 3.Гарифуллина А.Р. - главного технолога ГУДНГ,
- 4.Загороднего Л.А. – начальника отдела качества ООО «РН-Юганскнефтегаз»,
5. Петренко С.Н. - менеджера проектов по НТ ООО «РН-Юганскнефтегаз»,
6. Кривошеина В.Г. - директора по развитию ОАО «ЛЕПСЕ»,
7. Черемисинова Е.М.- главного конструктора ООО «НПК «ЛЕПСЕ Нефтемаш»,
8. Долгушина В.В. - инженера ООО «НПК «ЛЕПСЕ Нефтемаш»,
9. Ермакова В.И. - государственного инспектора Сургутского комплексного отдела Северо-Уральского управления Ростехнадзора.

приступила к работе руководствуясь в своей деятельности утвержденными инструкциями и положениями о порядке проведения приемочных испытаний погружного насосного оборудования и Программой проведения промысловых испытаний УЭЦН АКМ 5(5А) (приложение 1).

Комиссия рассмотрела результаты приемочных испытаний опытно-промышленной партии установок УЭЦН АКМ 5(5А) на нефтепромыслах ОАО «РН-Юганскнефтегаз», г. с 2006 г по апрель 2010 года в соответствии с «Программой и методикой приемочных (промысловых) испытаний, согласованной с ОАО «РН-Юганскнефтегаз».

В результате приемочных испытаний комиссия установила следующие основные данные:

1.РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕРКИ СООТВЕТСТВИЯ СОСТАВА И КОМПЛЕКТНОСТИ ПРОДУКЦИИ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.

1.1.Состав и комплектность продукции соответствуют требованиям технической документации:

Установки электроцентробежные насосные УЭЦН АКМ 5(5А)

ТУ 3665-001-60612873-2009 (приложение 2);

Комплектация установки представлена в таблице

Наименование оборудования	Условное обозначение	Обозначение ТУ на оборудование
Станция управления	СУ АВП-65(50)	ТУ 3432-005-86695543-2009
Насос высокооборотный электроцентробежный	ВЭЦН 5	ТУ 3631-001-60612873-2009
Газосепаратор высокооборотный	ГС51Ш(К)	ТУ 3683-001-60612873-2009
Гидрозащита высокооборотная	ВГ 92-2 (ВГ 92-4)	ТУ 3631-002-60612873-2009
Электродвигатель вентильный высокооборотный	ВЭД	ТУ 3381-001-60612873-2009
Удлинитель кабельный термостойкий	УБ52(230) 10/10	ТУ 3542-004-41749945-2005

1.2.Поставленные на испытания установки имеют комплект документации:

- паспорт на установку;
- паспорта на агрегаты;
- технические условия на установку;
- руководство по эксплуатации установки;
- руководство по эксплуатации станции управления;
- опросный лист;
- программа и методика испытаний.

1.3.Входной контроль установок перед отправкой на устьевый монтаж производился на базах:

- ЭПУ СЕРВИС «АЛНАС-Н»
- ООО «БОРЕЦ-СЕРВИС-НЕФТЕЮГАНСК»:

2. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

2.1.Приемо-сдаточные испытания УЭЦН АКМ 5(5А) проводились с учетом критериев успешности проекта «Испытания АКМ-80» с 2006 г.:

- Количество скважин-кандидатов на которых превышен останочный потенциал не менее 80%;
- МРП АКМ > МРП УЭЦН для скважин, в которых эксплуатируются УЭЦН АКМ 5(5А);
- Среднее удельное количество остановок скважин с УЭЦН АКМ 5(5А) по причинам ЭПО и НЭО меньше среднего удельного количества остановок для скважин с УЭЦН для ЮР;
- Организация сервисной базы.

2.2. Приемо-сдаточные испытания УЭЦН АКМ 5(5А) проводились в два этапа:

- Первый этап начался с монтажа и запуска опытной установки на скважине 1402 У-Б и позволил оценить работоспособность и конструктивную надежность агрегатов установки.
- Второй этап проводился на основании выявления системных недоработок агрегатов установки и последующей их модернизации:

Таблица 2.1.

Агрегат, узел	Конструктивные и технологические доработки агрегатов ЭЦН АКМ5А-80
Электродвигатель вентильный высокооборотный	1.Увеличен диаметр трения подшипниковых узлов до 38 мм. 2.Веден в геометрию радиальных и осевых подшипников трехпозиционный гидродинамический клин. 3.Создана конструкция многосекционного теплообменника. 4.Создана конструкция кожуха принудительного обтекания-КПО. 5. Изменена конструкция пяты. 6.В качестве заливочной жидкости применены: <ul style="list-style-type: none">• синтетическое масло Рэда 5;• полиметилсилоксановая термостойкая жидкость ПМС-50; 7.Введена динамическая разгрузка торцевой опоры.
Гидрозащита	1.Отработаны конструкции диафрагм с применением термостойкого эластопласта Афлас. 2.Усовершенствованы конструкции подшипниковых узлов для улучшения теплоотвода.
Газосепаратор	1.Разработана конструкция ГС51ш с дополнительным шнеком для применения в составе погружной части с кожухом принудительного обтекания. 2.Создана конструкция сдвоенного газосепаратора ГС51шТ-тандем. 3.Создана конструкция сверхтвердой на основе карбида кремния футировки зоны центрифуги.

2.3. Основные эксплуатационные данные по скважинам, на которых применялись установки УЭЦН АКМ 5(5А)

В 2006 году на основе программы модернизации введено в эксплуатацию в Юганском регионе нефтяных месторождений ОАО «Юганскнефтегаз» 17 комплектов УЭЦН АКМ 5(5А)

Основные результаты эксплуатации представлены в **таблице 2.2.**

Таблица 2.2.

	Результаты	Количество установок	% от общего количества
1	С фиксацией режима сканирования в сторону потенциала скважины	8	47
2	Эксплуатация не в оптимальном режиме	4	24
3	Демонтировано	5	29

2.3.1. Сравнение наработки УЭЦН АКМ 5(5А) с ранее работающими серийными насосами УЭЦН представлено в таблице 2.3

Таблица 2.3.

№ скважины	Средняя наработка УЭЦН, сутки	Нарработка УЭЦН АКМ, сутки	Рост наработки по скважине, %
3014	298	585	96,3
757	259	572	120,8
3217	161	481	198,8
3016	654	927	41,7
5454	414	931	124,9
3192	175	575	228,6
3340	170	512	201,2
5873	183	442	141,5
3549	386	543	40,7

2.3.2. Оценка причин не оптимальной эксплуатации УЭЦН АКМ 5(5А) представлена в таблице 2.4

Таблица 2.4.

№ скважины	Вид не оптимального режима работы	Причина неудовлетворительной оптимизации
1149	Переход в режим АПВ	Несоответствие притока скважины оптимальной расходно-напорной матрице насоса. Работа насоса за помпажной границей
5100	Перегрузка преобразователя частоты СУ АВП	Возрастание крутящего момента на валу насоса из-за выброса мех. примесей
3405	Переход в режим АПВ	Несоответствие притока скважины оптимальной расходно-напорной матрице насоса. Работа насоса за помпажной границей
3389	Перегрузка преобразователя частоты СУ АВП	Возрастание крутящего момента на валу насоса из-за перехода в правую зону расходно-

		напорной матрицы на высокой частоте вращения ротора погружной части и невозможности автоадаптации в связи с интенсивным притоком воды в разгерметизированную ЭК с водоносных горизонтов
--	--	---

2.3.3.Причины демонтажа УЭЦН АКМ 5(5А) представлены в таблице 2.5

Таблица 2.5

№ скважины	Причина подъема	Причина отказа
5994	Неразворот ротора насоса-«клин» во время запуска	Установка попала в зону недопустимой кривизны ЭК
9047	Сопrotивление изоляции R=0	Перегрев электродвигателя из-за уменьшения подачи жидкости в насосе из-за засорения проточной части насоса
1150	Сопrotивление изоляции R=0	Перегрев электродвигателя из-за уменьшения подачи жидкости в насосе из-за засорения проточной части насоса при одновременном увеличении крутящего момента, которое в ряде случаев не позволяет управляющему алгоритму выявить срыв подачи.
3389	Сопrotивление изоляции R=0	Разгерметизация внутренней полости электродвигателя из-за порыва бракованной диафрагмы гидрозащиты
3217	Нет подачи	Срез вала газосепаратора из-за нарушения технологии сборки подшипникового узла агрегата

3. ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ПРОДУКЦИИ

3.1.Общие показатели

3.1.1.Погружная часть насосной установки в сборе имела максимальную общую длину 9100 мм (в четыре раза короче длины аналогичной по параметрам серийной установки).

3.1.2.Максимальный размер в поперечном сечении с применением кожуха принудительного обтекания активной зоны электродвигателя не превышал 122 мм, без кожуха – 117 мм.

3.1.3.Вес погружной части установки составил -220 кг.

3.1.4.Вес станции управления СУ АВП 50 в сборе с повышающим трансформатором составил 480 кг.

3.1.5.Подача насоса установки варьировалась в пределах от 10 – 125 м3/сутки в зависимости от числа оборотов электродвигателя, которые меняются от 1000 до 10000 об/мин.

3.1.6.Максимальная наработка на ноябрь 2006 г. составила 215 суток.

3.1.7.Средняя наработка более 145 суток на тот же период.

3.1.8.Произведено в различных климатических условиях 35 монтажей установок, включая повторные.

3.1.9.В ходе этого этапа промышленных испытаний УЭЦН АКМ 5(5А) была отработана технология монтажа нового поколения установок:

На устье скважины погружная часть установки доставлялась в собранном и заполненном маслом виде, в пенале длиной не более 9 м. На скважине производился только монтаж кабельного ввода.

Отработана технология монтажа погружной части установки с кожухом принудительного обтекания активной зоны электродвигателя.

Такая технология монтажа УЭЦН АКМ 5(5А) на устье скважины помимо значительного снижения трудозатрат, приводит также к уменьшению отрицательного влияния “человеческого фактора” на качество монтажных работ.

3.1.10. Промысловые испытания показали высокую управляемость частотно-регулируемого насоса, который может обеспечить широкую гамму режимов работы, как в период запуска, так и при последующих изменениях притока пластовой жидкости в скважине. Практически, регулирование приводом производилось в пределах от 5000 до 10000 оборотов ротора электродвигателя.

Станция управления СУ АВП обеспечивает следующие алгоритмы работы установки:

- **Автоматический вывод на режим установки без перегрева электродвигателя.**
- **Автоматическая адаптация к притоку пластовой жидкости в скважине.**
- **Автоматическое сканирование режима работы насоса с целью предельно возможного увеличения подачи насоса.**
- **Вывод хронологии событий и параметров работы в цифровом или графическом виде.**

Данное новшество позволяет значительно снизить трудозатраты по выводу скважины на режим. При этом, резко снижается время присутствия оператора на скважине. Новое эксплуатационное качество УЭЦН АКМ 5(5А) особенно ценно при эксплуатации скважин подгазовой зоны, так как снижается вероятность прорыва газа при освоении и устанавливается оптимальный безопасный дебит эксплуатируемой скважины.

3.1.13. Энергетические характеристики вентильного привода зависят от режима работы насоса и могут изменяться в широком диапазоне. При достижении номинальных режимов работы насосной установки удельное энергопотребление не превышает 8 квт*ч/куб.м пластовой жидкости.

3.2.В течении промысловых испытаний опытно-промышленной партии УЭЦН АКМ 5(5А) было оценено воздействие различных факторов на элементы агрегатов установки

По данным ревизий отработавших установок (скважины 5994, 9047, 1150, 3389, 3217) выявлено:

3.2.1 Центробежный насос высокооборотный 232ВЭЦН5-80

- Влияние высокого содержания воды в пластовой жидкости на интенсивность изнашивания деталей насоса не отмечено.
- Интенсивного нарастания солевых отложений и парафина на проточных поверхностях рабочих колес и направляющих аппаратов не происходит, что объясняется антиадгезионными свойствами металлических сплавов, из которых они изготовлены;
- Износ на осевых подшипниках минимальный;
- Износ радиальных подшипников также минимальный;
- Отмечено в ряде случаев интенсивное засорение проточных каналов первых ступеней насоса минерально-солевыми механическими примесями, что вызвано залповыми выбросами этих веществ в скважине. Для борьбы с этим явлением необходимо усилить систему предварительной фильтрации жидкости в зоне приема насоса.
- Отмечена достаточно широкая зона возникновения помпажного режима работы насоса на скважинах с низким притоком, что вызвано на наш взгляд недостаточно отработанной методикой подбора установок. Однако следует признать необходимость корректуры методики подбора параметров насосной системы УЭЦН АКМ 5(5А) для выявления особенностей снижения параметров ее расходно-напорной матрицы при высоких значениях ГФ.
- Длительные стендовые испытания высокооборотных насосов в водных растворах с высоким содержанием твердых взвешенных частиц (КВЧ более 3 мг/л) показали, что воздействие абразива имеет значение, когда его микротвердость составляет более 70% от микротвердости карбидной составляющей подшипников насоса. При содержании в пластовой жидкости большого количества мелкодисперсной глины, содержащий высокотвердый корунд, может привести к заметному снижению ресурса насоса.

- Испытания установки в скважинах с повышенным содержанием КВЧ на данный момент продолжаются, однако доказано, что применение твердого сплава в компактной конструкции насоса УЭЦН АКМ 5(5А) оправдано и позволит обеспечить требуемую его долговечность.

3.2.2. Газосепаратор модульный высокооборотный

- В условиях стендовых испытаний и проверок на водно-воздушных смесях с применением поверхностно-активных веществ газосепаратор ГС51Ш обеспечивал устойчивую работу насоса при объемных долях свободного газа на приеме насоса до 75%.
- ГС51Ш обеспечил устойчивую работу насоса в сложных эксплуатационных условиях в скважинах с достаточно широким диапазоном газового фактора (от 45 до 100 м³/тн).
- Имел один случай среза вала верхней секции сдвоенного газосепаратора, вызванный производственным дефектом и этот факт для разработки специальных конструктивных изменений не представляет интерес.
- Влияние высокого содержания воды в пластовой жидкости на интенсивность изнашивания деталей газосепаратора не отмечено.
- Интенсивного нарастания солевых отложений и парафина на проточных поверхностях не происходит;
- Оценка износа деталей подшипниковых узлов и канала активных гидроэрозийных процессов в зоне разделения фаз при наличии в пластовой жидкости механических примесей от 200 до 700 мг/л показала, что интенсивность изнашивания поверхностей весьма незначительна. Уровень износа составил не более нескольких микрон.

3.2.4. Гидрозащита модульная высокооборотная серии ВГ92

- Анализ работоспособности и долговечности подшипниковых узлов и торцевых уплотнений модульной гидрозащиты показал, что они не будут причиной возникновения отказов агрегата в течении длительного срока эксплуатации. Расчетный уровень наработки до предельного состояния этих узлов составит не менее 10000 часов. Уточнение этого параметра трибосопряжений гидрозащиты ВГ92-2 будет происходить по мере увеличения объема эксплуатационной информации.
- Основная проблема в надежности и долговечности находится в применении материалов диафрагм и методов входного контроля этих деталей.
- Для условий эксплуатации ниже 100°С достаточно надежным выбором является применение резиновых смесей типа РС26, однако при температурах более 130°С необходимо применять термостойкие материалы на основе Афласа, либо другие термостойкие фторкаучуки, но при этом необходимо повышать методы контроля и предварительных испытаний, в условиях которых удастся выявить бракованные диафрагмы.

3.2.5. Электродвигатель вентильный высокооборотный

Основные проблемы обеспечения долговечности погружного насосного агрегата возникли при доработке конструкции электродвигателя. Высокая частота вращения ротора вызывает дополнительное тепловыделение в статорном пакете, а также в самом роторе из-за механических потерь при жидкостном трении в зазоре статорного ствола двигателя.

- Первый этап промысловых испытаний на скважине 1402 У-Б выявил необходимость повышения грузоподъемности подшипников гидродинамического трения, чтобы достичь требуемой долговечности электродвигателя ВЭД45Н-117. Указанные ранее мероприятия модернизации электродвигателя были проведены в достаточно короткие сроки и явление интенсивного изнашивания поверхностей трения не было отмечено как системный отказ погружной части.
- На втором этапе промысловых испытаний отмечены отказы электродвигателей по причине разгерметизации диафрагмы (□ВГ92-2) и неразворота при запуске, который мог возникнуть из-за недопустимой деформации в эксплуатационной колонне, имелся также отказ по причине заводского брака в выводных концах обмоточного электродвигателя.

3.2.6. Станция управления СУ АВП-50

- Ресурс станции управления регламентируется системой силовых транзисторных ключей типа IGBT, которые работают в составе электронной схемы электропитания электродвигателя. По данным ведущих мировых фирм – производителей силовой электроники, таких как СИМЕНС, СЕМИКРОН, МИТЦУБИСИ и др., ресурс частотных преобразователей на основе транзисторных приборов типа IGBT составляет более 30000 ч. Остальные узлы станции управления обеспечат требуемую долговечность, при условии создания достаточно квалифицированного регионального сервиса, а также при учете фактора качества электрической энергии в системах электроснабжения нефтяных промыслов.
 - Контроллер станции управления СУАВП50 имеет флуоресцентный дисплей и внутреннюю систему нагрева, обеспечивающую включение контроллера не более чем через 15 минут после подачи питающего напряжения при температуре окружающего воздуха до минус 60°C. Основной отсек станции управления имеет свою систему нагрева, работающую независимо от контроллера, что позволяет ускорить процесс прогрева основного отсека станции.
 - При работе на пониженных температурах наблюдались отдельные случаи залипания механических кнопок на панели оператора станции СУАВП50. Для исключения этого в новых модификациях СУАВП50 изменена передняя панель контроллера и все основные кнопки управления заменены мембранными (сенсорными) на контроллере. Кнопки такого типа показали безотказную работу во всех условиях.
 - Была изменена схема питания контроллера станции управления для его дополнительной защиты от кратковременных выбросов напряжения питания.
 - Для устранения возможного отказа повышающего трансформатора из-за перегрева вследствие несвоевременного включения вентиляции, был изменен конструктивно датчик системы вентиляции силового отсека СУАВП50 и добавлен датчик аварийного отключения при перегреве трансформатора. Кроме этого в дальнейшем будет применяться новый трансформатор с улучшенной вентиляцией обмоток.
 - Во втором этапе внедрения доработана программа управления. Особое внимание уделяется системе автоадаптации УЭЦН АКМ 5(5А) и возможности реализовать посредством интеллектуального управления различные режимы работы насосного агрегата в скважине, существенно расширяя возможности технологии механизированной добычи.
 - Применен новый алгоритм вывода скважины на режим с автоматическим переходом в режим автоадаптации после появления притока в скважине.
 - Для обеспечения надежного вывода установки на рабочую частоту после рестарте, в случае значительного изменения динамического уровня за время простоя, введена функция приостановки разгона установки или снижения частоты вращения в случае превышения тока преобразователя частоты максимально допустимого значения. Это позволит избежать срабатывания защиты преобразователя при работе насоса «на открытую задвижку».
 - Введен режим автоматической корректировки порога срабатывания защиты от срыва подачи, позволяющий исключить ложное срабатывание защиты или несрабатывание защиты от срыва подачи, приводящее к перегреву двигателя. Кроме того, изменен алгоритм реакции установки на срыв подачи насоса защиты, что позволит в некоторых случаях избежать срабатывания защиты от срыва подачи.
 - Разработан и внедрен режим «расклинивания» насоса установки.
- УЭЦН АКМ5(5А) сегодня – единственная установка, которая обладает автоадаптацией с оптимизацией своей работы по максимальному дебиту и другими уникальными технологическими возможностями.

4. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО УСТАНОВКЕ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ УЭЦН АКМ5(5А)

Получен значительный опыт эксплуатации УЭЦН АКМ5(5А), который характеризуется следующими результатами:

4.1. Полученный в процессе промысловых испытаний установок нового поколения опыт и экспериментальная информация показали, что в данный момент нет аналогов по совокупности новых эффективных свойств, как среди предложений отечественных производителей и разработчиков, так и среди предложений традиционных зарубежных поставщиков насосного оборудования.

4.2. Установка позволяет решать бизнес-задачу механизированной добычи - обеспечение максимальной добычи за счет поддержания целевого забойного давления (работа на потенциале).

4.3. Малые габариты погружной части насосной установки обеспечивают их эксплуатацию в широком диапазоне эксплуатационных колонн фонда нефтяных скважин ОАО «Юганскнефтегаз».

4.4. Снижена трудоемкость монтажа погружной части установки на скважине, не требуется производить монтаж отдельных агрегатов установки, так как сборка электродвигателя, протектора и насоса производится в условиях базы. Погружной насосный агрегат в сборе после испытаний в стенде-скважине отправляется на скважину в пенале длиной не более 9 м. На скважине производится только монтаж кабельного ввода, с минимальной подкачкой маслом или без подкачки, электродвигатель установки оснащен ниппельным токовводом. Вся технологическая операция монтажа составляет несколько минут.

4.5. Ревизия отработавших установок позволила оценить конструктивно-материаловедческие решения основных ее агрегатов. Интенсивность изнашивания подшипников скольжения насоса не превысила расчетной величины и обеспечит ресурс насоса в пределах 20-30 тысяч часов. Такой же вывод сделан и по подшипникам электродвигателя, и подшипникам скольжения гидрозащиты. Практически, поверхностях рабочих колес и направляющих аппаратов не обнаружено следов коррозии и износа от кавитационных вихрей и абразива. Однако, полноценные выводы необходимо сделать после более длительной работы установок в скважинах с высоким содержанием КВЧ.

4.6. Проведенные промысловые испытания УЭЦН АКМ5(5А) подтвердили основные положения технических условий ТУ 3665-001-60612873-2009.

4.7. ООО «НПК «ЛЕПСЕ Нефтемаш» должно организовать сервисный центр, который обеспечит надежную эксплуатацию нового оборудования на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаза».

4.8. ООО «НПК «ЛЕПСЕ Нефтемаш» должно обеспечить эксплуатационные службы нефтяников полным комплектом технической документации и учебным пособием для подготовки персонала операторов и ремонтников.

4.9. Исследовательский потенциал установок УЭЦН АКМ5(5А) весьма высок и позволяет получить достоверные результаты о продуктивности широкого класса скважин.

4.10. УЭЦН АКМ5(5А) обеспечивает оптимальный режим работы скважины, а не насоса, имея широкую рабочую зону в напорно-расходной характеристике насоса и возможность регулирования дебита скважины. Частотное регулирование насосного агрегата позволит форсировать добычу из малодобитных скважин, стабилизировать работу скважин, работающих в «приграничных» зонах рабочих характеристик. Кроме того, возможность автоматической регулировки позволит значительно снизить трудозатраты по выводу скважины на режим. Отпадает необходимость постоянного присутствия оператора при выводе скважины на режим путем снижения темпа откачки солевого раствора и установки оптимизации отбора после стабилизации динамического уровня. Данное свойство особенно ценно при эксплуатации скважин подгазовой зоны, так как снижает вероятность прорыва газа при освоении и позволяет установить оптимальный безопасный дебит при эксплуатации.

4.11. Опытные образцы установки электроцентробежной насосной серии 242 УЭЦН АКМ 5А-10/80-2200 (в частности зав. № 215) соответствуют требованиям ТУ 3665-001-60612873-2009.

4.12. Продукция по своему техническому уровню соответствует современным требованиям.

Подписи:

Председатель комиссии

Члены комиссии



Здольник С.Е.

Акимов О.В.

Маркелов Д.В.

Гарифуллин А.Р.

Загородний Л.А.

Петренко С.Н.

Кривошеин В.Г.

Черемисинов Е.М.

Долгушин В.В.

Ермаков В.И.





САЛЫМ
ПЕТРОЛЕУМ



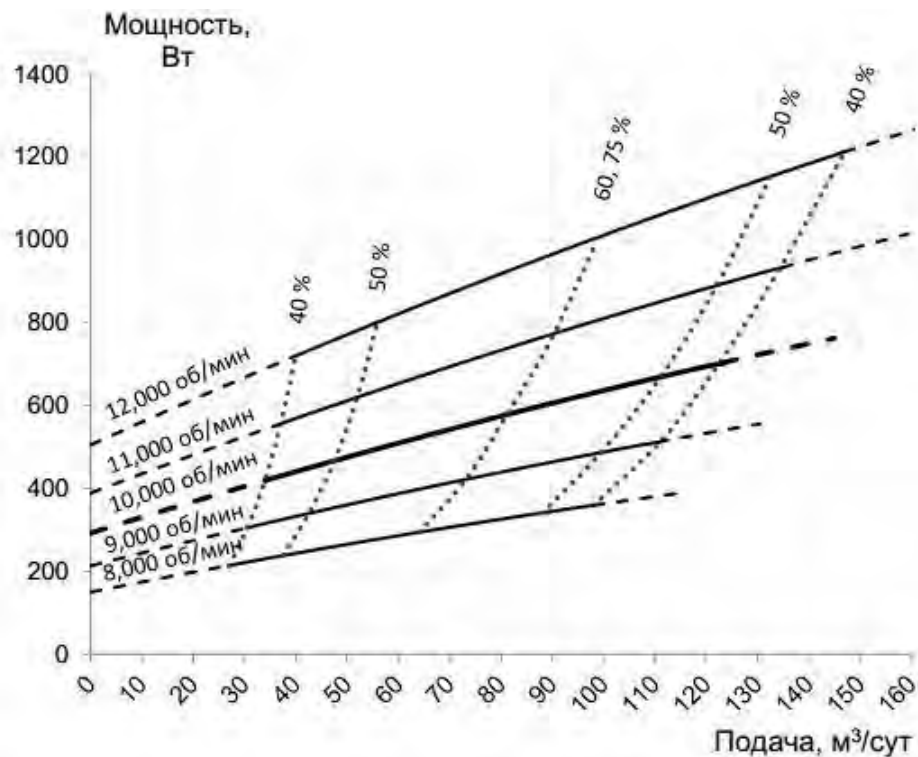
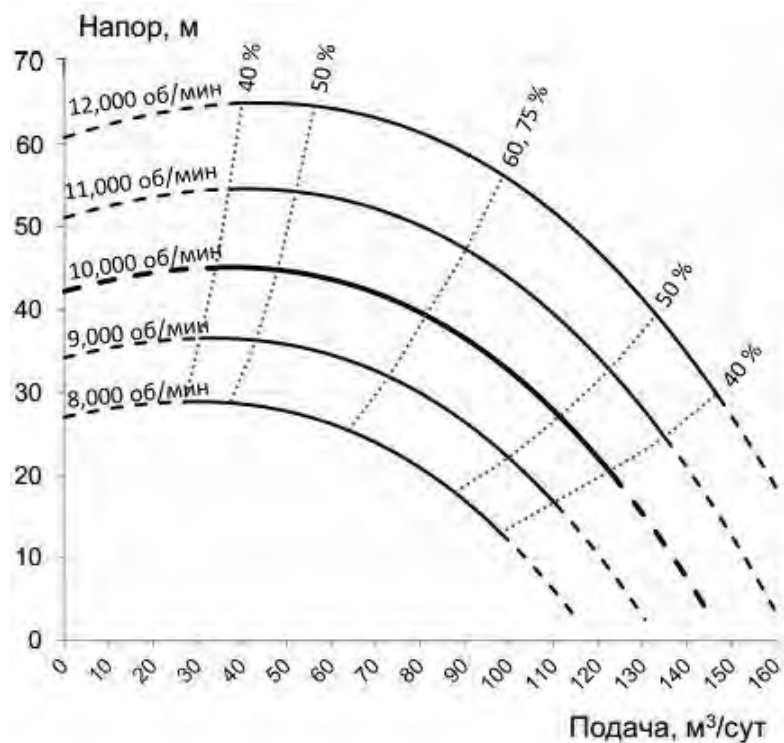
Внедрение энергоэффективных установок ЭЦН LX в компании СПД

Ведущий инженер-аналитик WRFM
Виктор Сафонов

Цель внедрения LX – системное повышение эффективности

- ✓ Необходимость внедрения оборудования с высокой энергоэффективностью реально подтвержденной испытаниями
- ✓ Необходимость повышения наработки оборудования на отказ
- ✓ Сокращение монтажной длины оборудования для использования в искривленных участках колонн и спуска ниже интервала перфорации
- ✓ Необходимость внедрения оборудования с широким рабочим диапазоном для компенсации геологических неопределенностей
- ✓ Создание синергии с лучшими предприятиями ОПК, использование военных технологий и конструкторских наработок в промышленности
- ✓ Снижение совокупной стоимости владения оборудованием, реализация программы импортозамещения

КПД LX600 – 61%, 10 000 об/мин

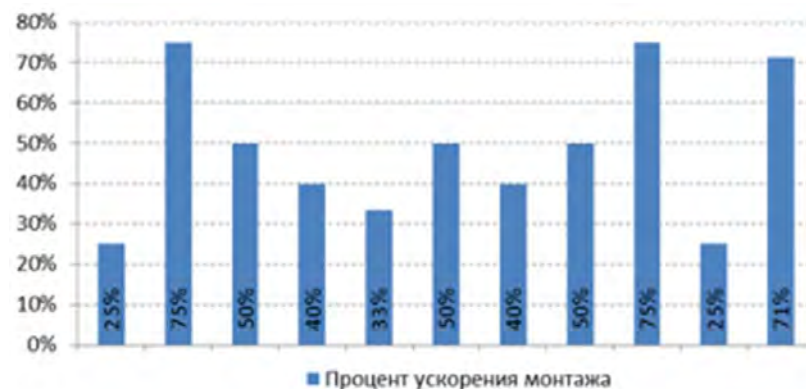
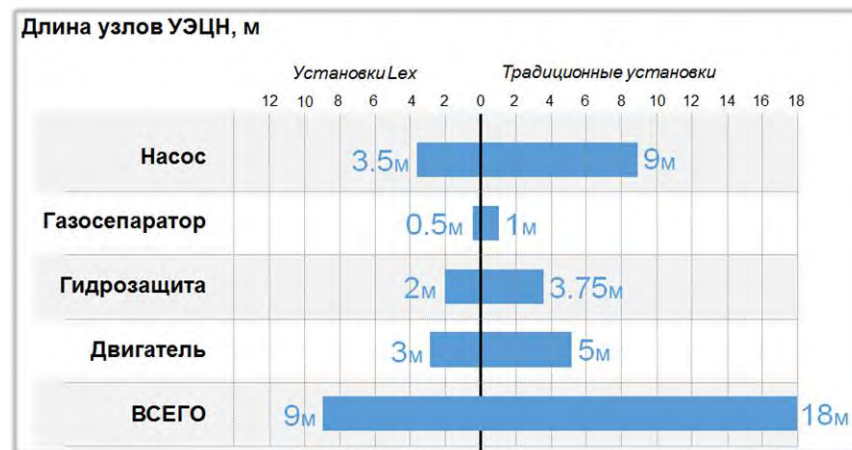


Ступени насоса:

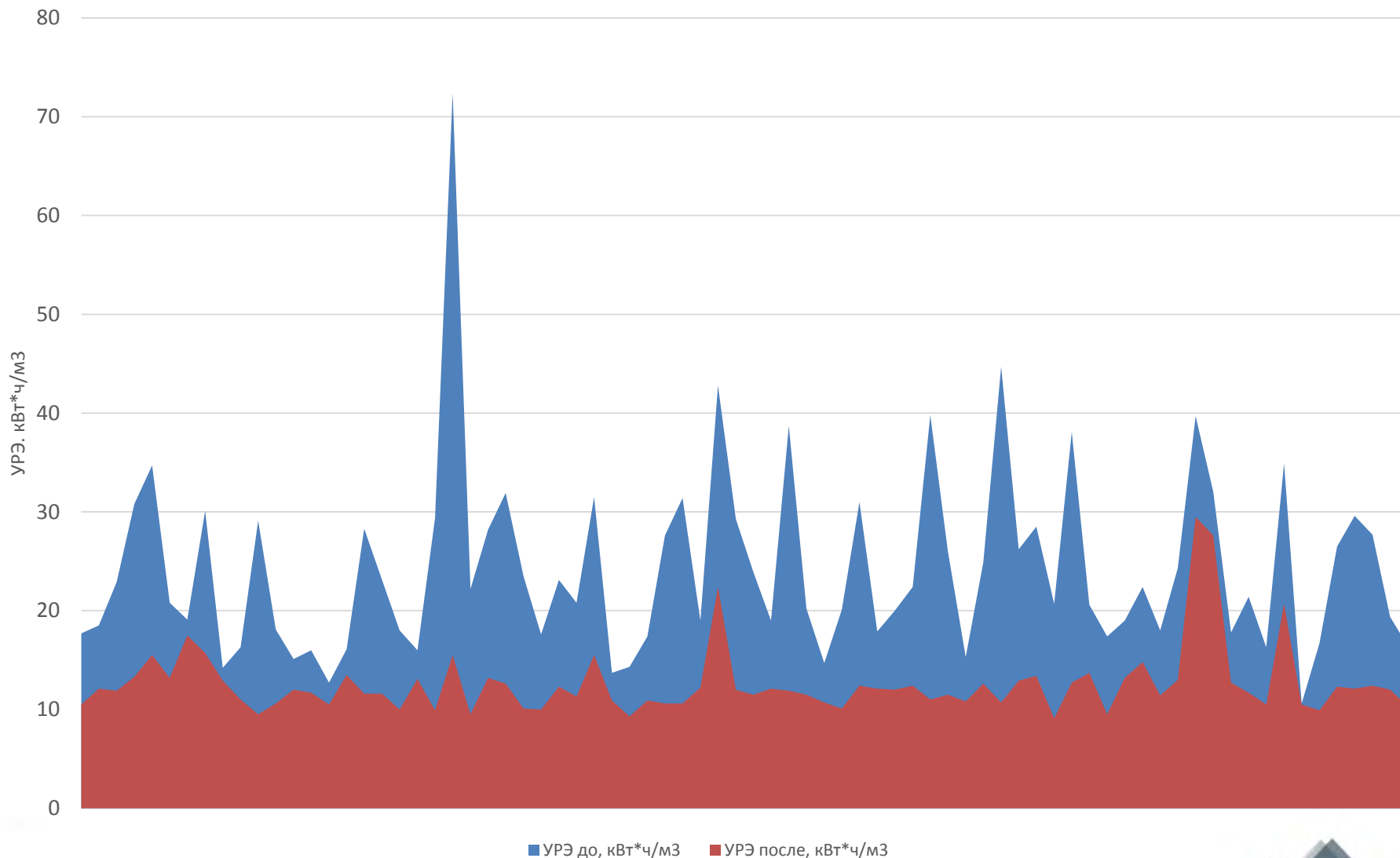
- ✓ Высокоэффективные
- ✓ Износо- и коррозионностойкие
- ✓ Большой напор достигается меньшим количеством ступеней
- ✓ Широкий рабочий диапазон

Силовой привод – энергоэффективный инновационный ПЭД

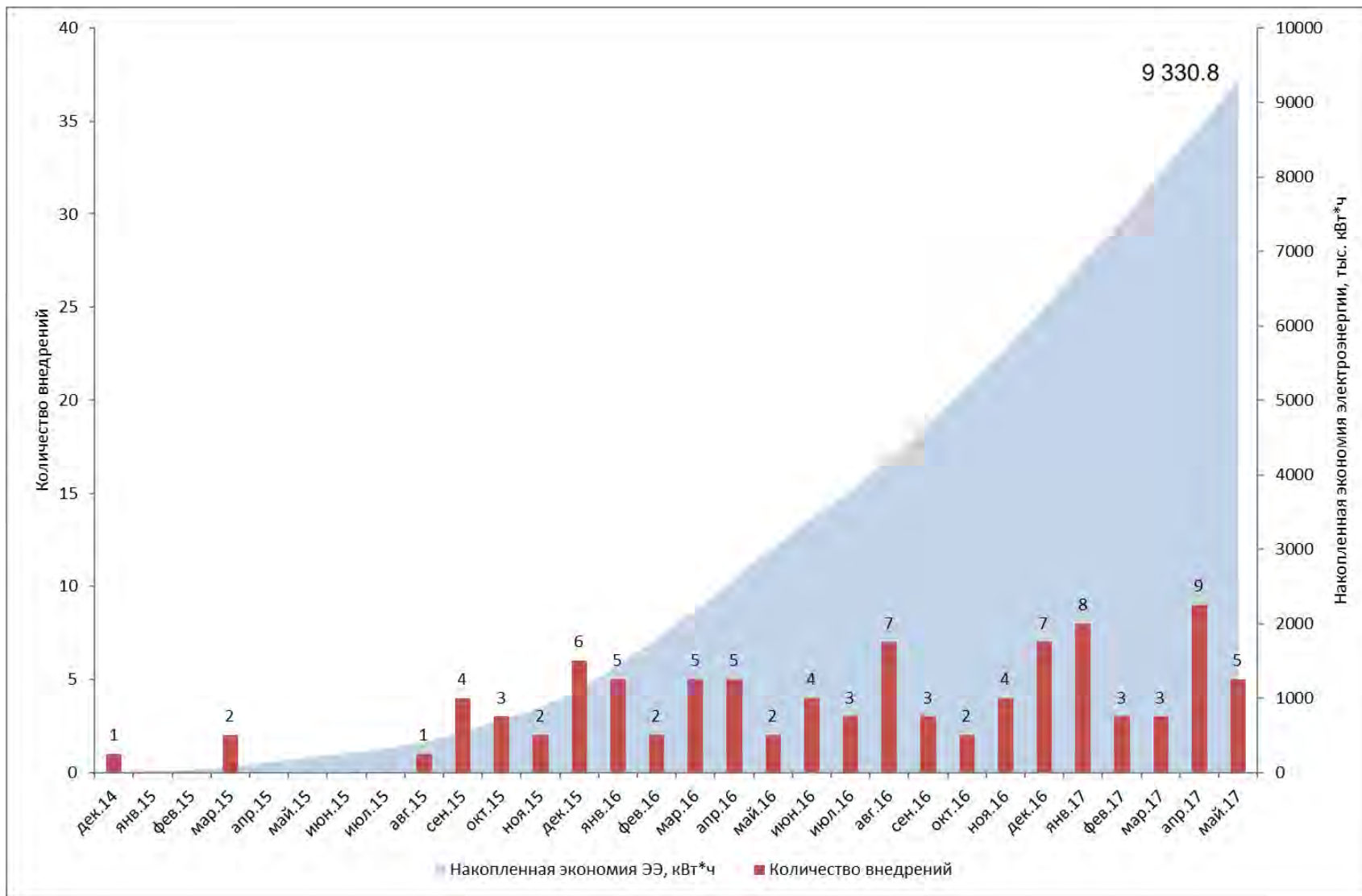
- ✓ **Синхронный**
(нет скольжения и нет магнитных потерь)
- ✓ **Высокий КПД**
(более 90%)
- ✓ **Активная система теплоотвода**
(применим в скважинах до 150 гр. С)
- ✓ **Улучшенная конструкция гидрозащиты**
(4 герметичные диафрагмы)



Снижение УРЭ при внедрении LX в 1,5-2 раза



Внедрены 96 установок ЛХ, экономия - более 9 млн. кВт*ч



Максимальная текущая достигнутая наработка LX – 813 суток



Основными причинами подъема и демонтажа оборудования явились ГТМ, засорение мехпримесями и солеотложения

Было зафиксировано несколько отказов по заводскому браку ПЭД. Проблемы была выявлена, и решена для исключения подобных отказов в будущем

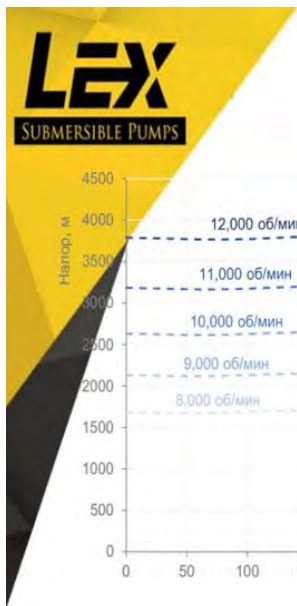
Прочих отказов, связанных с конструктивом установок LX зафиксировано не было.

Результаты разборов и действия по недопущению подобных отказов:

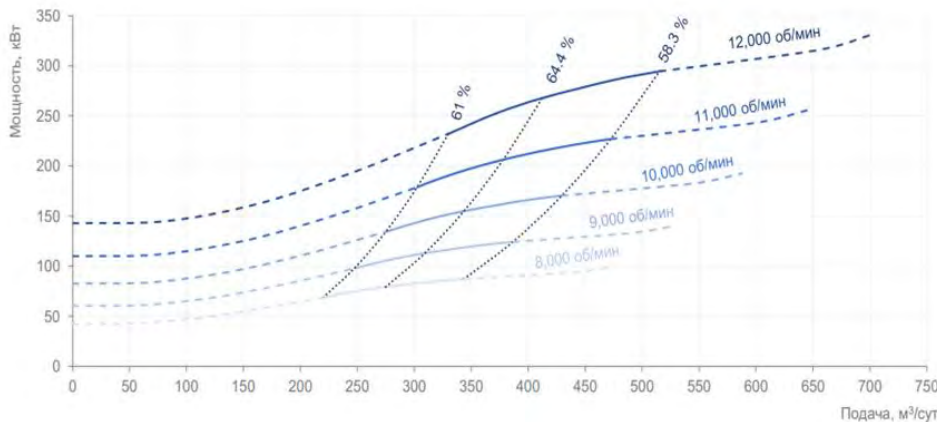
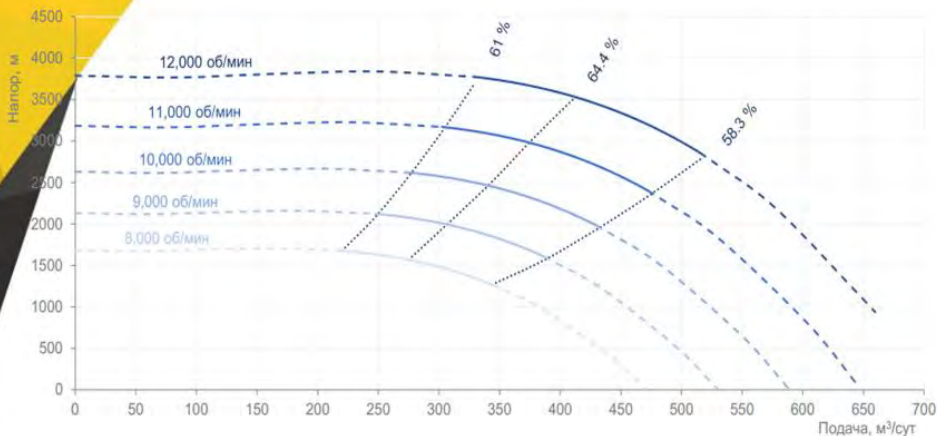
- Причиной отказа явилось повреждение статора разрушившимся радиальным подшипником
- Причина отказа – дизайн ПЭД
- Решение (отражено в письме завода) – отзыв и гарантийная доработка всей партии ПЭД, изменение в конструктиве оборудования



Внедрение LX2200 – конец 2017 г.



LX2200



Текущий статус проекта:

- Ожидаемая дата поставки насосов – Ноябрь 2017 г.
- Количество насосов для ОПИ– 3
- Скважины кандидаты– определены

Модификации насоса

Количество ступеней насоса	27	36*	45	54
Длина, мм	2050	2670	3300	3930
Напор при номинальной подаче (10 000 об/мин), м	1880	2500	3130	3750
Мощность при номинальной подаче (10 000 об/мин), кВт	116	155	194	232

* Характеристики представлены на графике

Общая информация

Тип ступени	Радиальный
Тип направляющего аппарата	Радиальный
Диаметр колеса насоса, мм	74.3
Диаметр вала, мм	17
Площадь сечения вала, мм ²	227
Материал ступени	Ni-resist
Диаметр корпуса, мм	92
Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	123.7
Рекомендуемый диапазон подач насоса при частоте вращения 10000 об/мин	275 - 430 м³/сут 1740 - 2720 бар/сут
Номинальная подача насоса при частоте вращения 10000 об/мин	345 м³/сут 2200 бар/сут
КПД насоса, %	64





Салым Петролеум Девелопмент
+7 (495) 518 97 20
www.salypetroleum.ru



УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель директора-
Главный инженер
НГДУ «Сорочинскнефть»

С.В. Климань

« » _____ 2012г.

АКТ №1

приёмки образцов установки электроцентробежной насосной УЭЦН АКМ

г. Сорочинск

« » _____ 2012г.

Приёмочная комиссия в составе:

председатели:

С.В. Климань – заместителя директора – главного инженера НГДУ «Сорочинскнефть»

и членов комиссии:

1. А.А. Татарничева – начальника производственного отдела НГДУ «Сорочинскнефть»;
2. В.М. Богайчука – главного инженера ООО «Римера-Сервис-Поволжье»;
3. О.А. Серебренникова – технического директора ООО «Нефть-Рем-Сервис»;
4. В.Г. Кривошеина – директора по развитию ОАО «ЛЕПСЕ»;
5. Е.М. Черемисинова – главного конструктора ООО «НПК «ЛЕПСЕ Нефтеман»;
6. В.А. Третьякова – ведущего инженера-электроника ОАО «ЛЕПСЕ»;

на основании «Программы подконтрольной эксплуатации установок серии УЭЦН АКМ в НГДУ «Сорочинскнефть» провела приёмочные испытания образцов установки электроцентробежной насосной УЭЦН АКМ и считает предъявленную продукцию выдержавшей приёмочные испытания.

Установлено:

1. Образцы установки электроцентробежной насосной 221 УЭЦН АКМ5А-45/115-2250 зав.№225 и зав.№224 соответствуют требованиям Технических условий ТУ 3665-001-060612873-2009.
2. Продукция по своему техническому уровню соответствует единым техническим требованиям ТНК-ВР к погружным электроцентробежным насосам, мультифазным насосам и газосепараторам и может быть рекомендована к промышленному использованию на нефтяных скважинах компании.

Предлагается:

Протокол приёмочных испытаний №1 прилагается

Подписи:

Члены комиссии



С.В. Климань

А.А. Татарничев

В.М. Богайчук

О.А. Серебренников

В.Г. Кривошеин

Е.М. Черемисинов

В.А. Третьяков

ПРОТОКОЛ №1

приёмочных испытаний образцов установки электроцентробежной насосной УЭЦН АКМ

г. Сорочинск

« » _____ 2012г.

Приёмочная комиссия в составе:

председателя:

С.В. Климань - заместителя директора – главного инженера НГДУ «Сорочинскнефть»

и членов комиссии:

1. А.А. Татаринцева – начальника производственного отдела НГДУ «Сорочинскнефть»;
2. В.М. Богайчука – главного инженера ООО «Римера-Сервис-Поволжье»;
3. О.А. Серебренникова – технического директора ООО «Нефть-Рем-Сервис»;
4. В.Г. Кривошеина – директора по развитию ОАО «ЛЕПСЕ»;
5. Е.М. Черемисинова – главного конструктора ООО «НПК «ЛЕПСЕ Нефтемаш»;
6. В.А. Третьякова – ведущего инженера-электроника ОАО «ЛЕПСЕ»;

приступила к работе, руководствуясь в своей деятельности утверждёнными инструкциями и положениями о порядке проведения приёмочных испытаний погружного насосного оборудования и «Программой подконтрольной эксплуатации установок серии УЭЦН АКМ в НГДУ «Сорочинскнефть» (приложение 1).

Комиссия рассмотрела результаты приёмочных испытаний образцов установок электроцентробежных насосных УЭЦН АКМ на нефтепромыслах НГДУ «Сорочинскнефть» с декабря 2011г по август 2012г в соответствии с «Программой подконтрольной (промысловой) эксплуатации установок серии УЭЦН АКМ», согласованной с НГДУ «Сорочинскнефть».

В результате приёмочных испытаний комиссия установила следующие основные данные:

1. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕРКИ СООТВЕТСВИЯ СОСТАВА И КОМПЛЕКТНОСТИ ПРОДУКЦИИ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

1.1. Состав и комплектность продукции соответствуют требованиям технической документации:

Установки электроцентробежные насосные УЭЦН АКМ 5(5А)

ТУ 3665-001-60612873-2009 (приложение 2)

Комплектация установки представлена в таблице 1.

Наименование оборудования	Условное обозначение	Обозначение ТУ на оборудование
Станция управления	СУ ОРИОН 03В-160	ТУ 3431-001-86695543-2008
Станция управления	СУ АВП-65(50)	ТУ 3432-005-86695543-2009
Насос высокооборотный электроцентробежный	221 ВЭЦН5-45/115- 2250	ТУ 3631-001-60612873-2009
Газосепаратор высокооборотный	ГС51ШК	ТУ 3683-001-60612873-2009
Гидрозащита высокооборотная	ВГ92-4	ТУ 3631-002-60612873-2009
Электродвигатель вентильный высокооборотный	2 ВЭД45-117Н	ТУ 3381-001-60612873-2009
Удлинитель кабельный термостойкий	УБ52(230) 10/10	ТУ 3542-004-41749945-2005

1.2. Поставленные на испытания установки имеют комплект документации:

- паспорт на установку;
- паспорта на агрегаты;
- технические условия на установку;
- руководство по эксплуатации установки;
- руководство по эксплуатации станции управления;
- опросный лист;
- программа и методика и испытаний.

1.3. Входной контроль установок перед отправкой на устьевой монтаж производился на базе ООО «Римера-Сервис-Поволжье».

2. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

2.1. Приёмочные испытания УЭЦН АКМ проводились в два этапа:

- Первый этап начался с монтажа и запуска опытных установок на скважине 1373 Сорочинско-Никольского месторождения и скважине 1230 Родинского месторождения;
- Второй этап проводился на основании протокола технического совещания насосных установок серии УЭЦН АКМ:
Имелись замечания по работе станции управления СУ АВП 65, обусловленные аппаратной защитой преобразователя частоты. Ввиду наличия замечаний в работе и несоответствия техническим требованиям ТНК-ВР станций управления СУ АВП 65 была произведена их замена на СУ ОРИОН-03В-160.

2.2. Информация по внедрённым комплектам УЭЦН АКМ представлена в Таблице 2.

Таблица 2

№ Скв.	Место-рождение	Тип ЭПО	Зав. № ЭПО	Дата пуска	Режим работы	Текущая наработка АКМ(сут) на 10.09.2012	ННО ЭЦН до внедрения АКМ	Эффект увеличения ННО
1373	Сорочинско - Никольское	221 УЭЦН АКМ5А-45/115-2250	225	13.02.12	постоянный	206 (демонтирована)	152	есть
1230	Родинское	221 УЭЦН АКМ5А-45/115-2250	224	27.02.12	постоянный	195	178	есть

Скважина № 1373 отработала 206 суток – причина отказа снижение сопротивления изоляции до нуля одной жилы удлинителья.

2.3. Режимы работы до и после внедрения УЭЦН АКМ представлены в Таблице 3 для скважины 1373 и в Таблице 4 для скважины 1230.

Таблица 3

	ЭЦН						УЭЦН АКМ					
	сен. 11	окт.11	ноя.11	дек.11	январ.12	фев.12	мар.12	апр.12	май.12	июн.12	июл.12	авг.12
Среднее значение дебита [м3/сут]	59,4	47	50,4	47,1	45,8	35,6	66,3	57	55,1	53,8	55,2	57,3
Среднее значение мощности [кВт]	64,2	64,2	64,2	64,2	64,2	64,2	43,1	41,1	42	33	36,2	37,5
Удельное энергопотребление	1,08	1,36	1,27	1,36	1,40	1,80	0,65	0,72	0,76	0,61	0,65	0,65

Исходя из показателей работы скважины №1373 видно, что удельное энергопотребление снизилось в среднем на 51%.

Таблица 4

	ЭЦН						УЭЦН АКМ					
	сен.11	окт.11	ноя.11	дек.11	январ.12	фев.12	мар.12	апр.12	май.12	июн.12	июл.12	авг.12
Среднее значение дебита [м3/сут]	71,5	65,8	53,6	58,2	60,2	57,4	74,9	71,5	68,3	62,7	68,4	65,7
Среднее значение мощности [кВт]	65,6	58,9	68,3	65,9	67,4	63,8	41,6	43,5	44,3	40,6	40,7	48,6
Удельное энергопотребление	0,917	0,895	1,27	1,13	1,11	1,11	0,55	0,60	0,64	0,64	0,59	0,73

Исходя из показателей работы скважины №1230 видно, что удельное энергопотребление снизилось в среднем на 41,1%.

3. ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ПРОДУКЦИИ

3.1. Общие показатели

- 3.1.1. Погружная часть насосной установки в сборе имела максимальную общую длину 9100 мм (в четыре раза короче длины аналогичной по параметрам серийной установки).
- 3.1.2. Максимальный размер в поперечном сечении с применением кожуха принудительного обтекания активной зоны электродвигателя не превышал 122 мм, без кожуха 117 мм.
- 3.1.3. Вес погружной установки составил – 220кг.
- 3.1.4. Вес станции управления СУ АВП65 в сборе с повышающим трансформатором составил 480кг. Вес станции управления СУ ОРИОН-03В-160 в сборе с повышающим трансформатором составил 510кг.
- 3.1.5. Напорно-расходные характеристики установок серии УЭЦН АКМ соответствуют паспортным данным производителя.
- 3.1.6. На 10.09.2012г. оборудование на скважине 1230 находится в работе, наработка составляет 195. Скважина 1373 была демонтирована по причине падения сопротивления изоляции до нуля одной жилы удлинителя и имела наработку 206 суток.
- 3.1.7. В ходе промысловых испытаний УЭЦН АКМ была отработана технология монтажа нового поколения установок:
На устье скважины погружная часть установки доставлялась в собранном и заполненном маслом виде, в пенале длиной не более 9м. На скважине производится только монтаж кабельного ввода. Отработана технология монтажа погружной части установки с кожухом принудительного обтекания активной зоны электродвигателя. Такая технология монтажа УЭЦН АКМ на устье скважины, помимо значительного снижения трудозатрат, приводит также к уменьшению отрицательного влияния «человеческого фактора» на качество монтажных работ.
- 3.1.8. Станция управления реализуют алгоритмы автоматической работы установки, заявленные производителем.
- 3.1.9. Достигнутый рабочий диапазон частоты вращения вала насоса составляет 7500-10000 об/мин.

4. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО УСТАНОВКЕ УЭЦН АКМ

- 4.1. Реализован автоматический вывод скважины на режим, без участия оператора;
- 4.2. Осуществлен ускоренный вывод на режим, за счет применения кожуха принудительного обтекания;
- 4.3. Автоматическая система управления установки обеспечивает адаптацию режима работы насоса к притоку пластовой жидкости в скважине;
- 4.4. Автоматическая система управления установки осуществила динамическую оптимизацию режима работы насоса к потенциалу притока скважины.
- 4.5. Установки УЭЦН АКМ, в сравнении с аналогами, обладают меньшими массогабаритными показателями, привозятся на скважину в собранном виде, что позволяет повысить качество и снизить трудоемкость монтажа оборудования;
- 4.6. Энерго-гидравлические характеристики установок серии УЭЦН АКМ соответствуют паспортным данным производителя;

4.7. Подтверждены заявленные заводом – изготовителем экономические эксплуатационные преимущества: снизилось удельное энергопотребление

- для скважины №1373 на 51%;
- для скважины №1230 на 41,1%.

Подписи:

Председатель комиссии



С.В.Климань

Члены комиссии



А.А. Татаринцев



В.М. Богайчук



О.А. Серебренников



В.Г. Кривошеин

Е.М. Черемисинов



В.А. Третьяков

УТВЕРЖДАЮ

И.о. главного инженера
НГДУ «Комсомольскнефть»

В.В.Вяткин
«__» _____ 2011г.

АКТ

07.11.2011 № 03-36-14-1/7

эксплуатационных испытаний установок

серии УЭЦН АКМ производства

ОАО «ЛЕПСЕ»

НГДУ «Комсомольскнефть»

Основание: программа подконтрольной эксплуатации установок серии УЭЦН АКМ в НГДУ «Комсомольскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз».

Составлен комиссией в составе:

Председатель:

В.В. Вяткин

и.о. главного инженера НГДУ «Комсомольскнефть».

Члены комиссии:

В.Г. Кривошеин

директор по развитию ОАО «ЛЕПСЕ»;

Ю.К.Цику

заместитель начальника
НГДУ «Комсомольскнефть»;

М.Р. Фазлетдинов

заместитель начальника ЦБПО ЭПУ;

С.В.Медведев

главный технолог ЦБПО ЭПУ.

В период с мая 2011 года по ноябрь 2011 года проведена подконтрольная эксплуатация двух установок серии УЭЦН АКМ производства ОАО «ЛЕПСЕ».

Для подконтрольной эксплуатации предоставлены две установки 242УЭЦН АКМ 5А-10/80-2500 в составе:

- насос 242 ВЭЦН 5-10/80-2500;
- гидрозащита ВГ92-4;
- газосепаратор ГС51ШК;
- электродвигатель 2ВЭД45-117Н с кожухом принудительного обтекания К2;
- система термоманометрическая «ОРИОН ТМС-117-30-113»;
- кабельный удлинитель термостойкий УБ52(230) 10/10;
- станция управления СУ АВП-50ТЭ-УХЛ1.

Программой установлены критерии успешности внедрения 242УЭЦН АКМ 5А-10/80-2500:

- отсутствие отказа по причине, выявленной в результате эксплуатации конструктивной ненадёжности оборудования, брака при изготовлении 242УЭЦН 5А-10/80-2500 в гарантийный период эксплуатации;

- соответствие показателей работы установок (напорно-расходных характеристик) с паспортными данными производителя;

Период подконтрольной эксплуатации – 6 месяцев или до отказа и демонтажа оборудования.

Подконтрольное оборудование смонтировано на скважине 838 куста 95 Русскинского месторождения (дата монтажа 01.05.2011 года) и на скважине 597 куста 96 Русскинского месторождения (дата монтажа 10.05.2011 года).

В ходе эксплуатации выявлены следующие отказы наземного и погружного оборудования:

- 20.06.2011 года выявлен отказ погружного блока ТМС «ОРИОН ТМС-117-30-113» на скважине 838 куста 95, станция управления (далее СУ) переведена на режим подстройки частоты вращения насоса по изменению тока электродвигателя;
- 28.06.2011 года выявлен сбой в работе СУ АВП-50ТЭ-УХЛ1 на скважине 838 куста 95 – невозможность произвести съем информации, 10.07.2011 года произведена замена процессорной платы;
- 28.10.2011 года выявлен отказ СУ АВП-50ТЭ-УХЛ1 на скважине 838 куста 95 (индикация на информационном дисплее - «Перегруз чопер», параметр 912), произведена замена на СУ «ОРИОН-03-160Т».

Изменение режима работы скважин приведено в таблице 1 приложения 1.

Комиссией установлено:

1. Напорно-расходные характеристики установок серии УЭЦН АКМ соответствуют паспортным данным производителя.
2. Станции управления реализуют алгоритмы, заявленные производителем: обеспечивают автоматический ускоренный вывод оборудования на режим и обеспечивают автоматическую адаптацию установок к изменяющемуся притоку пластовой жидкости, что дает возможность эксплуатировать скважины на их потенциале.
3. Достигнутый рабочий диапазон частоты вращения ВПЭД установок серии УЭЦН АКМ составляет 7500-9600 об/мин.
4. При входном контроле станций управления (далее СУ) СУ АВП-50ТЭ-УХЛ1 и «ОРИОН-03-160Т» выявлена невозможность передачи параметров контроллера станции управления (далее КСУ) в систему телеметрии ОАО «Сургутнефтегаз» в связи с не соответствием техническим требованиям к станциям управления с преобразователем частоты для регулирования электропривода центробежных насосов типа УЭЦН ТТ37-008-01 ОАО «Сургутнефтегаз», в части программного обеспечения КСУ протоколу обмена.
5. На 07.11.2011 года текущая наработка подконтрольного оборудования составляет 181 сутки (скважина 597 куста 96) и 190 суток (скважина 838 куста 96), подконтрольное оборудование находится в работе.

6. Среднесуточный расход электроэнергии установок серии УЭЦН АКМ сопоставим со среднесуточным расходом электроэнергии ВПЭД производства ПК «Борец», приложение 2.

Выводы и предложения:

1. Установки УЭЦН АКМ, в сравнении с аналогами, обладают меньшими массогабаритными показателями, привозятся на скважину в собранном виде, что позволяет повысить качество и снизить трудоемкость монтажа оборудования.
2. Станции управления АВП-50ТЭ-УХЛ1 и «ОРИОН-03-160Т» не соответствуют техническим требованиям ТТ37-008-01 ОАО «Сургутнефтегаз», в части программного обеспечения КСУ протоколу обмена.
3. В связи с необходимостью транспортировки УЭЦН на месторождение на специальном технологическом транспорте ОАО «Сургутнефтегаз», габаритные размеры которого ограничены, частично монтаж установки необходимо предусмотреть непосредственно на скважине.
4. Результаты программы подконтрольной эксплуатации оборудования серии УЭЦН АКМ признаны успешными.
5. Рекомендовать оборудование производства ОАО «ЛЕПСЕ» серии УЭЦН АКМ для закупа в ОАО «Сургутнефтегаз» после проведения доработки программного обеспечения СУ.

Составлен в 3-х экземплярах и направлен:

Первый экземпляр – НГДУ «Комсомольскнефть»

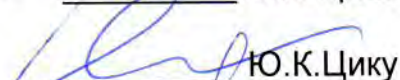
Второй экземпляр – ОАО «ЛЕПСЕ».

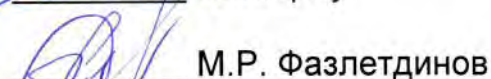
Третий экземпляр – ЦБПО ЭПУ.

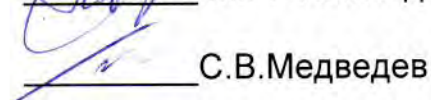
Приложение: _____ на _____ л в _____ экз.

Члены комиссии:


_____ В.Г. Кривошеин


_____ Ю.К. Цику


_____ М.Р. Фазлетдинов


_____ С.В. Медведев

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 НГДУ «Комсомольскнефть»
 _____ С.Н.Матвеев
 «___» _____ 2011г.

АКТ
 17.10.2011 № 17-10-2

О проведении замеров потребляемой мощности УЭЦН.
 НГДУ «Комсомольскнефть».

Составлен комиссией в составе:

Председатель:
 С.Н. Матвеев главный инженер НГДУ «Комсомольскнефть».

Члены комиссии:

В.В. Вяткин заместитель главного инженера
 НГДУ «Комсомольскнефть»;
 Е.В. Погорелов начальник УЭСХ
 НГДУ «Комсомольскнефть»;

В период с июля по август 2011 года с целью определения энергоэф-
 фективности насосов типа УЭЦН «АКМ» производства ОАО «Лепсе» прове-
 дены прямые замеры потребляемой мощности УЭЦН на скважинах 838 куста
 95, 597 куста 96, 3072 куста 100, 3783 куста 180, 197 куста 88 и 220 куста
 93 Русскинского месторождения.

Информация о спущенном в данные скважины оборудовании указана
 в таблице 1. Результаты проведенных замеров сведены в таблицу 2.

Таблица 1

Информация о спущенном оборудовании

Цех	Куст	Скв.	УЭЦН	ПЭД	H _{сп.} , м	Нараб., сут
У	88	197	ЭЦНД 5-30-1950	ПЭД 28-117	2163	220
У	93	220	ЭЦНД 5-50-1850	ПЭД 32-117	2251	1207
У	180	3783	ЭЦНД 5-30-2200Н	ВПЭДК 45-117	2303	226
З	100	3072	ЭЦНД 5-50-1750	ПЭД 32-117	2160	645
З	95	838	ЭЦН 5А-10/80-2500	ВЭД 45-117	2175	170
З	96	597	ЭЦН 5А-10/80-2500	ВЭД 45-117	2212	161

Таблица 2

Результаты замеров

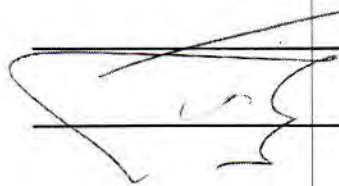
Цех	Куст	Скв.	Режим работы					Макс. мощность, кВт	Ср. мощность, кВт	Ср. посу- точный расход электро- энергии, кВт*ч/сут	Потреб- ление на 1т/сут, кВт*ч/т	Потреб- ление на 1т/сут (по ЕСРФ) ¹ , кВт*ч/т
			Q _{ж.} , м ³ /сут	Q _{ж.} , т/сут	H ₂ O, %	Q _{н.} , т/сут	H _{дин.} , м					
У	88	197	23	19.9	8	21.2	1852	34	27	658	32.99	н/д
У	93	220	35	30.9	20	28.0	1736	42	31	761	24.60	26.6
У	180	3783	33	30.1	40	19.8	1890	29	26	627	20.84	20.27
З	100	3072	33	30.1	40	19.8	1890	34	28	683	22.70	20.51
З	95	838	41	35.6	8	37.7	1900	28	24	563	15.84	н/д
З	96	597	32	27.8	9	29.1	1800	29	28	665	23.93	н/д

¹Для сравнения с расчетными данными по показаниям с КСУ

Выводы:

1. Максимальная потребляемая мощность УЭЦН «АКМ» ниже аналогичного показателя по другим замеренным скважинам, средняя потребляемая мощность сопоставима с УЭЦНД 5-30 с ВПЭД и УЭЦН 5-30 с ПЭД обычного исполнения (но с меньшим типоразмером ПЭД). При этом номинальная мощность ПЭД УЭЦН «АКМ» и ВПЭД на скважине 3783 куста 180 является наибольшей из всех замеренных скважин (45кВт).
2. Среднесуточный расход электроэнергии для УЭЦН «АКМ» также сопоставим со среднесуточным потреблением для УЭЦНД 5-30 с ВПЭД и УЭЦНД 5-30 с ПЭД 28-117, но значительно ниже потребления УЭЦНД 5-50 с ПЭД 32-117, работающих в левой зоне НРХ.
3. Наименьшее потребление на 1т/сут отмечается на скважине 597 куста 96 Русскинского месторождения, оборудованной УЭЦН «АКМ».

Члены комиссии:



Е.В.Погорелов

В.В. Вяткин

Приложение 1
Таблица 1

Параметры работы скважин до и после внедрения подконтрольного оборудования


Куст	Скважи на	Тип ПО		Q _ж , м ³ /сут			Q _н , т/сут		
		до внедрения	после внедрения	до внедрения	в процессе ВНР	при эксплуатации	до внедрения	в процессе ВНР	при эксплуатации
95	838	ЭЦНД 5-30-1750	УЭЦН АКМ 5А-10/80-2500	35	52	53	20.8	32.3	38.3
96	597	ЭЦНД 5-30-1750	УЭЦН АКМ 5А-10/80-2500	34	42	55	21.1	29.3	38.3

Куст	Скважи на	Н ₂ O, %			Н _{дин} , м			Обороты двигателя, об/мин		
		до внедрения	в процессе ВНР	при эксплуатации	до внедрения	в процессе ВНР	при эксплуатации	до внедрения	в процессе ВНР	при эксплуатации
95	838	30	27	15	1647	1762	1673	3000	7150-9000	7900-8970
96	597	27	18	18	1851	1852	1421	3000	7290-9000	9610



ТОМСКНЕФТЬ

**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТОМСКНЕФТЬ»
ВОСТОЧНОЙ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ**

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник УДНГ
ОАО "Томскнефть" ВНК

Киселёв А.А.
"25" 07 2011

**Итоговый АКТ
по работе ЭЦН АКМ5А-80-2100
производства ООО "НПК ЛЕПСЕ-Нефтемаш"
в ОАО «Томскнефть» ВНК**

на 01 июля 2011 г.

Во II квартале 2010г в ОАО «Томскнефть» ВНК в соответствии с утверждённой Программой ВПЭ№02-2010 "Внедрение и подконтрольной эксплуатации установок АКМ" были спущены установки АКМ5А-80-2100 в количестве 3 комплектов.

Внедрение реализовалось в ЦДНГ-3 (2 комплекта) и в ЦДНГ-4 (1 комплект).

Период промысловых испытаний определён в **365 суток** (по программе), гарантийный срок эксплуатации определён **365 суток** (заводская гарантия).

Цель подконтрольной эксплуатации - проверка эксплуатационной надёжности, работоспособности и эффективности установок АКМ в сравнении со стандартными УЭЦН других производителей, в установленные программой периоды.

На 01.07.2011г в работе находятся два комплекта установок АКМ5А-80-2100.

Информация по 2 внедрённым комплектам АКМ – представлена в Таблице 1.

Таблица №1

Скв/куст	Место-рождение	Тип ЭПО	Зав. № ЭПО	Дата спуска	Режим работы	Текущая наработка АКМ(сут) на 01.07.2011	ННО ЭЦН до внедрения АКМ	Эффект увеличения ННО
233/10	3-Полуденное	АКМ5А-80-2100	180	11.05.10	постоянный	416	120	есть
1014/52	С-Вах	АКМ5А-80-2100	76	27.01.11	постоянный	155	257	в ожидании

Нарботка на отказ ЭЦН до внедрения АКМ указана по последнему, отказавшему ЭЦН перед спуском АКМ с целью соблюдения корректности в типоминналах ЭЦН перед внедрением подконтрольного оборудования АКМ.

Отмечено превышение текущей наработки по скважине №233: коэффициент увеличения наработки составил $k=3,5$.

По скважине №1014 эффект - в состоянии ожидания.

Информация по отказавшим комплектам АКМ – представлена в Таблице 2.

Таблица №2

Скв/куст	Место-рождение	Тип ЭПО	Зав. № ЭПО	Дата спуска	Дата Монтажа / Причина подъёма	Наработка АКМ(сут) на отказ	ННО ЭЦН до внедрения АКМ	Эффект увеличения ННО
256/14	Вах	АКМ5А-80-2100	77	29.04.10	14.09.10 НП "х.х"	125	53	есть
						причина отказа – Брак ЭЦН, "Завод" (слом вала нижней секции ЭЦН)		
1214/52	С-Вах	АКМ5А-80-2100	75	30.05.10	07.06.11 R-0	373	228	есть
						причина отказа – R-0 (коррозия удлинителя)		

Факт превышения текущей наработки по двум скважинам: по скв 256 $k=2,4$; по скважине 1214 $k=1,6$ раза.

Причина выхода из строя АКМ №77 – слом вала нижней секции насоса в условиях стабильной работы системы "скважина+пласт", без нештатных ситуаций. Причина отказа – "Брак ЭЦН", виновная сторона - ООО "НПК ЛЕПСЕ-Нефтемаш". Причина выхода из строя АКМ №75 – снижение сопротивления изоляции кабеля до нуля (коррозия брони).

Наработка по двум комплектам АКМ (№180 и № 75) преодолела порог в 365 суток с положительным эффектом увеличения наработки.

Режим работы до и после внедрения АКМ представлен в Таблице 3.

Таблица №3

Скв/куст	Тип ЭПО		Qж м ³ /сут		Qн тн		H ₂ O %		Нд. м		Обороты, об/мин	
	до	после	до	после	до	после	до	после	до	после	до	после
256/14	внн-79-2000	АКМ5А-80-2100	65	74	12	11,3	78	80	1433	1554	3000	9 600
233/10	внн-59-1660	АКМ5А-80-2100	58	45	23,9	18,9	53	53	1477	1359	3000	9 190
1214/52	эцн-79-2000	АКМ5А-80-2100	49	53	11,1	7	73	82	1419	1910	3000	9 790
1014/52	эцн-79-2000	АКМ5А-80-2100	52	57	7	11,3	84	79	811	1853	3000	8 950

Установки УЭЦН до внедрения АКМ – работали от СУ, не поддерживающими режим изменения оборотов (скорости вращения), работая при номинальном режиме асинхронного привода (3000 об/мин синхр. скорости). Рабочие скорости вращения АКМ, оснащённого вентильным электроприводом приближены к 10000 об/мин.

После внедрения на данных скважинах установок АКМ, отмечается увеличение производительности (Qж). По скважине 233/10 явного увеличения Qж нет, так как АКМ работает в режиме автоадаптации, с подстройкой частоты вращения ПЭД - в режимах срывов подач и частых остановок из-за посадок напряжения и недостаточного притока из пласта (низкий Нд).

В процессе подконтрольной эксплуатации производился набор статистики по внутрисуточным остановкам УЭЦН, их перезапускам в работу.

– Сравнение внутрисуточных остановок до и при работе АКМ в 4 скважинах

Таблица №3

Скв.	Место -рождение	Суммарное время простоя УЭЦН после остановки, мин		Кол-во отключений (суммарное)	
		до АКМ (факт)	при АКМ (факт)	до АКМ (факт)	при АКМ (факт)
256/14	Вах	698	4233 (1175)	9	30 (5)
		77,6	141 (235)	(в скобках) - остановки по НЭО СУ АКМ!	
233/10	3- Полуденное	954	5328 (1298)	7	80 (5)
		136	66,6 (260)		
1214/52	С-Вах	225	7119 (6083)	2	30 (6)
		112,5	237 (1014)		
1014/52	С-Вах	2616 (26)	1153	18 (1)	17
		145 (26)	68		
Всего	3 скв	4 493 (26)	17 833 (9709)	36 (1)	91 (16)
		125 (26)	196 (607)		

Результаты:

- количество внутрисуточных остановок (ВСО) при работе АКМ – оказалось больше!
- время простоя после отключений при АКМ оказалось дольше!
- среднее время простоя на 1 скважину оказалось дольше на 71 минуту!
- появились дополнительные остановки по причине "неисправность СУ", количеством в 16 остановок и продолжительностью 607 мин. (10 часов)!

Внутрисуточные остановки по причине «неисправность СУ» указывают на существующие проблемы в работе станций, несовершенство аппаратной или программной части.

Выводы:

В работе находятся 2 комплекта АКМ, по одному отмечено превышение наработки по сравнению с наработкой скважины при стандартной УЭЦН. Коэффициент увеличения наработки по двум работающим скважинам составил $k=1,5$, по отказавшим $k=1,7$.

Участились внутрисуточные остановки по скважинам, в том числе появились остановки по причине "неисправности СУ".

Среднее время простоя одной скважины с АКМ дольше в 1,6 раза (на 71 минуту), чем скважины при предыдущей работе, оборудованные стандартными УЭЦН. Рост ВСО на 15 остановок, средней продолжительности 607 мин (10 часов).

Один из четырёх комплектов, зав.№ 77 отказал ранее срока, установленного гарантией. Нарботка составила 125 суток; гарантийный срок – 365 суток. Причина выхода из строя комплекта – слом вала нижней секции насоса. Причина отказа - расследована на ПДК и классифицирована как "Брак ЭЦН". Комплект №75 отказал по причине снижения изоляции удлинителя, выполнив наработку 373 суток.

Режимы автоматической адаптации установок к изменяющимся скважинным параметрам в среднем, реализуются.

Объем добытой нефти составил 13 784 тн (прирост по нефти составил 4 932 тн) при эксплуатации ЭЦН АКМ (за счёт увеличения СНО и увеличенного темпа отбора скважинной продукции).

ИТОГ:

1. Признать результаты программы подконтрольной эксплуатации в целом успешными.

Генеральный директор
ООО "НПК ЛЕПСЕ-Нефтемаш"

Начальник Отдела ПКРПО УДНГ

Инженер Отдела ПКРПО

Кривошеин В.Г.

Окунев В.С.

Зубарев А.А.

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер-первый
заместитель генерального директора

ООО «Газпромнефть-Восток»

Д.П. Ярчинский _____



«20» _____ 10. _____ 2017 г.

**Акт об окончании опытно-промышленных испытаний высокооборотных УЭЦН
производителя ООО «Лекс» на скважине №241 Шингинского месторождения.**

Мы, комиссия в составе:

От ООО «Газпромнефть-Восток»

Начальник УДНГ

Начальник ТОРВО УДНГ

Ведущий технолог НГДП-4

Третьяков А.В.

Журавлев В.В.

Закиев И.Х.

От ООО «Лекс»

Генеральный Директор ООО «Лекс»

Соснина М.В.

Составили настоящий акт в том, что «2» Сентября 2017 г. на 241 скважине Шингинского месторождения завершилось опытно-промышленное испытание высокооборотного УЭЦН LX600 (АКМ) предоставление и инженерное сопровождение через ООО «Лекс».

ОПИ проводилось в соответствии с программой ОПИ «Ш-01.06.03.05-04» от 10.02.2017 г., критериями успешности являлись:

- Соответствие оборудования заявленным характеристикам;
- Отсутствие отказов по вине подконтрольного оборудования в срок проведения ОПИ;
- Снижение среднесуточного удельного потребления электроэнергии при эксплуатации подконтрольного оборудования в сравнении с УЭЦН

стандартного исполнения на 20% в случае работы оборудования +/- 20% от номинала 80 м3/сут для LX600:

- Нарботка на отказ достигает 180 суток.

В результате испытаний установлено, что объект ОПИ находится в работоспособном состоянии, работает в режиме кратковременной эксплуатации по программе 18/42 минут, рабочая частота составляет 510 Гц (10 200 об/мин), оборудование соответствует заявленным характеристикам.

Подконтрольное оборудование отработало 180 суток, дебит составляет 19,0 м3/сут, при этом сокращение УРЭ с 24,4 кВт*ч/м3 до 15,9 кВт*ч/м3, что в процентном соотношении составило 34,8%.

Скважина работает с газовым фактором – от 79 м3/тн до 270 м3/тн при средней обводненности продукции 65%.

Зафиксировано среднее время монтажа установки LX600 – 20 минут (без учета времени на разгрузку оборудования на мостки, протаскивания кабеля в подвесной ролик), что в 3-5 раз меньше среднего времени монтажа серийного УЭЦН аналогичного типоразмера и напора (монтаж ПЭД, ГЗ и 3-х насосных секций, плюс время на заполнение маслом).

Считать датой окончания опытно- промысловых испытаний «2» Сентября 2017 г.

Испытание признать успешным.

Подписи членов комиссии:


Надеев А.В.


Муравьев О.В.


Трищенко Р.Н.


Соснина М.В.

наглаженский ОЭР

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер-первый
заместитель генерального директора

ООО «Газпромнефть-Восток»

Д.П. Ярчинский

«20» 10. 2017 г.

**Акт об окончании опытно-промышленных испытаний высокооборотных УЭЦН
производителя ООО «Лекс» на скважине №101 Шингинского месторождения.**

Мы, комиссия в составе:

От ООО «Газпромнефть-Восток»

Начальник УДНГ

Начальник ТОРВО УДНГ

Ведущий технолог НГДП-4

Третьяков А.В.

Журавлев В.В.

Закиев И.Х.

От ООО «Лекс»

Генеральный Директор ООО «Лекс»

Соснина М.В.

Составили настоящий акт в том, что «6» Сентября 2017 г. на 101 скважине Шингинского месторождения завершилось опытно-промышленное испытание высокооборотного УЭЦН LX600 (АКМ) предоставление и инженерное сопровождение через ООО «Лекс». ОПИ проводилось в соответствии с программой ОПИ «Ш-01.06.03.05-04» от 10.02.2017 г., критериями успешности являлись:

- Соответствие оборудования заявленным характеристикам;
- Отсутствие отказов по вине подконтрольного оборудования в срок проведения ОПИ;
- Снижение среднесуточного удельного потребления электроэнергии при эксплуатации подконтрольного оборудования в сравнении с УЭЦН стандартного исполнения на 20% в случае работы оборудования +/- 20% от номинала 80 м3/сут для LX600;
- Нарботка на отказ достигает 180 суток.

В результате испытаний установлено, что объект ОПИ находится в работоспособном состоянии, работает в режиме кратковременной эксплуатации по программе 10/50 минут, рабочая частота составляет 520 Гц (10 400 об/мин), оборудование соответствует заявленным характеристикам.

Подконтрольное оборудование отработало 180 суток, дебит составляет 11,5 м3/сут, при этом сокращение УРЭ с 20,1 кВт*ч/м3 до 16,5 кВт*ч/м3, что в процентном соотношении составило 17,9%.

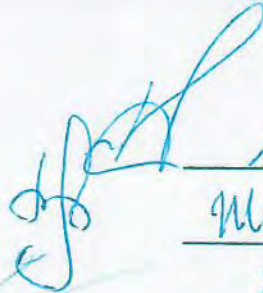





Скважина работает с газовым фактором – от 60 м3/тн до 95 м3/тн при средней обводненности продукции 50%.

Зафиксировано среднее время монтажа установки LX600 – 20 минут (без учета времени на разгрузку оборудования на мостки, протаскивания кабеля в подвесной ролик), что в 3-5 раз меньше среднего времени монтажа серийного УЭЦН аналогичного типоразмера и напора (монтаж ПЭД, ГЗ и 3-х насосных секций, плюс время на заполнение маслом).

Считать датой окончания опытно-промысловых испытаний «6» Сентября 2017 г.

Испытание признать успешным.

Подписи членов комиссии:


Nadein A.B.

Muraviev O.O.

Kabanov I.K.

Kabanov O.P.

Zhukovskiy R.N.

Sosnina Mariya

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер-первый
заместитель генерального директора

ООО «Газпромнефть-Восток»

Д.П. Ярчинский



«20» 10 2017 г.

**Акт об окончании опытно-промышленных испытаний высокооборотных УЭЦН
производителя ООО «Лекс» на скважине №361 Западно-Крапивинского
месторождения.**

Мы, комиссия в составе:

От ООО «Газпромнефть-Восток»

Начальник УДНГ

Начальник ТОРВО УДНГ

Ведущий инженер НГДП-1

Третьяков А.В.

Журавлев В.В.

Лабутин Н.А.

От ООО «Лекс»

Генеральный Директор ООО «Лекс»

Соснина М.В.

Составили настоящий акт в том, что «16» октября 2017 г. на 361 скважине Западно-Крапивинского месторождения предварительно завершилось опытно-промышленное испытание высокооборотного малодебитного УЭЦН LX200-1900 (АКМ) предоставление и инженерное сопровождение через ООО «Лекс». ОПИ проводилось в соответствии с программой ОПИ «Ш-01.06.03.05-04» от 10.02.2017 г., критериями успешности являлись:

- Соответствие оборудования заявленным характеристикам;
- Отсутствие отказов по вине подконтрольного оборудования в срок проведения ОПИ;
- Снижение среднесуточного удельного потребления электроэнергии при эксплуатации подконтрольного оборудования в сравнении с УЭЦН стандартного исполнения на 20% в случае работы оборудования +/- 20% от номинала 27 м3/сут для LX200-1900;
- Нарботка на отказ достигает 180 суток (на данном этапе прогнозируемая)

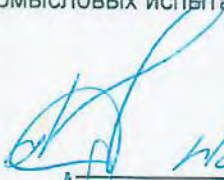


В результате испытаний установлено, что объект ОПИ находится в работоспособном состоянии, работает в постоянном режиме, рабочая частота составляет 540 Гц (10 800 об/мин), оборудование соответствует заявленным характеристикам.

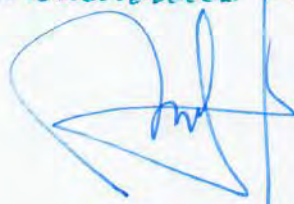
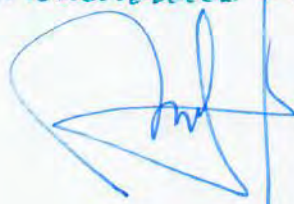
Подконтрольное оборудование отработало 169 суток с момента пробного запуска, дебит на 16.10.2017г. составляет 28 м3/сут, при этом достигнуто сокращение УРЭ с 29,5 кВт*ч/м3 до 17,9 кВт*ч/м3., что в процентном соотношении составило 42% (по сравнению с предыдущей установкой DN460-2500, которая до отказа работала в режиме АПВ 3/3 с дебитом 24 м3/сут).

Зафиксировано среднее время монтажа установки LX200 – 40 минут (без учета времени на разгрузку оборудования на мостки, протаскивания кабеля в подвесной ролик), что в среднем в 3-4 раза меньше среднего времени монтажа серийного УЭЦН аналогичного типоразмера и напора (монтаж ПЭД, ГЗ и 3-х насосных секций, плюс время на заполнение маслом). Монтаж LX200 представляет собой: присоединение КУ к колодке токоввода ВЭД с закручиванием 2-х болтов, а также монтажа односекционного насоса – закручивание 8-ми гаек на фланце насоса.

Считать предварительной датой окончания опытно-промышленных испытаний «16» октября 2017 г. Испытание признать успешным.

Подписи членов комиссии:


Кабанов Н.В.

Кузнецов М.В.

Кобаяши Н.Н.

главный инженер РЭР  Трифун Р.Н.
 Соснина М.В.