

# Проблемы электронасосного погружного нефтедобывающего оборудования традиционного исполнения при добыче битумных и сверхвязких нефтей на примере эксплуатации скважин УЭЦН Ашальчинского месторождения

**Б.В. Аристов**  
первый заместитель директора,  
главный инженер<sup>1</sup>

**И.С. Пятов**  
председатель совета директоров<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «УК «Система–Сервис»,  
Альметьевск, Россия

<sup>2</sup>ООО «PEAM-PTI», Балашиха, МО, Россия

**Зависимость мировой экономики от растущего потребления углеводородного сырья в виде нефти и газа побуждает развивать технологии их добычи из альтернативных источников, основные из которых — это залежи битумов и сланцев.**

**Ключевые слова**  
электроприводные погружные насосы,  
УЭЦН, УЭВН, битум, битумная нефть

Большая часть традиционных технологий механизированной добычи нефти основана на использовании электроприводных погружных насосных установок типа УЭЦН или УЭВН, пришедших на смену станкам-качалкам (рис. 1).

Российская Федерация уже сталкивается с истощением залежей легких и средних нефтей. По этим причинам становится актуальным применение эффективных технологий и соответствующего оборудования для добычи тяжелых и сверхтяжелых нефтей в Татарстане, Башкирии и других регионах.

В Российской Федерации одним из лидеров освоения инновационных технологий добычи битумной нефти является ОАО «Татнефть».

Одним из методов добычи тяжелых и сверхтяжелых нефтей, к которым относятся битумные нефти, является метод парогравитационного дренажа (SAGD), осваиваемый добывающими предприятиями ОАО «Татнефть» на фонде скважин месторождения Ашальчи (Татарстан) с помощью отечественного насосного погружного оборудования.

Особенностями геологического строения битумных залежей Ашальчинского месторождения является малая глубина залегания битумных пропластов (рис. 2).

По этой причине добыча ведется с глубин до 100 м, а давление на приеме составляет 2–5 атм. Температурные режимы в добывающей скважине поддерживаются до уровня не превышающего 180°C, таким образом температура разжиженной битумной нефти и сконденсированного пара на приеме насоса по данным телеметрии может достигать 180°C.

На первый взгляд, приведенные выше для Ашальчинских скважин температурные характеристики должны позволить применять традиционные конструкции насосных установок типа УЭЦН в теплостойком исполнении. Подобное теплостойкое

оборудование изготавливается в России, в том числе такими изготовителями, как ООО «БОРЕЦ» и ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь».

Первая добывающая установка ЭЦН5-50-150 была спущена в скв. № 232 (в) Ашальчинского месторождения 08.09.06г. С этого момента было положено начало механизированного способа эксплуатации битумных скважин Ашальчинского месторождения.

На 01.04.2013 г. эксплуатационный фонд скважин с УЭЦН на Ашальчинском месторождении составляет 17 скважин (включая вертикальные и наклонные стволы). За 2012 год на этом фонде скважин было произведено 23 подземных ремонта, связанных с заменой УЭЦН. За 2011 г. было произведено 20 ремонтов. За 2010 г. было произведено 18 ремонтов. Динамика фонда скважин с УЭЦН и количество ремонтов за последние семь лет представлены на рис. 3.

За весь период механизированного способа эксплуатации битумных скважин Ашальчинского месторождения было произведено 99 подземных ремонтов, из них 64 ремонта по эксплуатационной причине и 35 ремонтов по причине отказа оборудования. Средняя наработка поднятых установок выросла с 77 суток в 2006 г. до 152 суток в 2012 г. (рис. 4).

Почти семилетний опыт добычи битумной нефти в скважинах Ашальчинского месторождения позволяет оценить проблемы, связанные с традиционным исполнением конструкций насосного оборудования.

По эксплуатационным причинам было произведено 64 ремонта, связанных с заменой УЭЦН, из всех эксплуатационных причин наибольшее количество ремонтов произведено по причине ГТМ (оптимизация типоразмера УЭЦН, перевод под закачку пара, замена или протяжка оптоволоконного кабеля). Из общего количества произведенных ремонтов по-

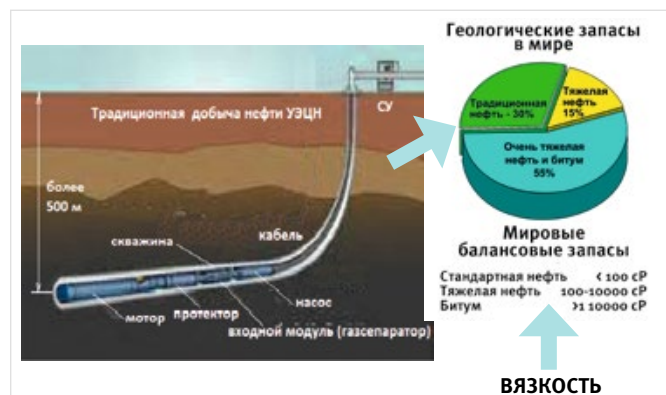


Рис. 1 — Схема скважины под традиционную механизированную добычу нефти с помощью УЭЦН (УЭВН)



Рис. 2 — Метод парового гравитационного дренажа (SAGD)

добных ремонтов произведено с 18 работающими установками (таблица 1).

Действительно, отечественные погружные насосные установки способны добывать битумную нефть, но при ограниченном ресурсе наработка традиционных конструкций УЭЦН в среднем не превышает 200 суток.

За весь период механизированного способа эксплуатации битумных скважин Ашальчинского месторождения по причине отказа оборудования было произведено 32 ремонта (таблица 2).

На рис. 6 показана диаграмма распределения отказов агрегатов УЭЦН, где наиболее слабым узлом является гидрозащита погружного электродвигателя (ПЭД).

Наибольшее количество ремонтов (23 ремонта или 66%) было произведено по причине отказа гидрозащиты. Пять ремонтов было произведено по причине износа рабочих органов насоса, четыре ремонта — по причине отказа кабеля и три — по причине снижения сопротивления изоляции ПЭД.

Основные причины отказов гидрозащит ПЭД связаны с выходом из строя резиновых технических изделий (РТИ), таких как сильфоны торцовых уплотнений и диафрагмы из-за потери ими эластических свойств и разрушения.

Причины отказов этих деталей обусловлены:

- совокупным длительным воздействием ряда факторов, а именно: отложениями в непроточных внутренних полостях смол и битума из-за высокой температуры, химическим составом перекачиваемой жидкости и наличием острого пара, налипанием смол и битума на поверхностях РТИ;
- свойствами эластомеров, которые, являясь газопроницаемыми, пропускают внутрь гидрозащиты ПЭД газы и, наполнившись техническим углеродом и полярными полимерами, обладают высокой адгезией к продуктам скважинной углеводородной среды.

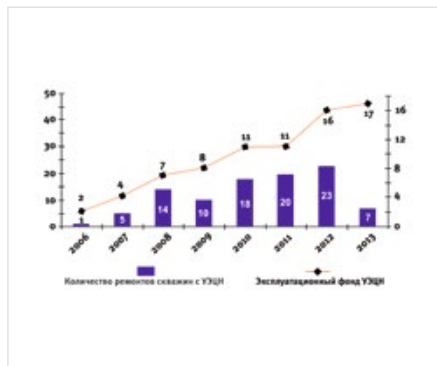


Рис. 3 — Динамика фонда скважин с УЭЦН и количество ремонтов за последние семь лет



Рис. 6 — Ремонт по причине отказа оборудования

В 2008 году средняя наработка на отказ поднятых установок по причине отказа гидрозащиты составляла 41 сутки. Но с применением более термостойких РТИ из фторэластомера «Афлас» производства ООО «РЕАМ-РТИ» наработку гидрозащит на отказ удалось поднять до 200 суток.

Однако, высокая термостойкость не решила задачу повышения наработки.

Одним из примеров разрушения РТИ из-за налипания смол являются порывы диафрагм из фторэластомера «Афлас», эксплуатационная термостойкость которого не ниже 230°C (рис. 7).

Лабораторные исследования очищенного от смол образца из разрушенной диафрагмы не выявили деградации эластических свойств изделия — физико-механические показатели остались в пределах технических требований.

В целях проверки альтернативных решений замены в протекторе ПЭД эластомерных диафрагм с поршневым модулем были допущены к эксплуатации установки с гидрозащитами ГЗНП-92/5-00 производства ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь», в конструкции которых использовались поршневые модули производства ООО «РЕАМ-РТИ» (рис. 8).

Наработки УЭЦН с гидрозащитами ГЗНП-92/5-00 составили 10, 74, 299, 224 и 205 суток. Однако, несмотря на очевидный прирост наработок, требуется оценить проблему несовместимости конструкции и особенностей условий добычи для уточнения технических требований к оборудованию, предназначенному для добычи битумных нефтей.

Все виды отказов гидрозащит отечественного производства можно отнести к системным. Анализ данных отказов послужил основой для разработки Управляющей Компанией «Система-Сервис» технических требований к гидрозащитам для погружных электронасо-

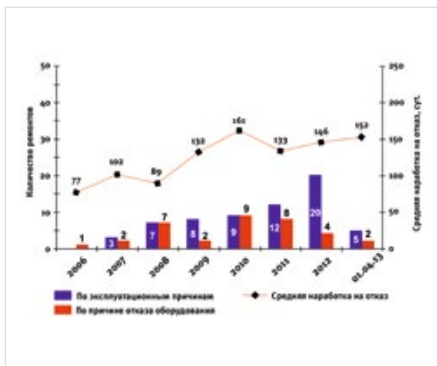


Рис. 4 — Средняя наработка поднятых установок выросла с 77 суток в 2006 г. до 152 суток в 2012 г.



Рис. 7 — Эксплуатационные отказы эластомерных диафрагм

сных установок, предназначенных для добычи битумных, тяжелых и сверхтяжелых нефтей.

Опыт эксплуатации отечественного оборудования на скважинах Ашальчинского месторождения демонстрирует, что в результате парогазового воздействия образуется мультифазная среда, включающая слабо смешиваемые тяжелую нефть и воду, которые, попадая в закрытые полости гидрозащиты ПЭД, длительное время взаимодействуют друг с другом при достаточно высоких температурах.

Взаимодействие воды, острого пара и битуминозных углеводородов приводит к образованию смол и твердых асфальтенов с высокой адгезией к металлам и эластомерам. По этой причине эластомерные диафрагмы теряют эластичность и способность сопротивляться деформациям. Анализ диафрагм из фторэластомера «Афлас», извлеченных из отказавших гидрозащит, после отмывки смоляной корки показал, что эластические и прочностные свойства соответствуют критериям сохранения эластомером работоспособности.

Наиболее наглядно проблема влияния коксующихся битумных фракций выявилась на примере отказов гидрозащит с поршневым модулем, которые имели традиционное исполнение корпусных деталей, торцовых уплотнений, полостей, сообщающихся со скважинной средой.

Анализ состояния деталей гидрозащиты ГЗНП-92/5-00, отработавшей в составе установки 205 суток, показал:

- наличие внутри корпуса несмешиваемых жидкостей: густой нефти и воды;
- отказ всех трёх торцовых уплотнений, где первое зафиксировано «асфальтом» в головке корпуса и имеет полное разрушение уплотнительных колец, а второе и третье — проворачивались относительно вала;
- наличие в поршневом модуле смоляных отложений со стороны входа пластовой

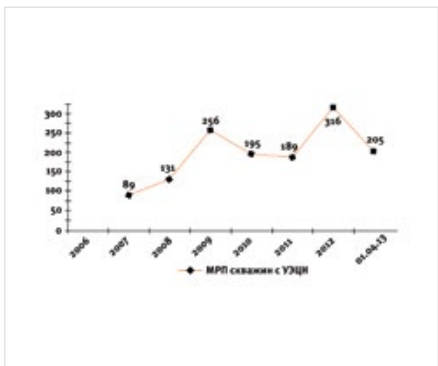


Рис. 5 — На 01.04.2013 г. МРП скважин с УЭЦН Ашальчинского месторождения составляет 205 суток

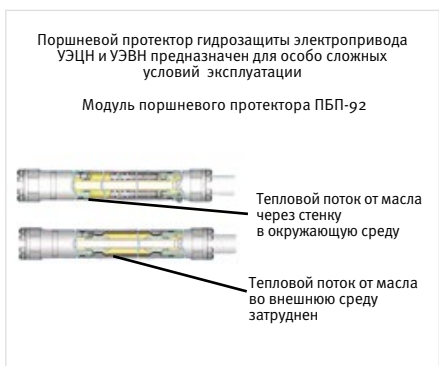


Рис. 8 — Поршневой протектор гидрозащиты электропривода УЭЦН и УЭВН

жидкости, потерю подвижности внешнего поршня при сохранении подвижности внутреннего поршня;

- следы перегрева корпуса гидрозащиты («вспучивание» краски);
- наличие воды в моторном дизлектрическом масле (R=0).

В этой связи огромный интерес представляют зарубежный опыт применения нефтедобывающего оборудования для добычи битумных нефтей методом SAGD и рекомендации по исполнению гидрозащит.

С этой целью была произведена закупка установки УЭЦН REDA производства компании Schlumberger серии D725N с электродвигателем серии Hotline I и гидрозащитой BsBsL термостойкостью до 180°C, в которой используется схема: диафрагма-лабиринт и 3 торцовых уплотнения.

Наработка данной установки при эксплуатации в одной из скважин Ашальчинского месторождения составила около 400 суток.

При разборе данного оборудования была выявлена аналогичная картина, которая наблюдалась при разборе отечественного оборудования — отложения смол, асфальтенов, нарушение работы торцовых уплотнений.

Тенденции отказа оборудования в добывающих скважинах, в которых используется технология SAGD, побуждают зарубежных производителей усовершенствовать оборудование.

На рис. 9 представлена гидрозащита Reda Hotline SA3 (третье поколение гидрозащит компании Schlumberger для использования в добывающих скважинах с высокой температурой жидкой среды).

**Итоги**

Проведенный анализ отказов отечественного и зарубежного нефтедобывающего оборудования в условиях добычи битумных нефтей на скважинах Ашальчинского месторождения позволил разработать технические требования к гидрозащитам ПЭД.

Новые технические требования к исполнению гидрозащит ПЭД основываются на опыте эксплуатации отечественного оборудования и тенденциях развития оборудования ведущих зарубежных производителей и направлены на создание отечественных конструкций гидрозащит ПЭД с конструктивным ресурсом более 600 суток.

**Выводы**

На основании полученного опыта эксплуатации гидрозащит поршневого типа и в соответствии со специальными техническими требованиями Управляющей Компании «Система-Сервис» под эксплуатацию добывающего оборудования на Ашальчинском месторождении битумной нефти отечественные предприятия ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь» и ООО «РЕАМ-РТИ» приступили к разработке и изготовлению усовершенствованных поршневых гидрозащит ПЭД.

ООО РЕАМ-РТИ  
Тел./факс (495) 544-6630  
E-mail: reamrti@mail.ru,  
info@ream-rti.ru  
www.ream-rti.ru



| Показатели                      | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 01.04. 2012 | Всего |
|---------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|-------------|-------|
| По причине отказа оборудования: | 1    | 2    | 7    | 2    | 9    | 8    | 3    | -           | 35    |
| • отказ насоса                  | -    | 2    | -    | 1    | 2    | -    | -    | -           | 5     |
| • отказ ПЭД                     | -    | -    | 1    | -    | 1    | 1    | -    | -           | 3     |
| • отказ гидрозащиты             | -    | -    | 6    | 1    | 3    | 7    | 4    | 2           | 23    |
| • отказ кабеля                  | 1    | -    | -    | -    | 3    | -    | -    | -           | 4     |

Таб. 1 — Динамика ремонтов по причине отказа оборудования

| Показатели                                  | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 01.04. 2012 | Всего |
|---|------|------|------|------|------|------|------|-------------|-------|
| По эксплуатационным причинам всего, в т.ч.: | -    | 3    | 7    | 8    | 9    | 12   | 20   | 5           | 64    |
| • засорение насоса                          | -    | 1    | 2    | 2    | 1    | -    | 4    | 1           | 11    |
| • отложения                                 | -    | -    | 2    | -    | 1    | 3    | 1    | -           | 7     |
| • ГТМ                                       | -    | 2    | 2    | 3    | 5    | 4    | 1    | 1           | 18    |
| • мех. повреждение кабеля                   | -    | -    | -    | 2    | 2    | 1    | 2    | 1           | 8     |
| • КРС                                       | -    | -    | -    | 1    | -    | -    | 1    | 2           | 4     |
| • срыв подачи насоса                        | -    | -    | 1    | -    | -    | 4    | 2    | -           | 7     |
| • воздействие высоких температур            | -    | -    | -    | -    | -    | -    | 3    | -           | 3     |
| • перевод на другой способ эксплуатации     | -    | -    | -    | -    | -    | -    | 4    | -           | 4     |
| • превышение кривизны скважины              | -    | -    | -    | -    | -    | -    | 1    | -           | 1     |
| • негерметичность НКТ                       | -    | -    | -    | -    | -    | -    | 1    | -           | 1     |

Примечание — в причину ГТМ входят:

- оптимизация типоразмера УЭЦН;
- демонтаж УЭЦН для замены, протяжки оптоволоконного кабеля;
- демонтаж УЭЦН для перевода под закачку пара.

Таб. 2 — Динамика ремонтов по эксплуатационным причинам

Развитие конструкции гидрозащиты компании Schlumberger для использования в добывающих скважинах с высокой температурой жидкой среды (от 250 °C и выше)



Гидрозащита Reda Hotline Maximus 550 с металлосильфонным протектором дополнена версией с металлосильфонным компенсатором



- 1 Модуль уплотнений вала (4 уплотнения)
- 2 Модуль подпятника
- 3 Головка кабельного ввода
- 4 Статор двигателя со встроенным датчиком температуры обмотки
- 5 Ввод кабелей ТМС
- 6 Корпус датчика давления и температуры среды
- 7 Сильфонный компенсатор
- 8 Входной фильтр предварительного компенсатора

Гидрозащита Reda Hotline SA3 (теплостойкость по моторному маслу до 300°С)

Рис. 7 — Гидрозащита