

АРСЕНАЛ НЕФТЕДОБЫЧИ

№1(18)

Апрель 2015



NOVOMET®



Автоматизированная система удалённого контроля и управления наземным оборудованием скважин

Operator 1

Выход

Rus Eng

On-line

Графики

Отчеты

Сводка

ДАННЫЕ

УСТАВКИ

ИНФОРМАЦИЯ

СОСТОЯНИЕ
ОБЪЕКТОВ



СИСТЕМА УДАЛЕННОГО МОНИТОРИНГА

стр.15

УЭЦН 2А габарита –

эксплуатация боковых стволов
с темпом набора кривизны до 4° на 10 м



ВНЕДРЕНИЕ УЭЦН 2А ГАБАРИТА – УВЕЛИЧЕНИЕ ДОБЫЧИ В 2 РАЗА!

КОЛОННА
146 мм

ЗАМЕНА ШГН НА УВНН2А

ООО «Башнефть-Добыча», скв. 6846, Арланское месторождение

параметр	до внедрения	после внедрения
$Q_{ин}$, т/сут	26	50
$Q_{жид}$, м ³ /сут	31	69

КОЛОННА
102 мм

ЗАМЕНА ЭЦН25-30 НА УВНН2А

ОАО «Самотлорнефтегаз», скв. 75333У, Самотлорское месторождение

параметр	до внедрения	после внедрения
$Q_{ин}$, т/сут	25,8	46
$Q_{жид}$, м ³ /сут	36	65

 **NOVOMET®**

ТЕЛЕФОН/ФАКС: +7 (342) 296-2756 / 296-2302
POST@NOVOMET.RU / WWW.NOVOMET.RU;

АРСЕНАЛ НЕФТЕДОБЫЧИ

«Арсенал нефтедобычи»

Корпоративный журнал ГК «Новомет»
№ 1 (18), апрель, 2015

Главный редактор:

Олег Перельман

Выпускающий редактор:

Алексей Мальцев

Дизайн и верстка:

Светлана Старкова

Идея и дизайн обложки:

Эдуард Шидриков

Консультант:

Михаил Сидоров

Редакционная коллегия:

О.М. Перельман

председатель

Е.В. Пошвин

директор департамента
инновационных разработок
АО «Новомет-Пермь»

Ф.Ф. Хафизов

генеральный директор ООО «Новомет-Сервис»

С.Д. Слепченко

директор по качеству
ООО «Новомет-Сервис»

А.В. Мальцев

секретарь редакционной коллегии

Адрес редакции:

Россия, 614065, Пермь, Ш.Космонавтов, 395
Тел: (342) 296 27 56. Факс: (342) 296 23 02.

E-mail: maltsev@novomet.ru
www.novomet.ru

Тираж:

999 экземпляров

Полное и частичное воспроизведение
опубликованных в издании материалов допускается
только с письменного разрешения редакции

© АО «НОВОМЕТ-ПЕРМЬ», 2015

НОВОСТИ КОМПАНИИ

4



Премия за энергоэффективность

Знак нанокачества

Парогравитационный дренаж для добычи вязкой нефти
И снова мы в десятке!

Перспективное направление

Монтаж и запуск в Румынии

Восьмой ближневосточный

5



6

НА ЗАМЕТКУ НЕФТЯНИКУ

7



ГЕОФИЗИКА ПО-НОВОМЕТОВСКИ

Исследования на колтюбинговой трубе с применением
байпасных систем компании: опыт внедрения

/ Михаил ПОЛИТОВ /

10



МАЛЫЙ ГАБАРИТ ДЛЯ БОЛЬШОЙ ДОБЫЧИ

/ Данила МАРТЮШЕВ, Павел ХАРЛАМОВ, Сергей СЛЕПЧЕНКО /

15



СИСТЕМА УДАЛЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ –
Novomet SmartNet

/ Евгений ХОРОШЕВ, Иван ЗОЛОТАРЕВ, Дмитрий ШЕВЦОВ, Владимир ИВАНОВСКИЙ /

20



НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ «NovometSel-Pro»

/ Иван ЗОЛОТАРЕВ, Артур ДЖАЛАЕВ /

24



ВИНТОВЫЕ НАСОСЫ

/ Михаил ПАНАЧЕВ /

26



ОПЫТ ИСПЫТАНИЙ ПОЛНОКОМПЛЕКТНЫХ
ПОГРУЖНЫХ УСТАНОВОК НА СТЕНДАХ-СКВАЖИНАХ
ОКБ БН

/ Олег ТОЛСТОГУЗОВ, Александр КРОПОТКИН, Евгений МАЛЯВКО /

31



МУЛЬТИФАЗНЫЙ ДИСПЕРГИРУЮЩИЙ НАСОС

/ Марина ПЕЩЕРЕНКО, Максим ПЕРЕЛЬМАН, Сергей ПЕЩЕРЕНКО /

ПРОИЗВОДСТВО

35



ТОНКОЕ ВЕНТИЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ

Новые ПВЭД для УЭЦН супермалого габарита

/ Дмитрий ГОРБУНОВ /

НИОКР

37



УНИВЕРСАЛЬНАЯ СЕПАРАЦИОННАЯ
ХАРАКТЕРИСТИКА ЦЕНТРОБЕЖНОГО
ГАЗОСЕПАРАТОРА

/ Марина ПЕЩЕРЕНКО, Максим ПЕРЕЛЬМАН, Сергей ПЕЩЕРЕНКО /

ПЕРЕЧЕНЬ ПРОДУКЦИИ ГК «НОВОМЕТ»

41



Погружное оборудование

Системы ППД

45

Сервисные услуги

ПРЕМИЯ ЗА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ



«Разработка и внедрение широкого ряда энергоэффективных УЭЦН с повышенной скоростью вращения и насосных систем на их основе» – именно так называется научно-практическая работа, за которую группа из 10 новометовцев удостоена Премии им. Н.И.Губкина.

Лауреатами стали: Д.Н.Мартюшев, А.М.Санталов, Е.В.Пошвин, Е.Ю.Дружинин, О.Е.Иванов,

И.П.Меретяков, С.Н.Пещеренко, А.В.Сергиенко, Ф.Ф.Хафизов, С.Д.Слепченко.

Награждение состоялось 4 декабря 2014 года в конференц-зале Российского государственного университета им. И.М.Губкина.

Таким образом, получено еще одно подтверждение значимости и актуальности важнейшей инновационной разработки, с которой «Новомет» вышел на рынок НПО более 5 лет назад.

ЗНАК НАНОКАЧЕСТВА

5 декабря 2014 года в рамках третьего Конгресса предприятий наноиндустрии в Москве, в Президент-Отеле, генеральному директору группы компаний «Новомет» Олегу Перельману был вручен знак «Российская нанотехнологическая продукция», введенный по инициативе Фонда инфраструктурных и образовательных программ.

Данный знак является инструментом для повышения доверия к российской продукции наноиндустрии и защиты рынка от недобросовестных производителей.

Уточним: в компании нанотехнологии сегодня используются при изготовлении ступеней насосов, а также для упрочения подшипников скольжения, что существенно увеличивает надежность выпускаемого оборудования.



ПАРОГРАВИТАЦИОННЫЙ ДРЕНАЖ ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЯЗКОЙ НЕФТИ



14-16 октября 2014 года в Москве, в одном из павильонов ВВЦ прошла Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче. Это 5-я по счету российская международная конференция и выставка, проводившаяся под эгидой Международного общества инженеров-нефтяников SPE. Девиз конференции этого года – «Поддержание и оптимизация добычи – преодоление сложностей с помощью технологий».

Традиционно конференции и выставки SPE являются уникальными событиями, престижной международной научно-технической и деловой площадкой для обмена передовыми знаниями и опытом в нефтегазовой отрасли.

ОАО «ОКБ БН КОННАС» и компания «Новомет» представили совместный доклад на тему «Высокотемпературная установка погружного электроцентробежного насоса для добычи высоковязкой нефти с помощью технологии парогравитационного дренажа». Испытания данной инновационной установки проводились на стенде Термо. По результатам конференции опубликована статья в электронной библиотеке OnePetro [<http://goo.gl/74FBQW>].



И СНОВА МЫ В ДЕСЯТКЕ!



На Форуме "Открытые инновации", состоявшемся в Технополисе «Москва» 14-16 октября 2014 года, были представлены результаты рейтинга «ТехУспех – 2014».

Уже во второй раз в десятку лучших российских инновационных компаний вошел «Новомет». Вместе с нашей компанией в рейтинг вошли компании из разных сфер: фармацевтика, машиностроение, IT-технологии.

Напомним, что данный рейтинг впервые был организован Российской венчурной компанией (РВК) в партнёрстве с Ассоциацией инновационных регионов России (АИРР) в 2012 году при поддержке Роснано и

Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере. В 2013 году к формированию рейтинга в качестве Партнера проекта присоединилась PwC. В этом году еще одним Партнером рейтинга стал МСП Банк.

Попадание в данную десятку – доказательство инновационной направленности группы компаний, ее динамичного развития как на российском, так и на мировом рынке.

ЗАО «НОВОМЕТ-ПЕРМЬ»

ЗАО «ИНТЕРСКОЛ»

ЗАО «Фирма «АйТи».

Информационные технологии»

ОАО «ЭЛАРА»

ЗАО «Производственная фирма «СКБ Контур»

ЗАО «ПРОГНОЗ»

ЗАО «ДИАКОНТ»

ОАО «ОНПП «Технология»

ООО «НТФФ «ПОЛИСАН»

ЗАО «Биокад»

ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ

В связи со сложившейся ситуацией на внешнеэкономическом рынке многие отечественные нефтяные компании столкнулись с необходимостью импортозамещения оборудования для добычи нефти. В частности, это касается добычи на шельфе.

Сегодня компания имеет широкий типоразмерный ряд УЭЦН, не уступающих, а часто – превосходящих по своим характеристикам импортные. В их числе – крупногабаритные установки для эксплуатации на морских платформах:

- 7А габарит, подачи от 300 до 3000 м³/сут.
- 8 габарит, подачи от 1100 до 4300 м³/сут.
- 9 габарит, подачи от 4000 до 6000 м³/сут.

За период с 2010 г. было поставлено в нефтяные компании более 600 комплектов крупногабаритных УЭЦН. Установки производства «Новомет» успешно работают в компаниях Румынии, Египта, Колумбии, Аргентины, Эквадора, Ирака, Индии и др.

К примеру, 8 УЭЦН эксплуатируется с августа 2013 г. на нефтяных платформах Красного моря. На сегодняшний день наработка уже превысила год.

Одна из последних разработок компании – установка ЭЦН с двойной надежностью, предназначенная для добычи нефти на шельфе, а также на отдаленных и автономных месторождениях. В состав компоновки входит две полнокомплектные УЭЦН, действующие через дуальную систему. При возникновении отказа одной из установок в работу запускается вторая.

Таким образом, добыча на шельфе – еще одно перспективное направление использования оборудования с маркой «Новомет».





МОНТАЖ И ЗАПУСК В РУМЫНИИ

19 февраля 2015 года недалеко от города Питешти (пригород Бухареста) на территории Румынии был проведен монтаж и запуск погружной установки винтового насоса в комплекте с низкооборотным электродвигателем 117 габарита производства АО «Новомет-Пермь» и винтовой пары производства компании «NETZSCH».

Данная установка предназначена для замены винтового насоса с верхним приводом. Ее преимуществами являются:

- отсутствие штанг, которые используются для верхнего привода, что дает возможность спуска винтового насоса в искривленные и горизонтальные скважины;
- повышенный КПД, т.к. потери в кабеле меньше, чем потери на прокручивание колонны штанг
- контроль давления на входе в насос по данным ТМС, что дает возможность правильно регулировать отбор жидкости;
- в состав установки входит низкооборотный ПВЭД, который, по сравнению с асинхронным электродвигателем верхнего привода, имеет больший КПД.

Предполагаемая экономия электроэнергии от внедрения оборудования составит от 20 до 40%.

ВОСЬМОЙ БЛИЖНЕВОСТОЧНЫЙ



С 3 по 5 февраля 2015 в столице Катара г. Дохе проходил 8-й Ближневосточный Форум по механизированной добыче (MEALF). «Новомет» на нем представляли менеджер по развитию бизнеса Виталий Репин, менеджер по проектам Олег Казаков – оба из филиала компании в Дубае, а также представитель филиала в Кувейте Amr Soliman. Программа предусматривала проведение мастер-классов по механизированной добыче, технологиям штанговых насосов, газлифту и ЭЦН, собственно выставку и форум.

Новометовцы представили на выставке среди прочего оборудование объемный насос ОРНП5-10 в разрезе. Технология всерьез заинтересовала представителей крупных нефтяных компаний Кувейта, США и Саудовской Аравии, поскольку обладает неоспоримыми преимуществами перед винтовыми насосами:

- Система может быть установлена на большей глубине и в искривленных скважинах.
- Цельнометаллический корпус подходит для работы в агрессивных средах.

- Насос может работать при большом содержании мехпримесей и газа.
- Он дешевле, чем погружной винтовой насос.

Стенд «Новомета» на выставке, хотя и не был отмечен специальными призами, но, по мнению участников Форума, выглядел очень привлекательно. Его посетило огромное количество потенциальных заказчиков, которые интересовались вентильными двигателями, высокотемпературными УЭЦН для работы в условиях повышенного содержания сероводорода и оборудованием малого габарита, которое может работать с системой Y-Tool.

Форум MEALF – одно из самых плодотворных нефтегазовых событий для Новомета на Ближнем Востоке, так как в нем участвуют все основные заказчики.



ГЕОФИЗИКА ПО-НОВОМЕТОВСКИ

Исследования на колтюбинговой трубе с применением байпасных систем компании: опыт внедрения



Михаил ПОЛИТОВ
начальник конструкторского бюро по разработке пакерных систем ДИР АО «Новомет-Пермь»

Известно, что в Российской Федерации растет объем скважинных работ с применением гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ). Это связано в первую очередь с большим количеством пробуренных скважин с горизонтальными участками, где применение стандартных технологий не представляется возможным. Для прохода в таком участке необходима жесткая система для доставки инструмента и оборудования, в том числе – комплексных приборов для проведения геофизических исследований.

В связи с положительно зарекомендовавшей себя технологией проведения исследований с помощью байпасных систем (Y-Tool) производства компании (табл. 1) появляются всё чаще запросы на проведение исследований именно в горизонтальном участке скважины. Данная технология позволяет проводить геофизические исследования комплексными приборами на работающей УЭЦН с необходимой депрессией на пласт, задавая различные режимы работы установки.

Проводить исследования можно без привлечения бригад КРС и извлечения УЭЦН из скважины, что позволяет снижать затраты на геолого-технологические мероприятия. Информация, полученная по итогам исследований на функционирующей УЭЦН, позволяет наиболее точно оценить работу (дебит, обводнение и т.п.) пластов и пропластков, в том числе и всего горизонтального участка скважины по всей его длине.

Инженеры АО «Новомет-Пермь» разработали и предложили нефтяным компаниям байпасную систему (Y-Tool), позволяющую проводить геофизические исследования продуктивных интервалов горизонтального ствола на ГНКТ при работающей погружной установке без необходимости ее извлечения из скважины (рис. 1 на стр. 8).

Первые внедрения таких байпасных систем были проведены в 2013 году на Нивагальском месторождении ТПП «Покачевнефтегаз» ОАО «Лукойл-Западная Сибирь».

В итоге были выполнены комплексы исследований, во время которых удалось провести следующие работы:

1. Извлечение заглушающей пробки из тройника байпасной системы с помощью геофизическо-

го подъемника со стандартным гибким кабелем и специальным ловильным инструментом.

2. Проведение комплекса геофизических исследований для определения негерметичности и профиля притока продуктивных зон горизонтального ствола скважины с применением каротажной пробки под колтюбинговую трубу. Исследования проводились с помощью колтюбинговой установки, оснащенной трубой диаметром 25,4 мм, и геофизического прибора «Сова» диаметром 28 мм и 36 мм. Исследования включали в себя: отбивку забоя с проведением фоновой записи на остановленной УЭЦН, проведение замеров параметров для определения профиля притока с подъемом и спуском геофизического прибора на запуске установки на двух режимах работы и на остановленной УЭЦН (режим восстановления давления

Таблица 1. Типоразмеры байпасных систем Новомет

Диаметр колонны, мм	Применяемый габарит УЭЦН (макс. подача, м ³ /сут)	Максимальный диаметр измерительных приборов, мм	Максимальный диаметр применяемой ГНКТ, мм
146	3 (400)	30	25,4
168	3 (400)	47	38,1
168	4 (200)	32	25,4
178	3 (400)	52	38,1
178	4 (200)	40	25,4
178	5 (500)	36	25,4
178	5А (800)	33	25,4
245	7А (1600)	57	44,5



Рис. 1. Байпасная система с возможностью исследования горизонтального участка скважины с применением ГНКТ



Рис. 2. Пробка каротажная для ГНКТ 1,5"

скважины). Каротажная пробка показала свою работоспособность, обеспечив герметичность при работающей и остановленной УЭЦН на протяжении всего периода проведения исследований горизонтального участка длиной 400 метров.

3. Установка заглушающей пробки в тройник байпасной системы, запуск УЭЦН и вывод на режим.

На данный момент проведены четыре комплекса исследований, последний из которых был реализован в декабре 2014 года на Нивагальском месторождении ТПП «Лангепаснефтегаз». Стоит учесть, что байпасные системы с УЭЦН с начала 2013 года находятся в работающем состоянии, и готовы в любой момент к проведению исследований на геофизическом кабеле или ГНКТ.

По итогам успешных внедрений к байпасным системам проявили интерес компании «Газпром нефть» (ООО «Газпромнефть-Хантос») и НК Роснефть (ОАО «Верхнеконскнефтегаз»). В рамках заказов были поставлены следующие задачи:

1. Возможность проведения геофизических исследований с применением ГНКТ на работающей установке. Получение достоверных данных по результатам исследований за счет воздействия на продуктивные пласты УЭЦН с различным ре-

жимом работы.

2. Возможность проведения исследований горизонтального участка скважины длиной до 1000 метров, применив при этом ГНКТ с наружным диаметром 38,1 мм (1,5"), общий проход в каротажной пробке с обеспечением герметичности должен составлять не менее 12 000 метров.

По результатам выполнения заказа в начале 2014 года была разработана каротажная пробка, обеспечивающая герметичность по наружной поверхности самой пробки и по наружному диаметру ГНКТ 38,1 мм (рис. 2).

Первые работы с байпасной системой для ГНКТ 1,5" проведены в сентябре 2014 года на скв. 19377 Южно-Приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос». Результат внедрения признан неудачным в связи с малым проходом ГНКТ по каротажной пробке при работающей УЭЦН (менее 1000 метров). Расследование причин показало, что разрушение уплотнительных элементов произошло из-за плохого состояния наружной поверхности ГНКТ (рис. 3). До настоящего времени внимание на наружную поверхность и состояние ГНКТ ошибочно не уделялось, что привело к отрицательному результату. Считалось, что ГНКТ с явными дефектами и нарушениями поверхности не допускаются к эксплуатации. В итоге внедрения на Южно-Приобском месторождении были проведены две попытки исследований с ГНКТ, обе попытки оказались неудачными.



Рис. 3. Поверхность ГНКТ с дефектами (применяемая на месторождении ООО «Газпромнефть-Хантос»)



Рис. 4. Уплотнительная втулка (износ из-за пропанта в раковинах на поверхности ГНКТ)

В результате внедрения только удалось произвести запись на остановленной УЭЦН, выполнив лишь 30% плана работ. Перед второй попыткой инженерами компании были проведены доработки каротажной пробки (кроме шевронных уплотнений включены бронзовые втулки, которые были рассчитаны с посадкой на ГНКТ с минимальным зазором и на работу по гидравлическому сопротивлению). Эта мера оправдала себя лишь частично. Из-за наличия явных дефектов по поверхности ГНКТ и выноса пропанта с пласта при отборе жидкости уплотнительные элементы изнашивались на 100%, а в бронзовых втулках образовывались канавки. В результате этого появлялась негерметичность по пробке, не позволявшая провести исследования на работающей УЭЦН с движением ГНКТ (рис. 4).

При наличии пропанта и дефектов на поверхности ГНКТ существующие решения показали свою низкую работоспособность. Применение твердосплавных уплотнений могло привести к заклиниванию ГНКТ в каротажной пробке, в результате чего дальнейшие работы приостановлены до решения заказчика.

В связи с этим продолжились поиски технического решения для возможности проведения исследования с дефектной поверхностью ГНКТ. В свою очередь, в сопроводительные эксплуатационные документы на байпасные системы введены требования по качеству наружной поверхности ГНКТ, которую в обязательном порядке перед исследованиями контролируют представители АО «Новомет-Пермь» и ООО «Новомет-Сервис». Основное требование при этом – отсутствие дефектов. Было принято решение по применению комбинированного уплотнения в каротажной пробке (шевронного с бронзовыми втулками).

В октябре 2014 года проведены работы по исследованию горизонтальных участков двух скважин 897 и 1251 Верхнечонского месторождения ОАО «ВЧНГ» (рис. 5). Перед работами – обязательное согласование наружной поверхности ГНКТ, где дефекты не были обнаружены и труба допущена к работе (рис. 6). Комплексы геофизических исследований с применением ГНКТ 1,5" проведены в полном объеме согласно планам работ с положительным результатом, что подтвердило работоспособность байпасной системы и каротажной пробки. За время исследований проход ГНКТ через каротажную пробку на скважинах 897 и 1251 составил 12 500 метров и 15 500 метров соответственно, что позволило выполнить геофизические исследования на двух режимах работы УЭЦН. Все поставленные цели перед АО «Новомет-Пермь» и ООО «Новомет-Сервис» выполнены.

Внедрения байпасных систем с каротажными пробками под ГНКТ показали свою успешность при условии отсутствия дефектов трубы. Получены результаты, по которым геологической и технологической службам заказчика есть возможность

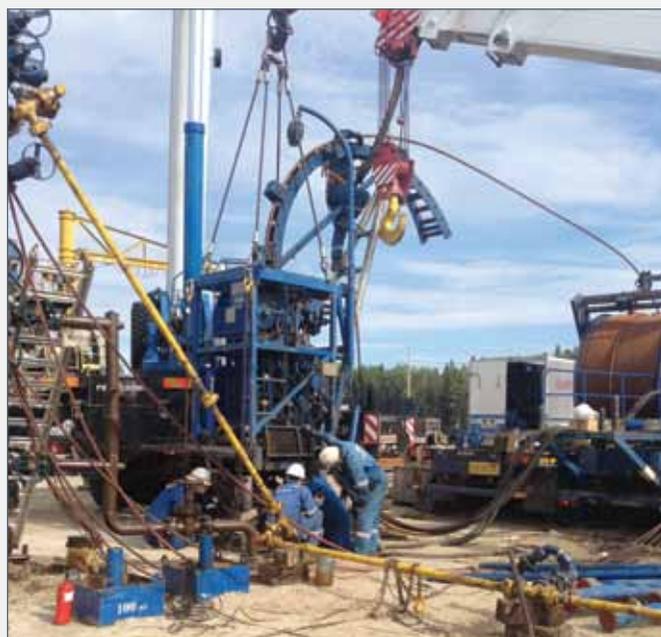


Рис. 5. Исследование с колтюбиновой установкой через байпасную систему на скважине Верхнечонского месторождения ОАО «ВЧНГ»

определиваться с правильностью выбора типоразмера УЭЦН, а также с более грамотным выбором геолого-технического мероприятия.

В связи с существованием огромного количества скважинных работ по интенсификации добычи, ее учету (одновременно-раздельной эксплуатации), а также – проведением геолого-технических мероприятий, байпасные системы производства «Новомет» имеют широкий ряд возможностей для их осуществления:

- Исследование скважин с несколькими вскрытыми объектами разработки на работающей УЭЦН.
- Исследование объектов при разных режимах работы УЭЦН.
- Исследование горизонтальных участков пласта (спуск приборов на колтюбинговой трубе).
- Обработка призабойной зоны пласта через байпасную линию, а не через рабочие органы УЭЦН.
- Спуск специальных инструментов через байпасную систему для проведения работ с пакерным оборудованием для реализации технологий одновременно-раздельной эксплуатации и т.п.



Рис. 6. Поверхность ГНКТ – гладкая без дефектов (применяется на месторождении ОАО «ВЧНГ») (слева). Втулка уплотнительная после исследований (справа)



Данила МАРТЮШЕВ
главный конструктор
ДИР АО «Новошет-Пермь»



Павел ХАРЛАМОВ
ведущий инженер
ООО «Новошет-Сервис»



Сергей СЛЕПЧЕНКО
директор по качеству ООО
«Новошет-Сервис»

МАЛЫЙ ГАБАРИТ ДЛЯ БОЛЬШОЙ ДОБЫЧИ

Идея создания установок малого габарита возникла после проведения анализа фонда скважин ряда нефтяных компаний, с которыми работает наше предприятие. Из него стало ясно, что в каждой компании имеется достаточно существенный бездействующий фонд, где скважины по ряду причин получают технические ограничения. Последнее может быть обусловлено целым рядом причин, включая смятие колонн, их негерметичность, проведение ремонтных и аварийных работ, износ, коррозию и другие факторы, а также отсутствие подачи.

В этих случаях после капитального ремонта и ввода в эксплуатацию почти все скважины получают технические ограничения в связи с уменьшением проходного сечения эксплуатационной колонны. Серийными установками такие скважины эксплуатировать невозможно, в связи с чем возникает необходимость в погружном оборудовании специального исполнения для продления выработки запасов и повышения рентабельности добычи.

Перед специалистами нашей компании встал вопрос: какое оборудование сможет работать в таких эксплуатационных колоннах.

В настоящей статье представлены технические параметры УЭЦН 2А и 3-го габаритов, а также результаты их серийного внедрения. Показаны потенциал применения малогабаритных установок в боковых стволах и другие перспективные области для внедрения оборудования этого типа.

Цели и задачи разработки

В середине 2000 годов нами было принято решение о создании установок 3-го габарита для эксплуатационных колонн диаметром от 114 мм с внутренним диаметром от 100 мм и выше (таб. 1).

На первом этапе в 2008 году под руководством заведующего отделом погружных электроприводов ОАО «ОКБ БН КОННАС» Санталова А.М. был разработан и изготовлен вентильный двигатель ПВЭДН81 с диаметром 81 мм по корпусу, возможностью регулирования частоты вращения в диапазоне от 1000 об/мин до 6000 об/мин и мощностью до 63 кВт в одной секции. На данный момент максимальная мощность одной секции составляет 90 кВт.

Первая установка УВНН3-80-2400/33-040 с вентильным двигателем ПВЭДН81 была смонтирована в ноябре 2008 года в скважине № 102 Спиридоновского месторождения, отработала 574 суток и была поднята в исправном состоянии по причине проведения ГТМ. В этот же период в ОАО «Оренбургнефть» в эксплуатацию были запущены еще две установки 3 габарита, их наработка составила 286 и 399 сут. соответственно. При этом внедрение УЭЦН малого габарита позволило увеличить добычу нефти по данным скважинам в среднем на 36 т/сутки.

Чтобы вывести из бездействия обводнившиеся, аварийные скважины и увеличить депрессию на пласт (это может быть достигнуто увеличением глубины спуска насосного оборудования), в последние годы получает все большее распространение

Табл. 1. Типоразмеры УЭЦН 3 габарита

Ступень	Q, м³/сут	n, об./мин.	КПД, %
3-25	25 ÷ 40	3000 ÷ 6000	41
3-40	45 ÷ 80	3000 ÷ 6000	52
3-80	100 ÷ 160	3000 ÷ 6000	58
3-140	180 ÷ 250	3000 ÷ 6000	64
3-200	300 ÷ 400	3000 ÷ 6000	61

Табл. 2. Типоразмеры УЭЦН 2А габарита

Ступень	Q, м³/сут	n, об./мин.	КПД, %
2А-20	20 ÷ 40	3000 ÷ 6000	44
2А-30	30 ÷ 60	3000 ÷ 6000	49
2А-50	50 ÷ 100	3000 ÷ 6000	61
2А-100	100 ÷ 200	3000 ÷ 6000	57

технология резки боковых стволов. Увеличение глубины спуска в таких скважинах становится возможным только для оборудования, габаритные размеры которого позволяют войти в хвостовик с наружным диаметром 102 мм, а конструкция позволяет работать при значительном отклонении ствола скважины от вертикали (до 90°).

Так возникла необходимость в установках сверхмалого габарита, способных работать в боковых стволах 102 мм с внутренним диаметром 88,9 мм.

Для эксплуатации скважин с техническими ограничениями в 2009 году по техническому заданию и при активном участии специалистов ТНК-ВР в ЗАО «Новомет-Пермь» началась работа по созданию установок условного 2А габарита (таб. 2).

В целях уменьшения габарита установки с использованием имеющегося серийного вентильного двигателя габарита 81 мм были разработаны и внедрены насос с минимальным диаметром 69 мм по корпусу и модуль смещения, обеспечивающий смещение осей валов двигателя и насоса относительно друг друга на 6 мм.

Максимальный габарит установки составил 82 мм, а рекомендуемый внутренний диаметр обсадной колонны – 88,9 мм (рис. 1).

Первый запуск установки 2А габарита состоялся в июне 2011 г. в скважине № 75333У Самотлорского месторождения ОАО «Самотлорнефтегаз», наработка составила 428 суток, подъем был осуществлен по причине полета скребка для АСПО. Потом по данному проекту было запущено еще 6 УЭЦН, максимальная наработка к настоящему времени составила 688 суток.

После получения положитель-

ных результатов данные опытно-промышленные испытания были признаны успешно пройденными.

На начальном этапе внедрения установок 2А габарита были зафиксированы определенные проблемы с ранними отказами данного оборудования. Основной из них явилась низкая надежность модуля смещения старой конструкции. После его модернизации уровень наработок увеличился в разы (рис. 2, стр. 12). Таким образом, новая конструкция вала модуля смещения способна обеспечить стабильную длительную работу в скважинах малого диаметра, в том числе – в боковых стволах.

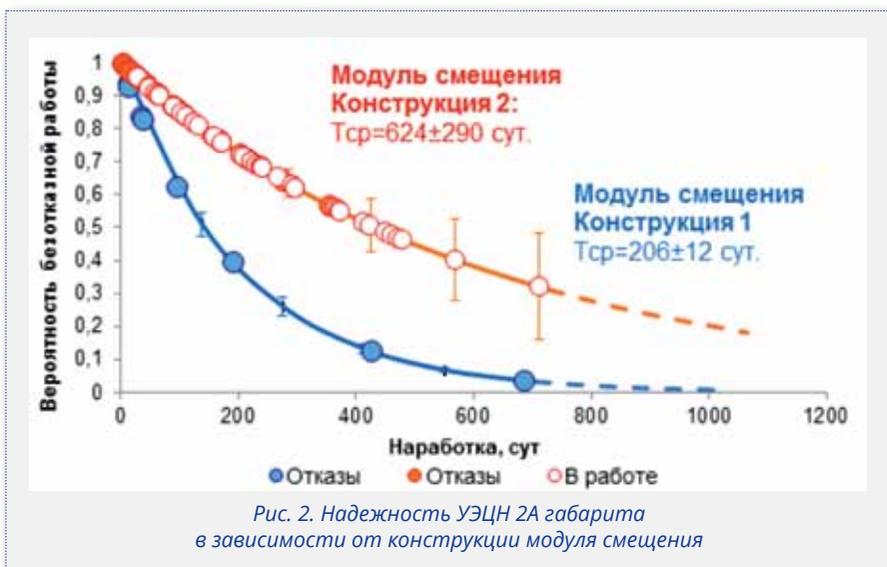
Также текущий опыт эксплуатации УЭЦН 2а габарита говорит о том, что при спуске установки на большую глубину нефтедобыча увеличивается. В среднем – на 10 т/сут.

Опыт массовой эксплуатации установок малого габарита

Успешные промысловые испытания данных УЭЦН позволили в короткие сроки осуществить



Рис. 1. Установка 2А габарита в боковом стволе



их массовое внедрение. В настоящее время они успешно находят свое применение на нефтяных месторождениях в России и за ее пределами.

На сегодня в эксплуатацию запущено 425 установок 3 габарита и 120 установок 2А габарита. При этом основной объем внедрения приходится на боковые стволы, например, на Самотлорском месторождении половина установок 3-го габарита и почти весь фонд 2А установлены именно в них. Основными компаниями, где эксплуатируются данные УЭЦН, являются «Роснефть», «Лукойл», «Газпромнефть», «Русснефть» и «Сургутнефтегаз». Результаты внедрения представлены в таблицах 3 и 4.

Необходимо отметить, что в различных регионах с различными условиями эксплуатации уровень наработок (например, установок 3 габарита) заметно отличается. Наиболее высокий зафиксирован в «ЛУКОЙЛе» – 662±52 суток и «Сургутнефтегазе» – 438±78 суток.

Кроме этого, наш опыт показывает, что наблюдается качественная разница в структуре причин отказов УЭЦН 3 габарита в зависимости от схемы обслуживания (см. табл. 5). Основными проблемами при отсутствии фирменного сопровождения

«Новомет» являлись недостаточно точное определение потенциала скважины и проблемы с подготовкой скважины к эксплуатации УЭЦН. Достаточно низкую наработку в этом случае нельзя считать проблемой надежности самого оборудования.

Напротив, обслуживание высоконадежного и высокоточного оборудования сервисным предприятием завода-изготовителя и разработчика этого оборудования позволяет в полной мере раскрыть его потенциал, заложенный при проектировании.

Рассмотрим это на примере. На Самотлорском месторождении было внедрено 275 малогабаритных установок с фирменным сопровождением и 61 без него. Уровень наработок установок в первом случае оказался почти в 2 раза выше (см. рис. 4, стр. 14).

Также установки малого габарита нашли свое применение в нефтяных компаниях за пределами России, а именно – в Колумбии и Египте. Всего в работу запущено 48 таких установок, средняя наработка по этим проектам составляет 667±95 суток (рис. 5, стр. 14).

Более высокие наработки в этих странах связаны с более простыми условиями эксплуатации, где большая часть установок в составе байпасных систем работает в скважинах без особых осложнений.

Перспективы применения УЭЦН малого габарита определяются все увеличивающимся количеством скважин с боковыми стволами, применением в составе байпасных установок и систем ОРЭ для наиболее распространенных в России скважин с эксплуатационными колоннами 146 и 168 мм. Так, байпасные системы в комплекте с установками малого габарита нашли свое применение в ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «Газпромнефть-Хантос» и ОАО «Саратовнефтегаз», а системы ОРЭ, в

Табл. 3. Информация по внедрению УЭЦН 3 габарита

№	Нефтяная компания	Начало внедрения	Всего запущено, шт
1	Роснефть	ноябрь 2008 г.	322
2	Прочие	июль 2009 г.	23
3	Русснефть	февраль 2010 г.	41
4	Газпром нефть	октябрь 2010 г.	4
5	Сургутнефтегаз	июнь 2011 г.	23
6	Лукойл	июль 2011 г.	12
Итого			425

Табл. 4. Информация по внедрению УЭЦН 2А габарита

№	Нефтяная компания	Начало внедрения	Всего запущено, шт
1	Роснефть	февраль 2011 г.	73
2	Газпром нефть	октябрь 2011 г.	8
3	Прочие	март 2012 г.	8
4	Лукойл	апрель 2013 г.	26
5	Сургутнефтегаз	декабрь 2013 г.	3
6	Русснефть	апрель 2014 г.	2
Итого			120

свою очередь, в ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО «РН-Нижневартовск».

Возможен и массовый переход на бурение скважин малого диаметра. Это позволяет на 1/3 снизить стоимость бурения.

Двухсекционный вентильный двигатель

Чтобы расширить область применения малогабаритного оборудования, был разработан секционный вентильный двигатель ПВЭДНС-81, состоящий из 2-х секций с максимальной мощностью 100 кВт в каждой. Максимальная мощность данного двигателя составила 200 кВт при частоте вращения 6000 об/мин.

В условиях ОКБ БН секционный вентильный двигатель мощностью 125 кВт в начале 2014 года успешно прошел приемочные испытания и был допущен к промышленным. В сентябре 2014 года была изготовлена и подготовлена к ОПИ установочная партия ПВЭДНС-81 в количестве 12 шт. Данная разработка позволяет обеспечить подачу в 3 габарите до 400 м³/сут и повысить напор установок 2А и 3 габаритов до 2750 м и 3100 м соответственно.

Гибкие муфты

Достаточно часто боковые стволы отличаются от обычных скважин повышенной кривизной ствола – до 4° на 10 метров. Работа установки в искривленных участках связана с повышенными нагрузками на изгиб вала нижней секции насоса, что может привести к его преждевременному слою. Для обеспечения возможности безаварийной эксплуатации УЭЦН 2А габарита в боковых стволах разработаны гибкие муфты без трансмиссии МГ-НКТ-«А».

Муфта 2А габарита (рис. 6, стр. 14) без трансмиссии для трубы 48 мм. предназначена для прогиба установки между ЭЦН и трубами НКТ с сохранением герметичности в местах их сочленения. Это позволяет размещать данные устройства в скважинах со сверхнормативной кривизной без возникновения изгибающих напряжений, снижающих их ресурс.

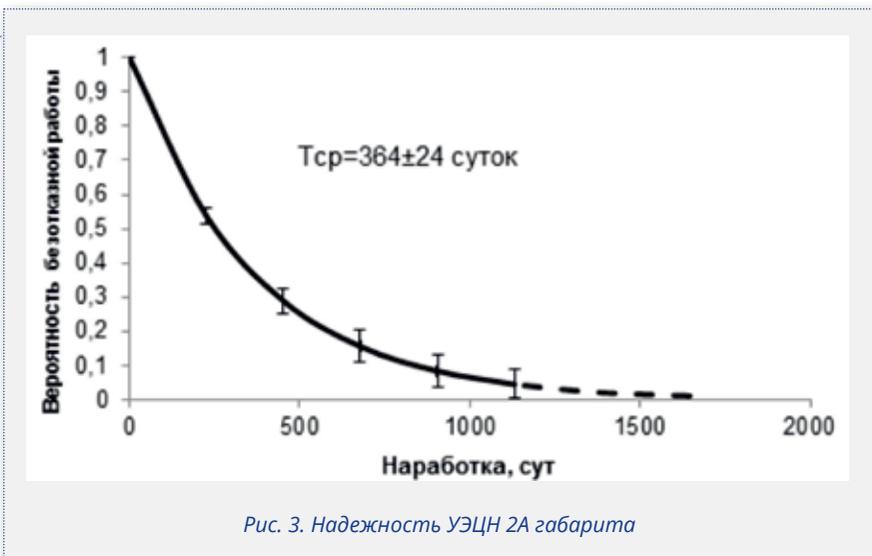


Рис. 3. Надежность УЭЦН 2А габарита

При монтаже установки в наклонно-направленной или искривленной скважине гибкая муфта, смонтированная между насосно-компрессорными трубами и установкой электроприводного центробежного насоса, устанавливается самостоятельно, и разделяемые изделия могут размещаться под углом относительно друг друга.

На сегодняшний день проведены работы по сборке и гидравлическим испытаниям. Также изготовлена опытная партия гибких муфт МГ-НКТ-2А, которые проходят опытно-промышленные испытания.

Имеется разработка гибких муфт с трансмиссией:

- МГ-ГЗ-МВ-2А – муфта гибкая габарита 2А с внутренней трансмиссией для передачи крутящего момента и осевой нагрузки от насоса на пяту гидрозащиты. Устанавливается между гидрозащитой и входным модулем (газосепаратором).
- МГ-МС-ГЗ-2А – муфта гибкая габарита 2А с внутренней трансмиссией для передачи крутящего момента, герметичная, не передает осевую нагрузку. Устанавливается между гидрозащитой и модулем смещения.

Табл. 5. Структура причин отказов УЭЦН 3 габарита

№	Причины отказов	Эксплуатация с фирменным сервисом	Эксплуатация без фирменного сервиса
1	Недостаточный приток (проблемы с определением потенциала скважины и подбором УЭЦН)	-	31%
2	Засорение мех. примесями (проблемы с подготовкой скважины к эксплуатации УЭЦН)	-	18%
3	Прочие (негерметичность НКТ, нарушение технологии СПО, ОГС)	33%	18%
4	Конструкционный отказ ПЭД	13%	14%

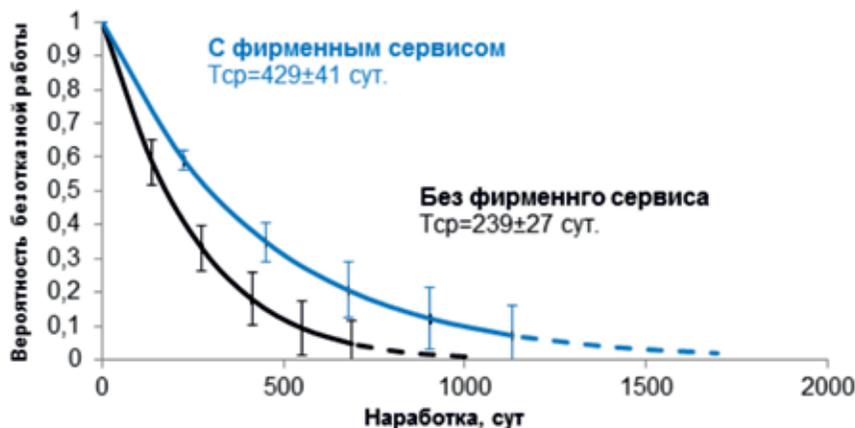


Рис. 4. Надежность УЭЦН малого габарита в зависимости от типа поставок

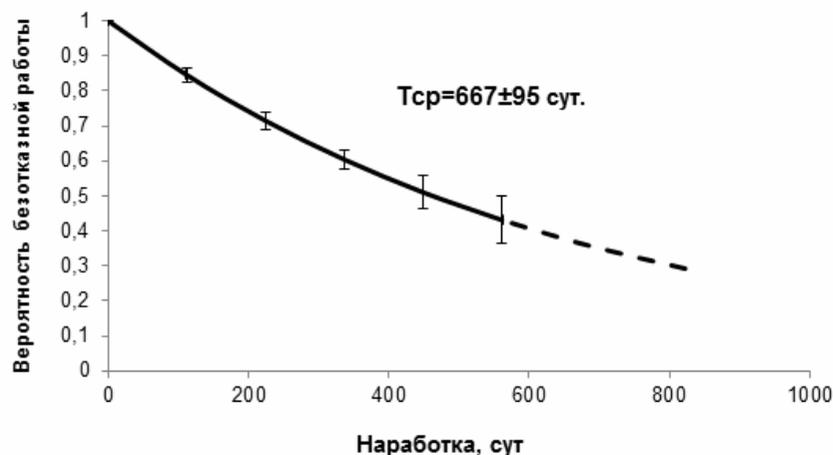


Рис. 5. Надежность УЭЦН малого габарита в зарубежных проектах

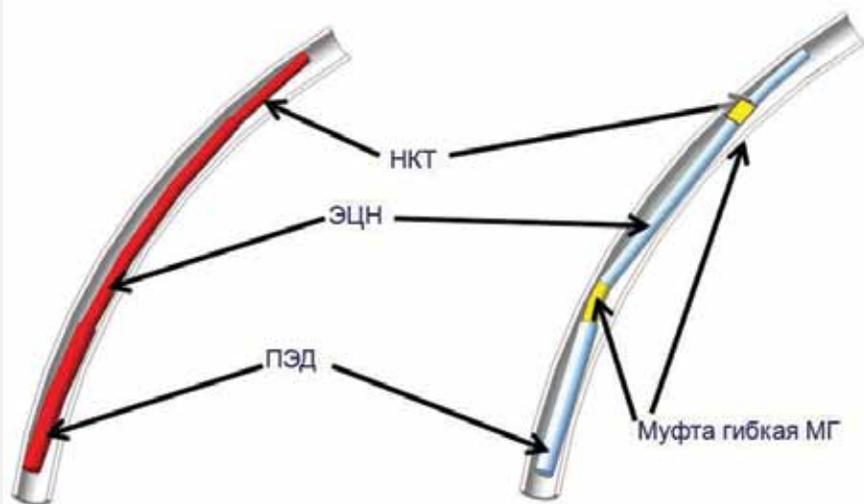


Рис. 6. Расположение малогабаритной УЭЦН с гибкой муфтой в ЭК

Опытные образцы данных муфт в ближайшее время будут изготовлены и испытаны.

Ведется разработка гибкой муфты для установки между секциями насоса. Таким образом, планируется все элементы УЭЦН разделить между собой при помощи гибких муфт.

Выводы:

1. Созданы инновационные надежные и энергоэффективные насосные системы для работы в боковых стволах и ремонтных скважинах с внутренним диаметром:
 - от 88,9 мм с производительностью от 20 до 200 м³/сут;
 - от 100 мм с производительностью от 25 до 400 м³/сут.
2. Эти малогабаритные УЭЦН нашли свое массовое применение как в российских, так и в зарубежных компаниях.
3. Накопленный опыт эксплуатации такого оборудования показывает, что максимальный уровень наработок достигается при его полном фирменном сервисном сопровождении.
4. Проблем при эксплуатации установок на повышенных оборотах не зафиксировано.
5. Разработка и внедрение гибких муфт позволит расширить область применения оборудования малого габарита в боковых стволах и увеличить максимально допустимую кривизну колонны в зоне подвески до 4° на 10 м.
6. Разработанные установки малого диаметра позволяют создать широкую гамму байпасных систем и систем ОРЭ.
7. Использование УЭЦН малого диаметра в ряде случаев позволяет перейти на бурение скважин малого диаметра со снижением затрат на бурение.

Список литературы

1. Кулчицкий В.В., Щebetов В.А., Айгулян В.В. «Малогабаритные электроцентробежные насосы для скважин малого диаметра на баженковскую свиту» // Нефтяное хозяйство, 2014, № 9

СИСТЕМА УДАЛЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ – Novomet SmartNet

Одним из этапов интеллектуализации системы добычи на месторождении является необходимость сбора информации о работе каждой скважины. Причем сбор этот должен проводиться по беспроводным каналам связи. На решение данной задачи направлена автоматизированная система удаленного контроля и управления оборудованием, позволяющая в режиме онлайн управлять нефтедобычей практически из любой точки земного шара.

При этом минимизируется присутствие обслуживающего персонала как при запуске, так и при работе установки.

Возможности

Разработанная система позволяет осуществлять сбор информации обо всех параметрах работы станции, в т.ч. получение архивов, дистанционно управлять режимом ее работы и настраивать систему защиты, диагностировать режим работы и выдавать соответствующее предупреждение, используя цвет (зеленый – станция работает нормально, желтый – возможен аварийный режим, красный – станция остановлена). При передаче данных используется специальное шифрование, благодаря чему передаваемая информация остается конфиденциальной.

Доступ к системе осуществляется с помощью компьютера, ноутбука или других устройств, подключенных к сети Интернет. Система оснащена функцией администрирования, благодаря которой каждой группе пользователей могут быть выданы соответствующие полномочия, например, только просмотр параметров работы станции.



Евгений ХОРОШЕВ
зам главного конструктора по ТМС и СУ
ДИР АО «Новомет-Пермь»



Дмитрий ШЕВЦОВ
инженер-электроник
ДИР АО «Новомет-Пермь»



Иван ЗОЛОТАРЕВ
начальник группы математического моделирования ДИР АО «Новомет-Пермь», к.ф.м.н.



Владимир ИВАНОВСКИЙ
профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, д.т.н.

СБОР И ПЕРЕДАЧА ИНФОРМАЦИИ

- сбор и передача данных с СУ, ТМС по GSM или спутниковому каналу
- доступ к информации из любой точки мира через сеть Internet по безопасному соединению (SSL)
- разграничение прав доступа к информации между специалистами

ПОДГОТОВКА ДАННЫХ, ОТЧЕТНОСТЬ

- сбор и хранение хронологии работы станций управления
- настраиваемые фильтры вывода информации
- подготовка отчетов, построение графиков

КОНТРОЛЬ И ДИАГНОСТИКА

- диагностика состояния станции
- формирование предаварийных и аварийных предупреждений

УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ ДОБЫЧИ

- включение, отключение и настройка технологических режимов работы
- включение, выключение и изменение частоты вращения электропривода
- включение, отключение и настройка защит

Рис. 1. Возможности системы

ПРЕИМУЩЕСТВА

- высокая оперативность получения информации;
- сокращение времени реакции на отклонение от режима работы скважин;
- ускоренная реакция на нештатные ситуации;
- снижение расходов на командировки;
- единая база данных со всех управляемых скважин

Рис. 2

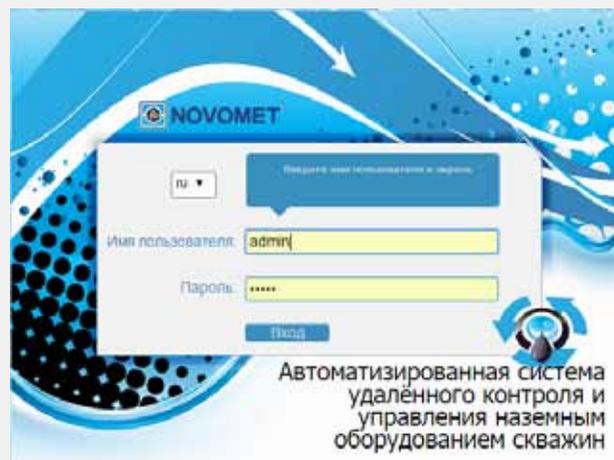


Рис. 3. Страница авторизации

Схематически возможности системы можно изобразить так, как на рисунке 1 (стр. 15).

Преимущества

Благодаря дистанционной работе отсутствует необходимость физического присутствия персонала на скважине для получения необходимой информации. За счет своевременного информирования об остановке работы – простой скважины получается минимальным. А единая информационная база позволяет управлять месторождением в целом (рис 2).

Принцип работы

Станция управления через интерфейс RS-485 по протоколу ModbusRTU подключена к специальному 3G-модему, который по каналу GPRS осуществляет постоянное подключение

станции к сети Интернет. Взаимодействие всей системы осуществляет специально выделенный компьютер сети, на котором установлены Web-сервер Apache, сервер СУБД MySQL, сервер опроса удалённых объектов.

В случае отсутствия зоны покрытия сотового оператора в месте расположения станции управления выход в сеть Интернет осуществляется посредством спутниковой связи.

Связь со станциями управления осуществляется через сервер опроса посредством протокола TCP/IP, принятые данные записываются в базу, пользователь с любого устройства, подключенного к сети Интернет, выходит на Web-сервер, который визуализирует записанные данные.

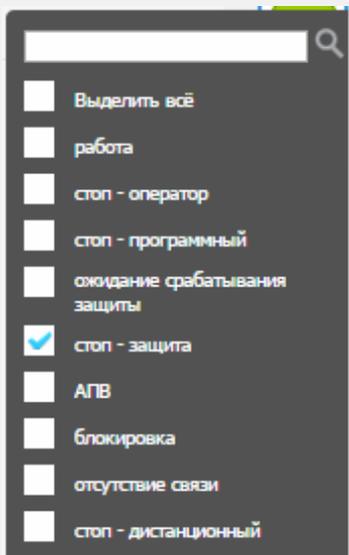


Рис. 4. Фильтр станций по состоянию

Онлайн		Графики		Отчеты	
Компания	Месторождение	Куст	Скважина	Состояние	
Novomet	Ожгинское	5	85	работа	
Novomet	Ожгинское	5	87	работа	

Рис. 5. Сводная информация

Новомет > Ожгинское > 5 > 85 (NOVOMET)				Новомет > Ожгинское > 5 > 87 (NOVOMET)			
отсутствие связи				работа			
Параметр	Значение	Параметр	Значение	Параметр	Значение	Параметр	Значение
Значение текущей частоты, Гц	40.00	Уставка частоты, Гц	43.30	Значение текущей частоты, Гц	46.00	Уставка частоты, Гц	46.00
Загрузка двигателя, %	33	Выходной ток ПЧ фаза U, А	66.84	Загрузка двигателя, %	56	Выходной ток ПЧ фаза U, А	81.67
Выходной ток ПЧ фаза V, А	66.84	Выходной ток ПЧ фаза W, А	66.84	Выходной ток ПЧ фаза V, А	81.67	Выходной ток ПЧ фаза W, А	81.67
Напряжение цепи постоянного тока, В	492	Напряжение двигателя, В	256	Напряжение цепи постоянного тока, В	490	Напряжение двигателя, В	1199
Дисбаланс тока на входе, %	8	Частота турбинного вращения, Гц	0.00	Дисбаланс тока на входе, %	9	Частота турбинного вращения, Гц	0.00
Сопrotивление изоляции, кОм	9999	Активная входная мощность, кВт	1.02	Сопrotивление изоляции, кОм	9999	Активная входная мощность, кВт	31.23
Полная входная мощность, кВА	1.04	Запрещающий параметр	Запрещающего параметра нет	Полная входная мощность, кВА	31.37	Запрещающий параметр	Запрещающего параметра нет
Серийный номер СУ	0	Номинальный ток СУ, А	352	Серийный номер СУ	121001000	Номинальный ток СУ, А	250
Режим работы	автоматический	Давление на приеме, МПа	4.81	Режим работы	автоматический	Давление на приеме, МПа	5.10

Рис. 6. Состояние выбранных объектов



Рис. 7. Состояние конкретного объекта. Данные

С точки зрения пользователя

Вход в систему осуществляется на странице авторизации. Пользователь вводит логин, пароль, и попадает в систему с соответствующими ему правами доступа.

После авторизации в системе он оказывается на странице сводной информации по всем станциям (рис. 3).

На ней можно выбрать интересные скважины, воспользовавшись фильтром по «компании», «месторождению», «кусту», «скважине» и «состоянию». Например, все станции, находящиеся сейчас в аварийном останове (рис. 4).

Выбрав необходимые скважины, пользователь переходит на страницу состояния выбранных объектов (рис. 5), где отображаются выбранные скважины с кратким набором параметров (рис. 6).

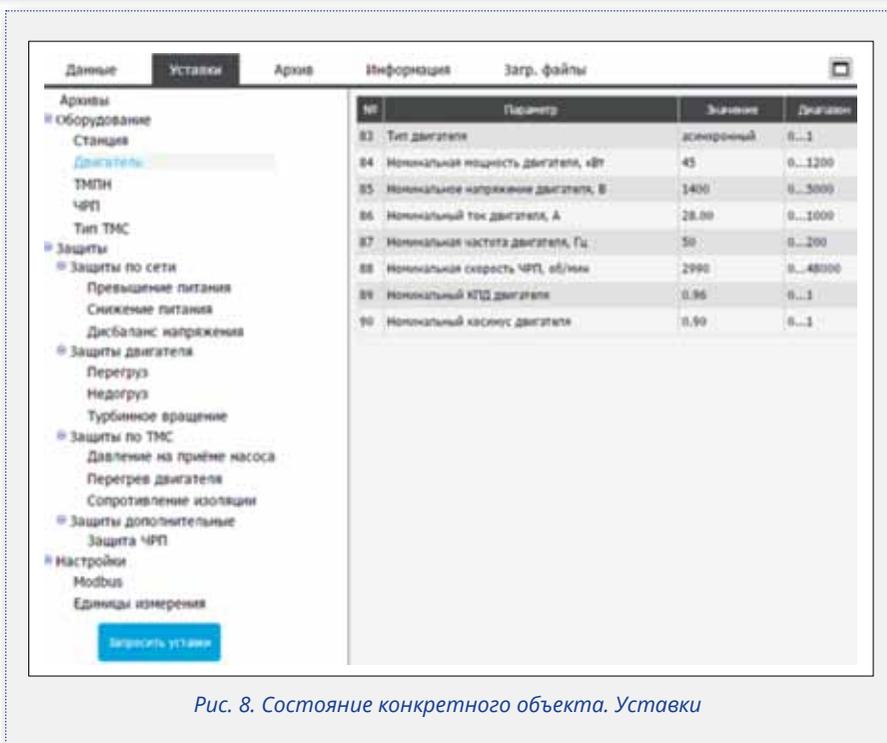


Рис. 8. Состояние конкретного объекта. Уставки

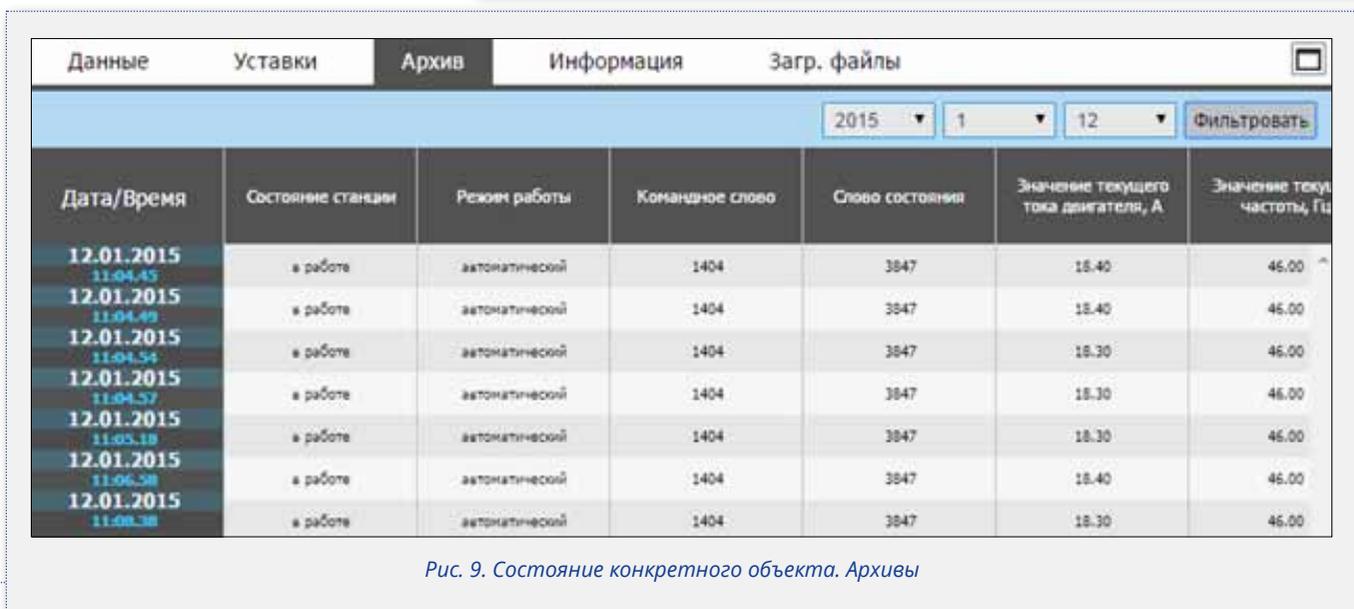
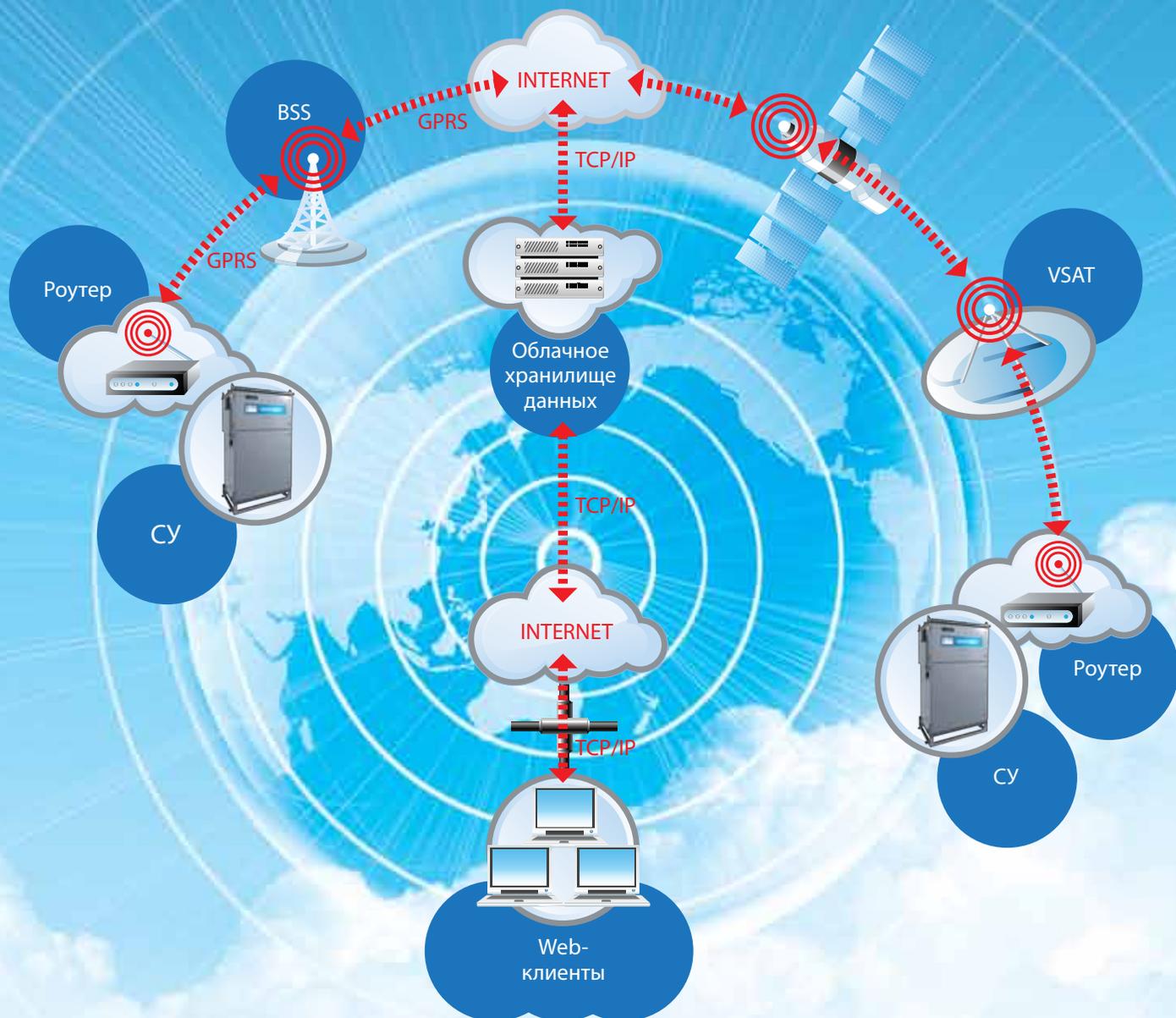


Рис. 9. Состояние конкретного объекта. Архивы



Можно выбрать конкретную скважину и перейти на страницу состояния данного объекта. На вкладке «данные» отображается информация с выбранной скважины, здесь можно просмотреть полный или сокращенный список выводимых параметров, выполнить принудительный запрос данных со скважины (рис. 7, стр. 17).

Уставки СУ просматриваются и редактируются на одноименной вкладке (рис. 8, стр. 17).

Те из них, которые нельзя изменять в данный момент при попытке редактирования, будут подсвечены красным цветом. И наоборот, уставки, редактирование которых прошло успешно, подсвечиваются зеленым.

На вкладке «архивы» можно загрузить данные по скважине из базы за выбранный период (рис. 9, стр. 17).

На вкладке «загруженные файлы» можно запросить архив со станции управления. Такой же архив снимается при помощи usb-flash, или можно загрузить ранее запрошенные архивы.

Развитие системы

Можно выделить три основных этапа:



На данный момент реализован **первый этап**. Ведется сбор данных, имеется возможность управлять станцией.

Второй этап проектирования предполагает:

- Подготовку отчетов на основании собранных данных и их визуальное представление;
- Вывод всех данных в виде графиков;
- Администрирование системы через web интерфейс (конечный пользователь сможет сам настраивать систему: добавлять пользователей, изменять права пользователей);
- Разработку лицензионного соглашения;
- Разработку процедуры автономнойстройки роутеров;
- Дистанционное обновление ПО станции управления;
- Реализацию CSD соединения;
- SMS и E-mail уведомления.

Перспективы

В настоящий момент в интеллектуальную станцию производства АО «Новомет-Пермь» встраиваются алгоритмы, разработанные в РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина под руководством профессора Владимира Ивановского.

Эти алгоритмы позволяют вычислять дебит добываемой газожидкостной смеси с точностью до 10% (внутри рабочей области насоса), благодаря чему у оператора появляется возможность получать соответствующую информацию непосредственно на рабочем месте даже в случаях отсутствия автоматического группового замерного устройства (АГЗУ). Вычисления проводятся на основе данных погружной телеметрии, измеряемого тока и мощности, данных пласта и скважины, а также характеристик применяемого оборудования.

Примеры расчета дебита скважин с помощью системы ПО «Автотехнолог+Энергия» по Самотлорскому месторождению приведены на рис. 11.

Другой стороной внедряемых алгоритмов является комплекс защиты скважинного оборудования от коррозии, отложения солей и парафина. Это достигается за счет оптимизация и эксплуатации системы «пласт – скважина – УЭЦН», а также за счет применения оборудования для дозированной подачи химического реагента внутрь эксплуатационной колонны, управление которым осуществляется интеллекту-

Скважина, типоразмер оборудования	Замер дебита с помощью АГЗУ, м³/сут	Расчет дебита по матодике № 1	Расчет дебита по матодике № 2	Расчет дебита по матодике № 3	Расчет дебита по интегральной матодике	Погрешность определения дебита, %
№ 37141 10.1ЭЦНДПК 5-25-1550	33	30,45	29	29,72	31	6,1
№ 43050 1ЭЦНДП 5-35-1700	47	58,14	49,67	53,9	54	13
№ 43054 ЭЦНД 5-30х3-1680	31	26,93	29,84	28,38	28	9,7
№ 43548 ЭЦНД 5А-400-1150	418	422,32	415,32	418,82	419	0,2
№ 37080 1ЭЦНМИК 6-1250-1300	836	909,17	819,29	864,23	863	3,1

Рис. 11. Примеры расчета дебита скважин

альными алгоритмами станции управления. Таким образом, для уменьшения вредного влияния отложения солей интеллектуальная станция управления должна либо изменить режим работы оборудования, либо обеспечить подачу необходимого количества реагента (ингибитора солеотложения).

На рис.12. показаны изменения характеристики ступеней ЭЦН при отложении солей.

Выводы

Таким образом, автоматизированная система удаленного контроля и управления оборудованием – очередной шаг, направленный на облегчение взаимодействия системы «человек – машина», в которой оператор взаимодействует с УЭЦН в процессе добычи нефти, управления, обработки информации и т.д.

Разработанная система представляет собой законченный блок, который может быть встроен в концепцию «Интеллектуальное месторождение».

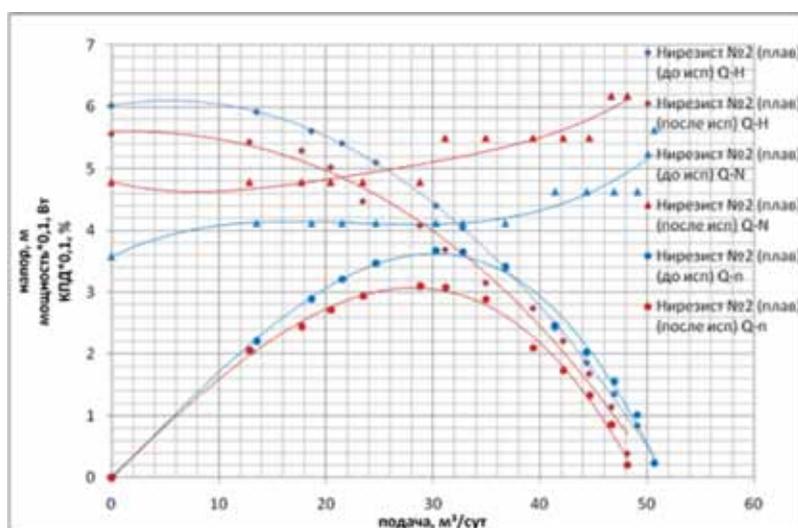


Рис. 12. Рабочие характеристики ступеней ЭЦН из нирезиста «до» и «после» отложения солей (толщина отложения 0,1 -0,15 мм)



Иван ЗОЛОТАРЕВ
начальник группы
математического
моделирования
ДИР АО «Новомет-Пермь»,
к.ф.-м.н.



Артур ДЖАЛАЕВ
заведующий сектором
отдела прикладной
гидродинамики
ОКБ БН КОННАС

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ NovometSel-Pro

Программа ориентирована на решение широкого спектра задач, возникающих в технологии нефтедобычи. В частности, программа осуществляет подбор установки для добычи газожидкостной смеси из скважины. От грамотного подбора оборудования зависят следующие основные показатели:

– Производительность скважины. Как правило, нефтедобывающие компании заинтересованы в возможно большем дебите, поэтому оборудование должно добывать столько нефти, сколько позволяет данная скважина.

– Потребление энергии. Поскольку зависимость КПД установки от подачи насоса имеет ярко выраженный экстремум, при котором достигается наилучшая энергоэффективность, то важно обеспечить работу выбранного оборудования именно в этой точке.

– Надежность работы. С этим показателем связано время, в течение которого установка проработает в скважине без дополнительного подъема на поверхность. Для достижения этого показателя необходимо учитывать рабочую зону насоса, прогиб установки с учетом НКТ, газосодержание на приеме насоса, запас динамического уровня, нагрев двигателя.

Эти основные показатели учитываются при подборе оборудования с помощью программы NovometSel-Pro, численные показатели выводятся в протокол, по которому технолог, обслуживающий скважину, может оценить эффективность подбора и спрогнозировать работу установки.

Традиционно программа совершенствуется по трем направлениям развития: интерфейс, новые функциональные возможности и развитие расчетной модели. Целью данной статьи являлось показать новые возможности программы, появившиеся за последний год. Эти изменения касаются как функциональной части, так и интерфейсных возможностей. Другие возможности программы описывались ранее в [1, 2].

НОВЫЕ ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ

Вблизи максимального КПД

До реализации этой опции при подборе оборудования дебит подбирался из условия его максимума и работы насоса внутри рабочего диапазона. Теперь у пользователя появилась возможность выбирать режим работы с максимальной энергоэффективностью, при этом оборудование

подбирается таким образом, чтобы рабочая точка насоса была вблизи максимального КПД (рис. 1). При использовании этой функции возможно два варианта оптимизации по частоте:

1. Для насоса.
2. Для погружной части установки в целом.

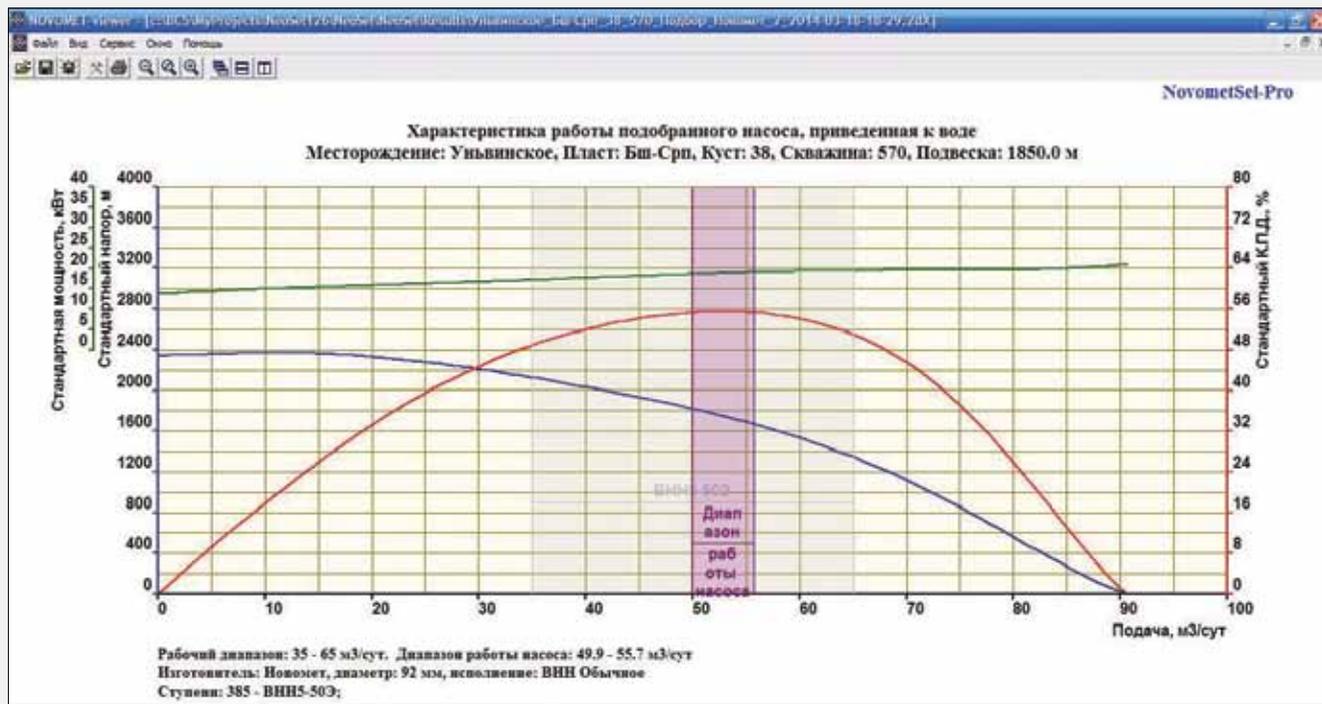


Рис. 1. Подбор оборудования в точку с максимальным КПД

Коэффициент продуктивности

При подборе оборудования для скважины, работающей в периодическом режиме, предварительно необходимо рассчитать коэффициент продуктивности. В связи с этим в программу был внедрен соответствующий блок, позволяющий вычислить коэффициент продуктивности по данным работающей скважины в двух вариантах:

1. При известном динамическом уровне как в режиме откачки, так и в режиме накопления, и соответствующим этим режимам временам.
2. При известном давлении на приме насоса как в режиме откачки, так и в режиме накопления, и соответствующим этим режимам временам.

Фрагмент протокола по результатам такого расчета представлен на рис. 2.

Реализация опции «Торнадо»

Очень часто технологу необходимо знать – как будет работать установка при изменении частоты работы, например, как измениться дебит на поверхности или рабочая область насоса. Последнее время в связи с использованием мультифазных насосов (МФОН) совместно с традиционными данная опция стала очень востребованной (рис. 3 на стр. 22). Теперь производится расчет в общем случае для конического насоса, состоящего из 2-х секций. Поскольку это пожелание пользователей

Расчет коэффициента продуктивности для периодической эксплуатации

Месторождение: Белые ночи	Куст: 17	Скважина: 8	Пласт: Б18-22
Газосепаратор: есть, Ксепарации = 0.70		Дата расчета: 06.06.2014	
Некоторые основные исходные данные: длина до верхн. отв. перф. = 2960.0 м, наружн. diam. НКТ = 60.3 мм, газовый фактор = 192.0 м³/м³, давление насыщения = 157.0 кг/с, плотность нефти = 805.0 кг/м³, плотность воды = 1010.0 кг/м³, вязк. нефти = 15.800 мПа*с, объемный коэф. нефти = 1.440, температура пласта = 95.0 °С, угол откл. от вертикали 3.3 град.			
Длина до верхнего динамического уровня (м)	879.40		
Длина до нижнего динамического уровня (м)	1100.70		
Время изкопления (мин)	164.00		
Длина подвески (Глубина подвески) (м)	2800.00 (2715.79)		
Буферное давление	20.00		
Затрубное давление	6.00		
Номинальный коэффициент продуктивности ((м³/сут)/(кг/см²))	0.1988		

Рис. 2. Протокол расчета коэффициента продуктивности для периодического режима

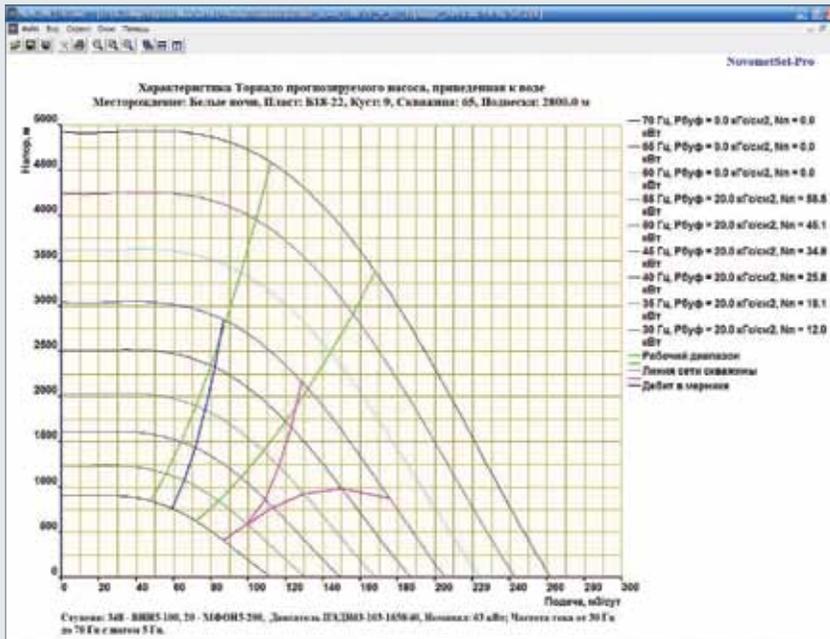


Рис. 3. Опция «Торнадо» в режиме конического насоса

Наземное оборудование		
Параметры станции управления	Для напряжения сети 380 В	Для напряжения сети 400 В
Название станции управления	СУ-160	СУ-160
Фильтр синусный	Дан-фосс	Дан-фосс
Параметры ТМПП		
Максимальное напряжение отпайки, В	1006,74	1016,65
Номинальная мощность, кВт	93,56	78,17
Сила тока, А	36,99	36,99

Рис. 4. Окно подбора наземного оборудования

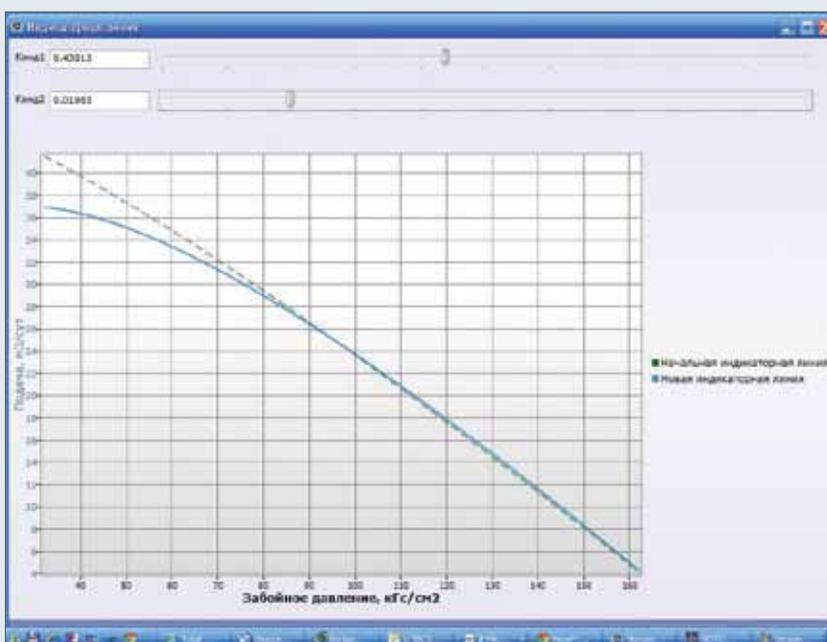


Рис. 5. Подстройка индикаторной линии

вызвано необходимостью включения в установку МФОНа, то на выходном графике представлен рабочий диапазон верхней насосной секции.

Подбор наземного оборудования

Разработан новый модуль, позволяющий подбирать станцию управления как при наличии синусного фильтра, так и без него. Также проводится расчет необходимого напряжения отпайки. Пример такого подбора приведен на рис. 4.

Новые интерфейсные возможности

Создан блок интерактивного отображения индикаторной линии скважины при изменении адаптационных коэффициентов.

Для тонкой подстройки индикаторной линии разработан специальный интерфейс, (рис. 5) интерактивно перерисовывающий индикаторную линию скважины при изменении адаптационных коэффициентов. При этом зеленой штриховкой отображается линия с адаптационными коэффициентами по умолчанию. Коэффициенты можно менять как бегунками в сторону увеличения или уменьшения, так и заданием непосредственно в поле ввода числового значения.

Поиск скважины по номеру

При работе со многими скважинами часто возникал вопрос о ее быстром поиске, поскольку названия месторождения и пласта были утеряны, а известен был лишь номер скважины. В связи с этим был внедрен поиск скважины по ее номеру (рис. 6).

Возможность графического отображения характеристик

При вводе новых двигателей в базу данных оборудования часто возникали ошибки, связанные с необходимостью набора большого количества цифр (все характеристики вводились с помощью коэффициентов полиномов). Для быстрого контроля этого процесса был введен интерфейс, позволяющий визуально контролировать характеристики двигателей (рис. 7).

Сортировка списка насосов

При работе с базой данных оборудования очень часто требуется просмотр характеристик по тем или иным крите-

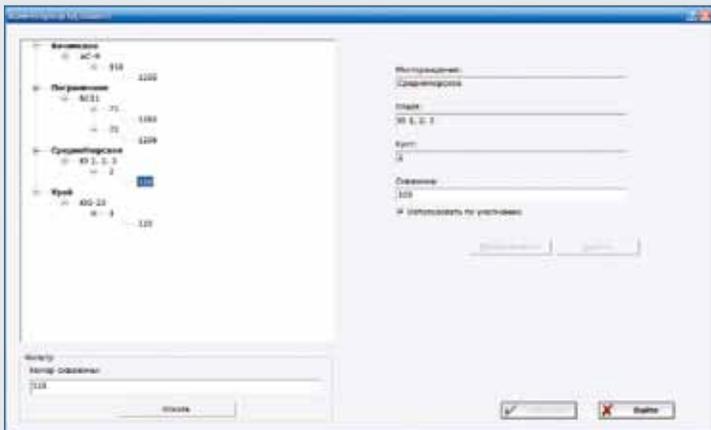


Рис. 6. Поиск скважины по ее номеру

риям. Для быстрого поиска такого оборудования были созданы опции сортировки как для насосов, так и для двигателей. На рис. 8 для примера приведено окно работы с БД насосов.

Технология «плавающих» лицензий

Отдельным блоком можно выделить «Изменение системы лицензирования» потребовавшую создания параллельной версии программы.

В связи с потребностью нефтяных компаний в едином подходе к системе безопасности компьютерных программ была внедрена технология «плавающих» лицензий (floating license), ограничивающая одновременное количество работающих программ NovometSel-Pro, запускаемых на компьютерах сети. Количество лицензий зашивается в USB-ключ, который устанавливается в USB-порт выделенного компьютера (сервера). Пользователи получают доступ к работе с программой лишь в том случае, если общее количество одновременно работающих пользователей не превышает количество лицензий.

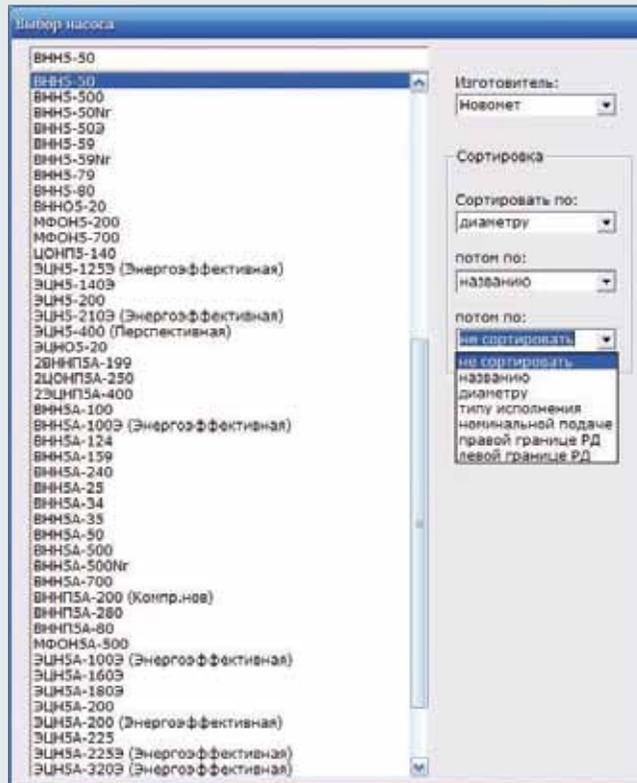


Рис. 8. Сортировка насосов

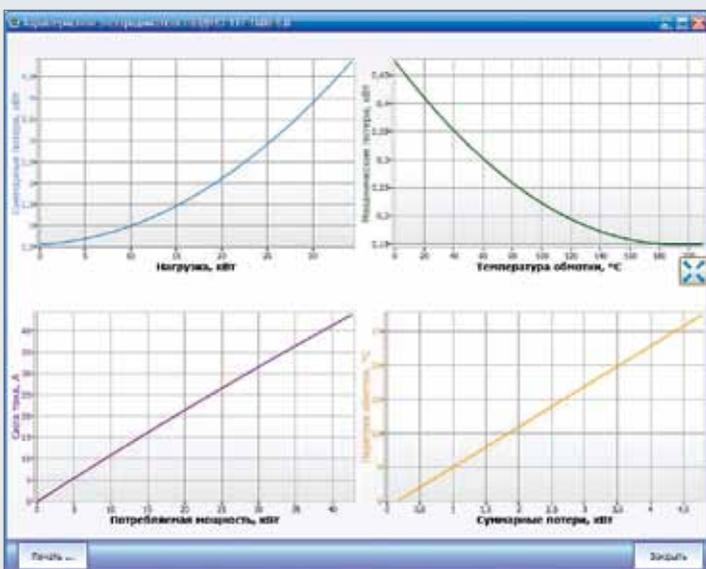


Рис. 7. Отображение характеристик двигателя



Список литературы

1. Ш.Р.Агеев, А.М.Джалаев, И.В.Золотарев, А.С.Ермакова, Е.В.Пошвин. Программные продукты «NovometSel-Pro», «Калькулятор ЭЦН», «Программа расчета энергоэффективности» // Бурение и нефть. 2013. № 10. с.36-39.
2. Артур Джалаев. Эксплуатация УЭЦН – подбор, расчет, сравнение // Нефтегазовая вертикаль. 2013. № 13-14. с. 80-83.



Михаил ПАНАЧЕВ
начальник бюро
объемных насосов
ОГК ДИР
АО «Новошет-Пермь»

ВИНТОВЫЕ НАСОСЫ

Падающая добыча, высокая вязкость добываемой продукции, значительное содержание мехпримесей, аномально высокие или низкие цифры пластового давления – все это требует тщательного подхода к выбору типа насосов. В таких условиях использование установок с погружным электроцентробежным насосом ограничено.

Среди объемных гидравлических машин все более заметную роль как в общем машиностроении, так и в нефтегазовой промышленности играют одновинтовые гидромашины, используемые в качестве насосов и двигателей. Простота конструкции и уникальные технические характеристики (в частности, работоспособность при высокой вязкости, газосодержании и загрязненности рабочей среды) позволяют эффективно их использовать в различных технологических процессах.

Порядка 70% проблем нефтедобычи на осложненном фонде скважин можно решить с помощью установок электровинтовых насосов (УЭВН).

Преимущества УЭВН

1. КПД при добыче вязких жидкостей достигает 50-70%.
2. Меньшие габариты.
3. Возможность регулирования подачи насоса изменением частоты вращения без потери напора.
4. Более широкий диапазон рабочей области насоса.
5. В процессе работы УЭВН не образуется водонефтяных эмульсий, они эффективны при откачке тяжелой высоковязкой нефти.
6. Возможность перекачивания жидкостей с высоким уровнем вязкости (до 1000 СПз), большим содержанием мехпримесей (до 1г/л) и с высоким содержанием свободного газа (до 50%).
7. Возможность использования в наклонных и горизонтальных скважинах.
8. Отсутствие проблем, связанных с износом колонн НКТ и штанг.
9. Отсутствие сальника на устье скважины.
10. Возможность промывки НКТ путем реверсирования насоса.

В настоящее время специалисты АО «Новошет-Пермь» работают над созданием полнокомплектной установки одновинтового насоса в 5А габарите напором 2000 метров и номинальной подачей 20 м³/сут. Схема оборудования представлена на рис. 1.



Рис. 1. Схема оборудования УЭВН

Таблица 1. Характеристика низкооборотного вентильного электродвигателя

Тип	Макс. мощность	Ном. напряжение	Ном. п вращения	Диапазон частот	КПД	Момент	L монтажная	Масса	Минимальный диаметр э/к
	кВт	В	Об/мин	Об/мин	%	Н*м	мм	кг	мм
ПВЭДН-117-0,5	40	800	500	100-500	88	765	8895	753	123

Состав УЭВН

Разберем по порядку предназначение каждого элемента установки:

1. Электродвигатель и гидрозащита

В комплектацию входит низкооборотный вентильный электродвигатель 117 габарита с гидрозащитой производства АО «Новомет-Пермь». Номинальная частота вращения электродвигателя – 500 об/мин, диапазон частот вращения 100-500 об/мин. Стендовые испытания на заводе и промысловые испытания в составе винтовых установок других производителей успешно пройдены. Характеристика одного из электродвигателей представлена в табл. 1.

2. Модуль разгрузки

Во время работы винтового насоса создается большое осевое усилие (порядка 5 тонн), которое зависит от перепада давления, создаваемого насосом, и силы зацепления ротора в статоре. Для восприятия осевых нагрузок от винтового насоса предназначен модуль разгрузки.

3. Гибкий вал

Для передачи крутящего момента с концентрически вращающегося приводного вала на ротор, совершающий, как известно, планетарное движение предназначен гибкий вал. Помимо этого рассматриваемый узел передает осевую нагрузку от ротора на модуль разгрузки.

4. Промысловый клапан обеспечивает:

- заполнение колонны НКТ при спуске насоса до величины статического уровня жидкости в скважине;
- уравнивание давления среды на входе и выходе одновинтового насоса и, соответственно, снижение величины пускового момента насоса;
- герметичность колонны НКТ при опрессовке как по окончании монтажа, так и в процессе эксплуатации;
- защиту выхода винтового насоса от осадка мехпримесей;
- выполнение технологических операций по промывке насоса и колонны НКТ, в том числе и путем обратного вращения винтового насоса;
- защиту от обратного (турбинного) вращения погружного электродвигателя при воздействии на насос столба жидкости в НКТ в случае остановки насоса.

Также УЭВН комплектуется спускным клапаном.

5. Винтовой насос

В состав УЭВН входит винтовой насос производства компании «Kächele», Германия. Данная компания имеет более чем 40-летний опыт проектирования и создания винтовых насосов для разных областей промышленности, в том числе для нефтегазовой отрасли.

Компания изготавливает винтовые пары для таких компаний как Schlumberger, Weatherford, Baker Hughes, Netzsch. Оборудование используется как для добычи нефтесодержащей жидкости из скважины в установках ППД, так и в качестве винтовых забойных двигателей при бурении.

Одной из главных причин снижения ресурса скважинных одновинтовых насосов является абразивный износ ротора и статора, в результате чего уплотнительные линии между ними становятся менее герметичными. Как следствие, происходят большие утечки, понижающие объемный КПД насоса.

В конечном счете разрушается насос.

Увеличение частоты вращения насоса приводит к росту скорости жидкости в полостях насоса, образованных винтом и обоймой. Поскольку степень износа насоса при работе с абразивной жидкостью пропорциональна квадрату частоты вращения насоса, то эффективным способом увеличения ресурса оборудования при перекачивании подобных флюидов является снижение частоты вращения. Именно поэтому ее диапазон составляет – 100–500 об/мин.

6. Станция управления

Для управления работой низкооборотного электродвигателя служит СУ с частотным преобразователем производства АО «Новомет-Пермь». Именно для управления данного электродвигателя разработана специальная прошивка.

Представленная комплектация является рекомендуемой для обеспечения безотказной работы УЭВН.

В настоящее время потенциальными заказчиками данного оборудования являются как отечественные нефтяные компании, так и зарубежные, сталкивающиеся с аналогичными проблемами при нефтедобыче.

Вывод

Предложены насосы, способные эффективно работать в условиях высокой вязкости, повышенного содержания мехпримесей, аномально высокой температуре пластовой жидкости и других осложняющих факторов. Простота их конструкции и уникальные технические характеристики вселяют уверенность, что новое оборудование займет достойное место в арсенале нефтяников.



Олег ТОЛСТОГУЗОВ
технический директор
ОКБ БН КОННАС



Александр КРОПОТКИН
заведующий отделом ИСС
ОКБ БН КОННАС



Евгений МАЛЯВКО
ведущий
инженер-испытатель
ОКБ БН КОННАС

ОПЫТ ИСПЫТАНИЙ ПОЛНОКОМПЛЕКТНЫХ ПОГРУЖНЫХ УСТАНОВОК НА СТЕНДАХ-СКВАЖИНАХ ОКБ БН

Как известно, год назад в составе ОКБ БН был открыт многофункциональный стендовый комплекс (МСК), в состав которого вошли как новые стенды, разработанные совместно с РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, так и работавшие ранее и модернизированные. Конструкция стендов и их назначение подробно описаны в работе [1], а также на новом сайте www.okbbn.ru. В этой статье хотелось бы остановиться на наиболее интересных работах, которые были проведены на стендах МСК в 2014 году.

Испытания термостойкой установки

Начнем с абсолютно новой установки для работы в скважинах, добывающих высоковязкую нефть по технологии парогравитационного дренажа (технология SAGD) с температурой пластовой жидкости до 250°C. Испытание установки проходили на стенде-скважине для исследования погружного оборудования при повышенных температурах и на вязких жидкостях (стенд Термо) (Рис. 1, 2) [2].

В скважину стенда на НКТ была спущена установка в составе двухсекционного асинхронного электродвигателя номинальной мощностью 260 кВт, гидрозащиты и пятисекционного энергоэффективного насоса ЭЦН7А-750Э-1400. В качестве рабочей жидкости стенда использовалось термостойкое кремнийорганическое масло. Нагрев жидкости осуществлялся за счет работы самой установки, а также встроенного проточного нагревателя НП мощностью 70 кВт. Подача насоса измерялась с помощью расходомера РП1. Регулирование подачи и напора осуществлялось путем дросселирования потока клапаном высокого давления К1. В ходе испытаний измерялись давление на входе и на выходе из скважины (датчики давления ДД1 и ДД2), температура на входе и на выходе из скважины (датчики температуры ДТ1 и ДТ2), а также температура по корпусу двигателя и гидрозащиты с помощью установленных накладных датчиков температуры.

В ходе испытаний был отработан монтаж установки с применением специального оборудования для прокачки высоковязкого масла ПЭД (рис. 3 и 4, стр. 28), а также подтверждена работоспособность установки при температуре рабочей жидкости 150°C, при этом температура обмотки статора ПЭД в ходе испытаний достигала значений более 220°C. Испытания выявили и некоторые уязвимые места в работе установки, но при этом позволили избежать дорогостоящего и трудоемкого этапа отладки в полевых условиях. В первой половине 2015 года планируется проведение повторных испытаний с уже доработанной конструкцией.

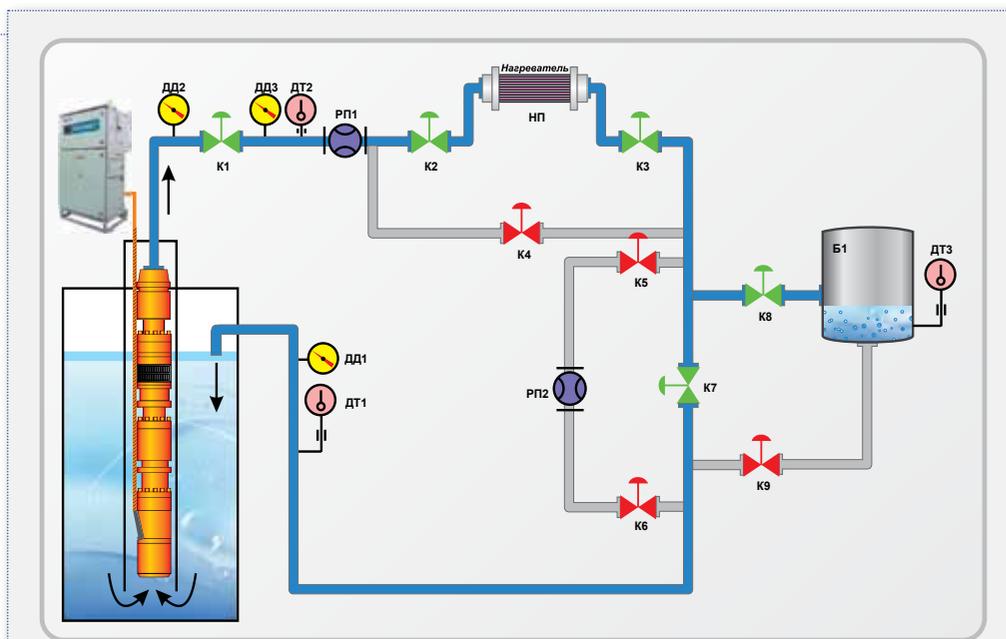


Рис. 1. Функциональная гидравлическая схема стенда Термо: Б1 – бак с жидкостью; ДД1, ДД2, ДД3 – датчики давления; ДТ1, ДТ2, ДТ3 – датчики температуры; РП1 – расходомер для больших подач; РП2 – расходомер для малых подач; НП – проточный нагреватель; К1 – регулирующий клапан высокого давления; К2, К3, К4, К5, К6, К7, К8, К9 – задвижки

Испытания установки объемно-роторного насоса

Известно, что объемные насосы имеют ряд преимуществ перед лопастными. К ним можно отнести более высокий КПД объемного насоса при добыче из малодебитных скважин, более эффективную работу при откачке высоковязких нефтей, возможность регулировки производительности без потери напора и др.

Инженеры нашей компании на протяжении последних нескольких лет создавали такой насос, и сейчас, после проведения полного цикла приемосдаточных и исследовательских испытаний можно сказать, что первый экземпляр создан и работает с высокой эффективностью. Речь идет о полнокомплектной установке объемно-роторного насоса пластинчатого типа (ОРНП) в компоновке с погружным низкооборотным вентильным электродвигателем.

Установка исследовалась на стенде-скважине для испытаний и сертификации погружных насосных установок в вертикальном положении (стенд КИВУ, рабочая жидкость – вода) и стенде-скважине для испытаний по-

гружного оборудования при повышенных температурах и на вязких жидкостях (стенд Термо, рабочая жидкость – кремнийорганическое масло плотностью 970 кг/м³ и вязкостью 50 сСт при 20°С).

Целями испытаний являлись:

1) проведение и оценка удобства монтажа и демонтажа установки ОРНП;

2) снятие напорно-энергетических характеристик установки на жидкостях различной вязкости и при разных частотах вращения вала;

3) проверка работоспособности всех элементов установки, в том числе –

при длительных испытаниях на ресурс и при температуре рабочей жидкости до 110°С.

В общем случае схема установки при испытаниях представлена на рис. 1. Для испытаний была взята одна секция насоса номинальной производительностью по воде 10 м³/сут, гидрозащита типа ГЗНМ, погружной низкооборотный вентильный электродвигатель 117 габарита с рабочим диапазоном частот вращения 500–1500 об/мин и номинальной мощностью 27 кВт. Также в процессе испытаний установка была снабжена погружным блоком телеметрии, погружными датчиками температуры и вибрации.



Рис. 2. Внешний вид стенда Термо



Рис. 3. Монтаж ПЭД



Рис. 4. Стыковка секций ПЭД

На рис. 5 представлена одна из снятых напорно-энергетических характеристик установки при частоте вращения вала 500 об/мин. Характеристика снята на воде вязкостью 1 сСт и на масле вязкостью 50 сСт. Как видно из результатов, насос ОРНП более эффективен на вязкой жидкости. При этом на воде отмечается снижение подачи насоса с увеличением развиваемого напора, что связано со значительным возрастанием утечек.

В ходе испытаний показано, что на вязкой жидкости подача насоса ОРНП в зависимости от развиваемого давления практически не изменяется, что является характерным свойством объемных машин. Также на вязкой жидкости справедливой является зависимость прямой пропорциональности между подачей насоса и частотой вращения вала. Следствием данной зависимости вытекает

еще одно преимущество ОРНП – мощность объемно-роторного насоса прямо пропорциональна частоте вращения вала при заданном напоре. Благодаря этому возможно применение одного и того же электродвигателя в широком диапазоне подач.

Результаты испытаний подтвердили эффективность установки объемно-роторного насоса на вязких средах. Максимальный КПД установки составил 41,9% и был достигнут на масле вязкостью 50 сСт при подаче 10,1 м³/сут, напоре одной ступени 39,4 м и частоте вращения вала 500 об/мин. Подтверждена работоспособность установки ОРНП и в ходе длительных испытаний при температуре жидкости до 110°C. Таким образом, в процессе испытаний были достигнуты все поставленные цели.

Испытания УЭЦН на газожидкостной смеси

Расскажем об испытаниях на одном из наиболее сложных и уникальных стендов ОКБ БН – стенде-скважине для исследования погружного оборудования в условиях подачи газожидкостной смеси и при повышенных давлениях на приеме (стенд ГЖС). Сложность испытаний состояла в том, что по ходу эксперимента

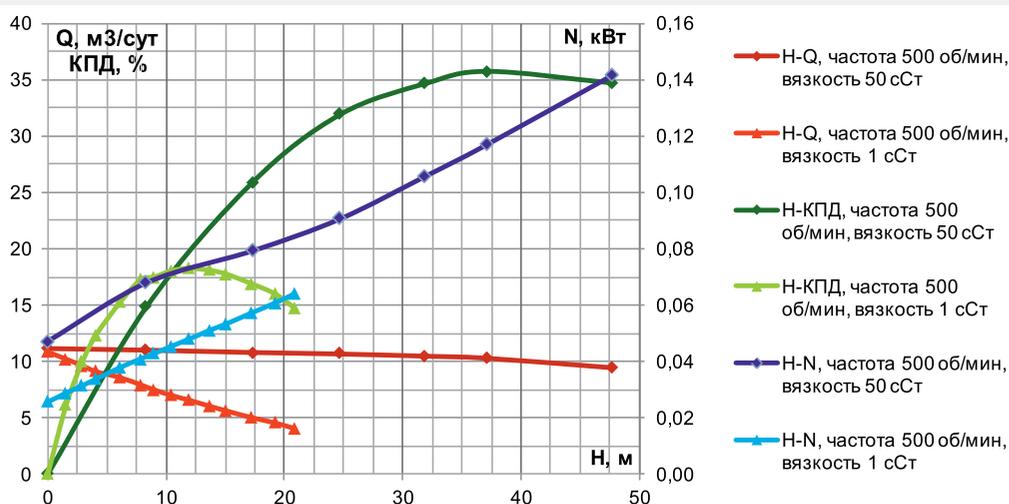


Рис. 5. Напорно-энергетические характеристики установки ОРНП на воде (1 сСт) и масле (50 сСт), частота вращения вала 500 об/мин, пересчет на одну ступень



Рис. 6. Стенд ГЖС, блок подготовки рабочей жидкости



Рис. 7. Стенд ГЖС, манифольд

фактически приходилось дорабатывать конструкцию стенда и отрабатывать различные режимы его работы. Уникальность работ состояла в том, что в России нет подобных стендов, а значит, и нет опыта работы с ними, и готовых решений проблем, возникающих в ходе эксперимента. Надо сказать, что к поиску данных решений кроме работников МСК активно подключились члены Научно-технического совета ОКБ БН. Каждое решение внедрялось в жизнь, изменялась конструкция стенда: был переделан манифольд, полностью изменена скважинная часть, заменен ряд расходомеров. Одним из наиболее существенных изменений явилось решение создавать газожидкостную смесь не в поверхностных условиях, а в погружных – непосредственно на «забое» скважины.

Конструкция модернизированного стенда представлена на рис. 10 (стр. 30).

Как уже упоминалось выше, в данной схеме эжектор создает газожидкостную смесь в погружных условиях, в непосредственной близости от входа погружной установки. Это позволяет исключить расслоение смеси и оценивать ее дисперсность на входе в установку, предварительно изучив ее на выходе из эжектора.

Принцип действия модернизированного стенда следующий. Перед испытаниями сепаратор 1 заливается рабочей жидкостью и заполняется газом с помощью азотной станции. Таким образом, циркуляция по жидкости и по газу в стенде замкнутая.

После этого запускают подпорный и погружной насосы, согласовывая их подачи по жидкости по показаниям расходомеров 3 и 17. Эжектор в данном случае работает только как местное сопротивление, а режим работы погружного насоса устанавливается путем дросселирования с помощью задвижки 14.

После того, как режим установится, в эжектор подается газ путем открытия задвижки 19. От степени открытия задвижки 19 будет зависеть газосодержание на приеме установки. После того, как на прием погружной установки подается газ, показания жидкостного расходомера 17 искажаются, и на них ориентироваться нельзя. Согласование работы погружного и подпорного насоса осуществ-

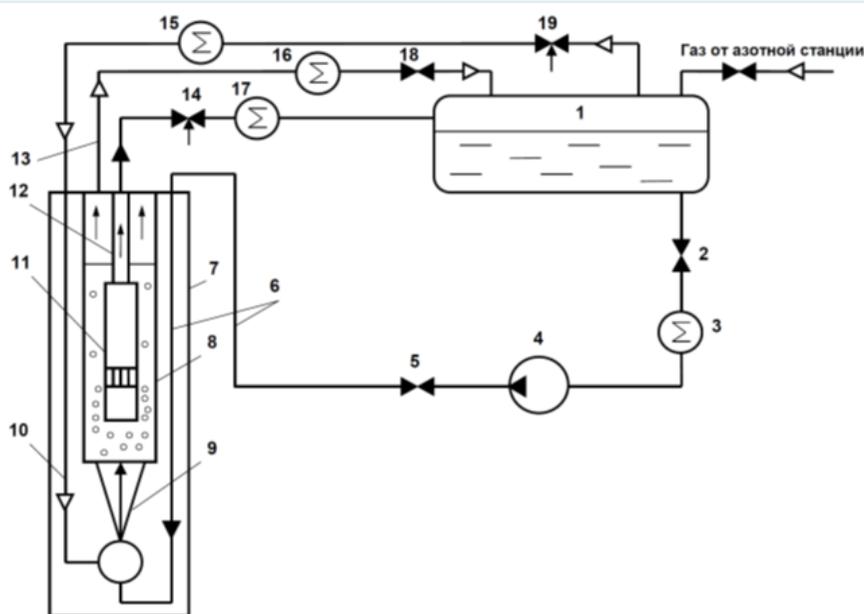


Рис. 8. Конструкция модернизированного стенда ГЖС:

1 – сепаратор НГС; 2, 5, 14, 18, 19 – задвижки; 3, 15, 16, 17 – расходомеры; 4 – подпорный насос ВНН8-1000-700; 6 – нагнетательная линия подпорного насоса; 7 – скважина (обсадная колонна 402 мм); 8 – рабочая колонна 146 мм; 9 – эжектор; 10 – газовая линия на прием в эжектор; 11 – погружная установка; 12 – НКТ 73 мм; 13 – выходная газовая линия из кольцевого пространства

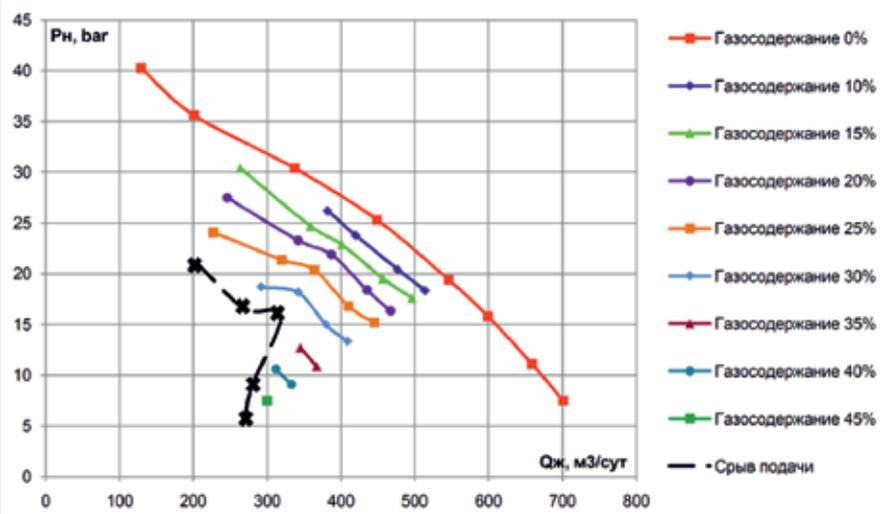


Рис. 10. Характеристики погружного насоса ВНН5А-500 с мультифазной секцией на входе на смеси «вода-азот», давление на входе 5,9 атм, частота вращения вала 45 Гц

вляется по показаниям погружного датчика давления (на схеме не показан), который установлен в затрубном пространстве в районе головки погружного насоса. Давление на приеме погружной установки также контролируется по показаниям данного датчика. Кабельная линия погружного датчика идет по длине НКТ и герметизируется в скважинной головке.

Таким образом, стенд ГЖС представляет собой сложную гидравлическую систему, главными элементами которой являются два насоса – подпорный и погружной, эжектор и два сосуда – сепаратор и скважина. При снятии характеристики установки работа всех этих элементов должна быть согласована.

Как видно, конструкция погружной части стенда полностью имитирует реальные скважинные

условия с естественной сепарацией газа по кольцевому пространству, которую можно измерять по показаниям газового расходомера 16.

Проведенные нами работы по модернизации стенда дали свои результаты, что позволило провести испытания полнокомплектной установки УВНН5А-500/04-003 с мультифазным насосом МФОН5А-500 в качестве предвключенного устройства. На рис. 11 приведены напорно-расходные характеристики погружного насоса, а на рис. 11 – эти же характеристики в среднеинтегральных параметрах.

Заключение

Как видно из результатов, при давлении на приеме 5,9 атм двухсекционный насос с предвключенной мультифазной секцией может стабильно работать при газосодержаниях до 25% во всей рабочей области, и при газосодержаниях до 45% и более – в правой области характеристики. По среднеинтегральным параметрам также видно, что среднеинтегральный напор насоса на газожидкостной смеси при газосодержаниях 0-20 % снижается незначительно.

В данной статье были рассмотрены наиболее интересные испытания, проведенные на стендах-скважинах ОКБ БН в 2014 году. Стоит отметить, что в ходе испытаний стенды модернизировались под конкретные задачи. При дальнейших испытаниях работы по улучшению стендов будут продолжаться как для развития стендового комплекса, так и компании в целом.

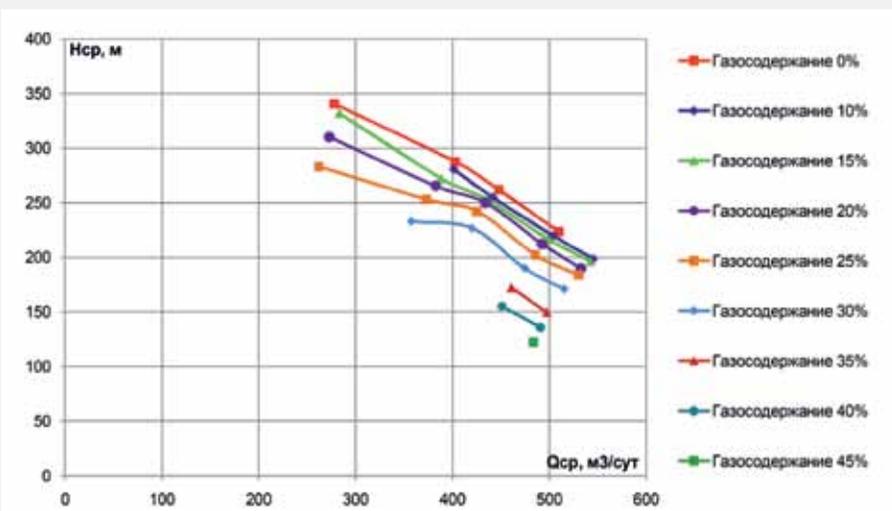


Рис. 11. Среднеинтегральные характеристики погружного насоса ВНН5А-500 с мультифазной секцией на входе на смеси «вода-азот», давление на входе 5,9 атм, частота вращения вала 45 Гц

Список литературы

1. Малявко Е.А. Многофункциональный стендовый комплекс по исследованию инновационного оборудования для добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов с применением установок погружных насосов. – Бурение и нефть, 2014, № 2, с. 52-56.
2. The High-temperature Electrical Submersible Pump for Production of High-viscosity Oil using SAGD Technology / E.V. Poshvin, A.V. Sergienko, O.V. Komarov, O.A. Tolstoguzov, E.A. Malyavko. SPE 171301, presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 14-16 October 2014.

МУЛЬТИФАЗНЫЙ ДИСПЕРГИРУЮЩИЙ НАСОС

Появление нерастворенного газа в добываемой жидкости – естественное явление, т.к. при подъеме жидкости по стволу скважины происходит падение давления, и легкие углеводороды и растворенный газ выделяются в виде пузырьков. Если объемная концентрация пузырьков газа (β) мала ($\beta \sim 5-10\%$ для наиболее массовых насосов 5 и 5А габаритов), то их влияние на работу нефтяных насосов незначительно. При больших – влияние газа становится качественно другим, и вряд ли удачной можно считать гипотезу о непрерывной зависимости напорно-расходной характеристики насоса от концентрации нерастворенного газа, это влияние ближе к скачкообразному. Так, например, при достижении критического значения β , напор насоса может скачком стать равным нулю в некоторой области подачи.

Одним из способов уменьшения влияния газа на работу насоса, получившим практическое применение, является предварительное диспергирование газожидкостной смеси (ГЖС). Однако первые предложенные устройства [1]–[4] не получили широкого применения, поскольку:

- диспергация ГЖС достигалась путем хаотизации движения жидкости за счет удаления части стенок проточных каналов в серийных нефтяных ступенях, что существенно ухудшило их гидродинамические характеристики;
- в эксплуатационных испытаниях не всегда учитывалось, что эффективно диспергировать можно только ГЖС, содержащие поверхностно активные вещества, однако не всякая скважинная жидкость соответствует этому критерию, а значит, и применение диспергаторов оправдано не во всех скважинах.

В дальнейшем диспергаторы разрабатывались как устройства, способные не только гомогенизировать, но и прокачивать ГЖС через некоторое число первых ступеней основного насоса, в которых заканчивалась диспергация пузырьков газа. Наиболее успешные конструкции диспергаторов состояли из нескольких десятков ступеней и создавали положительный напор при работе на ГЖС.

Современные серийно выпускаемые диспергаторы можно разделить на следующие три группы.

1. Диспергаторы на основе центробежных ступеней, которые имеют следующие особенности конструкции: угол установки лопастей не совпадает с линиями тока (тем самым обеспечивается ударное натекание потока на лопасть и диспергация ГЖС на входе в рабочее колесо); стенки проточ-

ных каналов имеют отверстия, способствующие увеличению вихревого течения внутри ступени (что не только диспергирует ГЖС, но и препятствует образованию неподвижных газовых пробок). Например, в диспергаторе AGH компании Schlumberger [5] циркуляция ГЖС внутри ступени обеспечивается отверстиями в лопастях и верхней крышке рабочего колеса. В диспергаторе MVP компании Barker Hughes [6] циркуляция ГЖС обеспечивается двухрядной лопастной системой в рабочих колесах.

2. Диспергаторы на основе осевых ступеней, диспергация ГЖС в которых также обеспечивается рассогласованием углов установки и формы лопастей с линиями тока, как в диспергаторах компании Борец [7] (предшественниками этой



Марина ПЕЩЕРЕНКО
ведущий математик ИТЦ
ДИР АО «Новомет-Пермь»,
к.ф.-м.н.



Сергей ПЕЩЕРЕНКО
начальник ИТЦ ДИР АО
«Новомет-Пермь», д.ф.-м.н.



Максим ПЕРЕЛЬМАН
генеральный директор
АО «Новомет-Пермь»

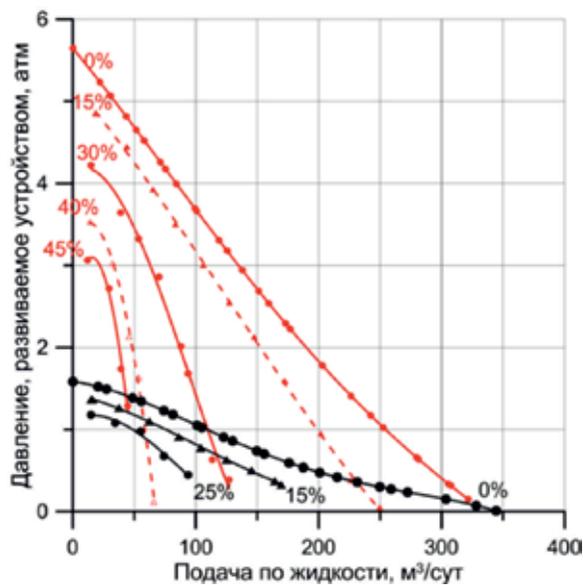


Рис. 1. Сборка из 4-х лабиринтных ступеней (черные кривые) и из 15-ти лабиринтных ступеней (красные линии)

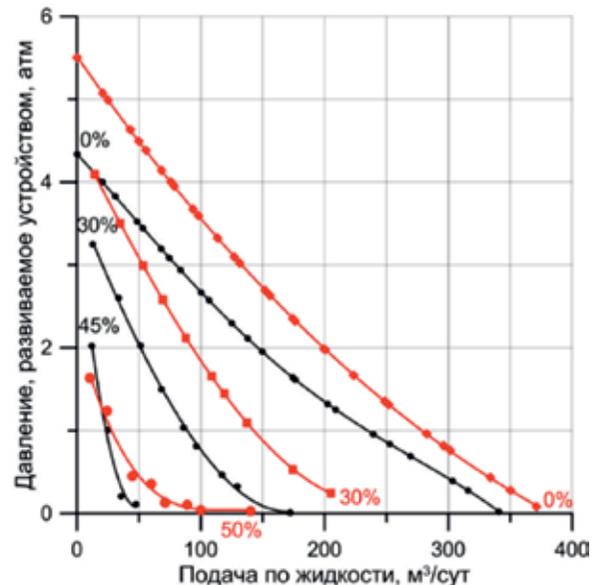


Рис. 2. Сборка 2 осевые + 7 лабиринтных ступеней (черные кривые); 4 осевые + 7 лабиринтных ступеней (красные линии)

конструкции можно считать диспергаторы [1]-[2], содержащие осевые ступени с направляющими аппаратами в виде радиально расположенных пластин, а также прорезями, делящими лопасти на части [8], каждую из которых можно рассматривать как отдельную лопасть, являющуюся продолжением предыдущей.

3. Диспергаторы на основе лабиринтных ступеней [9], состоящих из статора-втулки и ротора-винта, расположенного внутри статора-втулки, которые выпускаются компанией Новомет. Прототипом этого диспергатора послужила конструкция лабиринтного насоса [10]. Передача энергии от винта к жидкости происходит внутри ячеек, ограниченных с одной стороны двумя лопастями ротора, и с другой – двумя лопастями статора. На границах ячеек возникают значительные градиенты скорости, и, следовательно, диспергация ГЖС.

Общим недостатком диспергаторов на основе центробежных ступеней является сравнительно низкая предельная концентрация нерастворенного газа и большие объемные утечки.

Осевые ступени более устойчивы при работе с газом. Так, согласно [11], допустимое газосодержание для центробежных нефтяных насосов ~25%, диагональных ~35%, а осевых ~75%, что вполне объяснимо: в осевой ступени минимальна центробежная сепарация газа, поэтому пузырьки газа реже сталкиваются и укрупняются, меньше вероятность образования газовых пробок. Однако осевые ступени хуже диспергируют пузырьки газа по сравнению с центробежными из-за более широких проточных каналов. Поэтому диспергация ГЖС продолжается в первых ступенях основного центробежного насоса. Кроме того, многие осевые насосы имеют немонотонную зависимость напора от подачи, ограничивающую

их применение на малых подачах, в частности насос Poseidon компании Schlumberger [12].

Недостатком диспергаторов на основе лабиринтных ступеней является малая предельная подача. Допустимое газосодержание в лабиринтных ступенях сохраняется примерно на том же уровне, что и в осевых [13]. Дисперсность ГЖС на выходе из диспергатора достаточна для устойчивой работы основного центробежного насоса, т.к. ширина проточных каналов в лабиринтных и центробежных насосах примерно равная.

Изложенные соображения определили принципы конструирования новых диспергаторов [14]:

1. Дисперсность ГЖС должен обеспечивать блок лабиринтных ступеней, который необходимо расположить на выходе из диспергатора.
2. На больших подачах этот блок будет создавать гидравлическое сопротивление, поэтому перед ним следует поместить напорный блок, способный устойчиво работать на еще недиспергированной ГЖС.
3. Напорный блок должен состоять из осевых ступеней, спроектированных так, чтобы их напорно-расходная характеристика была монотонно падающей во всем диапазоне подач (это обеспечит устойчивую работу на ГЖС) [15].
4. Дополнительное увеличение устойчивой работы осевых ступеней напорного блока на ГЖС можно получить, выполнив сквозные отверстия вдоль входной кромки лопастей их рабочих колес [16].

Для подбора числа ступеней в диспергирующем и напорном блоках были проведены испытания различных компоновок. Ниже приведены несколько типичных примеров таких испытаний для диспер-

гатора 5 габарита. Испытания проводили на предложенной в [17], [18] модельной жидкости: – вода + ПАВ (0.05 % об. дисольвана 4411 в воде) + воздух, имитирующей малообводненную нефть. Давление на входе было 3 атм, частота вращения вала 2910 об/мин.

На рис. 1 приведен пример влияния числа лабиринтных ступеней диспергирующего блока на характеристику устройства при работе на ГЖС с разной концентрацией нерастворенного газа – черные кривые получены при испытании блока из 4-х лабиринтных ступеней, красные кривые – при испытании блока из 15-ти лабиринтных ступеней.

Из него видно, что при увеличении числа ступеней улучшается работа на ГЖС – помимо давления, развиваемого устройством, значительно возрастает также и предельно допустимая концентрация газа.

На рис. 2 приведен пример влияния длины напорного блока, состоящего из пакета осевых ступеней, на рабочую характеристику диспергатора. Видно, что с увеличением числа ступеней напорного блока (красные кривые) растет максимальная подача устройства при всех концентрациях нерастворенного газа.

Характеристики диспергаторов улучшаются при увеличении числа ступеней как диспергирующего, так и напорного блоков, но при этом растет длина и стоимость диспергатора. Поэтому длину диспергатора подбирали так, чтобы его рабочий диапазон подач полностью перекрывал диапазоны подач всех насосов центробежного типа в данном габарите. Поскольку из всех применяемых в настоящее время нефтяных ступеней именно центробежные ступени, проточный канал которых перпендикулярен оси вращения, имеют наименьшую величину критического газосодержания, то они более других подвержены влиянию нерастворенного газа и требуют тщатель-

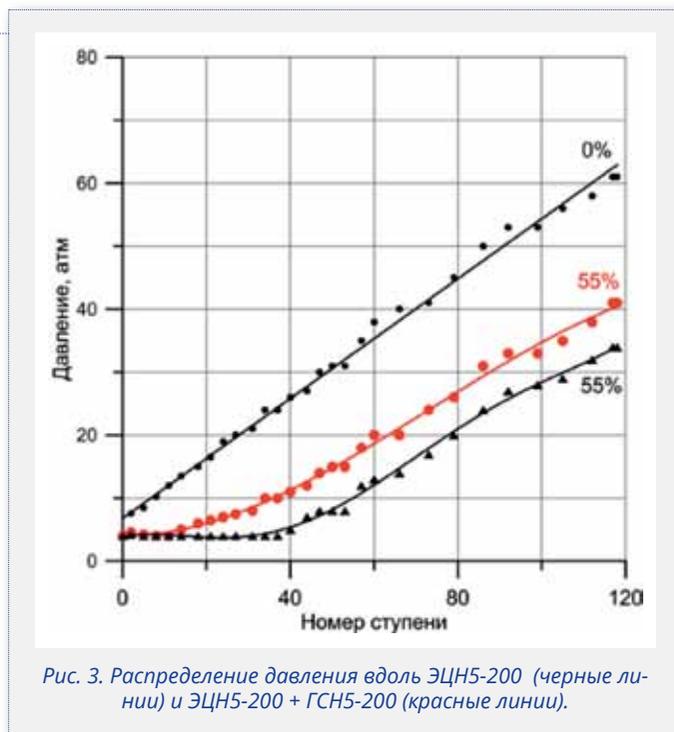


Рис. 3. Распределение давления вдоль ЭЦН5-200 (черные линии) и ЭЦН5-200 + ГСН5-200 (красные линии).

ной подготовки газожидкостной смеси для устойчивой работы насосной секции.

Для того, чтобы не путать разработанные диспергаторы, состоящие из блока напорных и блока диспергирующих ступеней, с давно выпускаемыми диспергаторами лабиринтного типа, для нового устройства было предложено название газостабилизатор. Таким образом, наряду с диспергаторами (ДН) и мультифазными осевыми насосами (МФОН) в линейке беспарационных предвключенных устройств для работы с газом появилось новое наименование "газостабилизатор", или сокращенно ГСН.

Рис. 3-5 иллюстрируют эффективность примене-

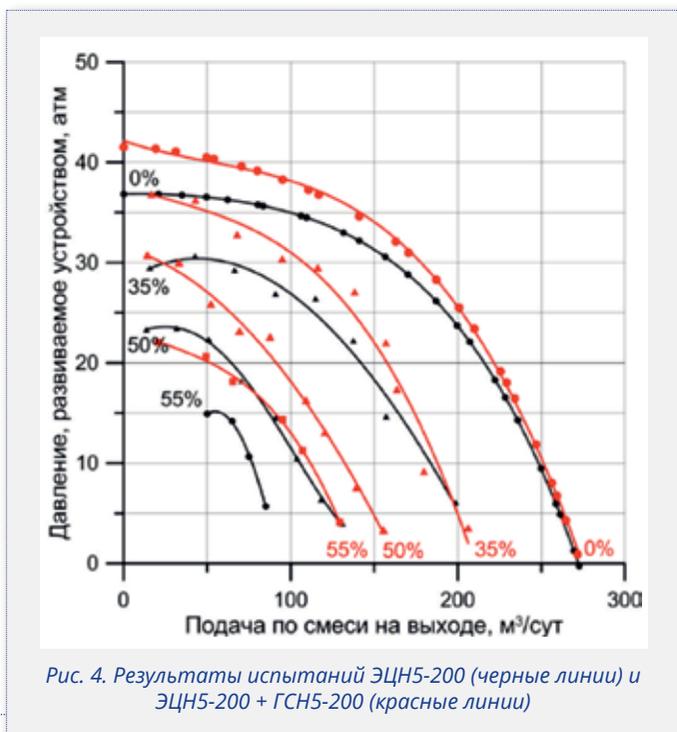


Рис. 4. Результаты испытаний ЭЦН5-200 (черные линии) и ЭЦН5-200 + ГСН5-200 (красные линии)

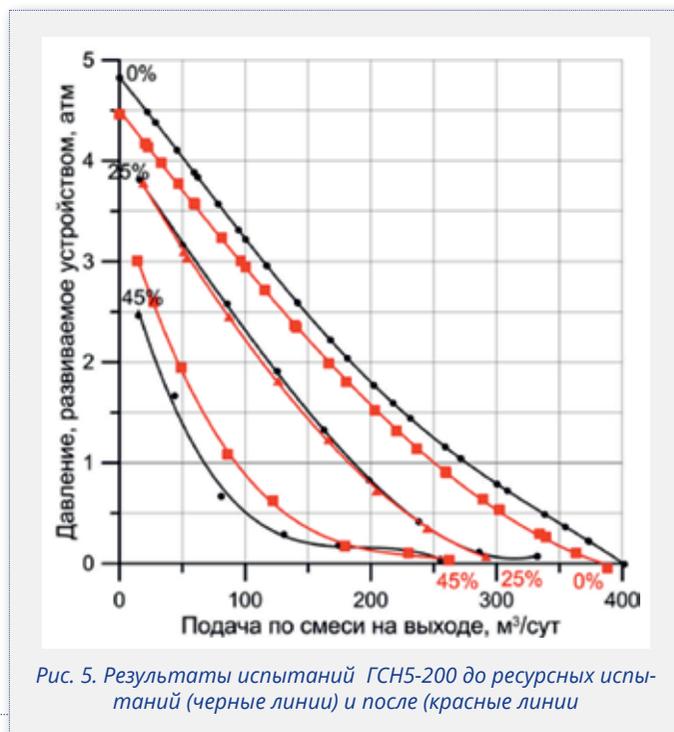


Рис. 5. Результаты испытаний ГСН5-200 до ресурсных испытаний (черные линии) и после (красные линии)

ния разработанного газостабилизатора 5 габарита ГСН5-200, на них приведены результаты испытаний 3-х метровой насосной секции ЭЦН5-200 на ГЖС с ПАВ при 2910 об/мин без каких-либо предвключенных устройств и с газостабилизатором.

На рис. 3 приведено распределение давления вдоль насоса ЭЦН5-200, давление на входе составляло 4 атм, начальная подача по жидкости 140 м³/сут. Видно, что при работе без газостабилизатора на ГЖС с 55% газа первые 40 ступеней не создают давления, а диспергируют ГЖС до нужного уровня дисперсности. При больших концентрациях газа секция не может работать – происходит срыв подачи. В случае же использования газостабилизатора (рис. 4) количество диспергирующих ступеней в основном насосе уменьшилось практически в 4 раза (10 первых ступеней секции не являются напорными), что привело к заметному росту давления, создаваемого всей секцией при работе на ГЖС.

Напорно-расходные характеристики собственно центробежного насоса без предвключенных устройств и этого же насоса с газостабилизатором приведены на рис. 4 (стр. 35). Видно, что при работе секции с ГСН исчезают завалы напорных кривых в левой зоне подач, приводящие к нестабильной работе насоса, возрастает напор и предельно допустимая концентрация газа, при которой насос работает устойчиво.

Также были проведены ресурсные испытания газостабилизатора на рабочей жидкости вода + кварцевый песок (смесь равных долей крупной (500-1000 мкм) и мелкой (20-30 мкм) фракции, концентрация песка 10 г/л). Рабочую жидкость заменяли на новую после каждого часа испытаний, общее время испытаний составило 4 часа.

На рис. 5 (стр. 35) приведены напорно-расходные характеристики газостабилизатора ГСН5-200 до и после абразивных испытаний. Видно, что цифры изменились незначительно: максимальная подача по ГЖС сохранилась, предельная концентрация нерастворенного газа осталась прежней. Давление, создаваемое диспергатором при 0% газа незначительно уменьшилось, а при максимальной концентрации 45% – несколько увеличилось. При промежуточных значениях концентрации газа – осталось без изменений.

Выводы

Проанализированы конструкция и способы измельчения газожидкостных смесей, применяемые в погружных диспергаторах, предложена их классификация. Сформулированы принципы конструирования и разработана линейка новых эффективных газостабилизаторов во 2А, 3, 5 и 5А габаритах, см. табл.1.

Таблица 1. Рабочие диапазоны подач диспергаторов

Устройство	Рабочий диапазон подач по ГЖС, м ³ /сут
ГСН2А-80	10-70
ГСН3-100	10-100
ГСН5-200	10-200
ГСН5А-225	10-300

Рабочие диапазоны новых диспергаторов приведены в таблице. Они перекрывают рабочие диапазоны всех центробежных насосов в каждом габарите.

Список литературы

1. Гафуров О.Г. Исследование особенностей эксплуатации погружными центробежными насосами нефтяных скважин, содержащих в продукции газовую фазу. – Дисс. канд. техн. наук. Уфа. 1972. – 148 с.
2. Репин Н.Н., Девликамов В.В., Юсупов О.М., Дьячук А.И. Технология механизированной добычи нефти. М. Недра. 1976. – 175 с.
3. Афанасьев В.А., Елизаров А.В., Максимов В.П. и др. Внедрение электропогружных центробежных насосных установок с диспергирующими устройствами на месторождениях Западной Сибири. // Нефтепромысловое дело. 1979. №12. С. 23-24.
4. Каплан Л.С., Семенов В.А., Разгоняев Н.Ф. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами. М. Недра. 1994. – 190 с.
5. United States Patent № 5628616, Downhole pumping system for recovering liquids and gas / Inventor Woon Y. Lee. – F04D 29/22; date of filing 2.12.96; date of publication 13.05.97.
6. Патент РФ № 2309297. Рабочее колесо погружного насоса, предназначенного для подъема газовых флюидов / Авт. изобр. Линь КАО – F04D 13/10, F04D 31/00, F04D 29/22; заявл. 04.03.2003; опубл. 27.10.2007, Бюл. № 30.
7. Каталог нефтепромыслового оборудования. М. ОАО «Борец». 2006.
8. United States Patent №5885058. Multiphase fluid pumping or compression device with blades of tandem design /Inventor R. Vilagines, C. Bratu, F. Spettel. – F04D 29/44; date of filing 30.12.96; date of a publication 23.03.99
9. Патент РФ № 2232301. Погружная насосная установка / Авт.изобр. Дроздов А.Н., Агеев Ш.Р., Денъгаев А.В. и др. – F04D 13/10, E 21 В 43/38; заявл. 24.04.2003; опубл. 10.07.2004
10. Голубев А.И. Лабиринтно-винтовые насосы и уплотнения для агрессивных сред. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1981 – 112 с.
11. Агеев Ш.Р., Григорян Е.Е., Макиенко Г.П. «Русские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение». Энциклопедический справочник. Пермь. ООО«Пресс-мастер», 2007. – 645 с.
12. Hirth V., Waygood R., Julstrom P., Miller J., Ossia S., Ollre C. Case Study - Performance Evaluation of a Helico-axial Multiphase Pump in a CO2 Flood. – 2005 ESP Workshop, Houston, Texas, 2005.
13. Анкудинов А.А. Расчет и проектирование осевых ступеней центробежного насоса. М. МГТУ им. Н.Э. Баумана. 2003. – 64 с.
14. Патент на полезную модель № 136503. Предвключенное устройство для обработки газожидкостной смеси / Авт. изобр. Пещеренко М.П., Пещеренко С.Н., Грачева О.Н. и др. – F04D 13/10, 31/10, заяв. 25.05.2012, опубл. 10.01.2014, Бюл. № 1.
15. Пещеренко М.П., Перельман О.М., Рабинович А.И., Каплан А.Л. Повышение эффективности эксплуатации УЭЦН путем применения мультифазных насосов. – Бурение и нефть, № 4, 2014 г, с. 56-60.
16. Патент № 2428588. Погружной мультифазный насос / Авт. изобр. Пещеренко М.П., Пещеренко С.Н., Кобыяков А.Е. и др. – F04D 13/10, 31/00, 3/02, заяв. 29.03.2010, опубл. 10.09.2011, Бюл. № 25.
17. Изревский И.В. Исследование влияния газовой фазы на характеристики многоступенчатого центробежного насоса при откачке газожидкостных смесей из скважин. – Дисс. ... канд. техн. наук. М., 1977. 192 с.
18. Багайкин С.Г. Исследование влияния свободного газа на работу центробежного насоса при перекачке газожидкостных смесей по промышленным трубопроводам. – Дисс. ... канд. техн. наук. Уфа., 1979. 160 с.

ТОНКОЕ ВЕНТИЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ

Новые ПВЭД для УЭЦН супермалого габарита



Дмитрий ГОРБУНОВ
ведущий инженер-конструктор
ОГК ДИР АО «Новомет-Пермь»

Задача освоения вентильных электродвигателей для УЭЦН средних и больших габаритов компанией НОВОМЕТ успешно выполнена. Сегодня количество этих машин, обладающих энергетическим потенциалом, не достижимым для асинхронных электродвигателей, превысило 25% от общего объема ПЭД. Первый погружной вентильный электродвигатель (ПВЭД) 117 габарита мощностью 400 кВт был изготовлен в 2006 году. За период до 2009 года освоена полная линейка мощностей ПВЭД (117 на 3000 и 6000 об/мин), и подготовлено серийное производство ПВЭД 81 габарита максимальной мощностью одной секции 80 кВт. До 2012 года линейку продукции компании дополнили вентильные двигатели в габаритах 130 и 185 мм.

В таблице представлены данные по эксплуатации указанных изделий с начала 2010 года, со времени массового запуска их в эксплуатацию. Установлено, что за два последних года средняя наработка ПВЭДН-117-3.0 с 315 суток увеличилась до 1071 суток, ПВЭДН-117-6.0 – с 256 до 761 сут. Высокий уровень наработок свидетельствует об успешности проекта по созданию вентильных двигателей в 117 габарите, – еще в 2010 году прогнозируемая конструкционная надёжность не превышала цифру в 1000 суток, сейчас же средняя наработка превзошла данный показатель.

Относительно небольшие наработки УЭЦН 3 габарита с приводом от ПВЭДН-81 можно объяснить большим количеством запущенных в эксплуатацию изделий за последний год и связанные с этим сроки. Еще в конце 2012 года было изготовлено менее 200 секций ПВЭДН-81, а к середине 2014 года данная цифра почти достигла восьми сотен. Результаты расчётов по методике оценки пилотных проектов подтверждают среднюю наработку УЭЦН 3 габарита в пределах 540 суток.

В декабре 2014 год на Самотлорском месторождении запущена установка УЭЦНЗ-160Э-2100/36-240 с первым секционным вентильным двигателем

Таблица 1

Вентильный электродвигатель	ПВЭДН-81 (6000 об/мин)	ПВЭДН-117 (3000 об/мин)	ПВЭДН-117 (6000 об/мин)	ПВЭДН-130 (3000 об/мин)	ПВЭДН-130 (6000 об/мин)	ПВЭДН-185 (3000 об/мин)
Данные на дату	22.07.2014	11.12.2014	11.12.2014	15.12.2014	15.12.2014	01.11.2014
Всего отгружено	773	632	204	83	2	1 (3)
Кол-во запусков	400	367	118	42	1	0
Отказы (конструкционные)	17	6	10	1	0	0
Средняя наработка	261	1071	761	301	367	0
Максимальная наработка	1177	1695	1276	822	367	0

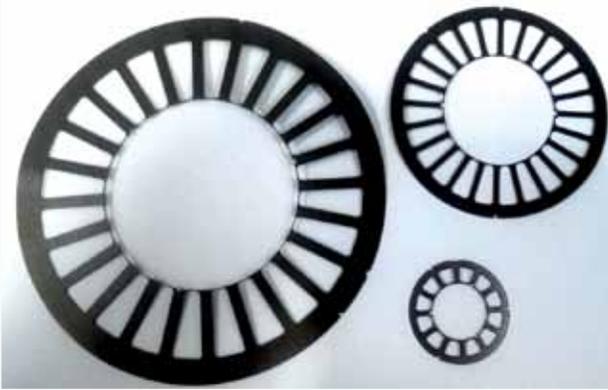


Рис. 1. Статорное железо



Рис. 2. Пакеты ротора

81 габарита мощностью 125 кВт. По состоянию на 13.01.2015 двигатель работает в номинальном режиме, наработка составляет 20 суток. Что касается двигателей 130 и 185 габаритов, то они являются новыми изделиями, и их наработки растут день ото дня.

Опыт освоения УЭЦН 3 габарита выявил большую потребность нефтяной отрасли в малогабаритных установках для скважин с малым дебитом добычи. В 2014 году компанией разработан вентильный двигатель для установки 2 габарита ЭЦН2-50-2000 с наружным диаметром корпуса ПВЭД 55 мм. Разработка уникальна, аналогов в мире не существует. Конструкторские и техно-

логические задачи, которые пришлось решать в процессе разработки, оказались значительно сложнее всех предыдущих. В настоящий момент опытный образец находится в стадии изготовления, предварительные операции сборки и обмотки статора прототипа проведены успешно. На рисунках 1 и 2 представлены листы статора трех двигателей 55, 117 и 185 габаритов, а также пакеты ротора двигателя ПВЭДН-185 и ПВЭДН-55. Данный двигатель является высокооборотным, его номинальная частота вращения составляет 8500 об/мин, максимальная – 10000 об/мин. При номинальной частоте мощность двигателя достигает 70 кВт при КПД 84%, а номинальный момент 80 Н*м. После изготовления двигателя 55 габарита вопрос о возможности создания ЭЦН для работы в колонне НКТ73 будет решен.

Установки 2 габарита позволят расширить область применения ЭЦН.



Рис. 3. Сборка вентильного двигателя 55 габарита



Рис. 4. Монтаж установки 2А габарита

УНИВЕРСАЛЬНАЯ СЕПАРАЦИОННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЦЕНТРОБЕЖНОГО ГАЗОСЕПАРАТОРА

В настоящее время центробежный газосепаратор является самым массовым предвключенным устройством, применяемым при добыче нефти, содержащей нерастворенный газ. Исчерпывающее описание его рабочих характеристик дают следующие зависимости: $k(Q, \beta_1, n)$, $\Delta p(Q, \beta_1, n)$ и $Q_2(Q, \beta_1, n)$, где β_1 , Q_1 и p_1 – концентрация газа, подача по жидкости и давление газожидкостной смеси на входе в газосепаратор, β_2 , Q_2 и p_2 – эти же величины на выходе из газосепаратора (перед насосом), $k = (\beta_1 - \beta_2) / \beta_1$ – коэффициент сепарации, а $\Delta p = p_2 - p_1$ – давление, создаваемое газосепаратором. Обычно $Q_2 \approx Q_1$, поэтому будем считать $Q_1 = Q_2 = Q$ и последнюю зависимость $Q_2(Q, \beta_1, n)$ можно исключить из рассмотрения.

Характеристику $\Delta p(Q, \beta_1, n)$ на практике используется только для задания рабочей области устройства: внутри нее газосепаратор должен создавать положительное давление, т.е. $\Delta p(Q, \beta_1, n) > 0$, чтобы газожидкостная смесь не могла втекать через его выкидные отверстия на вход ЭЦН. Величина Δp практического значения не имеет, поскольку давление, создаваемое газосепаратором, всегда много меньше давления, создаваемого основным насосом.

Следовательно, основной характеристикой газосепаратора является зависимость коэффициента сепарации от подачи по жидкости, концентрации газа на входе и частоты вращения вала: $k(Q, \beta_1, n)$. На практике обычно фиксируют два ее аргумента из трех и используют функции одной переменной [1], например: $k(\beta_1)$, $k(n)$, $k(Q)$ или $\beta_2(\beta_1)$, $\beta_2(n)$, $\beta_2(Q)$, и др. Такой подход создает неудобства, т.к. для описания рабочих характеристик газосепараторов приходится использовать большое число зависимостей.

Однако число аргументов функции $k(Q, \beta_1, n)$ можно уменьшить. Такая возможность видна уже хотя бы из того, что функция $k(Q, \beta_1, n)$ безразмерная, а две ее переменные: Q и n – размерные и потому могут входить в $k(Q, \beta_1, n)$ только в виде безразмерной комбинации. Целью данной работы стало нахождение общего вида функции $k(Q, \beta_1, n)$, удобного для представления экспериментальных данных.



Марина ПЕЩЕРЕНКО
ведущий математик ИТЦ
ДИР АО «Новомет-Пермь»,
к.ф.-м.н.



Сергей ПЕЩЕРЕНКО
начальник ИТЦ ДИР АО
«Новомет-Пермь», д.ф.-м.н.



Максим ПЕРЕЛЬМАН
генеральный директор
АО «Новомет-Пермь»

Методика испытаний и типичные экспериментальные данные

При работе газосепаратора концентрация газа на входе β_1 и подача по жидкости Q определяются не только притоком газа и жидкости из скважины:

- часть газа и жидкости сбрасывается в обсадную колонну через выкидные отверстия газосепаратора под давлением большим, чем на входе в газосепаратор, и поэтому может снова поступить на его приемную решетку;
- часть газа, пришедшего к приемной решетке, может не попасть внутрь газосепаратора из-за гравитационной сепарации.

Поэтому в методиках стендовых испытаний, имитирующих скважинные условия работы газосепараторов [2, 3], величины β_1 и Q условиями испытаний,

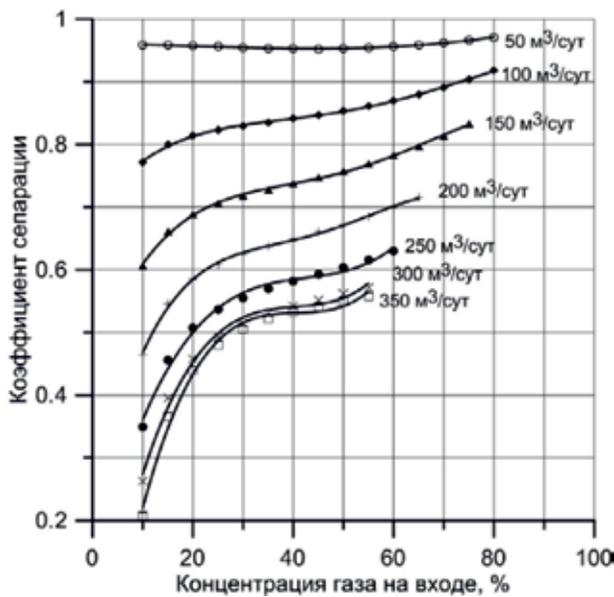


Рис. 1. Зависимость k от β , при 2910 об/мин и различных значениях Q

строго говоря, не задавались, и работа газосепаратора контролировалась не полностью.

Для решения этой проблемы в [4] было предложено отказаться от имитации скважинных условий. Решалась только задача измерения сепарационных характеристик, для чего между входной решеткой газосепаратора и его выкидными отверстиями устанавливали мембрану, делающую невозможным перетекание жидкости и газа из выкидных отверстий на вход, а также гравитационную сепарацию газа на входе в газосепаратор. Однако давление на входе в газосепаратор p_1 и на выходе из его выкидных отверстий p_2 не контролировали и не регулировали, хотя их разница $p_2 - p_1 = \Delta p$ — это давление, создаваемое газосепаратором, т.е. они взаимосвязаны. Поэтому в наших испытаниях (см. также [5]), давление p_2 поддерживалось равным $p_1 + \Delta p$.

Измеряли зависимость k от β_1 и Q при различных частотах вращения вала: 2320, 2910, 3500, 4080 и 4650 об/мин. Типичный вид экспериментальных данных приведен на рис. 1 (для газосепаратора ГС5А-250 [6]).

Нахождение общего вида сепарационной характеристики

Будем считать, что сепарация газожидкостной смеси (ГЖС) определяется числом оборотов пузырьков газа вокруг вала газосепаратора за время t прохождения пузырьком сепарационного узла. По порядку величины $t \sim L/u_g$, где L — длина проточных каналов, $u_g \sim Q_g/S$ — средняя скорость движения пузырьков газа, Q_g — подача по газу, S — площадь проточных каналов, тогда $t \sim LS/Q_g$.

Подачу по газу выразим через подачу по ГЖС: $Q_{cm} = Q + Q_g$. Поскольку по определению: $\beta = Q_g / Q_{cm}$, то $Q_g = \beta Q_{cm}$, и

$$t \sim \frac{LS}{\beta Q_{cm}} \sim \frac{V}{\beta Q_{cm}}, \quad (1)$$

где учли, что произведение длины L и площади поперечного сечения S пропорционально V — объему сепарационного узла газосепаратора.

Число оборотов, совершаемых пузырьком газа вокруг вала, равно произведению t на n , т.е. пропорционально $x = Vn / \beta Q_{cm}$, следовательно:

$$k = k\left(\frac{Vn}{\beta Q_{cm}}, \beta\right) = k(x, \beta), \quad (2)$$

Недостатком функции $k(Vn / \beta Q_{cm}, \beta)$ является то, что ее аргументы содержат объемную концентрацию газа β , которая меняется (хотя эти изменения небольшие, поскольку обычно давление, создаваемое газосепаратором, много меньше входного давления) при движении ГЖС внутри газосепаратора, т.е. $\beta = \beta(\beta_1, l)$, l — расстояние, пройденное пузырьком от входа в газосепаратор. Поскольку эта зависимость слабая, будем считать, что β пропорциональна β_1 и заменим β на β_1 .

Зависимость k от x определяется не только действием центробежных сил, но и формированием отрывных течений в проточных каналах с образованием вихрей. Происходит это так: скорость жидкости вблизи твердых поверхностей проточного

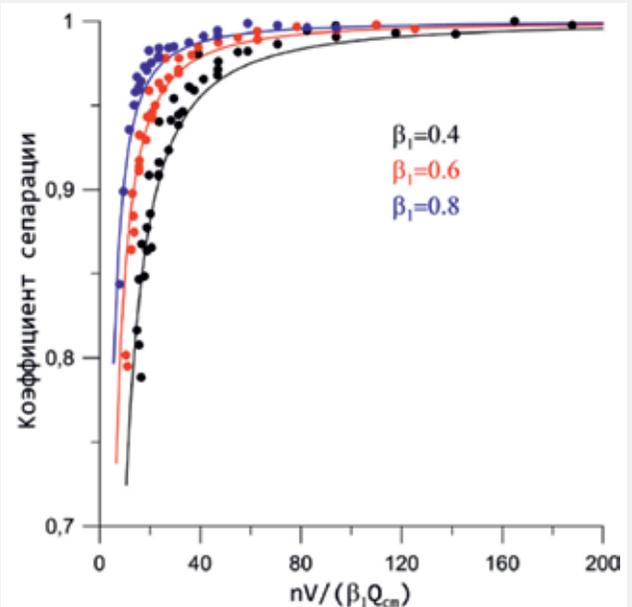


Рис. 2. Аппроксимация зависимости коэффициента сепарации газосепаратора ГС5А-250 от x при разных значениях β_1 ($a = 1.802$, $b = 1.458$, $c = 1,864$)

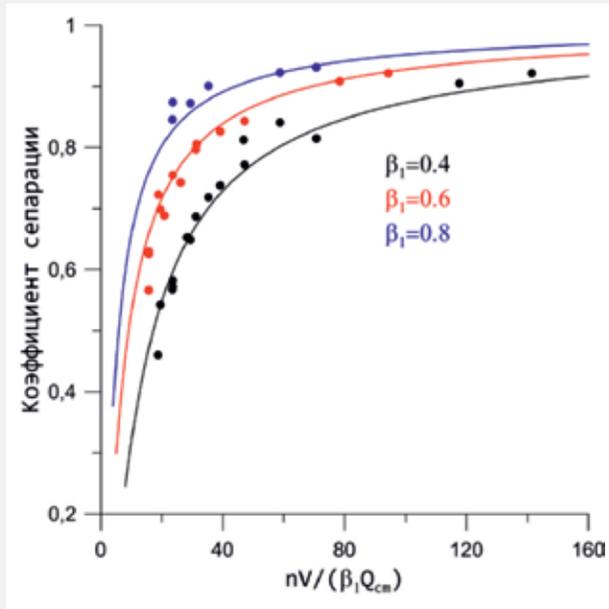


Рис. 3. Аппроксимация зависимости коэффициента сепарации газосепаратора ГН5А-350 от x при разных значениях β_1 ($a = 2.556, b = 0.927, c = 1.453$)

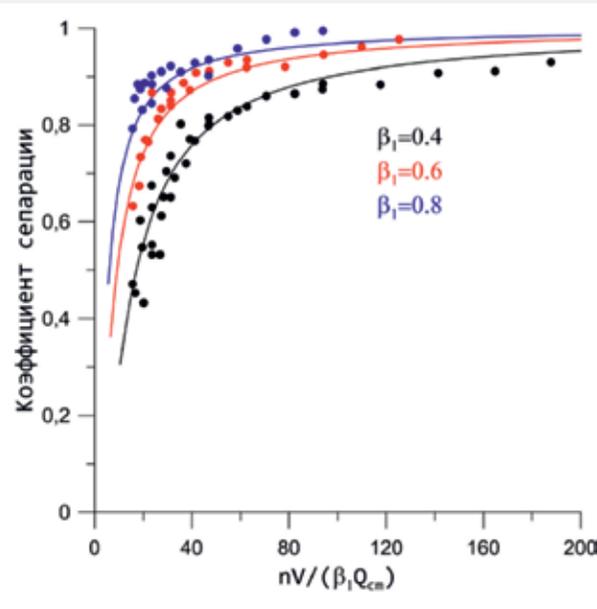


Рис. 4. Аппроксимация зависимости коэффициента сепарации газосепаратора ГН5А-500 от x при разных значениях β_1 ($a = 3.301, b = 1.088, c = 1.675$)

канала уменьшается по мере продвижения жидкости вдоль канала. Поэтому, согласно теореме Бернулли, нарастает давление в пограничном слое вблизи поверхностей. Градиент этого давления направлен против направления скорости, что приводит к образованию возвратных течений и вихрей. Чем выше скорость жидкости, тем ближе к началу проточного канала образуются вихри. Они являются ловушками для пузырьков, поэтому затрудняют сепарацию.

При фиксированном β_1 функция (2) должна иметь следующие очевидные свойства:

1. $k(x = 0, \beta_1)$, т.к. $x = 0$ эквивалентно $n = 0$ или $Q_{cm} = \infty$;
2. $k(x = \infty, \beta_1)$, т.к. $x = 1$ эквивалентно $n = \infty$ или $Q_{cm} = 0$, т.е. ГЖС не прокачивается сквозь газосепаратор, время сепарации бесконечно.

Была предложена следующая аппроксимационная функция, обладающая перечисленными свойствами:

$$k = e^{-\frac{a(\beta_1)}{x^b}} = e^{-\frac{a(\beta_1)}{(Vn/\beta_1 Q_{cm})^b}}, \quad (3)$$

где $a(\beta_1) > 0$ и $b > 0$.

Из экспериментальных данных, представленных на рис. 1, следует, что $k(x = const, \beta_1 = 0) = 0$, а значит $a(\beta_1 = 0) = -\infty$ и можно предложить следующую аппроксимацию зависимости $a(\beta_1)$: $a(\beta_1) = a/\beta_1^c$, где $a, c > 0$. Поэтому:

$$k = e^{-\frac{a}{x^b \beta_1^c}}, \quad (4)$$

Чтобы понять причину роста коэффициента сепарации при увеличении β_1 , запишем уравнение для радиального перемещения сферического газового пузырька в сепараторе:

$$\frac{4}{3} \pi r^3 \rho \frac{d^2 R}{dt^2} = 6 \pi r \eta \frac{dR}{dt} - \frac{4}{3} \pi r^3 (\rho_f - \rho) \omega^2 R - \frac{2}{3} \pi r^3 \rho_f \left(\frac{d^2 R}{dt^2} - w \right), \quad (5)$$

где R – расстояние от оси вращения, r – радиус пузырька, η – динамическая вязкость, ρ и ρ_f – плотность газа и жидкости соответственно, ω – частота вращения вала, w – ускорение жидкости в точке нахождения пузырька.

Первое слагаемое в правой части уравнения (5) описывает трение пузырька о жидкость (использовали модель Стокса [7]).

Второе слагаемое в (5) описывает действие поля давлений, создаваемого центробежной силой (центробежное ускорение равно $\omega^2 R$).

Третье слагаемое описывает движение жидкости, увлекаемой пузырьком при его движении [7].

Поскольку $\rho \sim 10^{-3} \rho_f$, т.е. $\rho \ll \rho_f$ можно пренебречь выражением, стоящим в левой части (5), а также можно считать, что пузырек газа не проскальзывает относительно окружающей его жидкости и $d^2 R/dt^2 \approx w$, тогда из (5) следует:

$$\frac{dR}{dt} = \frac{2}{9} \frac{\omega^2 R}{\nu} r^2, \quad (6)$$

откуда видно, что скорость пузырька уменьшается по мере его приближения к оси вращения (линейная зависимость), а крупные пузырьки движутся существенно быстрее мелких (квадратичная зависимость).

Следовательно, крупные пузырьки догоняют мелкие, сталкиваются и объединяются с ними, что ускоряет сепарацию, поэтому функция $k(\beta_1)$ – монотонно возрастающая, см. рис. 1 на стр. 38.

Экспериментальная проверка предложенной сепарационной характеристики

Была выполнена аппроксимация экспериментальных данных, полученных для газосепараторов ГН5А-250, ГН5А-350 и ГН5А-500 [6] зависимостью $k = k(Vn / \beta_1 Q_{cm}, \beta_1)$ при варьировании Q_{cm} , n и β_1 . Подачу по смеси Q_{cm} варьировали в пределах рабочих зон газосепараторов, n – от 2320 до 4650 об/мин (см. выше), β_1 – от 0.1 до 0.8.

Средняя относительная ошибка аппроксимации составила ~2% для ГН5А-250, ~10% для ГН5А-350 и ~6% для ГН5А-500. Все три газосепаратора имели разные конструкции. ГН5А-250 состоял из шнека постоянного шага, кавернообразующего колеса и барабана [8]. Основу конструкции ГН5А-350 составлял геликоидальный шнек [9], а ГН5А-500 – геликоидальный шнек и одна напорная осевая ступень [10].

Примеры аппроксимации экспериментальных данных зависимостью (4) представлены на рис. 2-5. Видно, что предложенная зависимость в целом согласуется с экспериментальными данными.

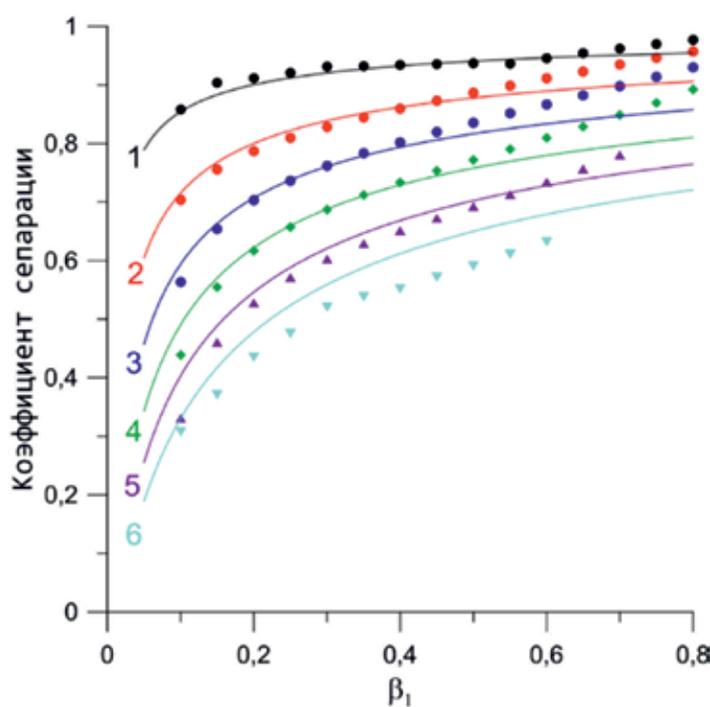


Рис. 5. Аппроксимация зависимости коэффициента сепарации газосепаратора ГН5А-500 от β_1 при фиксированных значениях $n = 3500$ об/мин и Q : $Q_1 = 50$, $Q_2 = 100$, $Q_3 = 150$, $Q_4 = 200$, $Q_5 = 250$, $Q_6 = 300$ м³/сут.

Выводы

1. Выполнен анализ процесса сепарации и показано, что коэффициент сепарации является функцией двух безразмерных переменных $x = Vn / \beta_1 Q_{cm}$ и β_1 , т.е. $k = k(x, \beta_1)$.
2. Показано, что $k = k(x, \beta_1)$ монотонно возрастающая по x и β_1 и предложена ее аппроксимация функцией $k(x, \beta_1) = \exp(-a/x^b \beta_1^c)$, имеющая правильные предельные значения при $x = 0$, $\beta_1 = 0$, $x = \infty$.
3. Проведена аппроксимация экспериментальных данных, полученных при испытаниях трех газосепараторов различных конструкций, и показано, что средняя ошибка аппроксимации не превысила 10%.

Список литературы

1. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях. М. МАКС Пресс. 2008. – 312 с.
2. Патент РФ №2075656 Способ испытаний гидравлических машин и электродвигателей к ним и стенд для его осуществления/Авт. изобр. Дроздов А.Н., Демьянова Л.А. М. кл. F 04 D 13/10, F 04 F5/54, F 04 B51/00 заявл. 14.03.1995, опублик. 20.03.1997, Б.И. № 8.
3. Патент РФ №2398205. Способ испытания газосепараторов погружных электронасосных агрегатов для добычи нефти и автоматизированный стенд для его осуществления/Авт. изобр. М.А.Кудинов, П.В.Мочалов, А.А. Шульга, А.Ф.Шульга; МПК7 G01M19/00, F04D13/10. Патентообладатель ЦЕНТР РАЗРАБОТКИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ. – заявл.17.09.08; опублик. 27.08.10, Бюл. № 24.
4. Патент РФ №2425254. Способ гидравлических испытаний газосепараторов насосных установок для подачи пластовой жидкости/ Авт. изобр. В.А.Калан, В.И.Петров, Г.А.Исаев, А.В.Трулев; МПК7 F04D13/10. Патентообладатель ОАО «АЛНАС». – заявл. 18.09.09; опублик. 27.07.11, Бюл. № 21.
5. Островский В.Г., Перельман М.О., Пещеренко С.Н. Способ испытаний газосепараторов на газожидкостных средах и стенд для его осуществления// Патент РФ № 2531090. Опублик. 20.10.2014. Бюл. № 29.
6. Каталог продукции АО «Новомет-Пермь».
7. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Гидродинамика. М: Наука. 1986. 736с.
8. Патент РФ № 2233202. Способ откачки газожидкостной смеси из скважины и погружная насосная установка для его осуществления/ Авт. изобр. Дроздов А.Н., Азеев Ш.Р., Деньгаев А.В. и др. – М. кл. F 04 D 13/10 заявл. 10.02.2003, опублик. 10.07.2004., Б.И. № 19.
9. Патент РФ № 2379500. Абразивостойкий центробежный газосепаратор/ Авт. изобр. Пещеренко С.Н., Пещеренко М.П., Перельман М.О. и др. – М. кл. E21D 43/38, заявл. 03.03.2008, опублик. 20.01.2010, Б.И. №2.
10. Патент РФ № 2363842. Абразивостойкий газосепаратор/ Авт. изобр. Пещеренко С.Н., Пещеренко М.П., Перельман М.О. и др. – М. кл. E21D 43/38, заявл. 03.03.2008, опублик. 10.08.2009, Б.И. №22.

614065, Пермь, Ш.Космонавтов, 395. Отдел реализации продукции: Тел. (342) 296 21 43. E-mail: sibiryakova@novomet.ru www.novomet.ru

ТОВАРНЫЕ ГРУППЫ	ТОВАРНАЯ НОМЕНКЛАТУРА
Насосы и насосные секции	Базовое исполнение
	Износостойкое исполнение
	Коррозионостойкое исполнение
	Износостойкое коррозионостойкое исполнение
Ступени по отдельным заказам	Порошковые
	Литые
Гидрозащиты	Гидрозащиты серийные
	Гидрозащиты модульные
Погружное оборудование для работы с повышенным газовым фактором	Газосепараторы
	Газосепараторы-диспергаторы
	Диспергаторы
Мультифазные насосы	Мультифазные насосы
Погружные электродвигатели (ПЭД)	ПЭД асинхронные
	ПЭД асинхронные компаудированные
	ПЭД вентильные компаудированные
Кожухи к ПЭД	Кожухи к ПЭД
Кабельная продукция	Кабель
	Кабельная линия
	Кабельный удлинитель
Электрооборудование	Системы телеметрии
	Станции управления
Модули входные	Модули входные
Клапаны	Клапаны обратные шариковые
	Клапаны обратные тарельчатые
	Клапаны спускные
Шламоуловители	Шламоуловители верхние
	Шламоуловители нижние
Фильтры погружные	Фильтры входные с пенометаллическим фильтрэлементом (ВФ)
	Щелевые фильтры (ЖНШ)
	Скважинные пенометаллические фильтры (СПМФ)
	Скважинные щелевые фильтры (ФСЩ)
	Контейнеры скважинные: с твердым (КСТР) и капсулированным (КСКР) реагентом
	Сепаратор механических примесей (ПСМ)
Наземные мобильные фильтры	Наземные мобильные фильтры ДуоФло для фильтрации технических жидкостей глушения
Системы поддержания пластового давления (ППД)	Системы ППД в шурфовом исполнении с погружным приводом
	Системы ППД в шурфовом исполнении с наземным приводом
	Системы ППД в горизонтальном исполнении с открытой насосной установкой
	Блочные насосные станции (БНС)
Фильтры для систем ППД	Фильтры для нагнетательных скважин (ФНСБ)
	Фильтры на воду самоочищающиеся в блочном исполнении (ФВСБ)
	Сепаратор механических примесей наземный
Насосы струйные	Насосы струйные, работающие по технологической схеме «Тандем»
Протектолайзеры	Протектолайзеры
Элеваторы монтажные	Элеваторы монтажные
Стенды тестирования оборудования	Стенд приемо-сдаточных испытаний ПЭД в режиме холостого хода
	Стенд приемо-сдаточных и периодических испытаний ПЭД с нагрузкой до 160 кВт
	Стенд испытаний Гидрозащит
	Горизонтальный стенд испытания насосных секций
	Стенд испытания кабельных изделий

614065, Пермь, Ш.Космонавтов, 395. Отдел реализации продукции: Тел. (342) 296 21 43. E-mail: sibiryakova@novomet.ru www.novomet.ru

ТОВАРНЫЕ ГРУППЫ	ТОВАРНАЯ НОМЕНКЛАТУРА
Прочие стенды	Горизонтальный стенд испытания ступеней погружных центробежных электронасосов
	Стенд вакуумного заполнения маслом ПЭД
	Шкаф токовой сушки статоров
	Стенд вакуумной сушки статоров
	Стенд для разборки секций ПЭД
	Стенд для сборки секций ПЭД
	Стенд мойки статоров ПЭД
	Стенд механизированной мойки статоров ПЭД
	Стенд мойки валов ПЭД
	Склад-штабеллер
	Стенд консервации насосов
	Стенд внутренней мойки насосов
	Стенд наружной мойки щелевого типа
	Стенд сборки насосных секций
	Стеллаж для хранения валов
Стеллаж для хранения труб	
Пресс для запрессовки и распрессовки статоров ПЭД	
Запчасти	Запчасти и комплектующие для ремонта и модернизации выпускаемого оборудования
Сервисные услуги	Услуги по обслуживанию и ремонту выпускаемого оборудования

ТИПОРАЗМЕРЫ УСТАНОВОК {обычные ступени}

Условный габарит	Подача, м³/сут																									
4			20	30			50			80			160	200												
5	15	20	25	30	35	44	50	59	79	80	100	125		200					500							
5А			25	34	35		50				100	124	159	199	200	240	280	400	500	700						
6																			800	1000	1250					
6А											130				250											
8																		500	750	1000	1600	2000	2500	3000	4000	
9																									5000	6300

 порошковые ступени
 литые ступени
50 50 серийные установки
80 160 подготовка производства

ПОГРУЖНЫЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ

Наименование	Диапазон мощностей, кВт		
	Односекционные	Двухсекционные	Трехсекционные
ПВЭД 81 (вентильный)	14-100	подготовка производства	в разработке
ПЭД 96	16-32	45-56	70-100
ПЭД 103	16-80	70-160	180-210
ПЭД 117	8-125	125-250	270-350
ПВЭД 117 (вентильный)	22-400	подготовка производства	в разработке
ПЭД 130	32-145	180-300	350-450
ПЭД 143	63-200	200-400	600 (в разработке)
ПЭД 185	100-400	450-850	в разработке
ПВЭД 130 (вентильный)	32-465	в разработке	в разработке
ПВЭД 185 (вентильный)	60-800	в разработке	в разработке

ГИДРОЗАЩИТЫ

Наименование	Максим. мощность двигателя, кВт	Максим. допустимая нагрузка на пяту, кг
ГЗН-81	80	480
ГЗН-86	63	560
2ГЗН-86	100	560
ГЗН-92	80	680
2ГЗН-92	200	680
ГЗН-103	125	930
2ГЗН-103	300/350	930
ГЗН-114	450	1200
ГЗН-123	450	1380
ГЗН-136	600	1600
ГЗН-172	850	2700

Энергоэффективные ступени

Габарит 2А

		Ступень 20 м³/сут. КПД = 44% (ПМ)				Ступень 30 м³/сут. КПД = 49% (ПМ)				Ступень 50 м³/сут. КПД = 61% (ПМ)				Ступень 100 м³/сут. КПД = 57% (ЛВМ)			
Q м³/сут	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	80	100	125	160	180	200
п об/мин	2910	3640	4365	5090	5820	3855	4280	5140	5565	3490	4070	4660	5820	3640	4660	5240	5820
Тип сборки	пл	пл	пл	пл	пл	пак	пак	пак	пак	пак	пак	пак	пак	комп	комп	комп	комп

Габарит 3

		Ступень 25 м³/сут. КПД = 39% (ПМ)				Ступень 40 м³/сут. КПД = 51% (ПМ)				Ступень 80 м³/сут. КПД = 58% (ПМ)				Ступень 140 м³/сут. КПД=64%(ЛВМ)				Ступень 200 м³/сут. КПД = 61%(ЛВМ)					
Q м³/сут	25	30	35	40	45	50	55	60	70	80	100	125	140	160	180	200	250	280	300	320	350	400	
п об/мин	2700	3240	3780	4320	3200	3920	4280	5000	5700	3230	4040	4530	5170	3740	4160	5200	5820	4660	5090	5820	4660	5090	5820
Тип сборки	пак	пак	пак	пак	пак	пл	пл	пл	пл	пак	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп

Габарит 5А

		Ступень 20 м³/сут. КПД = 48% (ПМ+ЛВМ)				Ступень 35 м³/сут. КПД = 62% (ПМ+ЛВМ)				Ступень 80 м³/сут. КПД=65%(ПМ+ЛВМ)				Ступень 140 м³/сут. КПД = 65% (ПМ)				Ступень 160 м³/сут. КПД = 68% (ПМ)				Ступень 210 м³/сут. КПД = 61% (ЛВМ)				Ступень 320 м³/сут. КПД = 67% (ЛВМ)				Ступень 400 м³/сут. КПД = 66% (ЛВМ)			
Q м³/сут	20	25	30	35	40	45	50	55	60	70	80	100	110	120	130	140	160	180	200	220	250	260	320*	400	500	500	600	700					
п об/мин	2910	3640	4370	5100	3350	3750	4160	3900	4280	4660	5060	2910	3330	3740	4160	4570	4000	4530	4730	2910	3470	2910	3640	4550	3640	4365	5090						
Тип сборки	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп				

Габарит 7А

		Ступень 25 м³/сут. КПД = 49% (ПМ+ЛВМ)				Ступень 35 м³/сут. КПД = 55% (ПМ+ЛВМ)				Ступень 50 м³/сут. КПД = 62% (ПМ+ЛВМ)				Ступень 100 м³/сут. КПД=69% (ЛВМ)				Ступень 180 м³/сут. КПД = 67% (ПМ)				Ступень 225 м³/сут. КПД = 68% (ПМ)				Ступень 320 м³/сут. КПД = 72% (ЛВМ)				Ступень 410 м³/сут. КПД = 73% (ЛВМ)				Ступень 500 м³/сут. КПД = 70% (ЛВМ)			
Q м³/сут	25	30	35	40	45	50	55	60	70	80	90	100	100	125	140	160	180*	200	225*	250	280	320	400	400	500	500*	600	700	800								
п об/мин	2910	3490	4070	4660	2910	3325	4160	4990	4070	4660	5240	5820	2910	3640	4070	4660	2910	3230	3640	4040	4530	2910	4140	5170	2910	4370	4080	4660									
Тип сборки	пл	пл	пл	пл	пл	пак	пак	пак	пак	пак	пак	пак	пак	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп								

Габарит 8

		Ступень 300 м³/сут. КПД = 67% (ПМ)				Ступень 500 м³/сут. КПД = 70% (ПМ)				Ступень 650 м³/сут. КПД = 69% (ЛВМ)				Ступень 750 м³/сут. КПД = 78% (ЛВМ)				Ступень 1000 м³/сут. КПД=78%(ЛВМ)				Ступень 1600 м³/сут. КПД = 77% (ЛВМ)						
Q м³/сут	300	320	360	400	450	500	600	700	700	800	900	800	900	1000	1000	1250	1600	1800	2000	2200	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400
п об/мин	2910	3110	3500	3880	2910	3500	4080	3140	3590	4030	3110	3500	3880	3640	4660	3640	4660	3270	3640	4000	4370	4370	4370	4370	4370	4370	4370	4370
Тип сборки	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп

Габарит 16

		Ступень 750 м³/сут. КПД = 74.7% (ЛВМ)				Ступень 1000 м³/сут. КПД = 74% (ЛВМ)				Ступень 1600 м³/сут. КПД = 76% (ЛВМ)				Ступень 2000 м³/сут. КПД = 75% (ЛВМ)				Ступень 2500 м³/сут. КПД = 74% (ЛВМ)										
Q м³/сут	750	1000	1000	1250	1600	1800	2000	2200	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
п об/мин	2910	3880	2910	3640	2910	3280	2910	3200	3640	2910	3200	3640	2910	3200	3640	2910	3200	3640	2910	3200	3640	2910	3200	3640	2910	3200	3640	2910
Тип сборки	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп	комп

Габарит 16

		Ступень 1600 м³/сут. КПД = 74% (ЛВМ)			
Q м³/сут	1600	2000	2910	3640	3640
п об/мин	2910	3640	2910	3640	3640
Тип сборки	комп	комп	комп	комп	комп

Тип сборки - Допускается для продаж - Испытана только ступень * Допускается для продаж только по спец. требованию заказчика

ЩЕЛЕВЫЕ ФИЛЬТРЫ ЖНШ				
Наименование	Диаметр вала, мм	Наружный диаметр, мм	Макс. пропускная способность, м ³ /сут	Тонкость фильтрации, мкм
ЖНШ5-3	17, 20	92	75	100
ЖНШ5-4			100	
ЖНШ5-5			120	
ЖНШ5-6			145	
ЖНШ5-7(3+4)			175	
ЖНШ5-8(4+4)			200	
ЖНШ5-9(4+5)			220	
ЖНШ5-10(5+5)			240	
ЖНШ5-11(5+6)			265	
ЖНШ5-12(6+6)			290	
ЖНШ5А-3	20,22	103	80	
ЖНШ5А-4			105	
ЖНШ5А-5			130	
ЖНШ5А-6			160	
ЖНШ5А-7(3+4)			185	
ЖНШ5А-8(4+4)			210	
ЖНШ5А-9(4+5)			235	
ЖНШ5А-10(5+5)			260	
ЖНШ5А-11(5+6)			290	
ЖНШ5А-12(6+6)			320	
ЖНШ5-3	17,20	92	115	200
ЖНШ5-4			150	
ЖНШ5-5			180	
ЖНШ5-6			220	
ЖНШ5-7(3+4)			265	
ЖНШ5-8(4+4)			300	
ЖНШ5-9(4+5)			330	
ЖНШ5-10(5+5)			360	
ЖНШ5-11(5+6)			400	
ЖНШ5-12(6+6)			440	
ЖНШ5А-3	20,22	103	120	
ЖНШ5А-4			160	
ЖНШ5А-5			200	
ЖНШ5А-6			240	
ЖНШ5А-7(3+4)			280	
ЖНШ5А-8(4+4)			320	
ЖНШ5А-9(4+5)			360	
ЖНШ5А-10(5+5)			400	
ЖНШ5А-11(5+6)			440	
ЖНШ5А-12(6+6)			480	

ГАЗОСЕПАРАТОРЫ, ГАЗОСЕПАРАТОРЫ-ДИСПЕРГАТОРЫ, ДИСПЕРГАТОРЫ, ГАЗОСТАБИЛИЗАТОР					
Наименование	Диапазон подач, м ³ /сут		Наименование	Диапазон подач, м ³ /сут	
Газосепаратор	ГН2А-100	10...100	Диспергатор	ДН3-40	10...50
	ГН4-250	15...250		ДН5-250	15...350
	ГН5-200	25...200		ДН5А-250	15...350
	ГН5А-350	25...350		ДН5А-700	70...800
	ГН5А-500	70...500	Газостабилизатор	ГСН2А-80	10...125
	ГН7А-750	200...750		ГСН3-100	10...120
Газосепаратор-диспергатор	ГДН5-200	25...200		ГСН5-200	15...250
	ГДН5А-350	25...350		ГСН5А-225	25...320
				ГСН5А-700	200...700



ГРУППА КОМПАНИЙ
НОВОМЕТ®

СЕРВИСНЫЕ УСЛУГИ | ПРОКАТ ЭЛЕКТРОПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ | СУПЕРВАЙЗИНГ



-  **Сеть сервисных центров, охватывающих Россию, страны ближнего и дальнего зарубежья**
-  **Комплексный сервис УЭЦН – от подбора до капитального ремонта**
-  **Решение уникальных задач Заказчика**
(разработка и обслуживание оборудования для особо сложных условий)
-  **Реализация энергоэффективных проектов, направленных на снижение себестоимости добычи нефти**
-  **Выполнение работ за рамками стандартных договоров на обслуживание** (изоляция негерметичности колонны, исследование скважин, химический анализ проб пластовой жидкости и т. д.)



РОССИЯ, 614065, ПЕРМЬ, ШОССЕ КОСМОНАВТОВ, 395
ТЕЛ: (342) 294 60 83
E-MAIL: SERVICE@NOVOMET.RU, WWW.NOVOMET.RU



ГРУППА КОМПАНИЙ
НОВОМЕТ®



Оборудование для систем ППД



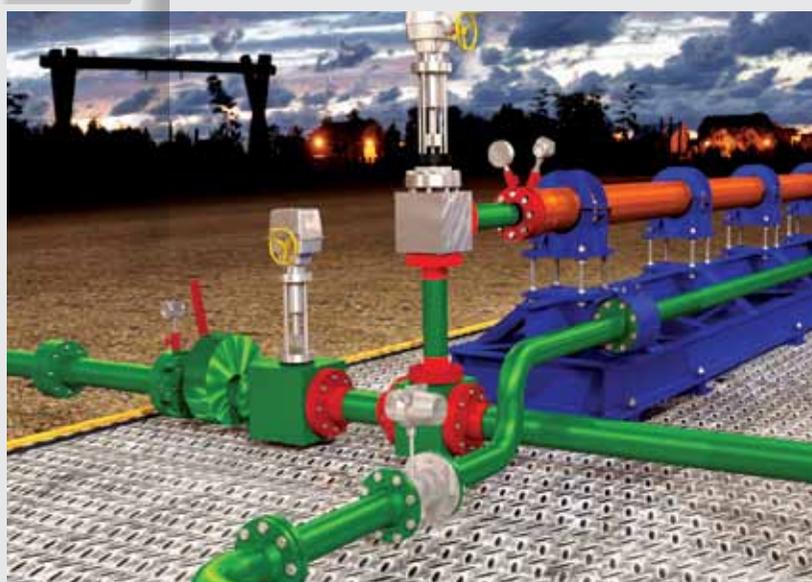
Максимальный КПД благодаря применению высокоэффективного насосного оборудования и частотно-дрессельного регулирования



Широкий диапазон входного давления: от 0,05 до 21,0 МПа



Модульная конструкция, позволяющая транспортировать оборудование авто- и ж/д транспортом при максимальной готовности к запуску



Все оборудование испытано на полигоне с имитацией реальных условий подачи и закачки жидкости

Гарантийное и постгарантийное обслуживание, сервис

www.novomet.ru