

КОРПОРАТИВНЫЙ ЖУРНАЛ  
ГРУППЫ КОМПАНИЙ «НОВОМЕТ»

# АРСЕНАЛ НЕФТЕДОБЫЧИ

№ 19, АПРЕЛЬ, 2016



25 ГРУППЕ КОМПАНИЙ  
**НОВОМЕТ**  
четверть века

# УЭЦН 2А габарита – эксплуатация боковых стволов с темпом набора кривизны до 4° на 10 м

секция насоса

гидрозащита

двигатель

ЭК Ø 146 мм

муфта гибкая (прогиб 4°)

хвостовик Ø 102 мм (внутренний Ø 89 мм)

Максимальный диаметр насоса – 82 мм

**1200**  
комплектов

УЭЦН 2А и 3 габарита  
отгружено заказчикам

**490**  
сут

средняя  
наработка

**10-15**  
т/сут

средний прирост  
добычи при спуске  
в боковой ствол

Подробнее на  
<http://slimline.novomet.ru>



## АРСЕНАЛ НЕФТЕДОБЫЧИ

«Арсенал нефтедобычи»  
Корпоративный журнал ГК «Новомет»  
№ 19, апрель, 2016

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», 2016

### НОВОСТИ КОМПАНИИ

- 4  Лучшие насосы в России  
Одиннадцатый по счету
- 5  Прорывные идеи Upstream

### ЮБИЛЕИ

- 6  ЧЕТВЕРТЬ ВЕКА – ПОЛЕТ НОРМАЛЬНЫЙ  
/ Максим ПЕРЕЛЬМАН /

### ИНТЕРВЬЮ

- 9  ИННОВАЦИОННЫЙ ПОЧЕРК НОВОМЕТА  
Ответы Е.В.Пошвина на вопросы корреспондента «НГВ»

### ПОЛЕМИКА

- 13  ПРАВИЛЬНЫЙ ВЫБОР  
Тернистый путь инноваций «Новомет»  
/ Евгений ПОШВИН, Шарифжан АГЕЕВ, Анатолий САНТАЛОВ /
- 17  ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ – БЫТЬ!  
/ Шарифжан АГЕЕВ, Анатолий САНТАЛОВ, Александр РАБИНОВИЧ, Олег ПЕРЕЛЬМАН,  
Павел ХАРИАМОВ /

### НА ЗАМЕТКУ НЕФТЯНИКУ

- 21  ПРОДОЛЖАЯ РАЗГОВОР ОБ ОТКРЫТЫХ СТУПЕНЯХ  
/ Шарифжан АГЕЕВ, Константин САВЕЛЬЕВ, Данила МАРТЮШЕВ, Виктор ОСТРОВСКИЙ /
- 26  ИННОВАЦИИ ДЛЯ САМОТЛора  
/ Сергей СЛЕПЧЕНКО, Павел ХАРИАМОВ, Владислав НЕВОСТРУЕВ /
- 29  ОБОРУДОВАНИЕ АО «НОВОМЕТ» ДЛЯ СИСТЕМ ППД  
/ Дмитрий ХЛЕБОВ /
- 36  ЗАЩИТА ОБОРУДОВАНИЯ ОТ МЕХПРИМЕСЕЙ И  
СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ  
/ Наталья ЛЫКОВА /
- 42  УСТАНОВКА ОБЪЕМНО-РОТОРНОГО НАСОСА  
ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА  
НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН  
/ Михаил ПАНАЧЕВ, Евгений МАЛЯВКО, Александр КРОПОТКИН,  
Данила МАРТЮШЕВ, Олег ТОЛСТОГУЗОВ /

### НИОКР

- 46  ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ АБРАЗИВО-  
СТОЙКИХ ГАЗОСЕПАРАТОРОВ  
/ Артем МУСИНСКИЙ, Алексей ДЕНЬГАЕВ, Владимир ВЕРБИЦКИЙ,  
Сергей ПЕЩЕРЕНКО, Максим ПЕРЕЛЬМАН /
- 50  ПОГРУЖНОЙ ШАРИКОВЫЙ РАСХОДОМЕР  
/ Марина ПЕЩЕРЕНКО, Дмитрий ЛЕБЕДЕВ /

### ПЕРЕЧЕНЬ ПРОДУКЦИИ ГК «НОВОМЕТ»

- 55  Погружное оборудование  
Системы ППД
- 58  Сервисные услуги

## ЛУЧШИЕ НАСОСЫ В РОССИИ

17 марта 2016 года в гостинице InterContinental г. Москва на одиннадцатой ежегодной конференции «Снабжение в нефтегазовом комплексе» (Нефтегазснаб-2016) состоялось награждение лучших производителей оборудования по результатам ежегодного опроса крупнейших компаний России как потребителей промышленной продукции для нефтегазового комплекса.

В группе «Установки центробежные насосные (УЭЦН)» первое место в рейтинге с результатом 4,29% заняло оборудование АО «Новомет-Пермь», опередив оборудование таких производителей, как «Борец», «Алнас» и «Алмаз».

Для составления рейтинга были опрошены представители 43 компаний, в числе которых такие гиганты, как ПАО «Газпром нефть», АО НК «Русс-нефть», ПАО АНК «Башнефть», ПАО «Татнефть», ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», ОАО «РИТЭК» и другие.



Опрос производился при организационной поддержке «Московских нефтегазовых конференций» в целях содействия процессам импортозамещения, развития информационного обеспечения рынка, повышения его прозрачности и открытости.

## ОДИННАДЦАТЫЙ ПО СЧЕТУ

24 сентября 2015 г. в аргентинском городе Комодоро-Ривадавия состоялось открытие одиннадцатого по счету сервисного центра ГК «Новомет».

На сегодняшний день на месторождениях Аргентины уже работают установки нашей компании. Оборудование поставляется нескольким нефтяным предприятиям страны, в числе которых и госкомпания – Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF).

Новый центр, площадь которого составляет около 2000 кв. м, способен производить ремонт и обслуживание 60 нефтедобывающих насосных установок в месяц, приемо-сдаточные испытания и расследование отказов. База оснащена современными стендами для испытания насосов, двигателей, гидрозашит и другого оборудования.

Поставки НПО в страны Латинской Америки – одно из приоритетных зарубежных направлений ГК «Новомет». Так, в апреле 2014 года сервисный центр был открыт в Колумбии.

Как видим, оборудование с маркой «Новомет» завоевывает все новые и новые рубежи на земном шаре.



## ПРОРЫВНЫЕ ИДЕИ UPSTREAM



3 февраля 2016 года в отеле «Hilton Garden inn Perm» состоялась защита проектов конкурса новых идей «Upstream», проводимого компанией «Новомет»

Руководил работой форума директор департамента инновационных разработок компании Евгений Пошвин. Его доклад «Инновации сегодня, завтра» не только открыл конференцию, но и задал необходимую тональность, требуемый уровень и динамику, которые чувствовались в последующих докладах.

Жюри в составе генерального директора компании Максима Перельмана, советника директора по стратегии Олега Перельмана, директора ДИРа Евгения Пошвина и его заместителя Рустама Камалетдинова строго оценивало выступающих, не только задавая вопросы, но подчас дискутируя с докладчиками.

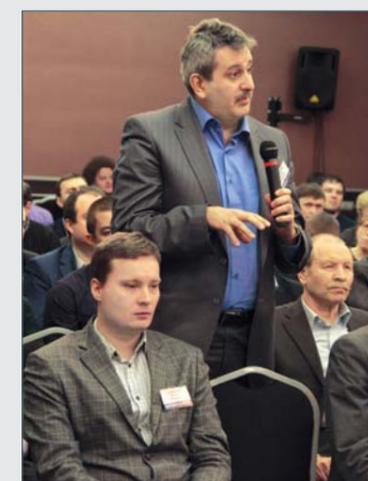
Кроме сотрудников АО «Новомет-Пермь» и ООО «Новомет-Сервис», на конференции присутствовали представители ПНИПУ (Пермского национального исследовательского политехнического университета).

Было представлено 12 докладов.

Первое место единогласным решением жюри было присуждено заместителю генерального директора по науке ОКБ БН КОННАС Шарифжану Агееву за доклад «Погружной насос с возможностью работы на 8500 об/мин». Второй приз достался начальнику бюро объемных насосов ДИР АО «Новомет-Пермь» Михаилу Паначеву. Третье место – у инженера-исследователя отдела погружных электроприводов ОКБ БН КОННАС Сергея Стенина.

Как отметил Евгений Пошвин, уровень состоявшейся конференции был выше предыдущей, с момента которой прошло два с половиной года. Это чувствовалось как по уровню представленных докладов, так и по количеству новых идей.

**Так держать, новометовцы!**





**Максим ПЕРЕЛЬМАН**  
Генеральный директор  
АО «Новомет-Пермь»

Группе компаний «Новомет»  
5 февраля 2016 года исполнилось 25 лет

## ЧЕТВЕРТЬ ВЕКА – ПОЛЕТ НОРМАЛЬНЫЙ



Если ты решил чем-то заняться всерьез и надолго, то кризис делу не помеха, – именно так решили шестеро ученых-энтузиастов во главе с Олегом Перельманом на рубеже 80-х и 90-х, организуя компанию «Новомет». Название означало «Новые металлы», однако основатели будущего холдинга, оборот которого сегодня превышает 15 млрд рублей, а количество сотрудников давно «перешагнуло» за 4 тысячи, не ограничивались столь узкой трактовкой. По их мнению, в названии была отражена и нацеленность на инновации, доля которых в сегодняшнем производстве компании составляет 30%, и принципиально новый взгляд на производство ступеней насосов: в начале 90-х никто не верил, что их можно изготавливать методом порошковой металлургии.

### Путь к первой УЭЦН

Всем известно, что путь к успеху никогда не бывает усыпан розами. На первых этапах «новометовцам» пришлось и мотоциклами торговать, и втулки с жетонами изготавливать.

«Самое нелепое, – вспоминает нелегкие времена Олег Михайлович, – когда мы только начинали, нас предостерегали со всех сторон: куда вы лезете, сейчас кризис, все рухнуло. По моему мнению, именно в момент кризиса и нужно начинать новое дело. Потом его основать значительно сложнее – все перспективные ниши и сегменты будут заняты, рынок сформируется. Мы начали вовремя».

Казалось бы, научились штамповать ступени – так поставь их заводам, которые занимаются производством насосов. Но в то время производители подобного оборудования на новичков смотрели свысока. Нефтяники же приходили с конкретными предложениями: перейти от производства отдельных ступеней к производству насосов.

«У нас отремонтированные насосы с вашими ступенями работают лучше, чем новые, – утверждали они. – Почему бы вам не делать насосы целиком?».

Логика подобного решения вытекала из всего предыдущего развития компании. В 1998 году был выигран тендер «Сургутнефтегаза» на поставку 100 насосов.

Новая продукция нефтяникам понравилась, но появилось следующее предложение: начать производство двигателей для этих насосов.

Использовали существующий опыт, брали все лучшее, анализировали отзывы нефтяников. Учтя все замечания и предложения, разработали свою уникальную гидрозашиту двигателя.

Наличие в пластовой жидкости нерастворенного газа и мехпримесей заставило сконструировать оборудование, защищающее насос и двигатель. Так появились на свет новые модификации газосепаратора и фильтров.

В итоге с 2002 года «Новомет» выпускает сложный высокотехнологичный продукт – полнокомплектные погружные насосные установки (УЭЦН) для добычи нефти.

Это, в свою очередь, потребовало новых технологий в управлении производством. Внедрили ERP-систему, подтвердили соответствие менеджмента качества международным стандартам ISO-9001, получили новые сертификаты по охране труда (OHSAS 18000) и окружающей среды (ISO-14000).

В 2013 году предприятие подтвердило соответствие CMK требованиям Американского института нефти (API) Specification Q1.

### Высокий уровень – во всем

С середины «нулевых» начата широкомасштабная модернизация производства компании, приобретаются лучшие токарные автоматические линии «IVS-200» фирмы «MAZAK», обрабатывающие центры фирм «Nakamura TOME» и «WFL» различной модификации, другие станки. На сегодняшний день внедрено более 100 единиц современного оборудования, что позволило повысить эффективность процессов обработки изделий и в разы увеличить производительность. При этом уменьшили время переналадки с нескольких смен до нескольких минут, а за счет использования системы активного контроля повысилось качество деталей.

По собственной оценке, доля «Новомета» на российском рынке погружных насосов занимает порядка 25%, по оценке компании «Douglas-Westwood» – 18%. По данным «Spears&Associates.Inc» по объему продаж «Новомет» занимает около 2% мирового рынка УЭЦН (ESP). В будущем планируется увеличить эту долю за счет инновационных технологий.

Дважды, в 2012 и 2014-х годах предприятие входило в десятку лучших российских инновационных компаний – лидеров рейтинга «Техуспех», организованного ОДО «РВК» совместно с Фондом содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере.

### Сервисный «взлет»

От чего зависит успешность внедрения и эксплуатации погружного нефтедобывающего оборудования и, в конечном счете, успехи нефтяной компании в целом? Прежде всего – от работоспособности, от надежности и грамотного обслуживания погружных установок.

В 2002 г. в ОАО «Сургутнефтегаз» началось внедрение установок «Новомета» с уровнем конструктивной надежности не менее 1000 суток, а в Нижневартовске открылось первое представительство службы сервиса компании.

В настоящее время ООО «Новомет-Сервис» – один из лидеров среди отечественных сервисных предприятий, оказывает полный комплекс услуг по обслуживанию фонда скважин, оборудованных УЭЦН: от подбора установок к скважинам до текущего и капитального ремонта всех их узлов. При этом специализацией предприятия продолжает оставаться работа на осложненном фонде, решение задач по увеличению наработки и оптимизации добычи, что достигается за счет нацеленности на разработку и внедрение инновационного оборудования. В этом и заключается «новометовский» подход к сервису УЭЦН.

В настоящее время в составе предприятия действует семь сервисных центров по ремонту и обслуживанию УЭЦН, в том числе в Казахстане и Азербайджане.

Стратегическое направление номер один – прокат оборудования (предоставление оборудования в аренду с полным сервисным обслуживанием). Его доля в проектах компании в настоящее время превышает 50%.

Количество скважин, обслуживаемых ООО «Новомет-Сервис», на сегодня превышает 7,3 тыс., и это далеко не предел возможностей.



Основатели компании  
за обсуждением проблем.  
Начало 2000-х гг.

### Инновационный курс

В современном нефтяном машиностроении выигрывает тот, чье оборудование позволяет добывать больше нефти при меньших затратах, а сервисные центры на местах обеспечивают оптимальные условия для его работы. Беспорным конкурентным преимуществом является наличие инноваций, без которых невозможно движение вперед.

Для реализации инновационных задач производителям должны быть уверены в том, что разработанный продукт соответствует всем требованиям.

В состав группы компаний «Новомет» входит ОКБ БН КОННАС, в котором в 2012-2013 гг. была произведена модернизация многофункционального стендового комплекса (МСК) для испытания полнокомплектного оборудования в условиях, близких к реальным по давлению – до 30 МПа, температуре – до 2500, газосодержанию – до 70%, при подаче до 1500 м³/сут. и вязкости – до 1000 сСт.



ОКБ БН КОННАС. Стенд КИВУ



Цех в Индонезии

- крупногабаритные установки 7а, 8-го и 9-го габарита с широким диапазоном подач для эксплуатации на морских платформах (добыча на шельфе);
- байпасные системы, предназначенные для доступа технологического или геофизического оборудования в зону ниже УЭЦН без подъема установки;
- системы одновременно-раздельной эксплуатации, главным преимуществом которой является возможность избирательного отбора из двух пластов и регулирования дебита с каждого пласта в отдельности;
- оборудование для работы в условиях повышенного содержания сероводорода;
- мультифазные осевые насосы, предназначенные для работы в условиях высокого содержания нерастворенного газа.

Предприятие имеет собственные программы подбора NovometSel-Pro и оценки надежности Novomet Stat Pro нефтепогружного оборудования, широко и уже давно применяемые как собственным сервисом, так и заказчиками.

Сегодня инновационный процесс в «Новомете» не останавливается ни на минуту: продолжается поиск новых решений, идут научные исследования, выводятся на рынок новые технологии. От сложных пакерных компоновок компания переходит к технологиям заканчивания скважин для добычи на шельфе, от установок для горизонтальных скважин – к технологиям для проведения многостадийного гидроразрыва пласта, от универсальных станций управления – к технологиям интеллектуализации, мониторинга и контроля нефтедобычи.

Оборудование компании завоевывает все новые рубежи и за пределами СНГ. Особенно востребованы за границей инновационные разработки: малогабаритное (2А и 3) оборудование, энергоэффективные УЭЦН, байпасное оборудование, винтовые и кулачковые насосы, вентильные двигатели и др.

Сервисные центры компании открыты в Румынии, Египте, Аргентине, Ираке, Эквадоре, Кувейте, Индонезии, Колумбии и США. Всего за рубежом в настоящее время в работе находится более 850 установок компании.

**Два с половиной десятилетия вобрали в себя взлеты и неудачи, периоды экономической стабильности и кризисы... Незыблемым оставалось одно: движение вперед по пути инноваций, разработка новых видов погружного оборудования, стремление развиваться несмотря ни на что.**

**Пусть это движение не прервется никогда.**

Открытие базы в Аргентине



*В одном из первых номеров «НГВ» за 2016-й год напечатано интервью директора департамента инновационных разработок нашей компании Евгения Пошвина. Топ-менеджер ответил на вопросы популярного отраслевого журнала о том, как отразилась политика импортозамещения на производстве и финансовом благополучии предприятия, какие проблемы приходится решать сегодня, чтобы сохранить потенциал и удержаться на плаву.*



## Евгений Пошвин: ИННОВАЦИОННЫЙ ПОЧЕРК НОВОМЕТА

**Ред.: Евгений Вячеславович, насколько важны новые технологии в сегменте upstream в современных экономических условиях, и изменился ли взгляд на это основных потребителей?**

**Е.П.:** Новые технологии являются ключевым двигателем экономики в любом ее состоянии независимо от того – переживает ли она стагнацию или показывает динамику роста. Тем более, если говорить о технологиях в сегменте upstream. Сегодня это, пожалуй, один из главных приоритетов для нашей страны. Определенную роль здесь сыграли санкции, наложившие запрет на ввоз иностранного оборудования и технологий, а также падение цен на углеводороды, заставившее стремиться к максимальной эффективности при добыче сырья.

Говоря о подходах к современным технологиям среди нефтяников, можно отметить две тенденции. Во-первых, это возросший интерес к российским разработкам, правда, пока так и остающийся на уровне интереса, и имеющий недостаточно прикладной характер. Во вторых, стремление сэкономить на оборудовании, сократив, таким образом, имеющиеся издержки.

Что касается недостаточно прикладного интереса, тут все ясно: нефтяная компания стремится застраховать свои риски, и ожидает преференций со стороны государства. Такие меры поддержки, кстати, сегодня начали внедряться со стороны ряда министерств.

Говоря о сокращении издержек, мы понимаем, что любая компания в кризисные годы старается по максимуму урезать свои траты. Мы, машиностроители, занимаемся, по сути, этим же, разрабатывая новое оборудование, которое позволит повысить эффективность добычи нефти при сопоставимых затратах.

**Ред.: Неужели нефтяники не видят сулящей выгоды?**

**Е.П.:** Думаю, что видят, но при этом опять же боятся. Коснемся, к примеру, нашего энергоэффективного оборудования: внедрение одной-двух установок даст сокращение энергопотребления на 25-30%, однако в масштабах куста или месторождения это почти неощутимо. Тем более, возникают трудности с расчетами: а как это повлияет на себестоимость тонны добытой жидкости, к примеру. Поэтому мы говорим о комплексном подходе к внедрению данного оборудования. Сегодня «Новомет» готов брать все расчеты эффективности внедрения этого оборудования на себя, и нести при этом ответственность за результаты его работы.

Давайте посмотрим, как выбирается оборудование. Существует бюджет на его закупку, за эти деньги можно приобрести 10 серийных или 7-8 энергоэффективных установок. Здесь срабатывает чисто человеческий соблазн – купить за меньшие деньги больше! Однако, если взять в расчет не стоимость закупок, а стоимость владения УЭЦН – все встанет на свои места. Затраты на серийную установку за период эксплуатации будут в разы выше.

Ныне ситуация изменилась кардинально, был разработан стандарт, который четко определяет критерии энергоэффективности оборудования. 8 октября 2015 г. вышел приказ Росстандарта № 1494-ст о его утверждении и введении в действие с 1 мая 2016 года. Компании, использующие энергоэффективное оборудование, получат дополнительные налоговые льготы. Таким образом, данная тема получит второе дыхание, начнет развиваться, и, я уверен, в ближайшие 2 года спрос на энергоэффективные установки увеличится.



**Ред.: Ощущает ли Новомет на себе влияние политики импортозамещения?**

**Е.П.:** Я уже отметил, что политика ряда министерств направлена на поддержку внедрения отечественных технологий. Сегодня мы работаем по ряду проектов с Минпромторгом, но о результатах пока говорить рано. В данный момент мы на стадии согласования некоторых проектов и мер поддержки для них.

**Ред.: Что, по Вашему мнению, ускорило бы работу по импортозамещению?**

**Е.П.:** О чем свидетельствует международный опыт в области импортозамещения? Возьмем, к примеру, Норвегию 60-х, когда в этой скандинавской стране практически отсутствовали технологии по добыче на шельфе. А что сегодня? Statoil – одна из ведущих мировых компаний, специализирующихся по добыче на шельфе. Или, к примеру, современную Бразилию, где до 70% технологий для добычи на шельфе поставляют локальные компании, а Petrobras – в лидерах отрасли. А ведь прошло совсем немного времени – еще в 2007 году страна только планировала масштабную добычу на шельфе.

Из детального рассмотрения их опыта видно, что работа велась как со стороны государства, так и со стороны добывающих компаний. В нашем же случае, если государство взяло курс на импортозамещение, то добывающие компании пока не спешат включаться в этот процесс.

До санкций мы чувствовали, что нефтяник неохотно внедряет инновации – не такими темпами, какими хотелось бы. Все объяснялось российским менталитетом: зачем создавать что-то новое, если старое приносит прибыль. Сегодня мы оказались, можно сказать, у крайней черты. Если сейчас не начнем предпринимать активные

действия, завтра можно и не получить нормы добычи, а следовательно, и плановые прибыли. Как видим, сама внешнеполитическая и внутриэкономическая ситуация в России ускоряет работы по импортозамещению.

**Ред.: Евгений Вячеславович, какова конкуренция в вашем сегменте? Изменились ли методы конкурентной борьбы за последние годы?**

**Е.П.:** В свете ключевых тенденций отрасли конкуренция приобретает совершенно новый характер. В настоящее время происходит национализация российской нефтяной отрасли, это хорошо прослеживается на примере Юкоса, ТНК ВР, Башнефти. При этом каждому экономисту хорошо известно, что это ведет к снижению уровня конкуренции, следовательно – к увеличению монопольной власти отдельных нефтяных компаний. Казалось бы, снижение уровня конкуренции среди ВИНК нас не должно коснуться, но все же негативные последствия для машиностроителей неизбежны.

Если несколько лет назад мы наблюдали разные подходы к стратегии развития нефтяных компаний, которые, в частности, по-разному относились к критериям выбора закупаемого оборудования, то сегодня мы попали в тиски сильной ценовой конкуренции.

Нефтяная компания проводит тендер, где приоритетным критерием выигрыша является цена оборудования. А какова стоимость современной инновации? Естественно, инноватика будет уступать серийному оборудованию в цене. По меньшей мере, на первом этапе. Специалисты тендерных комитетов ВИНК не понимают особых свойств нового продукта, не понимают, какой выигрыш в нефтедобыче они могут получить, поэтому внутри России мы показываем стабильные продажи только серийного оборудования.

**Ред.: А какова ситуация с ближайшими конкурентами?**

**Е.П.:** Глядя на ближайших конкурентов, мы задумываемся: если 5-10 лет назад «Новомет» был единственной компанией, идущей по пути внедрения инноваций, «Алнас» и «Борец» ориентировались на массовый сегмент и на серийное оборудование, то сегодня мы видим, как у конкурентов усиливается научно-исследовательская база, а в наших нишах быстрее появляются продукты-заменители. Безусловно, для нас это вызов.

**Ред.: Ваши действия в данной ситуации?**

**Е.П.:** Постараемся еще лучше оттачивать процессы, внедрять более продвинутое оборудование в производство, фокусируясь на потребителе. Мы формируем портфель таким образом, чтобы в нем были и нишевые продукты, которые поставить кроме нас никто не сможет, и аналоги серийной продукции по таким же ценам, но с большей потребительской ценностью. В этом году мы, к примеру, решили вывести на рынок наше энергоэффективное оборудование за ту же цену, что и серийные аналоги. Конечно, это не вся линейка, только часть ее, потому как мы хотим оценить полученный экономический эффект.

**Ред.: А как же издержки?**

**Е.П.:** Со своей стороны мы хотим компенсировать издержки как за счет массового внедрения, так и за счет диверсифицированного портфеля, в котором присутствуют высоко маржинальные продукты.

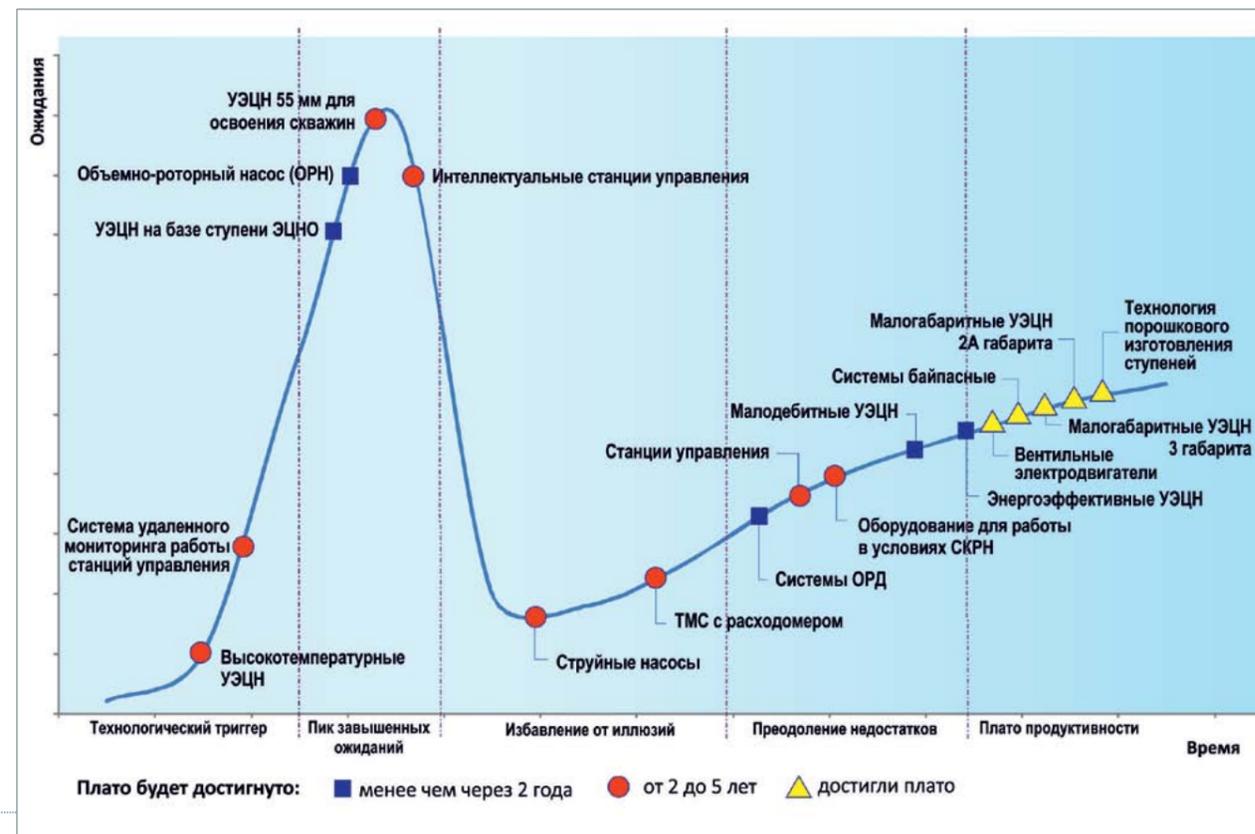
**Ред.: Евгений Вячеславович, каков сегодня пул разработок Новомета и часто ли бывают неуспешные проекты?**

**Е.П.:** Подход компании Новомет к ведению бизнеса достаточно прост: мы стараемся сохранять долю выручки от инноваций в пределах 30%. Гарантией этого выступает регулярное генерирование новых разработок. В среднем в год мы ведем 40-60 новых проектов, среди них как поддерживающие инновации, улучшающие ту или иную технологию, так и абсолютно новые, прорывные идеи. С успешностью инноваций не все так просто, каждая разработка имеет свой жизненный цикл, поэтому необходимо разное время, чтобы понять ее успешность. Бывает, продукту в нашей отрасли необходимо 3-5 лет для массового внедрения, другой может «зависнуть» лет на 10. В плане предсказания успешности инноваций хорошо продвинулась компания Gartner, предложив инструмент, анализирующий жизненный путь инновационной разработки от зарождения до массового внедрения (Hyper Cycle). Мы применили подход Gartner к своим инновациям и получили следующие результаты (рисунок).

Безусловно, бывают и провальные проекты, чаще всего это индивидуальные разработки под конкретного заказчика. В момент разработки технологии необходимость в ней у заказчика пропадает, и разработка становится невостребованной, при этом ее специфичность остается настолько высокой, что выводить на рынок ее нет смысла.

**Ред.: Расскажите о приоритетных направлениях инноваций в Новомете?**

**Е.П.:** Мы всегда следим за потребностями отрасли, это единственно правильное решение в развитии инновационной компании. Сегодня нефтегазовая отрасль столкнулась с трудностями, решение которых ложится в том числе и на наши плечи (машиностроители). Остро встали





вопросы по оборудованию для добычи трудно извлекаемых запасов (ТРИЗ), для работы на шельфе. Нельзя сказать, что мы раньше не уделяли этим тематикам внимание, но сегодня внешняя ситуация поставила эти темы в приоритет. Так же, как и темы разработки оборудования для работы в условиях повышенных температур, для освоения и эксплуатации скважин после ГРП. Особое внимание хочу уделить внутри-скважинному оборудованию. К сожалению, по этой тематике



российская часть индустрии отстает от западных разработок. Мы не хотим мириться с таким положением вещей и активно разрабатываем внутрискважинные компоновки для осложненных условий эксплуатации.

**Ред.: Существуют ли у Новомета на сегодняшний день уже какие-либо результаты по решению наиболее актуальных проблем механизированной добычи?**

**Е.П.:** Как я уже сказал, мы и раньше уделяли серьезное внимание вопросам добычи ТРИЗ. Сегодня мы обладаем рядом малогабаритного оборудования для добычи нефти из боковых стволов: это УЭЦН 2А и 3-го габарита. Наши установки позволяют сокращать капитальные затраты и получать дополнительную добычу нефти.

Другая разработка Новомета – объемно-роторный насос – решает проблему добычи высоковязкой нефти. На испытаниях оборудование зарекомендовало себя как высоконадёжное, и на сегодняшний день успешно эксплуатируется на месторождениях в Румынии.

Мы поставили партию установок нашим партнерам в Египте для работы на шельфе Красного моря. Установки эксплуатируются на платформе Admarine III, на сегодняшний день наработка превышает 500 суток.

**Ред.: Вы упомянули Румынию, Египет... Какова география поставок Новомета сегодня и какова доля экспорта в обороте компании?**

**Е.П.:** Мы поставляем оборудование в 18 стран. В Ираке, Румынии, Египте, Индонезии, Колумбии успешно функционируют сервисные центры. В ряде стран у Новомета – торговые представительства.

Экспортная ориентация – часть нашей стратегии. Так, в 2015 году была запущена в эксплуатацию база в Аргентине, в ближайшее время планируется запустить их в Кувейте и США. В общем объеме выручки компании доходы из-за рубежа составляют значительную часть.

**Ред.: Насколько конкурентоспособна продукция Новомет на мировом рынке?**

**Е.П.:** Наилучшей оценкой конкурентоспособности продукции является динамика спроса на нее. Сегодня спрос на продукцию Новомета в мире растет, с каждым годом мы увеличиваем наши экспортные поставки. В 2015 году компания заняла 35-е место в рейтинге несырьевых экспортеров России журнала «Эксперт», и это не предел.

Как вам известно, стабильность национальной экономики во многом зависит от ее экспортного потенциала. В 2014 году, по данным Федеральной таможенной службы, экспорт машин, оборудования и транспортных средств составил 5,3% против 69,5% топливно-энергетических товаров. Согласитесь, такая структура в современных условиях низких цен на углеводороды не добавит сил российскому бюджету, валюте и экономике в целом. Мы понимаем важность диверсификации российского экспорта, и прилагаем все усилия, чтобы продукция отвечала требованиям мировых стандартов, не уступая по критериям качества продукции ведущих мировых производителей. Только так мы сможем укрепить национальную экономику и способствовать ее росту.

## ПРАВИЛЬНЫЙ ВЫБОР

### Тернистый путь инноваций «Новомет»

Основным критерием успешности того или иного продукта, как известно, является его оценка покупателем. В каком количестве он его покупает, насколько доверяет производителю – настолько и успешен продукт.

Речь в данном случае идет об оборудовании компании «Новомет». А в качестве покупателя имеется в виду не одна отдельно взятая компания, а нефтяники всего мира.

#### Немного географии и цифр

Заметим, что сфера применения оборудования с маркой «Новомет» распространяется практически на весь земной шар. Кроме России, стран ближнего зарубежья, сервисные центры компании успешно функционируют в Ираке, Египте, Румынии. Наиболее успешное внедрение отмечено в странах Латинской Америки.

В апреле 2015-го на Международной конференции в г. Хьюстоне, США, энергоэффективным оборудованием компании и, в частности, вентильными двигателями живо интересовались представители многих фирм, в том числе – Chevron Corporation и Shell.

Что касается распространения энергоэффективного оборудования в России, то количество внедренных установок по компаниям, значения наработок и процент снижения энергопотребления представлены в таблице 1. Заметим, что снижение электропотребления получено только за счет применения энергоэффективных установок, без регулирования режима их работы.

Говоря о стоимости владения энергоэффективными УЭЦН, отметим, что нами был проведен анализ предложения УЭЦН на подачи от 125 до 700 м<sup>3</sup>/сут напором 1500 м для одной из нефтяных компаний. При эксплуатации одной энергоэффективной УЭЦН в течение 2-х лет экономия только лишь на электричестве (даже с учетом повышенной стоимости ЭЭУ) составит от 412 т.р. при 125 м<sup>3</sup>/сут. до 2,5 млн руб. при 700 м<sup>3</sup>/сут.

Данные представлены в таблице 2 (стр. 14). Для каждой подачи приведены данные при применении энергоэффективной и серийной установок.

#### Все шире номенклатура и область применения

Первый погружной вентильный электродвигатель (ПВЭД) 117 габарита мощностью 400 кВт был изготовлен компанией в 2006 году. На сегодняшний день полностью освоены и серийно производятся вентильные машины в 6-ти габаритных группах: 55, 81, 103, 117, 130 и 185 мм. Максимальные наработки на отказ данных двигателей превысили 1200 суток, средние составляют 520.

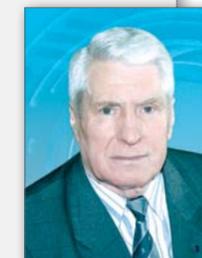
Табл. 1

Нефтяная компания	Кол-во, шт	Тср, сут	Снижение энергопотребления
Газпром нефть	691	579±86	27%
Роснефть	76	402±38	28%
РуссНефть	48	727±103	24%
Сургутнефтегаз	28	812±146	26%
Лукойл	4	648*	30%
Казахстан	5	316*	37%
Колумбия	212	542±42	34%
Аргентина	34	438±73	38%

\* Средняя наработка по запущенным установкам



**Евгений ПОШВИН**  
Директор департамента инновационных разработок АО «Новомет-Пермь»



**Шарифжан АГЕЕВ**  
Заместитель генерального директора по науке ОКБ БН «КОННАС», Лауреат премии Правительства РФ



**Анатолий САНТАЛОВ**  
Заведующий отделом погружных электроприводов ОКБ БН «КОННАС», к.т.н.

Табл. 2

Поддача, м³/сут	Наименование	КПД УЭЦН*	Разница потребляемой мощности, кВт.	Экономия за 2 года при тарифе 2,2 руб. за кВт*ч
700	УЭЦН5А-700Э-1500 (n=4080)	0,61	66,8	2 574 739 р.
	УВНН5А-700-1500	0,46		
500	УЭЦН5А-500Э-1500 (n=4550)	0,62	54,6	2 104 502 р.
	УЭЦН5А-500-1500	0,44		
400	УЭЦН5А-400Э-1500 (n=5170)	0,59	42,7	1 645 829 р.
	УЭЦН5А-400-1500	0,43		
320	УЭЦН5А-320Э-1500 (n=4140)	0,58	22,4	994 435 р.
	УВНН5А-320-1500	0,47		
250	УЭЦН5А-250Э-1500 (n=4040)	0,58	19,52	752 379 р.
	УЭЦН5А-250-1500	0,46		
160	УВНН5А-160-1500Э (n=4660)	0,60	19,5	751 608 р.
	ВНН5А-159-1500	0,42		
125	ВНН5А-125-1500Э (n=3640)	0,60	10,7	412 420 р.
	ВНН5А-124-1500	0,46		

\* Включает в себя погружной насосный агрегат, кабель и наземное оборудование

В декабре 2014 года на Самотлорском месторождении запущены в работу УЭЦН 3 габарита с уникальным двухсекционным вентильным электродвигателем 81 габарита, характеристики которого приведены в таблице 3.

Было произведено 7 запусков, 3 установки на сегодняшний день в работе, максимальная наработка составляет 168 суток.

Максимальная мощность в двухсекционном исполнении может достигать 200 кВт. Конструктивная схема соединения секций защищена патентом.

#### Факты и только факты...

Для объективной констатации преимуществ энергоэффективных УЭЦН большому количеству специалистов различных нефтяных компаний на стендах ОКБ БН были продемонстрированы сравнительные испытания серийной установки УЭЦН 5А-500-900-2910 с асинхронным двигателем и энергоэффективной установки УЭЦН 5А-500-900-4550 с вентильным двигателем с частотой вращения 4550 об/мин (табл. 4).

Значения показателей КПД энергоэффективных насосов и установки в целом были получены на стендах-скважинах, аттестованных сертификационным центром НАСТХОЛ. Кроме того, присутствующие на испытаниях специалисты (бесспорно, «компетентные лица») по счетчикам могли проверять потребляемую мощность.

Масштабные промышленные испытания ЭЭ УЭЦН компании, проведенные в 2012–2013 годах, убедительно доказали, что надежность данных установок находится на одном уровне с серийными образцами. (См. Мартюшев Д.Н. «Энергоэффективные УЭЦН: сокращение удельных затрат на добычу нефти» Инженерная практика, № 4, 2014 г.)

Кроме этого, была проведена масса выездных презентаций, разработана программа расчета энергоэффективности, даже в программу подбора «NovometSel-Pro» включен соответствующий блок...

#### Как убедить скептиков?

Казалось бы, сомнений после всего вышесказанного остаться не должно.

Однако... как среди нефтяников, так и среди производителей (в том числе и конкурентов в производстве вентильных двигателей – будем называть их своими именами) всегда были скептики.

Не раз высказывалось мнение, что «...из-за отсутствия в России стендов для испытаний погружных вентильных электродвигателей повышенной частоты вращения невозможно подтвердить их параметры энергоэффективности».

**Но так ли необходим стенд для определения КПД вентильного электродвигателя повышенной частоты вращения и подтверждения энергоэффективности УЭЦН?**

#### Реальные испытания, конкретные результаты

Покажем это на примере вентильного двигателя 117 габарита номинальной мощностью 400 кВт в одной секции, длиной 8,5 м, и номинальной частотой вращения 6000 об/мин.

В процессе испытаний электродвигатель был нагружен насосом на 400 кВт. В номинальном режиме (расход 1450 м³/сут, напор 1500 м, КПД насоса 61,5%), максимальный перегрев обмотки якоря при скорости охлаждающей жидкости 0,4 м/сек составил 44°C, средний – 38°C.

Испытания проводились при питании от 6-импульсной СУ. КПД электродвигателя определялся расчетно-экспериментальным способом. При работе на воздухе без гидрозащиты были экспериментально определены потери холостого хода  $P_{xx}$ . При работе в составе УЭЦН измерялись подводимая мощность  $P_1$ , ток  $I$  и температура внутри двигателя.

КПД определяли по известному выражению:

$$\eta = (P_1 - P_{xx} - P_m - P_d) / P_1,$$

где  $P_m = 3 * I^2 * R_\phi$  – потери в меди обмотки якоря,

$R_\phi$  – активное сопротивление фазы при данной температуре,

$P_d$  – дополнительные потери от реакции якоря в статоре и роторе. Температура внутри двигателя определялась по данным телеметрии, погружная часть которой содержала специальный датчик температуры обмотки и проверялась методом сопротивления.

Табл. 3

Условное наименование электродвигателя	Номинальная мощность, кВт	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Диапазон рабочих частот вращения, об/мин	КПД
<b>ПВЭДНС 125-81-2990-6.0</b>	125	2990	27,8	1000-6000	89,9%

Табл. 4

Тип установки	КПД ПЭД, %	КПД насоса, %
<b>Серийная установка с асинхронным электродвигателем</b>	84	57
<b>Энергоэффективная установка с вентильным электродвигателем</b>	91,3	70

Таким образом, потери в меди и потери холостого хода определялись методами, предусмотренными ГОСТ. Только потери  $P_d$ , которые составляют небольшую (меньше 20%) часть общих потерь, определялась расчетным путем. Даже если эти потери определены с точностью 25%, то разница в КПД не превысит 0,5 пункта. Реально эти потери определялись с помощью программы ANSYS, и точность их определения гораздо выше, чем 25%.

Параметры двигателя и измеренные величины при температуре внутри двигателя 115°C приведены в таблице 5.

Табл. 5

$P_1$ , кВт	$P_{xx}$ , кВт	$P_d$ , кВт	$I$ , А	$R_\phi$ , Ом
434,2	12,86	6,20	82,3	0,746

Определенный таким способом КПД составил 92,1%.

Следует отметить, что при питании вентильных электродвигателей от СУ с синусоидальным выходным напряжением, например, при векторном управлении, величина  $P_d$  снижается примерно в 3 раза и существенного влияния на КПД вентильного электродвигателя не оказывает.

Таким образом, «задекларированные изготовителем параметры энергоэффективности погружных электродвигателей» повышенной частоты вращения подтверждаются:

- корректно определенной общей энергоэффективностью УЭЦН,
- результатами расчетно-экспериментального определения КПД вентильных электродвигателей повышенной частоты вращения.

Разумеется, хотелось бы иметь аттестованные стенды на все мощности и частоты вращения ПЭД. Но в данном случае отсутствие стендов можно заменить использованием физических принципов работы электродвигателей и определить КПД любого ПЭД с вполне достаточной для практических целей точностью.

Дополнительно можно заметить, что ГОСТ 25941-83 «Методы определения потерь и коэффициента полезного действия» допускает использование косвенного метода определения КПД по потребляемой мощности и потерям.

#### Увеличивая частоту, повышаем КПД

Отечественные предприятия по разному подошли к реализации инновационного создания вентильных двигателей: одни ограничили себя разработкой и производством его с частотой вращения вала практически до 3000 об/мин, планируя использование этих вентильных двигателей с серийными насосами, другие, включая «Новомет», спрогнозировали, что такие двигатели с повышенной до 6000 об/мин частотой вращения вала позволят повысить энергоэффективность и двигателей, и, главное – погружных лопастных насосов.

На рис. 1 (стр. 16) представлена зависимость КПД вентильного электродвигателя производства «Новомет» от частоты вращения при постоянном моменте нагрузки. КПД достигает максимальных значений в диапазоне частот от 4200 до 5200 об/мин, повышение составляет около 1 пункта.

Рассмотрим подробнее, как повышенные до 6000 об/мин частоты вращения позволили существенно повысить КПД ступеней и насосов.

Ограниченные диаметральные габариты насоса ЭЦН при значительных потребных напорах (до 3650 м и выше) не позволяют использовать ступени эффективной конструкции. Вспомним, что почти сто лет назад изобретатель УЭЦН Арутюнов по этой причине в насосах ЭЦН на малые и средние подачи применил осердиальную конструкцию ступени с целью выбора максимально возможного диаметра рабочего колеса и получения из-за этого максимально возможного напора. И потому эта конструкция ступени является гидравлически несовершенной.

Поскольку напор пропорционален квадрату оборотов, увеличение частоты вращения позволяет существенно его повышать, что дает возможность значительно снизить длину насоса. Это дает к тому же при проектировании ступеней для ЭЦН возможность выбора гидродинамически совершенных конструкций. Например, отсутствие особых ограничений к монтажной высоте ступени позволяет существенно поднять КПД ступеней и насосов.

Дополнительно надо отметить, что при повышении частоты вращения от 3000 до 5000 об/мин. КПД насосов возрастает на 2...4 пункта, что пока не учитывается в расчетах.

Если говорить о внедрении установок малых габаритов (2, 2А, 3) с приемлемыми параметрами, то оно в принципе целесообразно только для условий с повышенной частотой

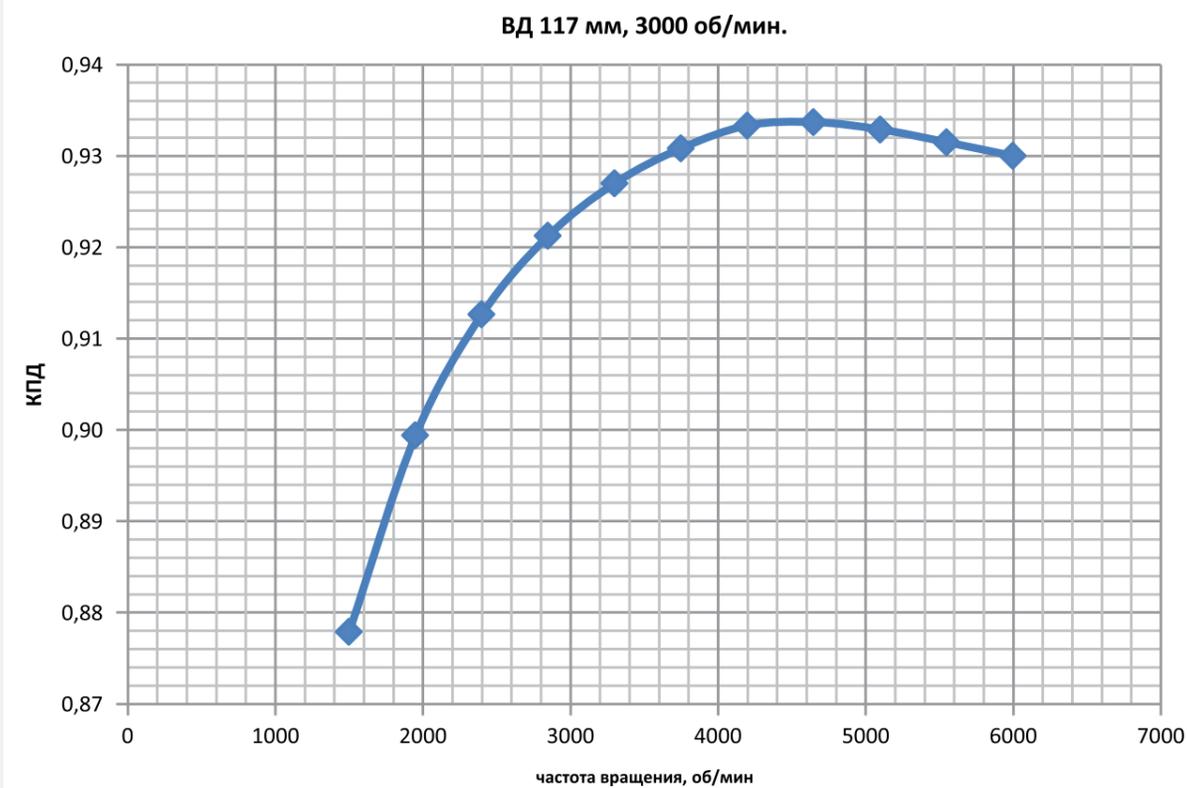


Рис. 1

вращения. Например, для эксплуатации боковых стволов, диаметр обсадных колонн которых не превышает 102 мм, можно разработать установки на 3000 об/мин (условный габарит 3). Следуя логике, в ней необходимо использовать до 1,5 тысячи ступеней, что практически невозможно.

По мнению наших авторитетных критиков, КПД ступеней к таким установкам невозможно поднять выше 35%. **Однако мы с уверенностью констатируем, что для насосов этого габарита «Новометом» разработаны ступени с КПД от 51 до 64% для всей линейки подач.**

Применение погружных установок лопастных насосов при большой кривизне малогабаритных скважин возможно только при повышенных частотах вращения.

Можно констатировать, что применение вентильных двигателей при высоких оборотах (до 6000 об/мин) с энергоэффективными погружными насосами повышает КПД установок по сравнению с серийными в 1,25...1,45 раз, при этом доля энергоэффективных насосов составляет 35%.

**Согласитесь, странно было бы не использовать возможность вентильных двигателей в повышении частоты вращения, если это позволяет значительно повысить энергоэффективность и возможности установок ЭЦН.**

**Резюмируя все вышесказанное, отметим, что специалисты компании «Новомет» уверены в правильности выбранного инновационного вектора производимого оборудования.** Внедрение установок с вентильными электродвигателями на 3000 об/мин – только первый шаг

в повышении их энергоэффективности. Гораздо большие возможности открывает повышение частоты вращения УЭЦН, и «Новомет» предполагает предпринимать все усилия по их использованию.

### Выводы

1. КПД вентильного электродвигателя может быть определен экспериментально-расчетным методом с точностью 0,2-0,5 пункта, чего вполне достаточно для оценки энергоэффективности УЭЦН.
2. Практикой доказано, что простая замена в серийных УЭЦН асинхронных электродвигателей на вентильные повышает КПД установок до 1,18 раз, КПД энергоэффективных установок повышенной частоты вращения выше КПД серийных УЭЦН в 1,25 – 1,45 раз.
3. Повышенный КПД энергоэффективных установок позволяет не только экономить электроэнергию, но и повысить надежность за счет снижения температуры откачиваемой жидкости и снижения солеотложения.
4. Практика эксплуатации установок повышенной частоты вращения подтвердила, что их эксплуатационные характеристики (МРП, надежность и т.д.) не уступают характеристикам серийных.
5. Применение УЭЦН с повышенной частотой вращения позволило разработать и успешно внедрить установки малых габаритов с требуемыми напорно-расходными характеристиками, хорошим уровнем КПД и приемлемыми массогабаритными параметрами.

## ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ – БЫТЬ!

Сначала – коротко о самой концепции разработки энергосберегающих насосных систем.

В погружных центробежных насосных системах 80-90% потерь мощности происходит в насосе и двигателе. Остальное приходится на кабель, СУ и трансформатор. Поэтому наибольший эффект по сбережению электроэнергии можно получить, подняв КПД именно насоса и привода. При этом будет и заметный кумулятивный эффект, связанный с уменьшением величины тока. Потери в СУ и трансформаторах будут существенно меньше.

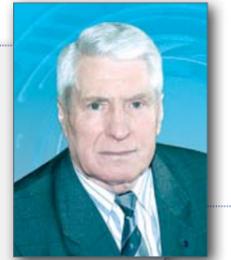
### Поэтому:

1. Переходим на вентильные приводы, имеющие КПД на 8...9% выше, чем асинхронные.
2. Увеличиваем КПД насосов, используя гидродинамически совершенные ступени, которые при повышенных частотах вращения имеют напорность выше стандартных ступеней.
3. Для сохранения надежности модернизируем систему радиальных и осевых подшипников всех узлов УЭЦН. При этом конструкции должны быть работоспособны в диапазоне скоростей 3000÷6000 об/мин.
4. Меняем критерий подбора установок к скважинам. Вместо положения: один типоразмер – одна номинальная подача переходим на принцип: – один типоразмер – диапазон номинальных подач. Обязательное наличие в вентильном приводе частотного преобразователя позволяет осуществить такой переход без особых затрат и проблем. Кроме того, изменение частоты в широких пределах как минимум вдвое уменьшает количество требуемых типоразмеров и обеспечивает работу установок всегда в точке с максимально возможным КПД.

Вначале отметим, что сама величина экономии энергии в размере 25-37%, как показали материалы многих статей в ведущих профильных журналах и проведенные на конференциях по энергоэффективности активные и всесторонние дискуссии, не вызвала у специалистов особых возражений. Величины эффекта и побудительные мотивы покупки по странам и компаниям показаны в табл. 1. [2]

Нефтяная компания	Закуплено, шт.	Сделано замеров, шт.	Снижение энергопотребления, %	Мотивация покупателя
Газпромнефть	691	347	27	Оценка стоимости владения
Роснефть	76	61	28	
Руснефть	48	48	24	Самая низкая цена
ЛУКОЙЛ	4	4	26	
Сургутнефтегаз	28	21	30	
Казахстан	5	5	37	Контроль на правительственном уровне
Колумбия	212	145	34	
Аргентина	34	2	38	

Табл. 1. Энергоэффективность инновационного оборудования



**Шарифжан АГЕЕВ**  
Заместитель генерального директора по науке ОКБ БН «КОННАС»,  
Лауреат премии Правительства РФ



**Анатолий САНТАЛОВ**  
Заведующий отделом погружных электроприводов ОКБ БН «КОННАС»,  
к.т.н.



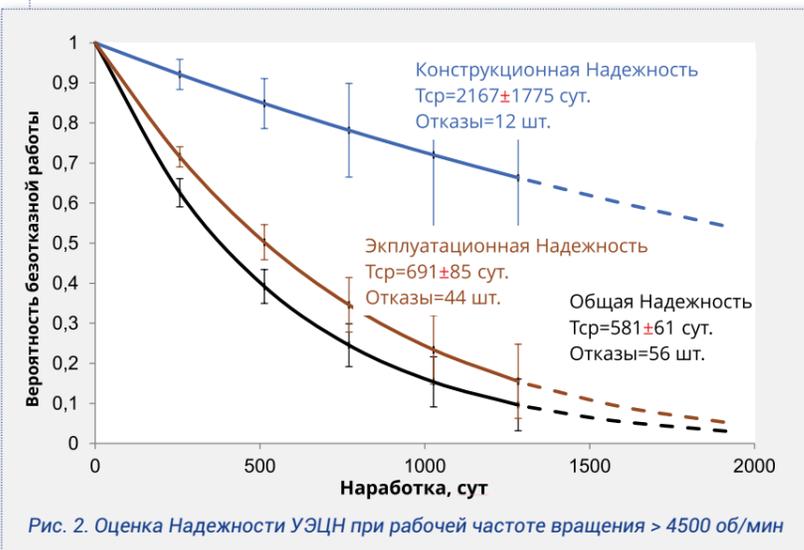
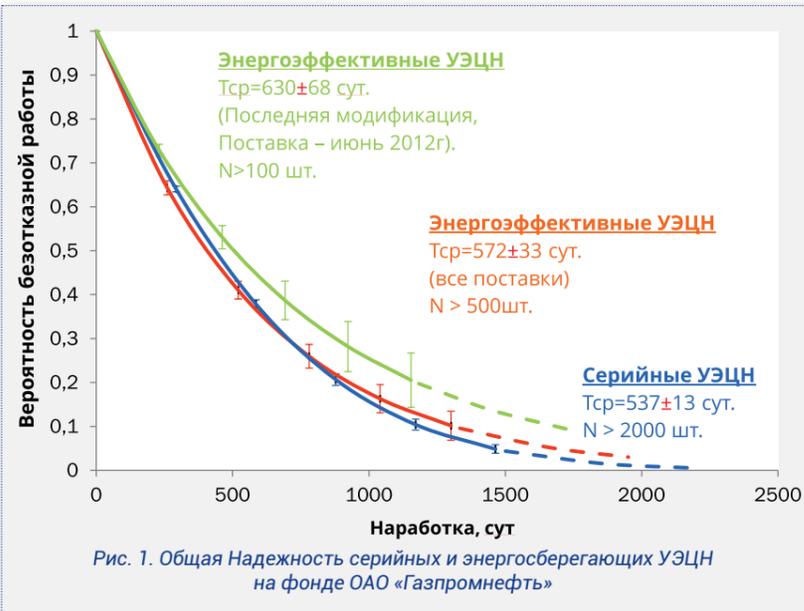
**Александр РАБИНОВИЧ**  
Советник генерального директора по новой технике АО «Новомет-Пермь»,  
Лауреат премии Правительства РФ



**Олег ПЕРЕЛЬМАН**  
Советник генерального директора по стратегии АО «Новомет-Пермь»,  
Лауреат премии Правительства РФ



**Павел ХАРЛАМОВ**  
Начальник аналитического отдела ООО «Новомет-Сервис»



На рисунке 1. показана Общая надежность (ОН) энергосберегающего оборудования последней модификации в сравнении с серийными УЭЦН на фонде «Газпромнефть»<sup>1</sup>. Видно, что после устранения «детских болезней» появилась четкая, статистически значимая реакция по увеличению среднего времени работы на 17%, с 537 до 630 суток.

В табл. 2 представлены результаты оценки среднего времени работы инновационного оборудования в зависимости от частоты вращения вала установок.

Параметры	Рабочая частота вращения, F, об/мин								
	F ≤ 3500			3500 < F ≤ 4500			F ≥ 4500		
	2012 г.	2013 г.	2015 г.	2012 г.	2013 г.	2015 г.	2012 г.	2013 г.	2015 г.
Число запусков	135	166	235	91	140	219	42	55	79
Общая надежность*, сут.	673 ± 146	560 ± 87	559 ± 79	748 ± 167	641 ± 84	594 ± 41	680 ± 382	491 ± 309	581 ± 61

Табл.2. Общая надежность энергоэффективных УЭЦН в разрезе рабочей частоты вращения

Увеличение объема накопленных за последние годы статистических данных о работе этих установок привело к уменьшению величин доверительных интервалов среднего времени безотказной работы до значений, уже вполне достаточных, чтобы уверенно говорить о независимости ОН от скорости вращения в рассматриваемом диапазоне.

Стоит прокомментировать и данные на рис. 2, где показаны соотношения ОН, Эксплуатационной (ЭН) и Конструкционной (КН) надежности УЭЦН, эксплуатация которых проводилась при скоростях вращения свыше 4500 об/мин.

В связи с тем, что КН нового оборудованиякратно выше ЭН, у Заказчика есть реальные возможности «внутренними технологическими мероприятиями» добиться ещё большего увеличения среднего времени работы установок. Для всего парка новых насосов в силу очень большого объема данных собрать аналогичную информацию не удалось. С большой долей вероятности можно предположить, что соотношение величин надежности и при меньших скоростях вращения мало отличается от показанного.[3]

Теперь о стоимости владения оборудованием. Многие годы в отрасли существует устойчивый тренд по снижению совокупных удельных затрат на скважину [4]. В основе тренда лежит общеизвестная идея: экономический выигрыш потребителя, оцененный по стоимости владения при использовании более дорогого оборудования, должен быть больше, чем рост затрат на приобретение таких изделий. За 10 лет Славнефть сократила удельные затраты на 40%!!! При этом сокращение шло на фоне постоянного усложнения условий добычи. Представленные данные по внедрению энергосберегающего оборудования позволяют нам уверенно говорить, что данная разработка свободно должна вписаться в рамки этого тренда.

Опрос сервисных подразделений «Новомета» по проблемам ремонта нового типа оборудования показал:

- при соответствующей квалификации персонала трудозатраты на его ремонт такие же, как и для серийных установок аналогичного исполнения;

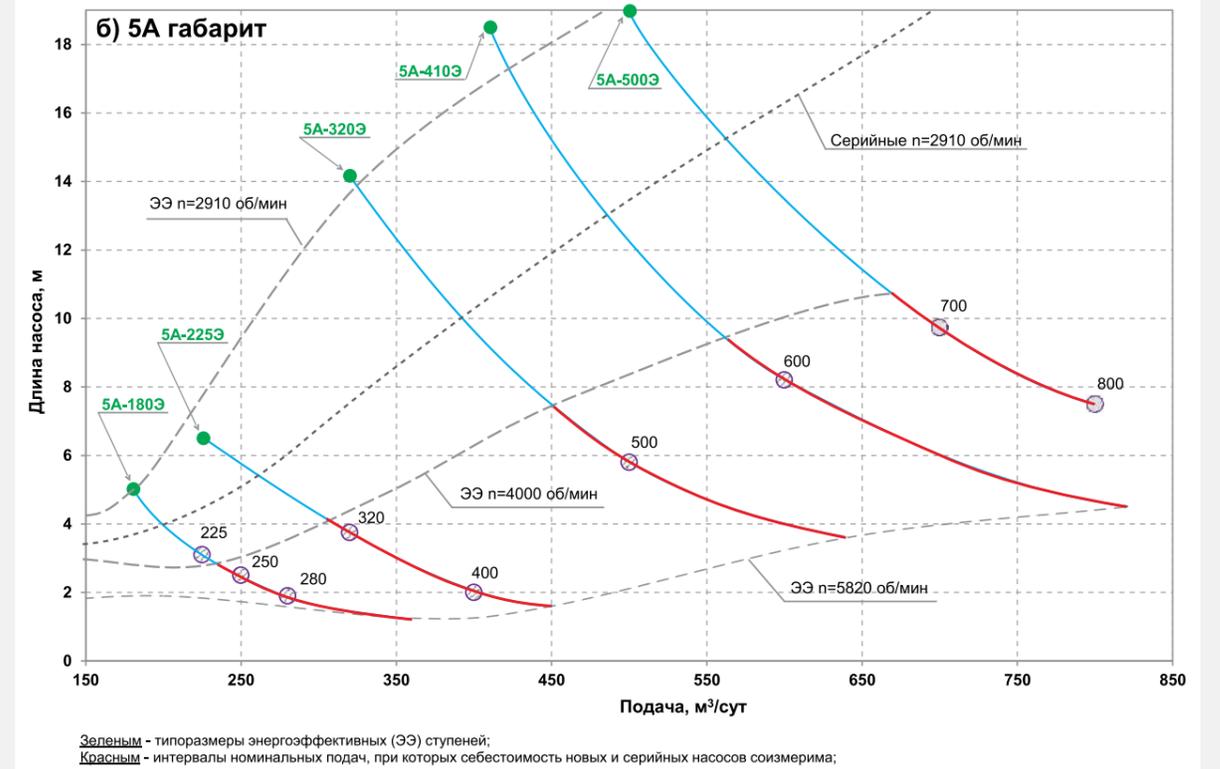
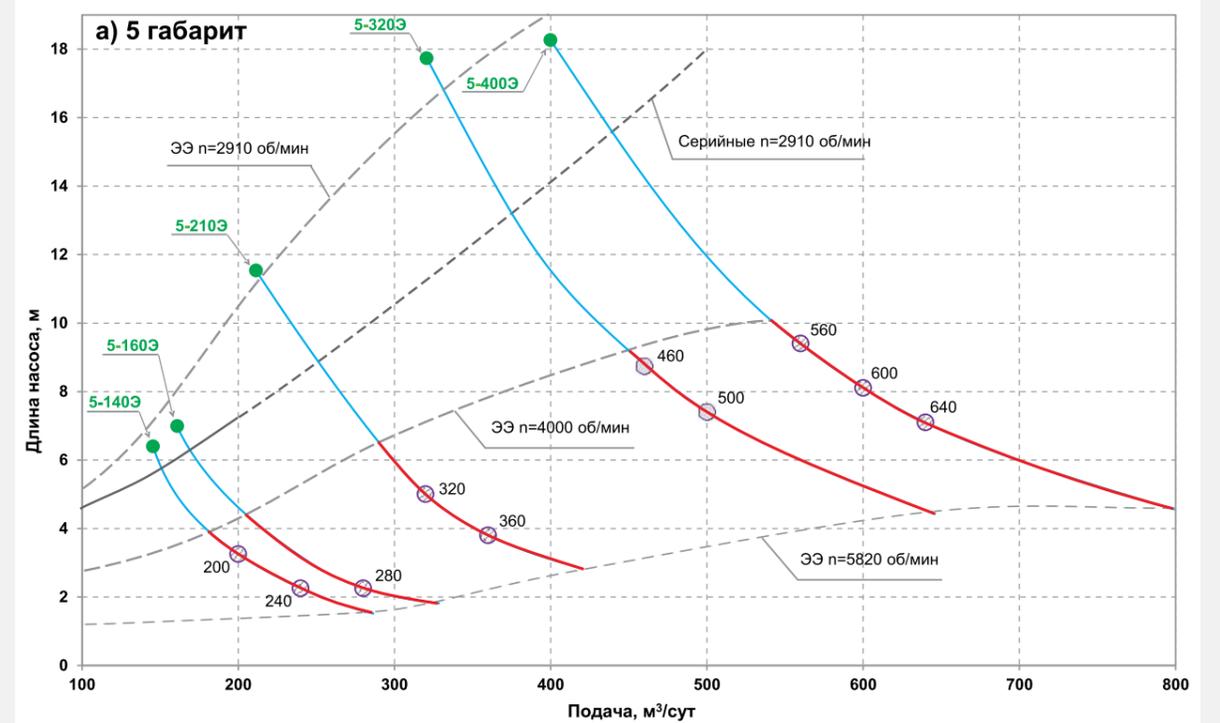


Рис. 3 а, б. Изменение длины насосов 5 и 5А габаритов при напоре 1000 метров от величины подачи и числа оборотов

<sup>1</sup> Основной отечественный Заказчик энергосберегающего оборудования. Первая из НК, применившая частотное управление практически на всём фонде скважин, оборудованных УЭЦН.

– цена на ЗиП, правда, выше, но этот рост обусловлен соответствующим по надежности исполнением, что, в свою очередь, гарантирует при повторной эксплуатации высокий уровень наработки и экономию по электроэнергии.

На последней конференции по энергоэффективности нами было представлено энергосберегающее оборудование, которое вследствие повышенных оборотов вращения за счёт сокращения длины насоса и двигателя имеет цену, соизмеримую со стоимостью серийных установок.

На рис. За,б (стр. 19) показано, как соотносятся между собой длины энергосберегающих и серийных насосов в зависимости от подачи и скорости вращения, и при каких их значениях себестоимости этих изделий становятся соизмеримы.

Видно, что диапазон номинальных подач нового оборудования практически полностью перекрывает весь требующийся для нефтяников интервал подач

Предлагаемое энергосберегающее оборудование частично вошло в перечень объектов, отнесённых к изделиям высокой энергетической эффективности. Поданы документы на его коррекцию. Согласно Постановлению Правительства РФ «Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности» [5] потребители при покупке такого оборудования имеют право на компенсацию части издержек.

Для предварительной оценки стоимости владения двух типов электроцентробежного оборудования заказчику необходимо хорошо ориентироваться в масштабе величины эффекта от экономии электроэнергии. С этой целью в табл. 3 для примера приведены размеры эффекта для установок 5А габарита с подачами от 125 до 700 м<sup>3</sup>/сутки, при напоре 1500 м. При этом за основу для сравнения взяты серийные установки «Новомета» из каталога [www.novomet.ru](http://www.novomet.ru).

Табл. 3 Величина экономии при замене серийного оборудования на энергосберегающее

Подача, м <sup>3</sup> /сут	Наименование	Разница потребляемой мощности, кВт.	Экономия за 2 года при тарифе 2,2 руб. за кВт*ч
700	УЭЦН5А-700Э-1500 (n=4080)	66,8	2 574 739 р.
	УВНН5А-700-1500		
500	УЭЦН5А-500Э-1500 (n=4550)	54,6	2 104 502 р.
	УЭЦН5А-500-1500		
400	УЭЦН5А-400Э-1500 (n=5170)	42,7	1 645 829 р.
	УЭЦН5А-400-1500		
320	УЭЦН5А-320Э-1500 (n=4140)	22,4	994 435 р.
	УВНН5А-320-1500		
250	УЭЦН5А-250Э-1500 (n=4040)	19,52	752 379 р.
	УЭЦН5А-250-1500		
160	УЭЦН5А-160Э-1500 (n=4660)	19,5	751 608 р.
	ВНН5А-159-1500		
125	ВНН5А-125Э-1500 (n=3640)	10,7	412 420 р.
	ВНН5А-124-1500		

\* Включает в себя погружной насосный агрегат, кабель и наземное оборудование

Выигрыш по мощности в зависимости от подачи колеблется от 10,7 до 66,8 кВт, и тогда экономия электроэнергии в денежном выражении при тарифе 2,2 руб/кВт\*ч за два года составит от 412 тыс. до 2 574 тыс. рублей.

В соответствии с изложенным считаем, что технических и экономических препятствий по внедрению энергосберегающего оборудования практически не осталось.

#### Список литературы

1. Кибирев Е. Выгода должна быть очевидной. //НГВ-Технологии, № 9, 2015
2. Заседание Президиума Совета при Президенте Российской Федерации по модернизации экономики и инновационному развитию России «Об инновационных технологиях в сфере геологоразведки и добычи полезных ископаемых», доклад ГД «Новомет-Пермь», 17.04.2015 г., Москва. <http://government.ru/news/17709>
3. Перельман О.М., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И., Слепченко С.Д. Методики определения надёжности погружного оборудования и опыт её применения. // Технологии ТЭК, № 3, 2005.
4. Мельниченко В. Увеличение эффективности мехдобычи. Славнефть: итоги и прогнозы. //НГВ, №№ 17-18, 2015.
5. Постановление Правительства РФ № 600 «Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности», 17.06. 2015 г., Москва.
6. А. Санталов, О. Перельман и др. Погружные вентильные электродвигатели. //НГВ, № 12, 2011.
7. Е. Пошвин, Ш. Агеев, А. Санталов. Правильный выбор. Тернистый путь инноваций «Новомет», // «НГВ – ТЕХНОЛОГИИ», № 9, 2015.
8. Ляпков П.Д. «Анализ некоторых особенностей конструирования и эксплуатации погружных центробежных электронасосов для добычи нефти и методика расчета их рабочих органов» – Дис...канд.техн.наук. М. 1955.
9. Богданов А.А., Гринштейн Н.Е., Розанцев В.Р., Карелина Н.С., Агеев Ш.Р., Златик А.Д. «К расчету и проектированию ступеней погружных центробежных насосов для добычи нефти.» – «Труды ВНИИгидромаша». Исследование и расчет гидромашин. 1978.
10. Чичеров Л.Г., Молчанов Г.В., Рабинович А.И. и др. «Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования.» – М.: «Недра», 1987.
11. Агеев Ш.Р., Григорян Е.Е., Макиенко Г.П. «Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение.» Энциклопедический справочник. – Пермь, 2007.
12. Лебедев Д.Н., Пещеренко М.П., Пещеренко С.Н., Пошвин Е.В. «Особенности пересчета коэффициента полезного действия энергоэффективных насосов на разные частоты вращения.» – Нефтяное хозяйство, 2013, №6, 110-113.

## ПРОДОЛЖАЯ РАЗГОВОР ОБ ОТКРЫТЫХ СТУПЕНЯХ

Еще в 60-е годы прошлого столетия была поставлена задача увеличить напорность ступеней центробежных насосов. Наряду с этим необходимо было разработать и конструкцию ступеней, которая отличалась бы большей долговечностью и меньшей засоряемостью.

Конструкторские и исследовательские работы, проведенные специалистами ОКБ БН «КОННАС», привели к созданию ступени с рабочими колесами открытого типа. Ими же были проведены первые опыты на ступенях производительностью 700, 250, 160, 40 и 20 м<sup>3</sup>/сут, в которых применялись специально изготовленные из листовой стали рабочие колеса открытого типа.

В этих ступенях открытые плавающие рабочие колеса торцами своих лопастей опирались на опорные поверхности направляющих аппаратов.

Испытания ряда ступеней с рабочими колесами открытого типа на подачи 20-700 м<sup>3</sup>/сут показали, что характеристики их практически не отличаются от характеристик таких же насосов с обычными рабочими колесами. Их КПД не только не снизились, но даже повысились (рис. 1, стр. 22). При этом следует отметить, что высота ступени была уменьшена, следовательно, увеличилась напорность. Хорошие результаты были получены также на ступени с рабочим колесом открытого типа для насоса на подачу 300 м<sup>3</sup>/сут, выполненной на базе серийной с подачей 250 м<sup>3</sup>/сут. Здесь при одинаковых подачах ступень с открытым колесом дала существенное (8-10%) повышение напора практически без снижения КПД.

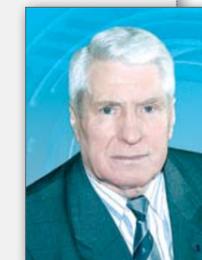
Для подтверждения результатов лабораторных испытаний отдельных ступеней и проверки работоспособности в промышленных условиях были изготовлены и испытаны на стенде и на промыслах опытные образцы насосов с рабочими колесами открытого типа с подачами 180 и 300 м<sup>3</sup>/сут при напоре 800 м. Характерно, что такой насос на подачу 180 м<sup>3</sup>/сут и напор 800 м имел почти в полтора раза меньшую длину, чем насос с обычными ступенями на 160 м<sup>3</sup>/сут и тот же напор.

По получению положительных результатов в предварительных испытаниях опыты с рабочими колесами открытого типа были расширены. В частности, было исследовано влияние увеличения зазора между рабочим колесом и направляющим аппаратом на характеристику ступени.

При работе трущиеся поверхности рабочего колеса и направляющего аппарата изнашиваются, и осевой зазор  $t$  между ними увеличивается. В результате испытаний различных ступеней установлено, что с увеличением зазора подача, напор и КПД ступени снижаются [1,4].

Тем не менее опыты показывают, что отсутствие дисков у рабочего колеса практически не ухудшает характеристики ступени, но существенно уменьшает высоту и вес ступени, а также упрощает изготовление самого колеса.

Сравнение конструкции ступени с открытым рабочим колесом, разработанной в ОКБ БН, с традиционным рабочим колесом приводит к выводу о некоторых других преимуществах первых перед вторыми. Существенно меньшая площадь дисков



**Шарифжан АГЕЕВ**  
Заместитель генерального  
директора по науке ОКБ БН «КОННАС»,  
Лауреат премии Правительства РФ



**Константин САВЕЛЬЕВ**  
Начальник бюро оптимизации  
ступеней ДИР АО «Новомет-Пермь»



**Данила МАРТЮШЕВ**  
Главный конструктор  
ДИР АО «Новомет-Пермь»



**Виктор ОСТРОВСКИЙ**  
Начальник лаборатории  
надежности и трибологии ИТЦ  
ДИР АО «Новомет-Пермь», к.т.н.

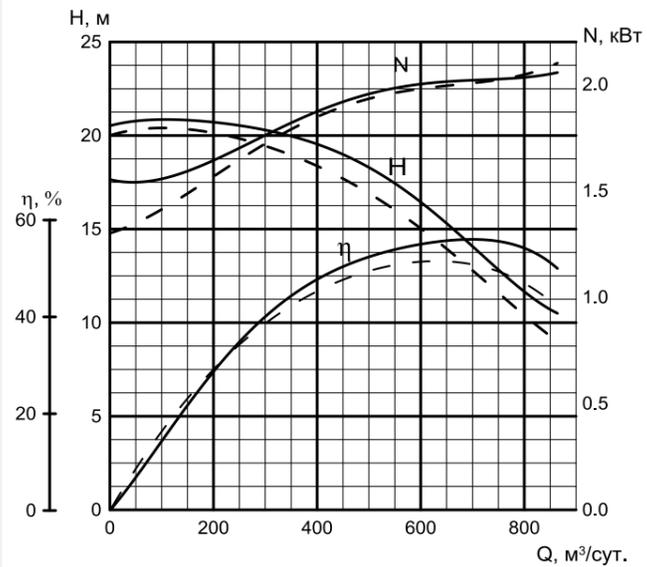


Рис. 1. Характеристики опытных ступеней насоса на подачу 700 м³/сут с обычным рабочим колесом (пунктирные линии) и с рабочим колесом открытого типа (сплошные линии)

рабочего колеса должна снижать влияние вязкости перекачиваемой жидкости. Влияние потока жидкости в каналах рабочего колеса на жидкость, находящуюся в верхней пазухе (в верхнем зазоре) рабочего колеса, должно привести к повышению допустимого газосодержания.

Проведенные в ОКБ БН эксперименты принципиально подтвердили эти предположения.

Однако в серийное производство ступени с открытыми рабочими колесами не были внедрены, что объяснялось плановой экономикой СССР – нежеланием заводов рисковать срывом планов производства серийно выпускаемых ступеней.

В последнее время в связи с массовым применением технологий интенсификации добычи, а также широким применением гидроразрывов пласта состав скважин-

ной жидкости все больше стал в себя включать как свободный газ, так и твердые частицы, а перекачивание их обычными центробежными ступенями (особенно на малых расходах) стало затруднительным. Это связано с риском засорения проточных каналов механическими примесями или их закупорки скоплениями пузырьков газа. Необходимо не забывать о еще одном важном факторе, который ярко выражен на малом расходе – о засорении каналов отложением солей.

Следует отметить, что в насосах, перекачивающих взвешенные вещества (например, бумажную массу), давно применяются рабочие колеса, у которых часть заднего диска удалена [7]. Такая конструкция способствует уменьшению опасности засорения колес волокнистыми частицами.

В связи с этим специалистами компании «Новомет» в 2007 году разработана и внедрена в серийное производство ступень с рабочим колесом открытого типа ЭЦНО 5-20, конструкция которой представлена на рис. 3 (стр. 23).

Для уменьшения вероятности засорения каналов рабочего колеса и уменьшения осевой силы, действующей на рабочее колесо, в ведущем и ведомом дисках между всеми лопастями выполнены сквозные вырезы, открытые со стороны большого диаметра дисков (рис. 3, 4, стр. 19). Данные вырезы имеют одинаковую форму, но смещены по окружности относительно друг друга, в результате чего границы вырезов, совпадающих со стороны лопасти, размещаются в противоположных концах проточного канала.

Рабочее колесо имеет индивидуальную опорную пятю, состоящую из антифрикционной износостойкой шайбы, опирающуюся на подпятник в направляющем аппарате.

Наружные поверхности ведущего и ведомого дисков рабочего колеса при сборке ступени образуют зазоры с соответствующими стенками направляющего аппарата [2].

При работе поток жидкости поступает к рабочему колесу со стороны входных кромок, попадает в проточный канал и движется по нему в направлении к выходным кромкам. Благодаря наличию вырезов полости, примыкающие к наружным поверхностям ведущего и ведомого дисков, сообщаются друг с другом, в результате чего происходит выравнивание сил, действующих на диски, осевое усилие рабочего колеса уменьшается. При перекачке вязких сред происходит снижение паразитных перетечек жидкости и уменьшение дисковых потерь вследствие снижения площади поверхности дисков и увеличения эффективной величины высоты проточных каналов рабочего колеса. Это повышает эффективность работы ступени насоса в целом.

При наличии в перекачиваемой среде свободного газа ее силовое взаимодействие с неподвижными стенками направляющего аппарата способствует образованию мелкокомасштабных вихрей (меньших, чем ширина

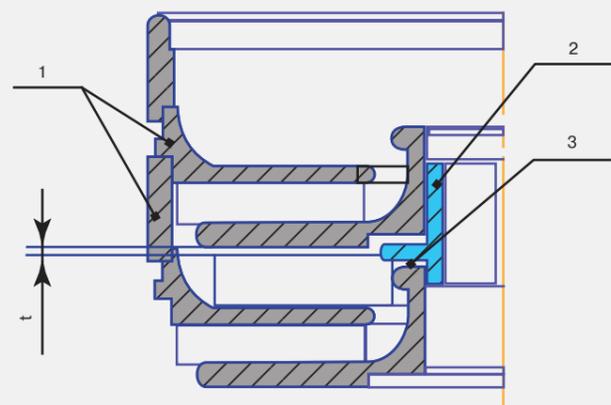


Рис. 2. Ступень с рабочим колесом открытого типа:  
1 - направляющий аппарат  
2 - рабочее колесо  
3 - опорная шайба

проточного канала), что препятствует укрупнению газовых пузырьков, диспергирует газожидкостную смесь и тем самым уменьшает вероятность срыва подачи, позволяя увеличить допустимое газосодержание [2].

Разработанная конструкция рабочего колеса и направляющего аппарата максимально адаптирована под технологию порошкового прессования, что позволяет минимизировать финишную механическую обработку и тем самым снизить затраты.

Первоначально была спроектирована и начала серийно выпускаться ступень для насосов базового исполнения из материала ЖГР1Д15, которая хорошо себя зарекомендовала. Однако у нефтяников все больший интерес вызывала данная ступень в коррозионностойком исполнении. В период 2013-2014 гг. специалистами компании был проведен ряд работ по модернизации технологии изготовления, что позволило оптимизировать затраты и наряду с серийным изготовлением из обычной порошковой стали изготавливать данную ступень из коррозионностойких материалов.

В настоящее время «Новомет» выпускает ступень ЭЦНО5-20 из трех материалов:

- Материал для насосов базового исполнения – ЖГР1Д15.
- Коррозионностойкий материал SRN.
- Нержавеющая сталь Х11Н8Д20.

Напорно-расходная характеристика ступени ЭЦНО5-20 представлена на рис. 5. Ее КПД находится на уровне серийно выпускаемых ступеней компании обычной конструкции (с закрытыми рабочими колесами) ВНН 5-15, ВНН5-20 (Табл. 1) [3].

Табл. 1. Сравнение КПД насосов «Новомет»

Типоразмер ступени	КПД, %
ВНН5-15 «Новомет»	30
ВНН5-20 «Новомет»	33
ЭЦНО5-20 «Новомет»	32

Рабочий диапазон ступени составляет 15-25 м³/сут. Однако, как показывает опыт эксплуатации, ступень хорошо работает и на меньших расходах – 10-12 м³/сут. В 2014 г. успешно проведены стендовые испытания на надежность по специально разработанной – ускоренной – методике, где целью было расширение рабочей области в левой части до 10 м³/сут.

В целом же износостойкость насоса ЭЦНО5-20 при перекачке жидкости с механическими примесями проверена в ходе ресурсных испытаний. Насос перекачивал воду с частицами кварцевого песка концентрацией 10 г/л и размером до 1 мм в течение 8 часов, что соответствует двум годам эксплуатации



Рис. 3. Конструкция ступени ЭЦНО5-20

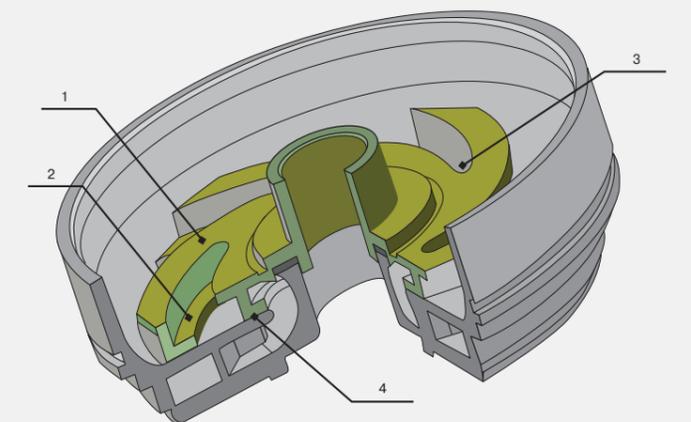


Рис. 4. Сборка ступени ЭЦНО5-20  
1 - ведущий диск рабочего колеса; 2 - ведомый диск рабочего колеса;  
3 - межлопастной вырез рабочего колеса; 4 - осевой зазор

в реальных условиях с содержанием КВЧ 1000 мг/л. До и после испытаний были измерены напорно-расходные и энергетические характеристики ступеней (рис. 6, стр. 24).

Снижение напора в рабочем диапазоне подач составило 13,6%, снижение КПД при номинальной подаче – 8,1%.

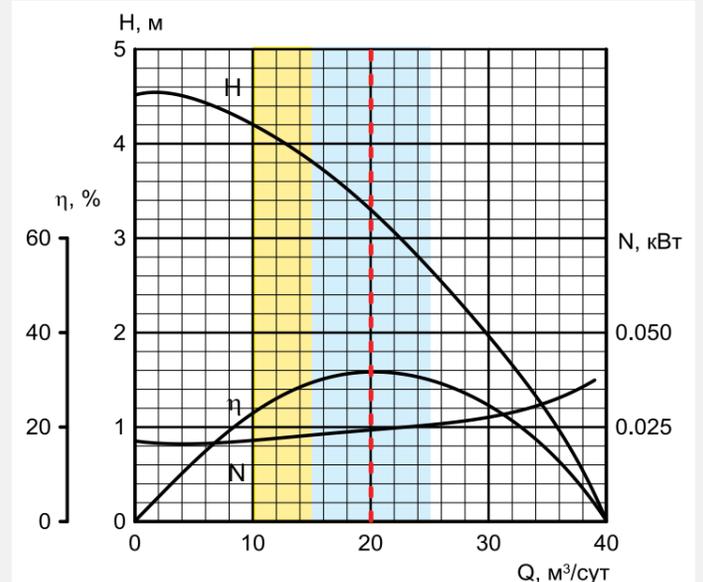


Рис. 5. Характеристики ступени ЭЦНО5-20

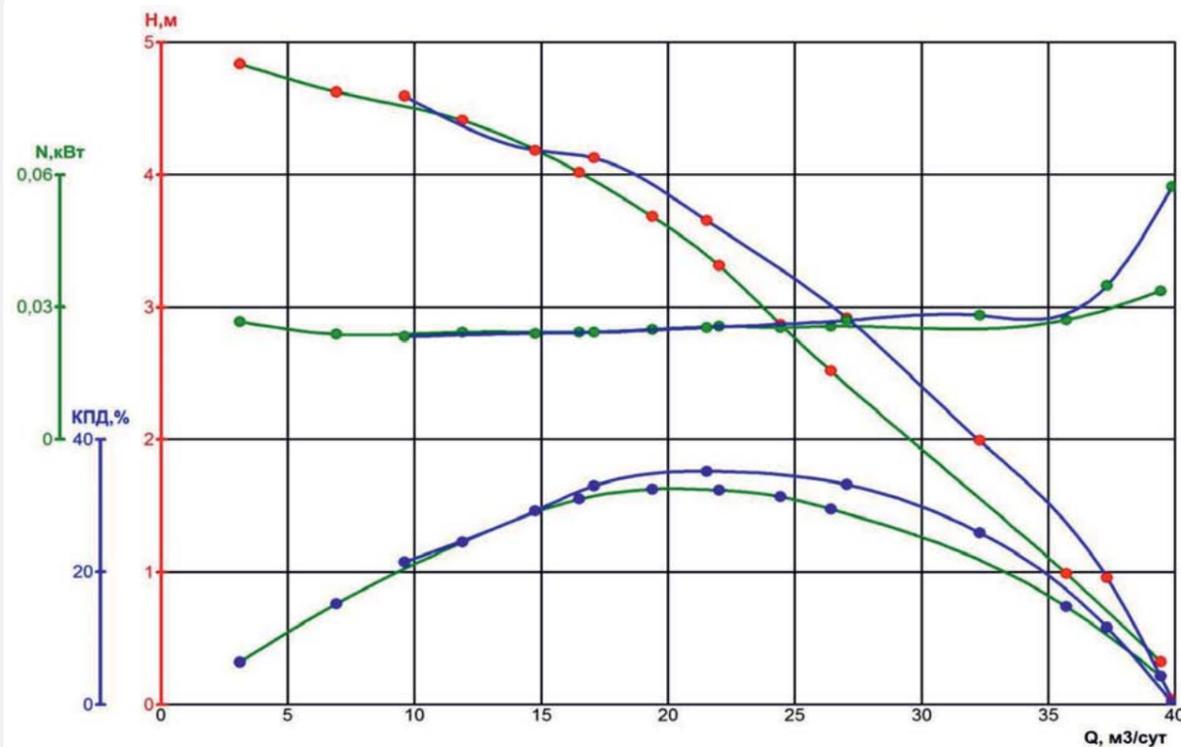


Рис. 6. Изменение напорно-расходной характеристики ступени ЭЦНО5-20 после ресурсных испытаний. Синие линии – характеристики до испытаний, зеленые – после

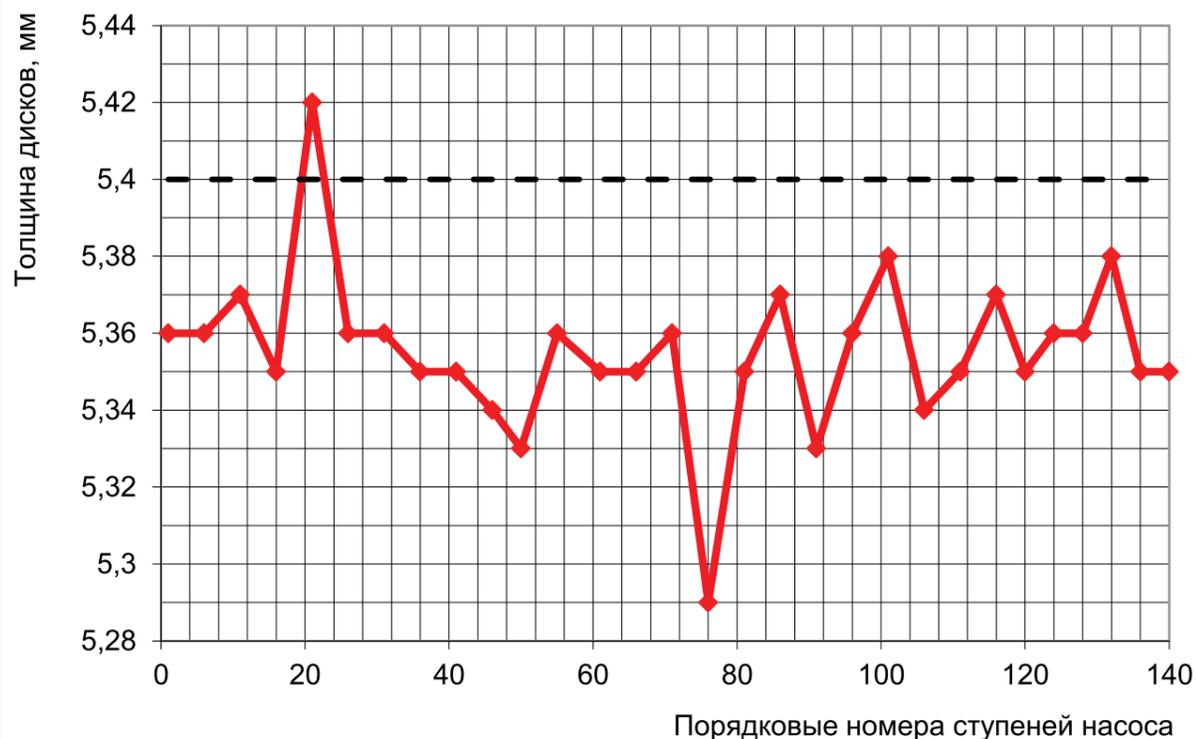


Рис. 7. Износ дисков рабочего колеса. Сплошная линия - толщина дисков рабочих колес после 8 часов испытаний, штриховая линия – начальная толщина дисков.

Табл. 2 Нарботки ЭЦНО5-20 (на 01.02.2015)

Месторождение	Скважина	Дата запуска	Дата отказа	Нарботка	Причина отказа
<b>НК ТПП Урайнефтегаз</b>					
Лазаревское	3324	08.12.13	-	485	в работе
Шушминское	7440	04.11.13	-	519	в работе
Севере-Даниловское	6275	11.12.13	-	482	в работе
Ловинское	8625	27.12.13	-	466	в работе
Сыморьяхское	7332	29.12.13	-	464	в работе
Ловинское	9160	15.06.14	08.10.14	115	клин
Сыморьяхское	7942	16.12.13	01.02.14	47	негерметичность НКТ
Сыморьяхское	7977	27.11.13	01.02.14	66	негерметичность НКТ
Красноленинское	30123	20.12.13	18.05.14	149	нет подачи
Ловинское	9244	17.12.13	25.08.14	251	нет подачи
<b>НК РН-ЮНГ</b>					
Мало-Балыкское	3066	01.08.2011	29.03.2012	241	R-0
Фаинское	9083	23.04.2012	18.08.2012	117	В/О
Солкинское	4512	29.04.2012	11.03.2013	316	ППР
Восточно-Сургутское	524	27.04.2012	07.10.2012	163	ГТМ перевод в ППД
Мало-Балыкское	3607	01.07.2012	19.02.2013	233	нет подачи
Петеленское	339	13.07.2012	10.07.2013	362	R-0
Мало-Балыкское	6688	05.08.2012	12.12.2012	129	ГТМ ИДН
Фаинское	13К	11.08.2012	16.05.2013	278	ГТМ ОПЗ
Фаинское	330	12.10.2012	06.10.2013	359	R-0
Приобское	9811	07.11.2012	06.10.2019	333	нет подачи
Восточно-Сургутское	1076	14.11.2012	26.05.2013	193	ГТМ ОПЗ
Мало-Балыкское	4733	15.01.2013	25.04.2013	100	нет подачи
Усть-Балыкское	7396	08.02.2013	13.09.2013	217	ГТМ ППР
Усть-Балыкское	1442	13.02.2013	06.09.2013	205	ГТМ ППР
Восточно-Сургутское	1076	02.06.2013	07.11.2013	158	ГТМ ОПЗ
Приобское	43048	26.06.2013	06.11.2013	133	ГТМ ОПЗ
Приразломное	6644	27.06.2010	31.05.2011	338	ГТМ
Приразломное	6602	30.06.2010	01.03.2011	244	R-0
Мало-Балыкское	3295	18.07.2011		1351	в работе
Мало-Балыкское	3066	08.08.2011	29.03.2012	234	R-0

Для серийных ступеней в ходе таких испытаний допускается снижение напора на 25% и КПД на 20% от начального значения, поэтому насос ЭЦНО5-20 считается полностью соответствующим требованиям по износостойкости.

Более всего в ступени изнашивается нижний диск рабочего колеса. Максимальная величина износа – 0,11 мм (рис. 7), что не приводит к отказу всей установки, а только к снижению напора ступени, показанному на рис. 6.

В 2010 были проведены опытно-промышленные испытания пяти установок ЭЦНО5-20 в компании РН ЮНГ. После составления акта успешного проведения ОПИ компания РН ЮНГ заказала еще 30 установок. Данные по наработкам, запрошенные в «Новомет-Сервис», показывают, что диапазон подач составляет от 11 до 28 м³/сут. КВЧ достигает до 700 мг/л. Глубина спуска 2000 – 2500 м. Средняя наработка составляет 293 сут., максимальная 1351 сут., минимальная 47 сут. (табл. 2).

В 2013 году в ТПП «Урайнефтегаз» отправлено 10 насосов ЭЦНО 5-20 на ОПИ.

В настоящее время некоторые из них до сих пор находятся в работе.

Имея успешный опыт в разработке ступеней с рабочими колесами открытого типа, специалисты компании разработали ступень ЭЦНО5-80. В настоящее время проводятся ее стендовые испытания. В случае появления интересов со стороны нефтяников существует техническая возможность проектирования и освоения производства насосов подобной конструкции в габаритах 2А-5А с номинальными подачами от 15 до 200 м³/сут.

#### Список литературы

- Богданов А.А. «Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти». М., «Недра», 1968 г. С. 115-121.
- Патент RU 2376500 С2. Рабочее колесо погружного центробежного насоса. / Авт. Изобр. Агеев Ш.Р., Дружинин Е.Ю. и др.; заявл. 07.03.2008, опубл. 20.12.2009, бюл. № 35.
- Каталог продукции «Новомет» 2014 г.
- АС СССР № 106136. Рабочее колесо для многоступенчатого центробежного насоса. / Авт. Изобр. Богданов А.А., Лялков П.Д., Кузнецов М.А.; заявл. 3.12.1951.
- Статья «Нефтяные ступени с открытыми рабочими колесами» Журнал «Территория нефтегаз» № 12 декабрь 2013 г. стр 76-79
- Патент РФ №133215. Ступень погружного многоступенчатого насоса с рабочими колесами открытого типа. / Авт. Изобр. Абахри С.Д., Пещеренко С.Н. и др.; заявл. 1104.12. опубл. 10.10.2013, бюл. № 28.
- Степанов А.И. Центробежные и осевые насосы. М., Машгиз, 1960.



**Сергей СЛЕПЧЕНКО**  
Директор по качеству  
ООО «Новомет-Сервис», к.т.н.



**Павел ХАРЛАМОВ**  
Начальник аналитического  
отдела ООО «Новомет-Сервис»



**Владислав НЕВОСТРУЕВ**  
Инженер аналитического отдела  
ООО «Новомет-Сервис»

## ИННОВАЦИИ ДЛЯ САМОТЛОРА

Полвека назад на Самотлоре забил первый нефтяной фонтан, ознаменовавший открытие месторождения, вошедшего в пятерку крупнейших в мире... С тех пор утекло много воды, подняты на поверхность миллиарды тонн нефти, но и сегодня ОАО «Самотлорнефтегаз» – одна из ведущих нефтедобывающих компаний Российской Федерации и одно из наиболее современных высокотехнологичных отечественных предприятий в сфере нефтедобычи. Это позволяет решать наиболее актуальные комплексные задачи, направленные на повышение эффективности добычи нефти, с привлечением самых последних и перспективных разработок и технологий.

Не случайным в этом плане является сотрудничество ОАО «Самотлорнефтегаз» с предприятиями группы компаний «Новомет», начавшееся в начале 2000-х годов с поставки установок погружных электроцентробежных насосов для добычи нефти. Имея ряд уникальных конструкторских решений, направленных на улучшение гидродинамических характеристик и повышение надежности нефтедобывающего оборудования, данные установки успешно проявили себя в осложненных условиях Самотлорского месторождения.

За время совместной работы на фонде месторождения было внедрено достаточно большое количество инновационных разработок, направленных на повышение эффективности добычи нефти в осложненных условиях эксплуатации.

Среди таких разработок можно отметить энергоэффективные установки, фильтрующие устройства, устройства для скважин с высоким газовым фактором, интеллектуальные станции управления и другие. Отдельное место в этом ряду занимают установки «Новомет» малого габарита. Речь идет об УЭЦН 2А и 3 габарита, массовая промысловая эксплуатация которых, началась именно на Самотлорском месторождении.

Идея создания установок малого габарита возникла после проведения анализа фонда скважин нефтяных компаний, из которого стало ясно, что в каждой из них имеется достаточно существенный бездействующий фонд, где скважины имеют технические ограничения. Последнее может быть обусловлено целым рядом причин, включая смятие колонн, их негерметичность, проведение ремонтных и аварийных работ, износ, коррозию и другие факторы.

В этих случаях после капитального ремонта и ввода в эксплуатацию почти у всех скважин наблюдается уменьшение 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.

Таким оборудованием стали погружные установки «Новомет» 2А и 3 габарита.

### Из истории:

В первую очередь, в середине 2000 годов «Новомет» приступил к разработке установок 3-го габарита для эксплуатационных колонн диаметром от 114 мм с внутренним диаметром от 100 мм и выше (табл. 1).

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

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

распространение 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 ОАО «Самотлорнефтегаз» в ЗАО «Новомет-Пермь» началась работа по созданию установок условного 2А габарита (табл. 2).

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

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 смешения, обеспечивающий смешение 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.



Рис. 1. Установка 2А габарита в боковом стволе

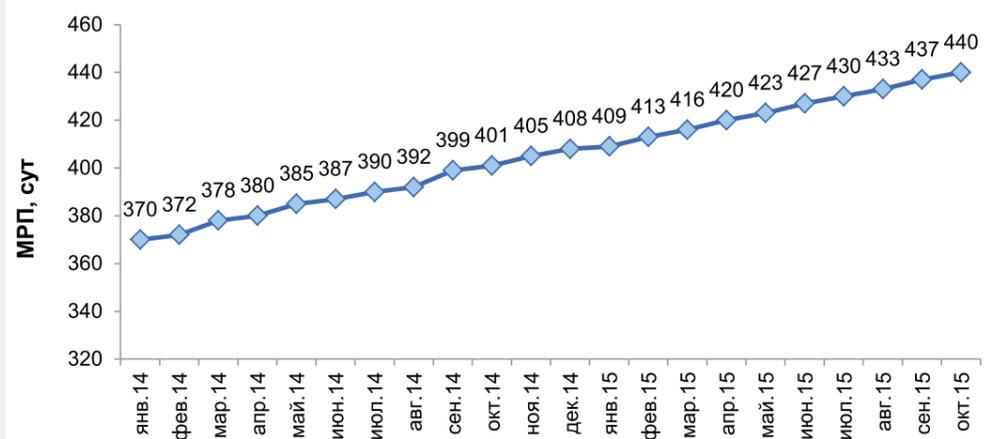


Рис. 2. Динамика МРП УЭЦН 2А и 3 габарита на фонде ОАО «Самотлорнефтегаз»

ных УЭЦН, разработаны дополнительные устройства для борьбы с влиянием газа и механическими примесями. Кроме того, с апреля 2013 г. по условиям заключенного между ООО «Новомет-Сервис» и ОАО «Самотлорнефтегаз» договора, все малогабаритное оборудование сопровождалось фирменным сервисным сопровождением «Новомета», и большая часть этих скважин была переведена на прокатную схему обслуживания.

После получения положительных результатов данные опытно-промышленные испытания были признаны успешно пройденными. Успешные промысловые испытания УЭЦН малого габарита позволили в короткие сроки перейти к их массовому промышленному внедрению.

#### Малый габарит на Самотлоре

В 2010 году, как уже было сказано, впервые началось массовое внедрение установок 3 габарита именно на Самотлорском месторождении, а в 2011 году в его скважины были спущены и УЭЦН 2А габарита.

При этом основной объем внедрения приходился на боковые стволы. Так, половина установок 3-го габарита и почти весь фонд 2А на месторождении были установлены именно в них.

Необходимо отметить, что в первое время данное оборудование показывало не очень высокий уровень наработки как по причинам конструкторской недоработки первой партии оборудования, которые были обнаружены только в условиях эксплуатации на реальных скважинах, так и по причине отсутствия фирменного сервисного сопровождения «Новомета», связанного с условиями поставки данного оборудования.

В дальнейшем специалистами нашей компании была проведена модернизация конструкции малогабарит-

Данные мероприятия привели к тому, что на октябрь 2015 г. межремонтный период установок малого габарита составляет уже 440 суток, и имеет тенденцию к дальнейшему росту (см. рис. 2).

В настоящее время обслуживаемый фонд УЭЦН по данному проекту составляет 165 скважин, в том числе – в 49 скважинах эксплуатируются УЭЦН 2А габарита, а в 116 скважинах – УЭЦН 3 габарита.

За все время на фонде ОАО «Самотлорнефтегаз» было смонтировано более 600 установок 3 габарита и более 150 установок 2А габарита (см. табл. 3). Максимальные наработки на сегодняшний день составляют 1169 и 927 суток соответственно.

Внедрение данного оборудования внесло существенный вклад в увеличение добычи на Самотлорском месторождении.

Отдельно хочется отметить, что достижение таких результатов стало возможным благодаря совместной работе специалистов обеих компаний. Профессионализм, ответственность и нацеленность сотрудников ОАО «Самотлорнефтегаз» на получение необходимого результата при реализации сложнейших технических проектов вызывают глубокое уважение и заслуживают самых высоких оценок. Такое взаимовыгодное сотрудничество с привлечением разработок и технологий последнего времени позволяет решать самые сложные комплексные задачи и совместными усилиями добиваться главного – повышения эффективности добычи нефти.

Руководителей и работников ОАО «Самотлорнефтегаз», а также всех, чья судьба так или иначе связана с Самотлором, от души поздравляем с юбилеем крупнейшего в России месторождения. Его история – неотъемлемая часть отечественной истории. Переоценить значение самотлорской нефти, ее роль как для экономики Советского Союза, так и для экономики современной России, невозможно.

Будут открываться новые залежи «черного золота», в скважины спустят новое оборудование, однако феномен Самотлора навсегда останется яркой страницей в истории страны.

Табл. 3. Динамика количества монтажей УЭЦН 2А и 3 габарита на фонде ОАО «Самотлорнефтегаз»

Период	2А габарит	3 габарит	Итого
2010	0	10	10
2011	5	37	42
2012	6	23	29
2013	21	76	97
2014	51	247	298
11 месяцев 2015	74	209	283
<b>Итого</b>	<b>157</b>	<b>602</b>	<b>759</b>

## ОБОРУДОВАНИЕ АО «НОВОМЕТ-ПЕРМЬ» ДЛЯ СИСТЕМ ППД



Дмитрий ХЛЕБОВ  
Начальник группы разработки  
стандового оборудования  
ДИР АО «Новомет-Пермь»

Предлагаемое АО «Новомет-Пермь» насосное оборудование для систем поддержания пластового давления (ППД) производится как в горизонтальном, так и вертикальном исполнении. В зависимости от условий эксплуатации горизонтальные установки комплектуются наземным или погружным электродвигателем. К последним относятся, в частности, установки с насосом-перевертышем (5, 5А, 6, 7А и 8-го габаритов), которые применяются для закачки пресных пластовых и сточных нефтепромысловых вод. При использовании данной схемы обеспечивается снижение затрат на строительство высоконапорных коммуникаций, что повышает надежность, экологическую безопасность водовода и снижает убытки от его порыва.

Также мы предлагаем своим заказчикам установки перевернутого типа и установки в шурфовом исполнении с верхним асинхронным или погружным электродвигателем и расположением насоса в глухом шурфе глубиной 30-50 метров. В случае применения шурфовых установок на устье монтируется серийная скважинная арматура высокого давления.

Для управления всеми технологическими процессами применяются станции управления АО «Новомет-Пермь» с комплектующими ведущих мировых производителей электроники, таких как Siemens, ABB, Shneider Electric и др.

К отличительным особенностям наземных установок для систем ППД производства АО «Новомет-Пермь» и блочных насосных станций на их основе следует отнести практичную модульную конструкцию блок-боксов и наличие современной системы автоматизации. Установки данного типа характеризуются высокой фактической наработкой (более 1000 сут), длительным периодом между плановыми ремонтами (до 365 сут), а также простотой монтажа и пуско-наладки оборудования, которые занимают обычно не более 14-21 суток. Каждая станция проходит сборку и полноценные комплексные испытания на испытательном полигоне предприятия-изготовителя и только после этого переводится в транспортное положение и отгружается заказчику. За счет применения частотного регулирования работа насоса поддерживается в точке максимального значения КПД.

Электродвигатель в составе БНС для систем ППД подбирается в зависимости от

значений давления на входе. Если диапазон давлений составляет от 0,04 до 15 МПа, то установка комплектуется наземным электродвигателем, а при более высоком давлении (до 21 МПа) – погружным. В обоих случаях мощность БНС составляет до 1000 кВт и более, напор – до 3500 метров.

Рис. 1. Состав установки с наземным электродвигателем

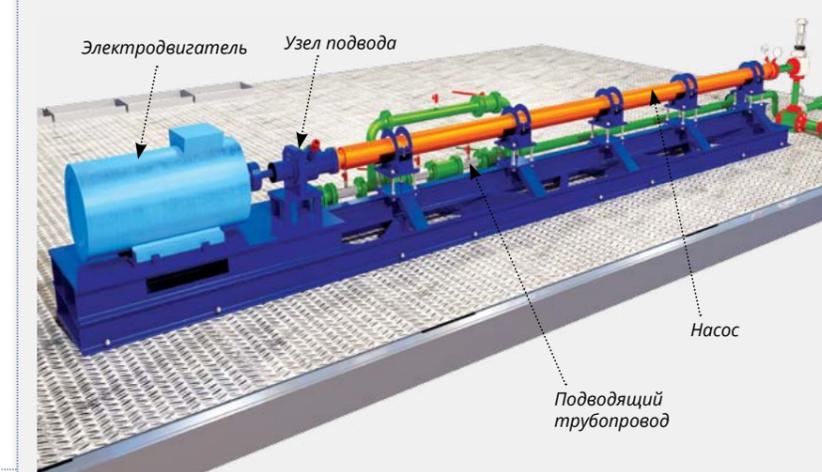
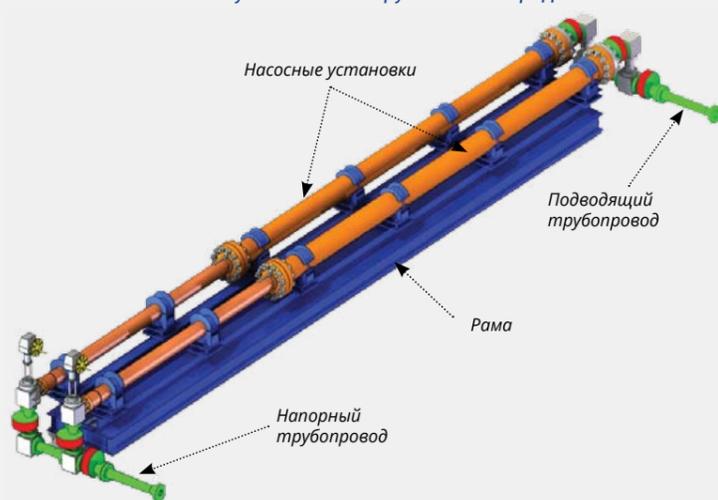


Рис. 2. Состав установки с погружным электродвигателем



### Горизонтальные установки с наземным и погружным электродвигателем

В состав горизонтальных установок с наземным электродвигателем входит также насос, эластичная муфта и узел подвода, в который жидкость подается через подводящий трубопровод (рис. 1, стр. 29). Для увеличения производительности БНС можно параллельно установить несколько насосных агрегатов. Подводящий трубопровод оснащен байпасной линией, что позволяет производить ремонтные работы и замену узлов оборудования без остановки насосной установки.

На рис. 2 представлена горизонтальная установка с погружным электродвигателем мощностью 500 кВт, производительностью до 4000 м<sup>3</sup>/сутки и с высоким давлением на входе в насос, предназначенная для закачки жидкости в продуктивные нефтяные пласты с целью поддержания пластового давления, также может использоваться для транспортировки жидкости и повышения давления закачки непосредственно на

кустовой площадке. Основное ее преимущество заключается в отсутствии утечек закачиваемой жидкости во внешнюю среду. Как и в предыдущем случае, производительность установки возрастает при параллельном подключении нескольких насосных агрегатов.

Также хочется отметить, что, в связи с модернизацией узла подвода (появилась возможность восприятия давления на входе до 15МПа), отпала необходимость использовать УЦГН на основе погружного электродвигателя, что существенно уменьшает габариты УЦГН и БНС.

Рис. 3. Варианты применения установок перевернутого типа для ППДна поверхности ГНКТ)

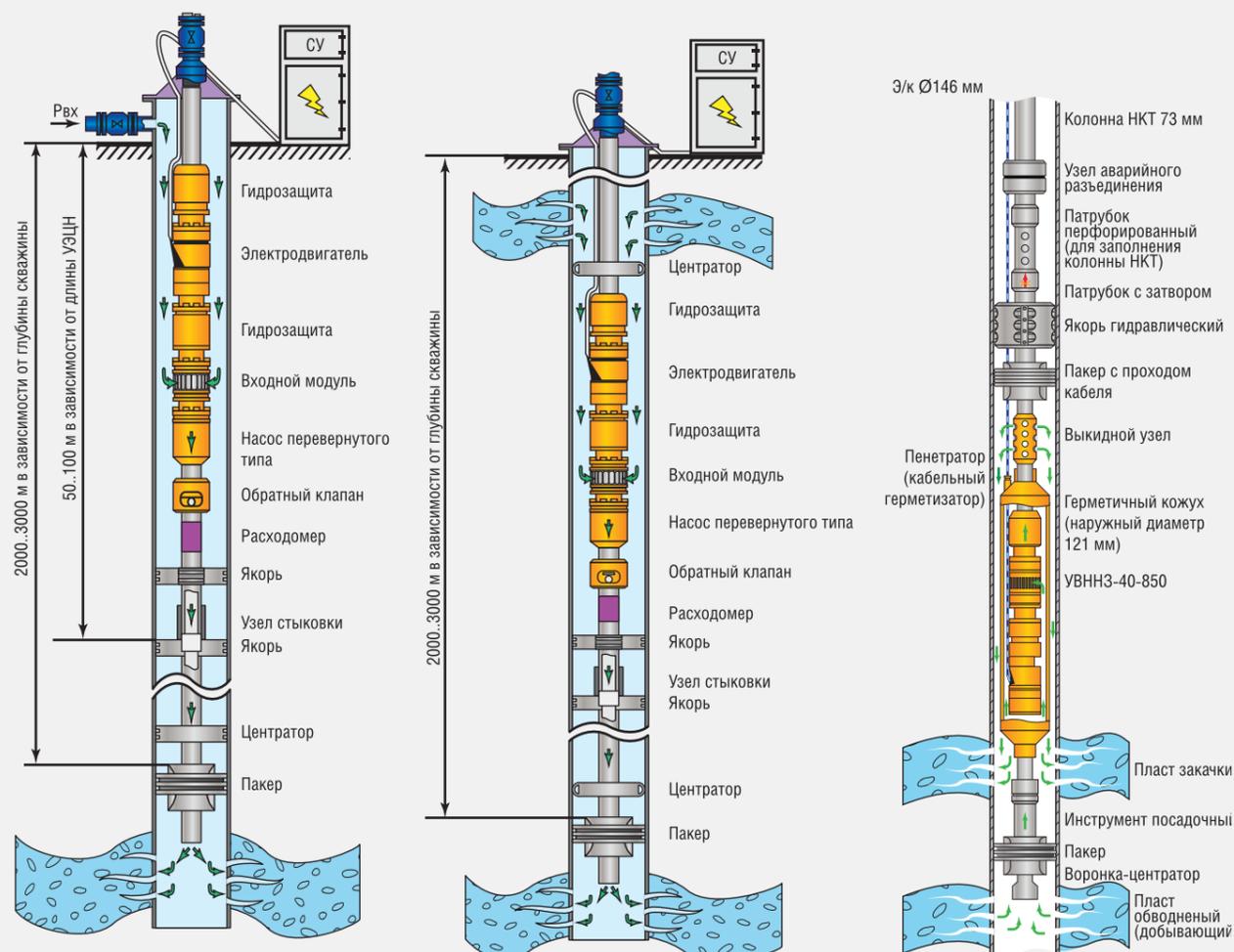


Рис. 4. Станция управления

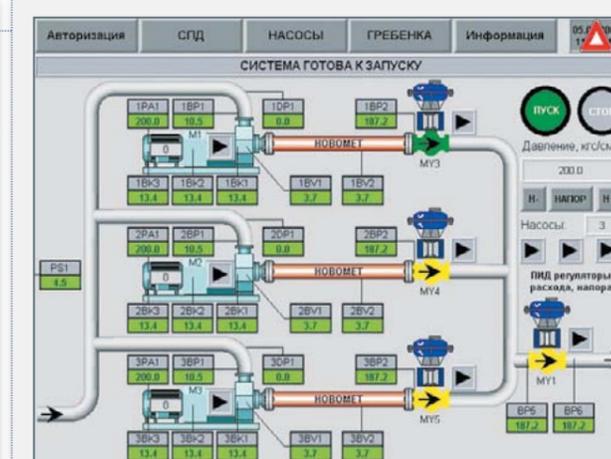


Рис. 5. Сенсорная панель контроллера СУ

### Установки перевернутого типа

Насосные установки перевернутого типа (УЭЦНПТ) предназначены для закачки в пласт пресных, пластовых и сточных нефтепромысловых вод. Данные установки изготавливаются на базе серийного оборудования АО «Новомет-Пермь», что существенно сокращает срок производства и способствует повышению качества сервис-

агента в нижележащий пласт.

Внедрение данного оборудования началось в 2010 году. За прошедшее время заказчиком поставлено около 50 комплектов УЭЦНПТ. На данный момент все они находятся в работе, максимальная текущая наработка составляет 840 суток (табл. 1).

Табл. 1. Внедрение установок перевернутого типа

№	Месторождение	Установка	Дата запуска	Состояние	Текущая наработка
1	Ветляное	УВННПТ5-79-1850/14-010	18.08.2010	в работе	840
2	Желябовское	УВННПТ5-59-1550	29.05.2012	в работе	755
3	Кинзянское	УВННПТ5-79-1800	03.06.2012	в работе	750
4	Кинзянское	УВННПТ5-79-2400	03.06.2012	в работе	750
5	Кудиновское	УВННПТ5-79-1850/14-010	16.11.2012	в работе	619
6	Субботинское	УВННПТ5-59-1550	13.05.2012	в работе	206
7	Кинзянское	УВННПТ5-79-2400	01.07.2012	в работе	157
8	М. Кахановское	УВННПТ5-125-1700	18.10.2012	в работе	48
9	Верхнечонское	УВННПТ5а-400-1200/04-043	04.05.14	в работе	50
10	Верхнечонское	УВННПТ5а-240-1200/04-050	07.05.14	в работе	47
11	Верхнечонское	УВННПТ5а-400-1200/04-050	12.05.14	в работе	42

ного обслуживания. Применение установки перевернутого типа позволяет снизить затраты на строительство и эксплуатацию высоконапорных коммуникаций, что, в свою очередь, повышает надежность, экологическую безопасность и снижает убытки от порыва водовода.

Компоновки комплектуются двумя насосами – ЭЦН5А-500Э-2100 (верхний) и ЭЦНПТ5А-225Э-2000 (нижний) – ПЭД с двусторонним выходом, погружным расходомером и изолирующим пакером с проходом для жидкости.

На рис. 3 представлены различные варианты применения данных установок для систем ППД месторождений. Установки могут применяться для одновременного подъема жидкости на поверхность и закачки рабочего



Рис. 6. Монтаж БНС3х1000-2100 на месторождении ТПП «Ухтанефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)

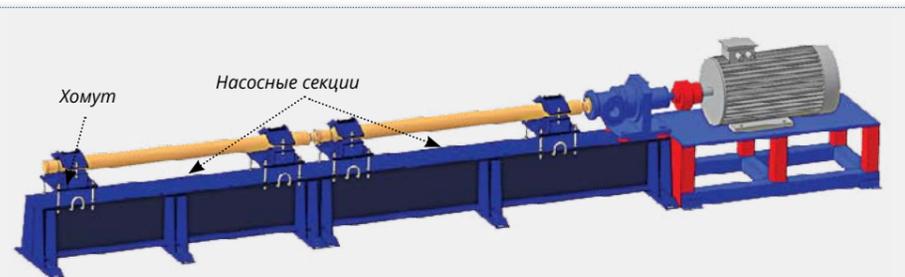


Рис. 7. Модульная установка центробежного горизонтального насоса (УЦГН)

Двигатели АВВ



Подводящий трубопровод с байпасом для замены фильтров ФСС



Рис. 8. БНСЗх3000-700 Buzachi Operating LTD

### Станции управления

Для управления всеми технологическими процессами применяется станция управления (СУ) (рис. 4, стр. 31). С помощью СУ можно производить пуск и остановку электродвигателей в штатном режиме, регулировать частоту вращения электродвигателя насоса, контролировать рабочие параметры насосных установок, выполнять аварийную остановку при нарушении работы агрегатов, архивировать и хранить данные, а также передавать информацию на пульт диспетчера (рис. 5, стр. 31)). Станции управления собираются из комплектующих Siemens, ABB, Shneider Electric и других производителей с мировым именем. Программное обеспечение изготавливается под индивидуальные требования заказчика, а удобный и интуитивно-понятный интерфейс позволяет оператору без длительного обучения немедленно приступить к эксплуатации станции.

На рис. 6 (стр. 31) показана БНС, смонтированная на одном из месторождений ТПП «Ухтанефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»). Конструкция станции – модульная, что позволяет транспортировать ее автомобильным или железнодорожным транспортом с соблюдением всех правил перевозки грузов. БНС устанавливается на специальный быстровозводимый фундамент из металлических профилей. Поскольку станции поставляются в максимальной готовности («под ключ»), сроки монтажных и пусконаладочных работ составляют, как правило, не более 14 суток.

На Приобском месторождении ООО «Газпромнефть-Хантос» была установлена БНСП 1700-350 – станция на базе насосной установки с приводом на основе погружного электродвигателя (давление на входе – 190 атм, на выходе – 225 атм).

### Модульная установка центробежного горизонтального насоса

Наряду с обозначенными выше видами оборудования сегодня мы также производим и поставляем горизонтальные модульные установки на базе центробежных насосов (УЦГН) (рис. 7). Модульная конструкция позволяет без проблем производить замену двигателя, убирать или добавлять дополнительные секции насоса и тем самым повышать напор установки.

За счет универсальной конструкции на раму может быть смонтирован любой двигатель (независимо от мощности), а также любой насос (независимо от длины и габарита). Высота насоса регулируется с помощью опор, которые передвигаются вдоль оси.

По умолчанию установка поставляется в корпоративном цвете АО «Новомет-Пермь», однако, по требованию заказчика может быть выполнена в любом другом цвете.

Данные установки поставляются начиная с 2002 года. За это время различным заказчикам, включая зарубежные компании, было поставлено 83 УЦГН и изготовленных на их основе БНС. Несколько блочных насосных станций (БНСЗх3000-700 Buzachi Operating LTD) были отгружены одной из нефтедобывающих компаний Республики Казахстан (рис. 8). Оборудование обладает следующими характеристиками: номинальная производительность одной установки составляет 3000 м<sup>3</sup>/сут, номинальное давление на выкиде насоса – 7 МПа (700м), давление на входе насоса – 0,038 МПа (3,8 м), диаметр подводящего трубопровода – 250 мм. БНС укомплектован асинхронным электродвигателем производства компании ABB.

### Станция для водогазового воздействия

В конце 2014 года в АО «Новомет-Пермь» поступил заказ от одной из основных российских нефтедобывающих компаний на изготовление станции для утилизации попутного газа и закачки водогазовой жидкости в пласт. В рамках данного проекта была сконструирована и построена станция со следующими характеристиками: производительность закачиваемого насоса – 1600 м<sup>3</sup>/сут, давление на выкиде – 14,5 Мпа (1450 м), давление на входе в насос – 7 МПа, производительность по газовой составляющей – до 20 000 м<sup>3</sup>/сут, мощность электродвигателя – 500 кВт (рис. 9, 10, табл. 2) (рис. 11 стр. 34).

В соответствии с требованиями заказчика оборудование было изготовлено во взрывозащищенном исполнении (ВИА) и оснащено энергоблоком (комплектной трансформаторной подстанцией) мощностью 250 кВт.

На входе в закачивающий насос установлен эжектор, в который под давлением от 11 до 19 МПа поступает вода (рис. 12, стр. 34). В это же время (параллельно) подается газ. Образовавшаяся в результате смешения фаз водогазовая смесь поступает на вход насосной установки.

Эжектор также произведен АО «Новомет-Пермь», технические параметры его работы приведены в табл. 3.

### Сервисное обслуживание

На данный момент фонд обслуживаемых нашей компанией горизонтальных насосных установок насчитывает 32 единицы (табл. 4, стр. 35). В частности, это 12 УЦГН открытого типа, смонтированные в 2002-2003 годах на Кокуйском и Логовском месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Все установки в настоящее время находятся в работе.

На Шумовском, Чернушинском, Уньвенском, Курбатовском и Альняшском месторождениях с 2004 года эксплуатируются в общей сложности 10 БНС. По состоянию на ноябрь 2014 года наработка установок ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с момента сдачи в эксплуатацию составляет более 4000 суток.

На Южно-Ягунском (ТПП «Когалымнефтегаз») и Когалымском (ООО «ЛУКОЙЛ-АИК») месторождениях установки были введены в эксплуатацию в 2012 и 2010 годах соответственно. Претензий к работе оборудования также нет.

Говоря о причинах отказов оборудования на фонде ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», стоит отметить, что наиболее уязвимым элементом обслуживаемых установок стал узел подвода, вышедший из строя в результате усталостного разрушения и среза шлицов на муфте, слома вала, а также утечек в торцовом уплотнении (табл. 5). В ряде случаев отсутствие напора и забивание каналов проходной части аппарата и рабочих колес (по причине плохой подготовки воды) приводили к выходу насоса из строя.



Рис. 9. Станция для водогазового воздействия

По результатам комиссионного разбора и детального анализа каждого случая отказа было принято решение о замене шлицев и муфт, а в нормативные документы внесено требование об обязательной ревизии и чистке торцового уплотнения узла подвода при проведении плановых ТО. До заказчика были доведены сведе-

Табл. 2. Технические характеристики станции для водогазового воздействия

Наименование параметра	Значение
Подача одного насоса на смеси (вода + газ), м <sup>3</sup> /сут	1688 (макс. 1769)
Газовый фактор в стандартных условиях	7,38
Номинальное значение напора на смеси насоса, м	770 (макс. 1900)
Номинальный напор на смеси, м	770 (1900)
Входное газосодержание, %	14,9 (макс. расч. – 19,3)
Давление на входе в насос, кгс/см <sup>2</sup>	30-55 (190 – аварийная ситуация)
Число оборотов двигателя, об/мин	2400-3600
Номинальная мощность двигателя, кВт	500

Табл. 3. Технические характеристики эжектора

Наименование параметра	Значение
Пассивная среда	газ
Диапазон расхода газа в стандартных условиях, м <sup>3</sup> /сут	2266-20000
Давление газа на приеме, кгс/см <sup>2</sup>	0,8-4,0
Расход жидкости для одного эжектора, м <sup>3</sup> /сут	1535
Давление жидкости перед соплом эжектора, кгс/см <sup>2</sup>	110
Давление жидкости на выходе из эжектора, кгс/см <sup>2</sup>	37-54,3 (рабочее значение – 42,2. При входном давлении 110 кгс/см <sup>2</sup> и расходе газа 11329 м <sup>3</sup> /сут). 54,3 (при входном давлении в установку 190 кгс/см <sup>2</sup> и расходе газа 20000 м <sup>3</sup> /сут)

Рис. 10. Технологическая схема станции для водогазового воздействия

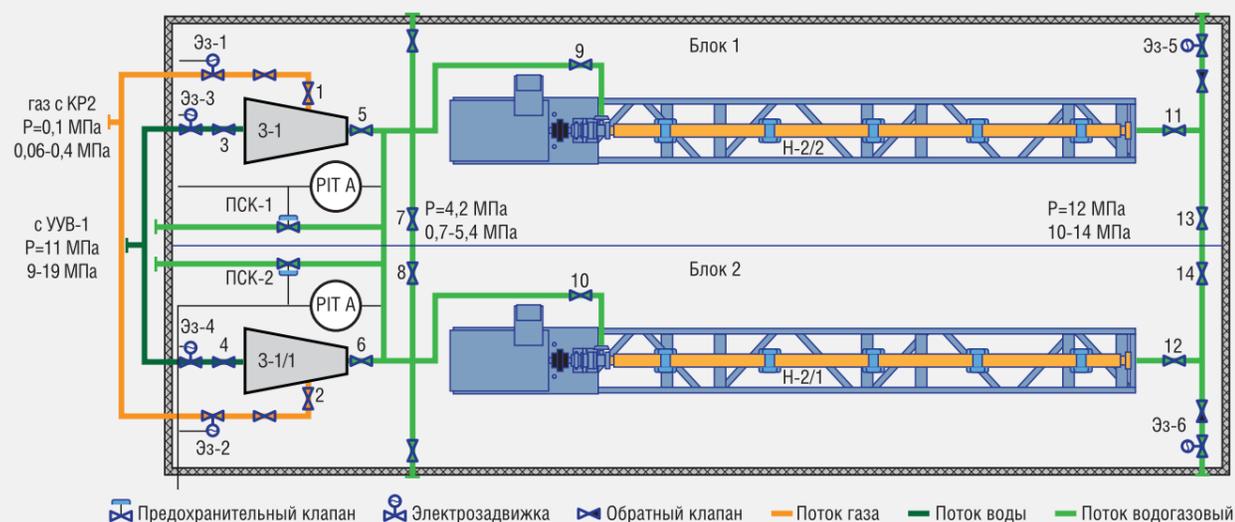


Рис. 11. Объемы закачки воды и газа

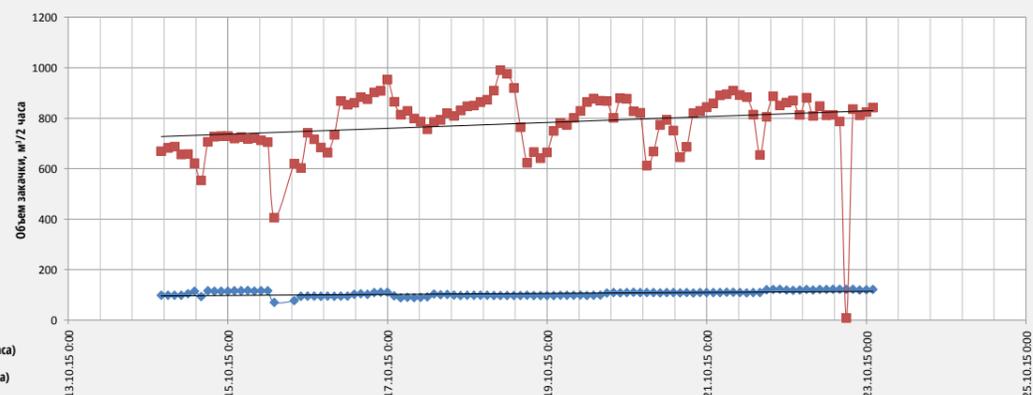


Рис. 12. Конструкция эжектора

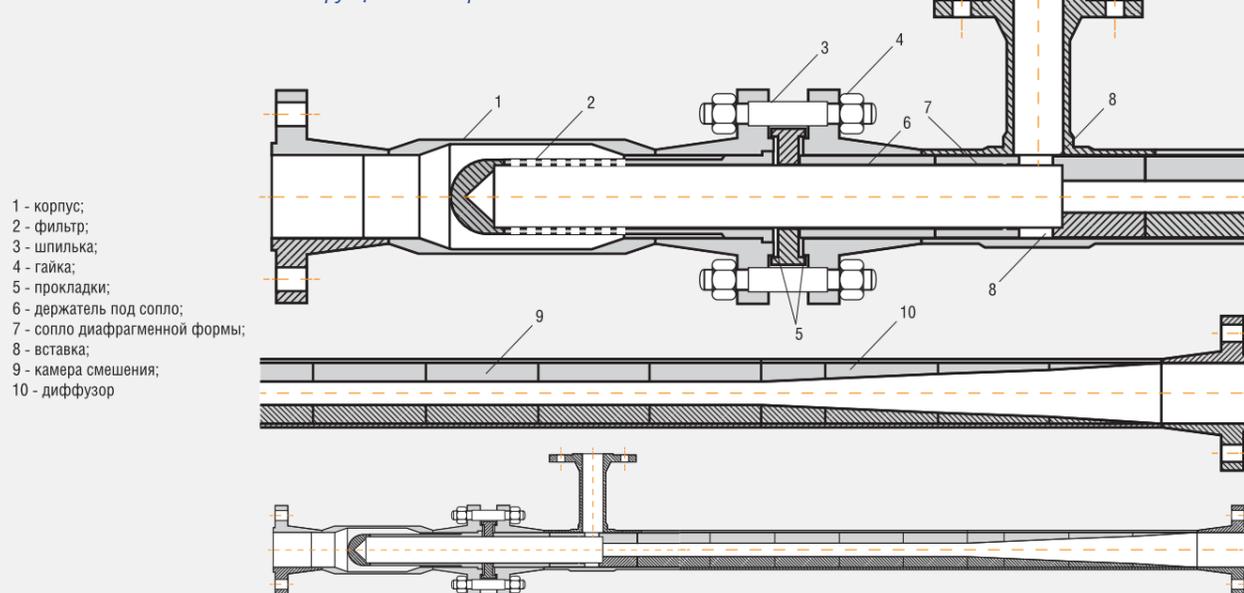


Табл. 4. Обслуживаемый фонд установок ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2014 году

Предприятие	Месторождение	Число установок
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	Шумовское (ЦДНГ-9)	6
	Кокуйское (ЦДНГ-10)	10
	Уньвенское (ЦДНГ-11)	1
	Логовское (ЦДНГ-12)	2
	Чернушинское (ЦДНГ-1)	1
	Курбатовское (ЦДНГ-1)	1
Альняшское (ЦДНГ-3)	1	
ЗАО «ПермТотИнефть»	Гарюшки	4
ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК»	Когалымское	4
ТПП «Когалымнефтегаз»	Южно-Ягунское (ЦДНГ-2Я)	2
Итого		32

ния о некачественной подготовке воды, проведены работы по восстановлению и проверке работоспособности защит (табл. 6).

**В заключение хотелось бы обозначить общие проблемы при обслуживании установок. В первую очередь, это некачественное обслуживание оборудования предыдущими компаниями-подрядчиками (в результате возникла необходимость восстановления станций управления, защиты узлов датчиков). Во-вторых, трудности с поиском и приобретением ЗИП производства Centrilift. И в-третьих, это засорение фильтров мексримесями вследствие низкого качества подготовки воды.**

Табл. 5. Причины отказов оборудования в 2014 году на фонде ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

№	Месторождение, скважина	Тип оборудования	Отказавший узел	Причина отказа	Комментарии
1	Шумовское, куст №42	БНС 130-1550	Узел подвода	Срез шлицов на муфте	Усталостное разрушение
2	Шумовское, куст №46	БНС 130-1250	Узел подвода	Большие утечки торцового уплотнения	Отключены защиты (возможно, перегрев)
3	Кокуйское, скв. №802	УЦГН 25-2100	Узел подвода	Слом вала узла подвода	Усталостное разрушение
4	Кокуйское, скв. №802	УЦГН 25-2100	Насос	Нет напора, расхода	Забитый канал проходной части аппаратов и рабочих колес
5	Кокуйское, скв.426	УЦГН 59-1200	Узел подвода	Физический износ	Износ, некачественная подготовка воды
6	Кокуйское, скв. 1181	УЦГН 79-1150	Узел подвода	Большие утечки торцового уплотнения	Отключены защиты (возможно, перегрев)
7	Кокуйское, скв. 806	БНС 180-1500 (Centrilift)	Узел подвода	Большие утечки торцового уплотнения, перегрев	Некачественная установка торцового уплотнения
8	Логовское, 1210С	201УЭЦНАКИГ5А-160-1500	Электро-двигатель	Клин, работа без смазки подшипников	Клин, работа без смазки подшипников
9	Чернушинское, скв. 386	БНС 130-1800	Насос	Отсутствие защит	Работа без воды
10	Курбатовское, БНС-0111П	БНС 350-2000	Насос	Отсутствие защит	Работы без воды
11	Альняшское, БНС-0308П	БНС 350-2000	Насос	Отсутствие защит	Работа без воды

Табл. 6. Отказавшие узлы оборудования и принятые меры

№ п/п	Отказавший узел	Проведенные мероприятия
1	<b>Узел подвода:</b> 1. Срез шлицов в муфте шлицевой 2. Утечки торцового уплотнения	1. Установлена новая шлицевая муфта 2. Принято решение об обязательной ревизии и чистке торцового уплотнения и узла подвода при каждом ТО
2	<b>Насос УЦГН:</b> 1. Нет напора, расхода (забиты проходные каналы рабочих колес и аппаратов секций насоса) 2. Отсутствие защит	1. Заказчик информирован о качестве подготовки воды 2. Проведены работы по восстановлению и проверке работоспособности защит
3	<b>Торцовое уплотнение:</b> 1. Установка БНС 180-1500 (некачественная установка торцового уплотнения в узле подвода Centrilift)	Проведена ревизия. Торцовое уплотнение заменено согласно инструкции компании John Crane
4	<b>Электро-двигатель:</b> 1. Клин (отсутствие смазки в подшипниках)	1. В соответствии с договором обслуживание электродвигателя установок открытого типа не входит в перечень работ, проводимых специалистами ООО «Новомет-Сервис» 2. Будет проведено согласование и доработка договора



**Наталья ЛЫКОВА**  
Начальник лаборатории  
фильтрационных систем  
АО «Новомет-Пермь», к.т.н.

## ЗАЩИТА УЭЦН ОТ ЗАСОРЕНИЯ: комплексный подход

Засорение рабочих узлов установки является одним из основных осложняющих факторов в нефтедобыче. Проблема вызвана двумя причинами: отложением солей и выносом нерастворимых твёрдых частиц из пласта. Для успешного ее решения «Новомет» предлагает комплексный подход: предотвращение солеотложений с помощью различных ингибиторов, защиту узлов УЭЦН от засорения с помощью фильтров и сепараторов. Если же засорение насоса все-таки произошло, для его очистки выполняется прямая промывка, для чего предназначен обратный клапан КОПР.

### Защита установки от отложения солей

В настоящее время наиболее востребованной технологией данной защиты является химический метод – применение ингибиторов солеотложения. Эффективность технологии зависит не только от правильности подбора ингибитора к месторождению, где наблюдаются солеотложения, но и от способов его доставки в проблемную зону скважины. Среди последних наибольшее распространение приобрели следующие:

- **закачка ингибиторов** через затрубное пространство с применением наземных дозирочных установок или через систему поддержания пластового давления вместе с нагнетаемой в пласт водой;
- **подача ингибитора посредством скважинных контейнеров**, подвешиваемых под погружной электродвигатель (ПЭД) УЭЦН.

Последний способ имеет ряд преимуществ: простота и удобство монтажа, низкие эксплуатационные расходы. Кроме того, при таком способе доставки ингибитора происходит защита не только насоса, но и всего оборудования, в том числе уменьшается перегрев ПЭД. Скважинные контейнеры востребованы в первую очередь на месторождениях, расположенных в труднодоступных районах, поскольку являются автономными, надежны и достаточно эффективны в плане программируемого дозирования ингибитора в пластовую жидкость. Фактором, ограничивающим их применение, является подача ~200 м<sup>3</sup>/сут., поскольку при дальнейшем её увеличении габариты и масса контейнера становятся избыточными для подвески к ПЭД.

В настоящий момент производителями разработан широкий ряд химических реагентов для предотвращения отложений солей. В зависимости от свойств реагента необходимо использовать разные механизмы его дозирования. Поэтому в нашей компании был разработан ряд устройств для различных типов реагентов (см. табл. 1).

Табл. 1. Погружные контейнеры

Тип устройства	Рекомендации по применению	
	Тип ингибитора	Условия применения
КСТР	Твёрдый	температура пластовой жидкости – от 75 до 120 °С обводнённость пластовой жидкости – от 0 до 90%
КСКР	Капсулированный, жидкий	нет ограничений по температуре и обводнённости
КСУ	Твёрдый, жидкий, капсулированный	нет ограничений по температуре и обводнённости
КСШ	Жидкий	КВЧ, мг/л – < 200 средний диаметр частиц, мкм – < 300

Для твёрдого реагента нами был разработан контейнер, который основан на вытекании вязкого ингибитора под действием силы тяжести (рис. 1).

Данная конструкция контейнера успешно прошла опытно-промышленные испытания в нефтяной компании «Аки-Отыр» [1].

Конструкция контейнера для капсулированного ингибитора, заключенного в растворимую в воде полимерную оболочку, была предложена для уменьшения расхода реагента на начальном этапе. Оболочка капсул ограничивает его пиковый выброс в начальный момент эксплуатации, делая вынос ингибитора более равномерным.

Конструкция контейнера данного типа представляет собой цилиндрический корпус с отверстиями в верхней части. Добываемая жидкость через них попадает в контейнер и растворяет находящийся внутри ингибитор. Затем раствор выносятся через эти же отверстия в затрубное пространство, и предотвращает солеотложение (рис. 2).



Рис. 1. Контейнер с твёрдым реагентом



Рис. 2. Контейнер с капсулированным реагентом

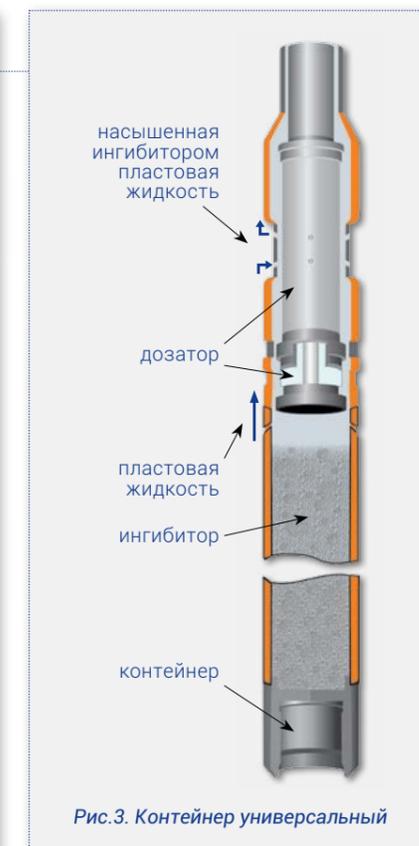


Рис. 3. Контейнер универсальный

Данная конструкция успешно прошла опытно-промышленные испытания в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

Для двух описанных выше вариантов контейнера требуется определённый тип ингибитора: твёрдый или капсулированный. Для возможности использовать любой тип реагента по желанию заказчика был разработан контейнер скважинный универсальный, отличающийся от предыдущей конструкции дополнительным дозатором для регулировки выноса ингибитора (рис. 3). В настоящий момент данная конструкция проходит опытно-промышленные испытания.

Как отмечалось вначале, зачастую проблеме отложения солей сопутствует вынос механических примесей из пластов. В таблице 2 приведён анализ выноса механических примесей из пластов месторождений ТНК-ВР Западной Сибири [3]: средний диаметр выносимых частиц и концентрация взвешенных частиц (КВЧ), 2008 год.

Видно, что наблюдается постоянный вынос мелкодисперсных частиц в небольших количествах, это свойство многих скважин было предложено использовать для дозирования реагента в скважину с помощью контейнера скважинного со шнеком.

Контейнер данного типа не просто содержит жидкий ингибитор, но и представляет собой устройство для отделения механических примесей. Последние, отделяясь, оседают на дно контейнера, тем самым вытесняя жидкий ингибитор. В качестве устройства для отделения твёрдых частиц используется сепарационный шнек (рис. 4, стр. 38).

Расчётным путём было установлено, что для дозирования ингибитора в течение одного года достаточно коэффициен-

та его сепарации 20%. Разработаны две конструкции шнека: для частиц диаметром 0-150 мкм и 150-300 мкм. Стендовые испытания подтвердили работоспособность предложенной схемы дозирования. Несмотря на стендовый контроль, определяющим критерием успешности разработки остаются промышленные условия. В настоящее время конструкция как раз проходит опытно-промышленные испытания.

Всего с 2006 года было поставлено Заказчикам более 1500 погружных контейнеров. На данный момент самый большой опыт внедрения получен по результатам работы первого разработанного контейнера КСТР, которые представлены в таблице 3 (стр. 39).

У каждого из перечисленных типов погружных контейнеров свои преимущества. Так, у контейнера с твёрдым реагентом это низкая стоимость, у контейнера с капсулированным реагентом – отсутствие зависимости от температуры и обводнённости. Для быстрого подбора погружных контейнеров к условиям в скважине нами была

Табл. 2. Анализ выноса механических примесей из пластов Западной Сибири

Пласт	КВЧ *, мг/л	Размер частиц, мкм
БВ	60	25
Юрские	50	20
ВК	30	50
АВ	80	50

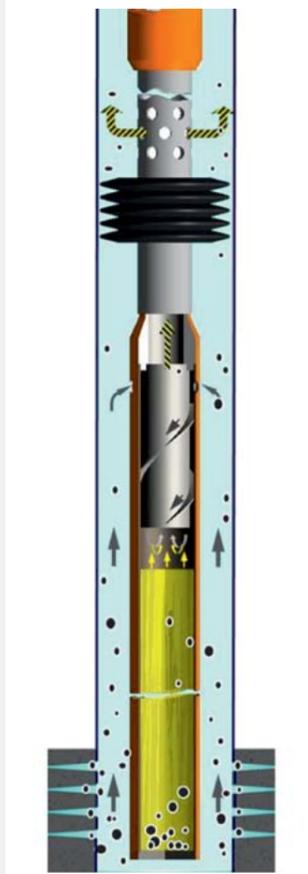


Рис. 4. Контейнер скважинный со шнеком



Рис. 5. Гидроциклонный сепаратор

разработана программа подбора, которая отдельным модулем внедрена в программу NovometSel-Pro.

#### Защита установки от выноса механических примесей

Наиболее распространённым и экономически эффективным методом защиты насоса от выноса механических примесей является их отделение от добываемой жидкости перед насосом защитными устройствами.

Для этого применяют механические фильтры и устройства, основанные на принципах либо гравитационной, либо центробежной очистки. Фильтры получили широкое применение, но их срок службы ограничен из-за засорения, более надёжны в этом плане гравитационные сепараторы твёрдых частиц.

В данных сепараторах организовано течение поступающей жидкости сверху вниз и разворот потока на 180 градусов с одновременным уменьшением скорости потока, вследствие чего тяжелые частицы оседают в зоне разворота под действием силы тяжести. Для повышения коэффициента сепарации при больших подачах в кольцевом зазоре размещают неподвижные спиральные лопасти (рис. 5). Поток жидкости, двигаясь по спирали, вовлекается во вращательное движение, и на частицы примесей в потоке действует центробежная сила, вызывающая их дополнительную сепарацию за счёт прижатия к внешним стенкам корпуса. Такие сепараторы называют гидроциклонными, инерционными или десендерами.

Выигрывая в надёжности, они зачастую проигрывают фильтрам в тонкости очистки. Так, в промышленных условиях широко используются фильтры с тонкостью очистки 100 мкм. Тогда как с помощью гравитационных сепараторов зачастую удаётся достигнуть лишь 250 мкм, а с помощью сепараторов гидроциклонного типа при расходах жидкости до 200 м<sup>3</sup>/сут – порядка 150 мкм [4]. Нами была проведена работа по созданию сепаратора с улучшенными характеристиками. Для этого сначала была разработана имитационная модель движения жидкости и твёрдых частиц в сепараторе механических примесей. Типичный вид траекторий твёрдых частиц в нижней части сепаратора, полученных в результате моделирования, приведен на рис. 6.

Видно, что частицы, сместившиеся к внешней стенке сепаратора, при повороте потока оседают в их сборник, в то время как остальные продолжают движение с потоком на приём насоса.

Гидроциклонный сепаратор с оптимальными геометрическими параметрами был изготовлен и испытан на стенде. Для проведения физических экспериментов и подтверждения результатов моделирования был специально спроектирован испытательный стенд и разработана методика испытаний, целью которых явилось измерение коэффициента сепарации, т.е. массовой доли осевших в сепараторе частиц. (Рис. 7). [5].

В результате моделирования были получены оптимальные конструкции гидроциклонных сепараторов 3 и 5 габарита, характеристики которых были проверены с помощью стендовых

Скорость

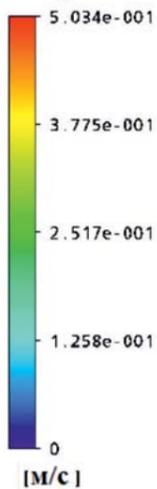
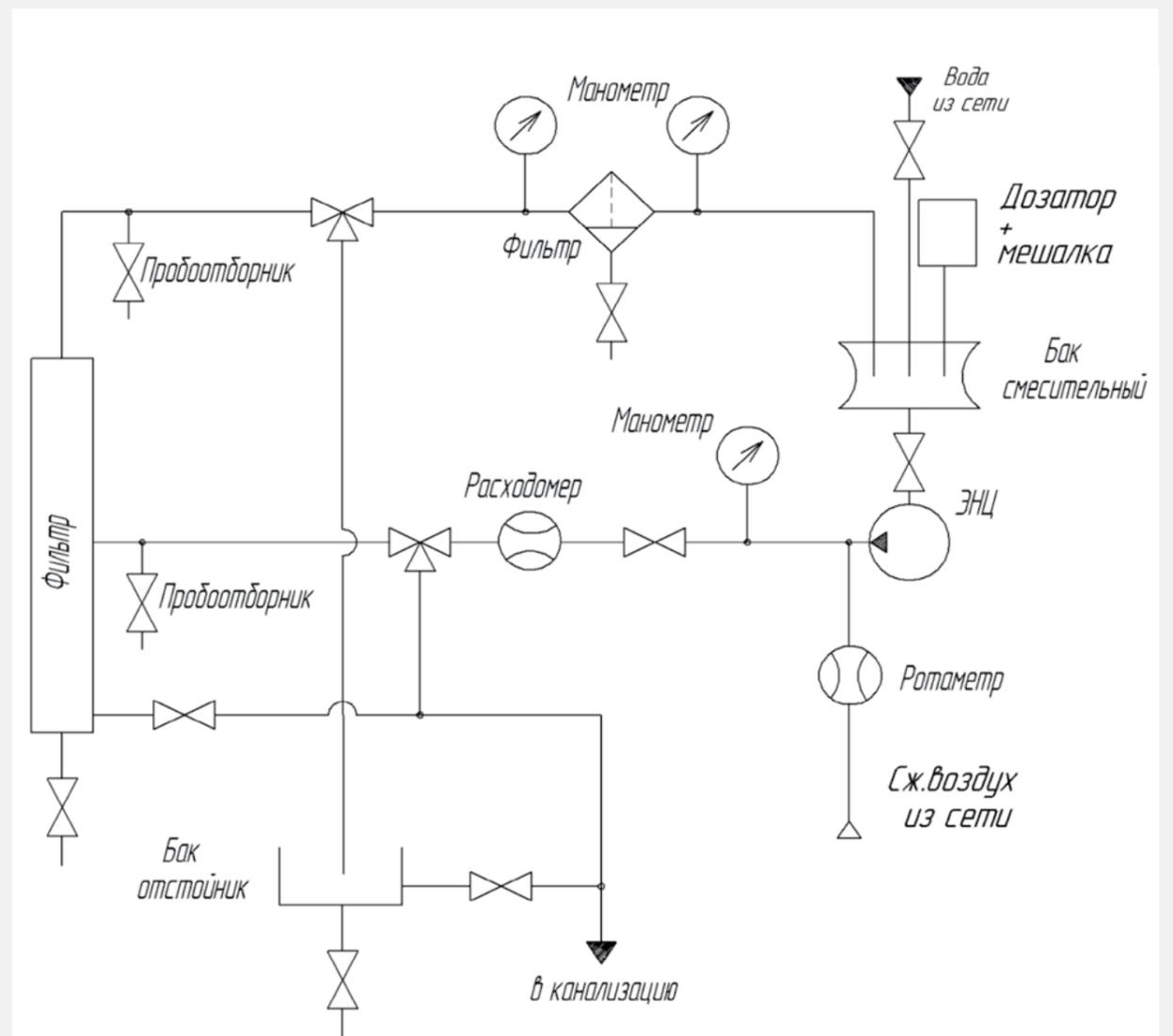


Рис. 6. Траектории частиц в нижней части гидроциклонного сепаратора

Рис. 7. Схема стенда для испытаний гравитационных сепараторов и фильтров



испытаний. Коэффициент сепарации таких устройств увеличивается с увеличением диаметра частиц: был получен коэффициент сепарации 90% для частиц размером 300 мкм и 85% для частиц размером 200 мкм [6].

Для достижения коэффициента сепарации 100 % для любого размера частиц нами были разработаны каскадные устройства, сочетающие в себе преимущества самых успешных механических фильтров (шелевых) и гидроциклонных сепараторов.

Принцип их действия заключается либо в параллельном, либо в последовательном соединении шелевого фильтра и сепаратора.

Табл.3. Опыт внедрения контейнеров с твёрдым реагентом

Компания	Начало внедрения	Запущено в эксплуатацию установок	Средняя наработка до внедрения	Средняя наработка УЭЦН с контейнером
«НАК «Аки-Отыр»	2007 г.	более 300 шт.	224 сут.	541 сут.
«Салым Петролеум Девелопмент Н. В.»	2008 г.	67 шт.	285 сут.	627 сут.
«Томскнефть» ВНК	2009 г.	более 800 шт.	118 сут.	313 сут.
«Саратовнефтегаз»	2010 г.	19 шт.	196 сут.	399 сут.

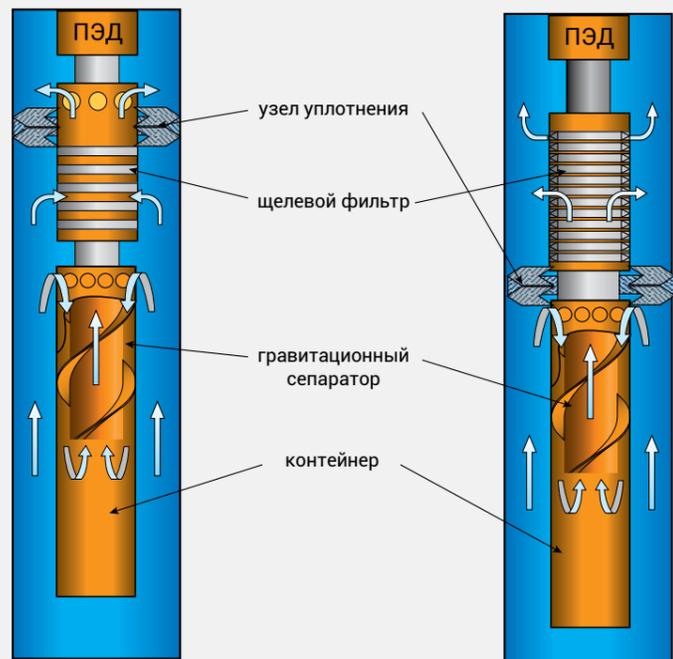


Рис. 8. Способы соединения гидроциклонного сепаратора с щелевым фильтром

На рис. 8 показаны принципиальные схемы их компоновки.

#### Фильтр скважинный гравитационно-щелевой

В данном устройстве (ФСГЩ) для увеличения ресурса работы щелевого фильтра предложено параллельно соединить его с гидроциклонным сепаратором, при этом узел уплотнения устанавливается выше щелевого фильтра [7]. После запуска УЭЦН поток жидкости сначала проходит преимущественно через щелевой фильтр, поскольку его гидравлическое сопротивление на порядок ниже, чем у гидроциклонного. Например, при подаче 100 м<sup>3</sup>/сут гидравлические потери в гидроциклонном сепараторе 5 габарита составляют 0.5 м, в то время как в щелевом фильтре длиной 5 м и шириной щели 100 мкм они равны 0.03 м. Количество и длина секций щелевого фильтра подбирается для обеспечения заданной подачи установки при соответствующей тонкости фильтрации. По мере засорения фильтра и увеличения сопротивления на нём начинает работать гидроциклонный сепаратор. Таким образом, сепаратор функционирует как предохранительный клапан на байпасной линии щелевого фильтра, при этом очистка пластовой жидкости продолжается. Ресурс работы предложенного устройства поэтому существенно выше, чем щелевого фильтра.



Рис. 9. Фильтр скважинный гравитационно-щелевой



Рис. 10. Фильтр скважинный каскадный

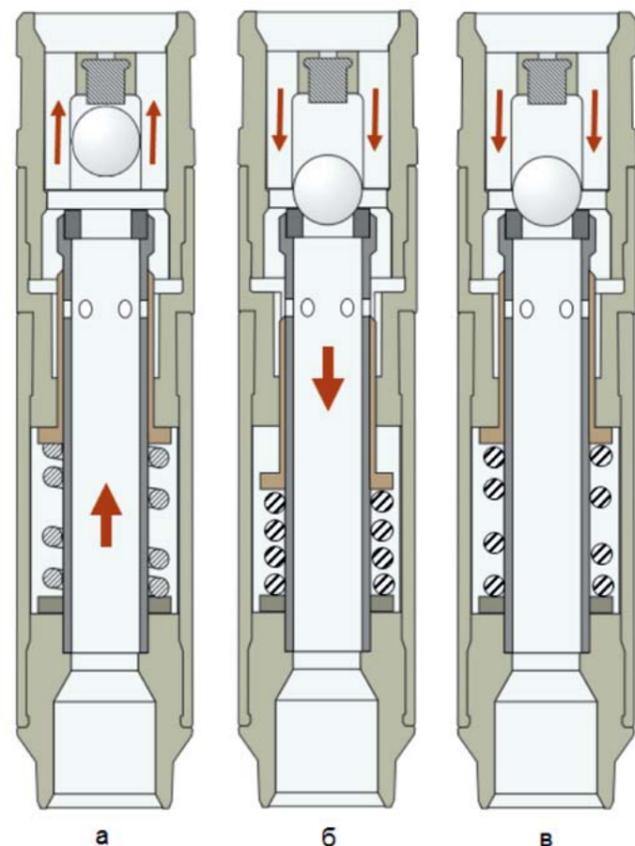


Рис. 11. Схема движения жидкости в клапане обратном КОПР. а) при добыче нефти; б) при прямой промывке УЭЦН; в) при опрессовке НКТ

#### Список литературы

1. Кудрявцев И.А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса механических примесей (на примере самотлорского месторождения) // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук.
2. Агеев Ш.Р., Григорян Е.Е., Макиенко Г.П. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Энциклопедический справочник. Пермь: ООО «Пресс-Мастер», 2007, 645 с.
3. Якимов С.Б. О выборе технологий защиты подземного оборудования от песка с учётом динамики его выноса при запуске скважин на Самотлорском нефтяном месторождении // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 6/2013, с. 81-89.
4. Антипина Н.А., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И. и др. О повышении надёжности погружных контейнеров для твёрдого ингибитора // Бурение и нефть. 2008. №11. С. 36-38.
5. Антипина Н.А., Киселев А.Е., Пещеренко С.Н. и др. Система защиты УЭЦН от солеотложений с использованием капсулированного жидкого ингибитора // Бурение и нефть. 2009. №4. С. 30-32.
6. Якимов С.Б. Индекс агрессивности выносимых частиц на месторождениях ТНК-ВР в Западной Сибири // Нефтепромысловое дело, 9/2008. Стр. 33-39.
7. Афанасьев, А.В., Шмонин П.А., Якимов С.Б. Применение десендеров для защиты ЭЦН на пластах Покурской свиты // Журнал о технологиях ТНК-ВР «Новатор».- 1999.- Вып. 27.- С. 27-31.
8. Антипина Н.А., Пещеренко С.Н. «Математическое моделирование движения твёрдых частиц в погружных сепараторах» // Научно-технические ведомости СПбГПУ, серия «Физико-математические науки», №2(146), 2012 г, с. 62-68.
9. Антипина Н.А. «Моделирование рабочих процессов в устройствах защиты нефтяных насосов от засорения с целью повышения их эффективности» // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук, 2012 г.
10. Антипина Н.А., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И. и др. «Фильтр для очистки скважинной жидкости», патент RU 2 422 622, опубликовано 27.06.2011 Бюл. №18.
11. Данченко Ю.В. «Фильтрующее скважинное устройство», патент на полезную модель RU 116 571, опубликовано 27.05.2012 Бюл. №15.

Данная конструкция ФСГЩ прошла опытно-промышленные испытания в ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Лабораторные исследования проб добываемой жидкости, взятых с устья скважин, показали отсутствие частиц размером более 100 мкм. По скважине №5194 наработка составила 514 суток против предыдущей наработки 17 суток с щелевым фильтром. Высокая наработка по испытываемым скважинам и результаты лабораторных исследований позволили опытно-промышленные испытания признать успешными и продолжить внедрение разработанного устройства.

#### Фильтр скважинный каскадный

В данном фильтре (ФСК) для улучшения качества очистки добываемой жидкости предложено соединить щелевой фильтр и гидроциклонный сепаратор не параллельно, а последовательно посредством установления узла уплотнения между ними [8]. После запуска УЭЦН в таком фильтре поток жидкости сначала проходит через сепаратор, являющийся первой ступенью очистки, затем – через щелевой фильтр, который является второй ступенью очистки жидкости. Благодаря уменьшению грязевой нагрузки на щелевой фильтр продолжительность его работы увеличивается. Поэтому его длину, а следовательно, и стоимость изделия, можно уменьшить, либо использовать щелевой фильтр с улучшенной тонкостью очистки без уменьшения длины.

ФСК комплектуется предохранительным клапаном для исключения перегрева электродвигателя. В случае засорения щелевого фильтра поток добываемой жидкости будет проходить только первую ступень очистки через сепаратор.

Нижняя часть каскадных устройств может быть выполнена в двух исполнениях: с контейнером для сбора и последующего подъёма отсепарированных частиц на поверхность и с хвостовиком для сброса частиц в нижнюю часть скважины. Во втором случае при переполнении контейнера частицы будут падать обратно в скважину через проходящий по центру контейнера сквозной хвостовик. Длины и диаметры хвостовиков рассчитаны таким образом, чтобы при любом расходе жидкости через него не было подсоса, т.е. при любом режиме течения гидравлическое сопротивление хвостовика существенно больше, чем гравитационного сепаратора.

#### Двусторонний клапан

Перечисленные устройства в комплексе успешно решают проблему засорения установки насоса от солей и механических примесей. В случае, если всё-таки мелкодисперсным частицам удалось проникнуть в установку, цель очищения насоса от примесей и отложений выполняет обратный клапан КОПР (рис. 11), который обеспечивает движение жидкости в обоих направлениях. Он предназначен как для удержания пластовой жидкости в колонне НКТ в случае остановки УЭЦН, так и для прямой промывки погружных электроцентробежных насосов. Клапан состоит из корпуса, центратора, головки и основания. В корпусе устанавливается поршневая система с подпружиненным поршнем и ниппелем, в котором предусмотрены перепускные отверстия, а в головке – клапанная пара, состоящая из седла и шарика.

Клапан находится в колонне НКТ над электроцентробежным насосом. При работе УЭЦН поток пластовой жидкости поднимает шарик и удерживает его в верхней буферной зоне. Клапан, таким образом, открыт, и пластовая жидкость поступает в лифт НКТ.

При остановке УЭЦН шар клапанной пары под собственным весом и давлением столба жидкости в лифте НКТ опускается в седло, тем самым перекрывая его. Это происходит мгновенно, в результате чего пластовая жидкость из лифта НКТ над клапаном не поступает в ЭЦН.

Для промывки электроцентробежного насоса необходимо увеличить давление над клапаном в колонне НКТ для его открытия вниз. При этом поршень, сжимая пружину, перемещается вниз относительно ниппеля, открывая перепускные отверстия в ниппеле для сообщения надклапанного и подклапанного пространств. Жидкость из лифта НКТ, таким образом, поступает в ЭЦН для его промывки.

#### Выводы

Зачастую решение проблемы засорения оборудования при добыче нефти требует комплексного подхода. В рамках данного подхода специалистами компании разработаны конструкции погружных контейнеров-дозаторов для различных типов ингибиторов и каскадные устройства с сепараторами гидроциклонного типа. Для промывки установки от засорений предложен клапан КОПР. Использование указанных изделий в составе УЭЦН позволяет защитить насос от засорения и существенно увеличить его наработку.



**Данила МАРТЮШЕВ**  
Главный конструктор  
ДИР АО «Новомет-Пермь»



**Михаил ПАНАЧЕВ**  
Начальник бюро объемных насосов  
ДИР АО «Новомет-Пермь»



**Олег ТОЛСТОГУЗОВ**  
Технический директор  
ОКБ БН КОННАС



**Александр КРОПОТКИН**  
Заведующий отделом ИСС  
ОКБ БН КОННАС



**Евгений МАЛЯВКО**  
Ведущий инженер-испытатель  
ОКБ БН КОННАС

## УСТАНОВКА ОБЪЕМНО-РОТОРНОГО НАСОСА ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Не секрет, что текущее состояние нефтегазовой отрасли как в России, так и в мире характеризуется неблагоприятной геолого-технологической структурой запасов нефти. С каждым годом увеличивается доля нетрадиционных и труднодоступных запасов, что негативно сказывается на рентабельности их добычи. Об этом говорит и статистика – по состоянию на февраль 2014 г. в России 22376 простаивающих скважин, что составляет 13,5 % скважинного фонда [1]. Очевидно, что особо остро данная проблема стоит для малодебитных скважин, работающих на пороге рентабельности.

В настоящее время производители оборудования совместно с нефтяными компаниями и научно-исследовательскими организациями ведут активную работу по замене традиционной технологии эксплуатации малодебитных скважин с помощью установок штангового глубинного насоса (УШГН). Разработка нового надежного и энергоэффективного оборудования позволит не только повысить рентабельность добычи, но и вовлечь в хозяйственный оборот бездействующие и законсервированные скважины, эксплуатация которых традиционными методами неэффективна и нерентабельна.

Одной из таких разработок является установка объемно-роторного насоса пластинчатого типа (ОРНП) (характеристика показана в табл. 1). Основу его ступени составляет статор, внутри него расположен ротор в виде кулачка, к которому с помощью синхронизирующих колец прижаты пластинки. В ходе вращения ротора пространство между ним, статором и пластинками последовательно заполняется перекачиваемой средой, которая при уменьшении объема камеры перемещается от ступени к ступени.

К преимуществам ОРНП можно отнести:

- независимость развиваемого напора от подачи;

Табл. 1. Характеристика ступени ОРНП

Габарит	5
Диапазон подач	до 25 м <sup>3</sup> /сут
Напор ступени	13 м при вязкости 1 сСт 42,3 м при вязкости 50 сСт
Частота вращения	500–1000 об/мин
Номинальная частота вращения	750 об/мин

- высокую эффективность работы насоса на вязких жидкостях;
- высокую самовсасывающую способность;
- прямую пропорциональность между подачей и частотой вращения вала;
- минимальные пульсации потока;
- значительно меньшую длину модуль-секций по сравнению с УЭЦН (для перекачки жидкости вязкостью 50 сСт при напоре 2000 м и подаче 15 м<sup>3</sup>/сут длина секции ОРНП составляет 2,3 м, длина секций ВНН5-25-2600 составит 16 м).

### Стендовые испытания

Для исследования характеристик и подтверждения заявляемых преимуществ были проведены испытания опытного образца полнокомплектной установки ОРНП производства АО «Новомет-Пермь» на стендах-скважинах Многофункционального стендового комплекса ОАО «ОКБ БН КОННАС», г. Москва. Они проводились на стенде-скважине для испытания и сертификации погружных насосных установок в вертикальном положении (рабочая жидкость – вода) и стенде-скважине для испытаний погружного оборудования при повышенных температурах и на вязких жидкостях (рабочая жидкость – кремнийорганическое масло плотностью 970 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью 50 сСт при 200С) [3].

Целями испытаний являлись:

- 1) Проведение монтажа и демонтажа установки ОРН, оценка удобства монтажа и демонтажа погружного оборудования.
- 2) Снятие напорно-энергетических характеристик установки на жидкостях разной вязкости и при разных частотах вращения вала.
- 3) Проверка работоспособности всех элементов установки, в том числе – при длительных испытаниях на ресурс.

В общем случае схема установки при испытаниях представлена на рис. 1. Для испытаний была взята одна секция насоса номинальной производительностью 10 м<sup>3</sup>/сут с количеством ступеней 53, гидрозащита типа ГЗНМ, погружной низкооборотный вентильный электродвигатель 117 габарита с частотой 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.

### Напорно-энергетические характеристики

Характеристики полнокомплектной установки были сняты на воде вязкостью 1 сСт и на кремнийорганическом масле

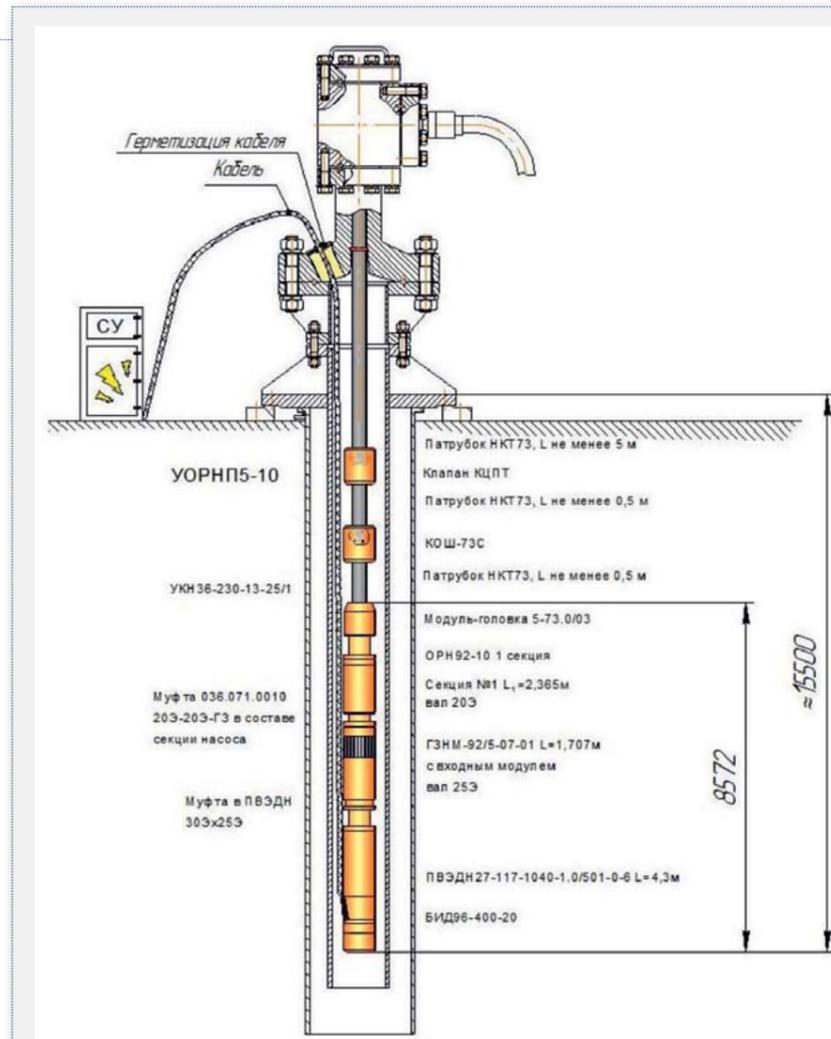


Рис. 1. Схема установки ОРНП в процессе испытаний (компоновка с защитным клапаном КЦПТ)

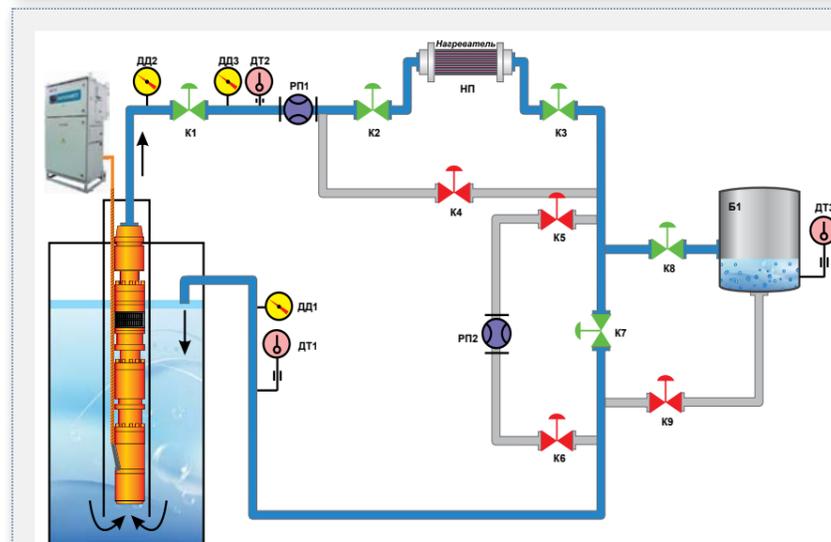


Рис. 2. Функциональная гидравлическая схема стенда Термо [2]: Б1 - бак с жидкостью; ДД1, ДД2, ДД3 - датчики давления; ДТ1, ДТ2, ДТ3 - датчики температуры; РП1 - расходомер для больших подач; РП2 - расходомер для малых подач; НП - проточный нагреватель; К1 - регулирующийся клапан высокого давления; К2, К3, К4, К5, К6, К7, К8, К9 - задвижки

вязкостью 50 сСт. При этом отклонение вязкости из-за изменения температуры кремнийорганического масла составляло не более  $\pm 5$  сСт. Характеристики снимались на трех частотах вращения вала: 500, 750 и 1000 об/мин.



Рис. 3. Внешний вид стэнда Термо [2]

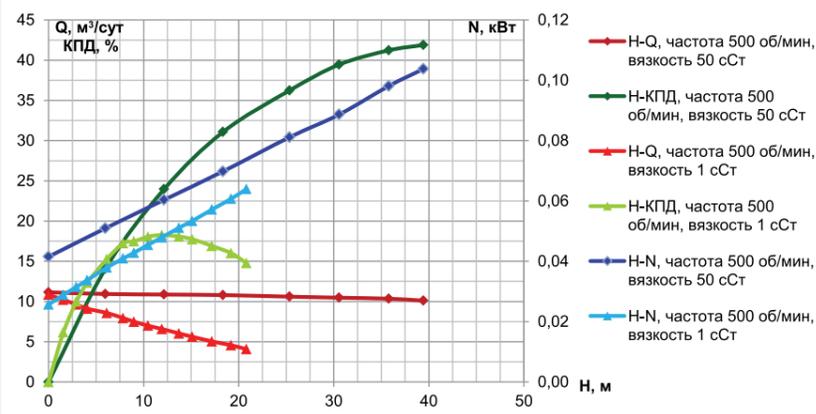


Рис. 4. Напорно-энергетические характеристики установки ОРНП на воде (1 сСт) и кремнийорганическом масле (50 сСт), частота вращения вала 500 об/мин, пересчет на одну ступень

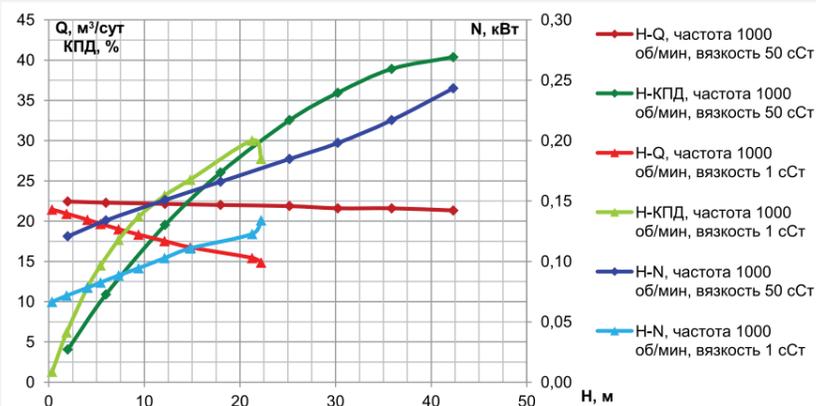


Рис. 6. Напорно-энергетические характеристики установки ОРНП на воде (1 сСт) и кремнийорганическом масле (50 сСт), частота вращения вала 1000 об/мин, пересчет на одну ступень

Результаты испытаний представлены на рис. 4-6 и табл. 1.

Как видно из результатов, насос ОРНП более эффективен на вязкой жидкости. При этом на воде отмечается снижение его подачи с увеличением развиваемого напора, что связано со значительным возрастанием утечек. Также на воде имеется максимум функции  $KПД = f(H)$ , что связано с резким возрастанием потребляемой мощности с определенного момента.

На вязкой жидкости подача насоса 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:

$$\frac{750 \text{ об/мин}}{500 \text{ об/мин}} = 1,5 \approx \frac{15,6 \text{ м}^3/\text{сут}}{10,1 \text{ м}^3/\text{сут}}$$

$$\frac{1000 \text{ об/мин}}{750 \text{ об/мин}} = 1,3 \approx \frac{21,3 \text{ м}^3/\text{сут}}{15,6 \text{ м}^3/\text{сут}}$$

Из данной зависимости вытекает еще одно преимущество ОРНП: его мощность прямо пропорциональна частоте вращения вала при заданном напоре (рис. 7). Благодаря этому возможно применение одного и того же электродвигателя в широком диапазоне подач. В случае же применения УЭЦН его мощность не является прямо пропорциональной частоте вращения вала. Для того, чтобы увеличить напор УЭЦН путем увеличения частоты, необходимо применение более мощного электродвигателя (рис. 8).

После снятия напорно-энергетических характеристик были проведены ресурсные испытания. Установка находилась в работе в течение 10 часов, затем произвели ее отключение на 12 часов, после чего повторно запустили. Снятые характеристики после работы совпали, при этом после длительной работы наблюдалось незначительное снижение потребляемой мощности и, как следствие, рост КПД на 2-3 пункта. Очевидно, это связано с приработкой пар трения рабочих органов насоса.

Также с целью защиты от максимального допустимого давления было проверено срабатывание защитного клапана КЦПТ. Его открытие на воде происходило при давлении на выходе 15 МПа, на кремнийорганическом масле – при 18 МПа.

#### Результаты внедрения

В начале 2016 года румынская компания OMV Petrom сообщила об успешном завершении опытно-промысловых испытаний 180 суток установок объемно-роторного насоса (ОРН)

производства «Новомет». Испытания проходили на месторождении Отешти, которое отличается повышенной вязкостью нефти.

На сегодня установка продолжает работать.

#### Заключение

Результаты стендовых испытаний и ОПИ подтвердили эффективность установки объемно-роторного насоса на вязких средах. Максимальный КПД установки составил 41,9 % и был достигнут на кремнийорганической жидкости вязкостью 50 сСт при подаче 10,1 м<sup>3</sup>/сут, напоре одной ступени 39,4 м и частоте вращения вала 500 об/мин. Можно ожидать, что на более вязких средах КПД установки будет выше.

В ходе испытаний проверена зависимость прямой пропорциональности между подачей насоса и частотой вращения вала, а также проведены ресурсные испытания в течение 10 часов, в ходе которых проверена надежность всех элементов установки.

Отмечено, что после длительной работы потребляемая мощность снижается незначительно, вследствие чего на 2-3 пункта растет КПД. Очевидно, это связано с приработкой пар трения рабочих органов насоса.

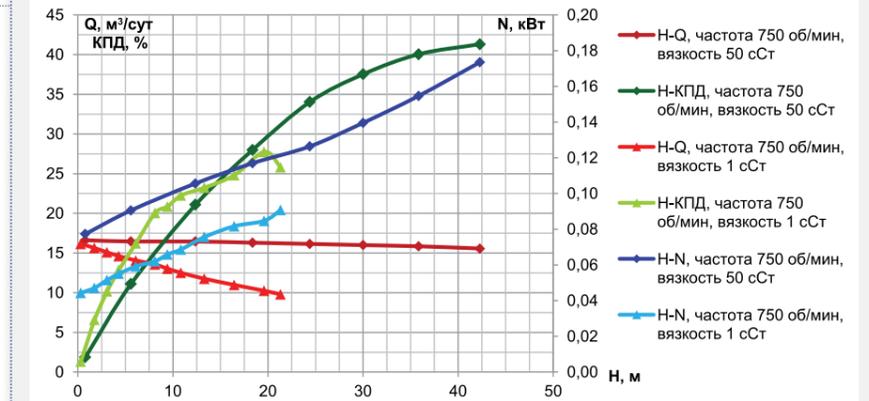


Рис. 5. Напорно-энергетические характеристики установки ОРНП на воде (1 сСт) и кремнийорганическом масле (50 сСт), частота вращения вала 750 об/мин, пересчет на одну ступень

Табл. 2. Точки максимального КПД насоса ОРНП при разных вязкостях рабочей жидкости и при разных частотах вращения вала

Частота вращения, об/мин	Максимальный КПД, %		Подача при максимальном КПД, м <sup>3</sup> /сут		Напор при максимальном КПД (в пересчете на одну ступень), м		Потребляемая мощность при максимальном КПД (в пересчете на одну ступень), кВт	
	1 сСт	50 сСт	1 сСт	50 сСт	1 сСт	50 сСт	1 сСт	50 сСт
500	18,3	41,9	6,6	10,1	11,9	39,4	0,048	0,104
750	27,8	41,3	10,3	15,6	19,6	42,3	0,085	0,174
1000	30,0	40,4	15,4	21,3	21,3	42,3	0,123	0,243

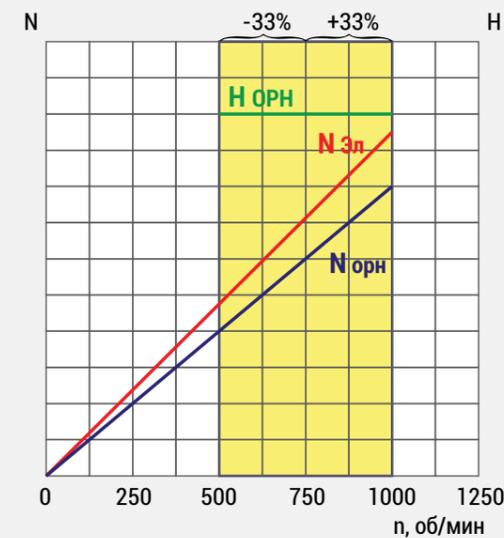


Рис. 7. Зависимость мощности ОРНП и ПВЭД от частоты вращения вала (при постоянном напоре)

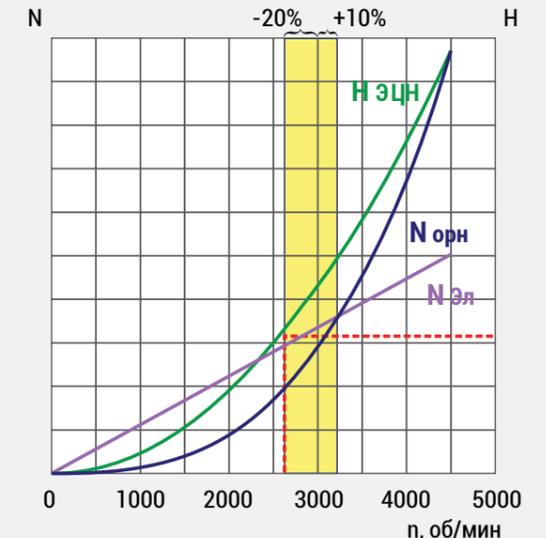


Рис. 8. Зависимость мощности УЭЦН и ПВЭД от частоты вращения вала

#### Список литературы

1. Статистика по Фонду нефтяных скважин, февраль 2014 г. – Нефтегазовая вертикаль, 2014, № 7, с. 89-92.
2. Ляков П.Д. О влиянии вязкости жидкости на характеристику погружных центробежных насосов. – Тр./ВНИИ, 1964, вып. XLI, с. 71-107.
3. Малайко 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



**Артем МУСИНСКИЙ**  
Инженер-исследователь  
ИТЦ ДИР Новомет – Пермь



**Алексей ДЕНЬГАЕВ**  
Доцент кафедры РиЭНМ  
РГУ нефти и газа им. Губкина, к. т. н.



**Владимир ВЕРБИЦКИЙ**  
Доцент кафедры РиЭНМ  
РГУ нефти и газа им. Губкина, к. т. н.



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



**Максим ПЕРЕЛЬМАН**  
Генеральный директор  
АО «Новомет-Пермь»

## ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ АБРАЗИВОСТОЙКИХ ГАЗОСЕПАРАТОРОВ

В последнее время получили широкое распространение методы интенсификации нефтедобычи путем увеличения проницаемости пластов (за счет проведения гидроразрывов и кислотных обработок), а также увеличения депрессии на пласт (за счет снижения динамического уровня жидкости в скважине), что привело к существенному росту концентрации механических примесей в добываемой жидкости [1, 2]. Практика показала [3-5], что в центробежных газосепараторах твердые частицы вызывают не только гидроабразивное разрушение внутренней поверхности корпуса, но происходит разделение газосепаратора на части и падение нижней части УЭЦН на забой скважины.

После изучения механизма гидроабразивного разрушения [6, 7], нами была разработана новая абразивостойкая конструкция газосепараторов [8].

В данной статье проанализированы промысловые данные об эксплуатации новых газосепараторов 5 и 5А габаритов на одном из месторождений Западной Сибири и результаты стендовых исследований их сепарационных свойств.

### Анализ эксплуатационных данных

Серийное производство новых абразивостойких газосепараторов началось в 2011 году. В настоящее время их применение стало массовым, изготавливается и монтируется в скважины более 100 газосепараторов в месяц. За все время промышленного применения новых газосепараторов проблем с перерезанием их корпусов не возникло. Рассмотрим два типичных примера эксплуатации в условиях повышенной концентрации взвешенных частиц (КВЧ) с одного из месторождений Западной Сибири.

Табл. 1 содержит результаты эксплуатации 72 УЭЦН 5 габарита, видно, что причинами отказов были износ и засорение насосов механическими примесями и солями. Отказов газосепараторов, т.е. срывов подачи ЭЦН из-за наличия газа в добываемой жидкости, а также из-за гидроабразивных разрушений самих газосепараторов не было.

В табл. 2 приведены результаты эксплуатации 142 УЭЦН 5А габарита. Причинами отказов были износ, засорение и коррозия ступеней ЭЦН. Отказов из-за неудовлетворительной работы газосепараторов также не было. Отметим, что в анализируемой выборке заметная доля газосепараторов работала при КВЧ более 1000 мг/л, и это не привело к отказам из-за гидроабразивного разрушения.

Однако в приведенной выше выборке из эксплуатационных испытаний газовый фактор в основном был невысоким. Поэтому рассмотрим результаты других испытаний, как в стендовых, так и скважинных условиях, направленные на изучение сепарационных характеристик новых газосепараторов.

Таблица 1. Условия и результаты эксплуатации УЭЦН 5 габарита, оснащенных новыми газосепараторами

Газовый фактор, м³/т	КВЧ, мг/л	Вязкость, сПз.	Число УЭЦН	Число отказов УЭЦН	Наработка в среднем	Причины отказов
До 50	До 1900	0,5-2,5	9	7	329	Износ ступеней ЭЦН, отложение солей,
До 100	До 1000	0,5-2,5	16	14	312	Засорение ступеней ЭЦН,
Более 100	До 1800	0,5-1,5	47	29	261	Износ ступеней ЭЦН, отложение солей,

Таблица 2. Условия и результаты эксплуатации УЭЦН 5А габарита, оснащенных новыми газосепараторами

Газовый фактор, м³/т	КВЧ, мг/л	Вязкость, сПз.	Число УЭЦН	Число отказов УЭЦН	Наработка в среднем	Причины отказов
До 50	До 240	0,5-4,0	13	10	414	Износ и засорение ступеней ЭЦН
До 100	До 470	0,2- 1,5	108	36	321	Засорение и коррозия ступеней ЭЦН
Более 100	До 9600	0,2-0,5	21	17	231	Отложение солей, засорение ступеней ЭЦН

### Стендовые испытания

Измеряли напор и коэффициент сепарации газосепараторов. В качестве рабочей жидкости использовали смесь воды, воздуха и ПАВ (дисолван 4411, 0,05% об.), моделирующей пластовую жидкость. Испытания проводили на стендах РГУ нефти и газа им. Губкина и АО Новомет-Пермь. Результаты испытаний представлены на рис. 1 – 4 и в табл. 3.

На рис. 1, 3 (стр. 48) представлена зависимость коэффициента сепарации  $k$  от подачи газожидкостной смеси при испытаниях в АО Новомет-Пермь. Видно, что коэффициент сепарации уменьшается при увеличении подачи со значений порядка 0,9 до 0,5-0,6 на левой границе рабочей области (которая указывается в марке газосепаратора, например для ГН5-200 это 200 м³/сут).

Также были проведены сравнительные испытания газосепаратора ГН5-200 на стендах РГУ нефти и газа им. Губкина и АО Новомет-Пермь. Полученные результаты приведены в табл. 3. Видно, что ошибка измерений коэффициента сепарации была порядка  $\pm 5\%$ .

На рис. 2, 4 (стр. 48, 49) приведены напорно-расходные характеристики при различной входной концентрации газа  $\beta_{вх}$  и входном давлении 0,2 МПа. Видно, что газосепараторы создают напор во всем рабочем диапазоне, что исключает возможность подсоса газа внутрь насоса через выкидные отверстия газосепараторов.

При высоких концентрациях нерастворенного газа типичным является компоновка УЭЦН как газосепаратором, так и мультифазным насосом. Поэтому на стенде в РГУ нефти и газа им. Губкина были проведены испытания модельной 1,5-метровой насосной секции ВНН5-79

с предвключенным газосепаратором ГН5-200 и мультифазным насосом МФОН5-200 при давлении на входе 0,2 МПа. Полученные напорные характеристики работы насосной секции ВНН5-79 приведены на рис. 5 (стр. 49).

Эти испытания показали, что при  $\beta_{вх} \leq 65\%$  напор и максимальная подача секции слабо зависят от концентрации газа. Также видно, что насос может устойчиво работать и при  $\beta_{вх} = 90\%$  (например, при подаче менее 60 м³/сут напор уменьшился всего на 25-30%, чем в случае  $\beta_{вх} = 0$ ).

### Влияние гравитационной сепарации

В условиях испытаний вся газожидкостная смесь поступала на вход газосепаратора, гравитационная сепарация

Таблица 3. Результаты сравнительных испытаний ГН5-200 в РГУ и АО Новомет-Пермь

№	Q см, м³/сут	$\beta_{вх}$ , %	Коэффициент сепарации РГУ	Коэффициент сепарации АО Новомет
1	50	70	0,88	0,88
2	85	70	0,82	0,83
3	165	60	0,70	0,68
4	55	60	0,86	0,88
5	160	50	0,69	0,73
6	210	50	0,59	0,55

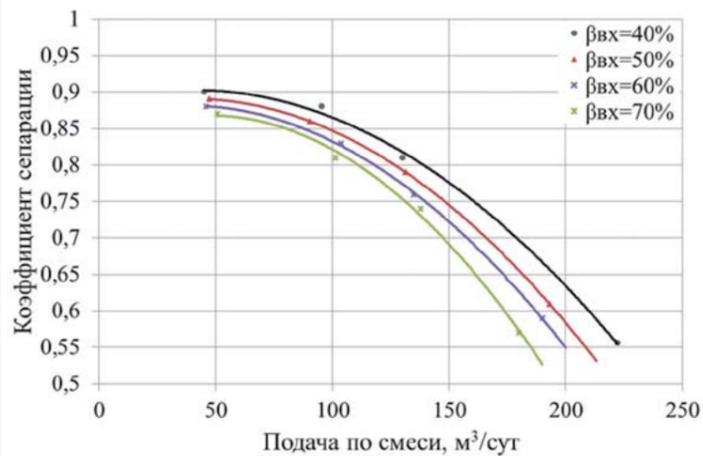


Рис. 1. Зависимость коэффициента сепарации от подачи по смеси ГН5-200

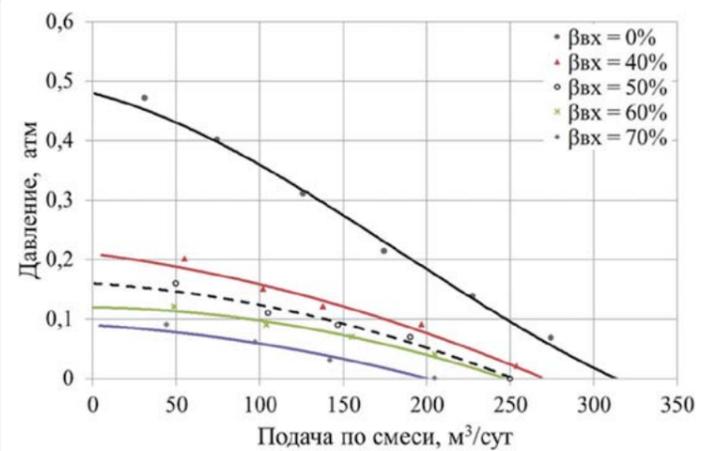


Рис. 2. Напорно-расходная характеристика ГН5-200 при различных βвх

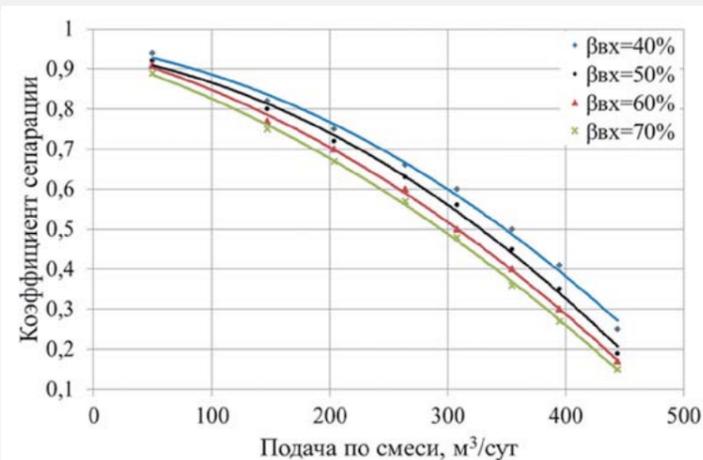


Рис. 3. Зависимость коэффициента сепарации от подачи по смеси ГН5А-350

газа на входе в газосепаратор была исключена. В скважинных условиях это не так. Оценим максимальную концентрацию газа, при которой газосепаратор еще обеспечивает устойчивую работу насоса в скважине. Будем считать, что, согласно эксплуатационным данным, напорно-расходная характеристика центробежных насосов в типичных скважинных условиях не меняется при увеличении концентрации газа на входе в насос вплоть до  $\beta = 25\%$  [9,10].

Общий коэффициент сепарации газосепаратора в скважине ( $K$ ) определяется двумя процессами: гравитационной сепарацией на входе в сепаратор (коэффициент сепарации  $k_{gr}$ ) и сепарацией внутри газосепаратора (коэффициент сепарации  $k$ ). Если обозначить поток газа в скважине  $q$ , а  $q_1$  – поток газа на входе в газосепаратор, и  $q_2$  – поток на выходе из газосепаратора, т.е. на входе в насос, то

$$k_{gr} = \frac{q - q_1}{q}, \quad k = \frac{q_1 - q_2}{q_1}$$

$$K = \frac{(q - q_1) + (q_1 - q_2)}{q} = \frac{q - q_2}{q} = 1 - (1 - k)(1 - k_{gr}) \quad (1)$$

Коэффициент гравитационной сепарации оценим по эмпирической зависимости [11], пренебрегая слабой зависимостью от  $\beta_{вх}$ :

$$k_{gr} = \left(1 + 0.52 \frac{u}{w}\right)^{-1}, \quad (2)$$

где  $w \approx 0.2$  м/сек – скорость всплытия пузырьков газа.  $u = \frac{Q}{S} [b + \alpha(1 - b)]$  – средняя скорость жидкости,  $b$  – обводненность,  $\alpha$  – коэффициент сжимаемости нефти (полагали  $\alpha \approx 1,15$ ),  $Q$  – подача по жидкости. Вычисленная согласно (2) зависимость  $k_{gr}$  от  $Q$  и  $b$  приведена на рис. 5.

Максимальная концентрация газа в скважинной жидкости  $\beta_{вх}$ , при которой газосепаратор еще будет обеспечивать устойчивую работу насоса, определяется из следующего условия:

$$\beta_{вх} \leq \frac{\beta}{1 - K} = \frac{\beta}{(1 - k)(1 - k_{gr})}, \quad (3)$$

Например, для ГН5-200: из рис. 1 следует, что  $k \geq 0.6$ , а из рис. 5 при  $b = 0.1$  видно, что  $k_{gr} \geq 0.2$ . Тогда из (3) получим  $\beta_{вх} \leq 78\%$ . Для ГН5А-350: из рис. 3 следует, что  $k \geq 0.55$ , а из рис. 5 при  $b = 0.1$  видно, что  $k_{gr} \geq 0.15$ . Тогда из (3) получим  $\beta_{вх} \leq 75\%$ .

УЭЦН, укомплектованная двумя 3-х метровыми секциями ВНН5-79, газосепаратором ГН5-200 и МФОН5-200, была смонтирована в скважине. Условия ее работы приведены в табл. 4, откуда, в частности, видно, что  $\beta_{вх} = 97\%$ . Коэффициент гравитационной сепарации, вычисленный согласно (2), оказался равным 68%, т.е. на вход в УЭЦН поступала газожидкостная смесь, содержащая примерно 70% газа. В этих условиях УЭЦН работала устойчиво, что согласуется с данными стендовых испытаний, приведенными на рис. 1.

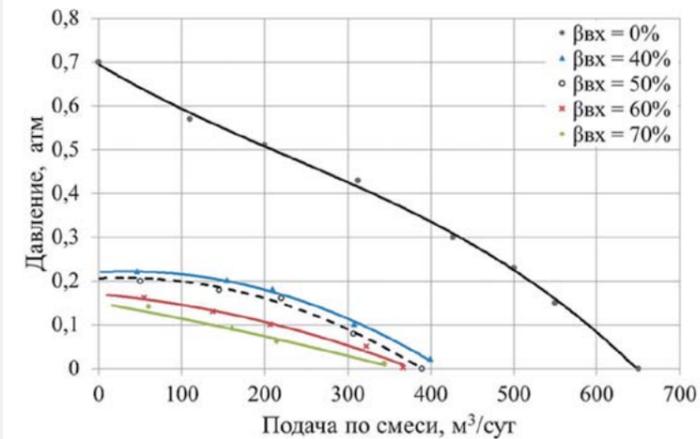


Рис. 4. Напорно-расходная характеристика ГН5А-350 при различных βвх

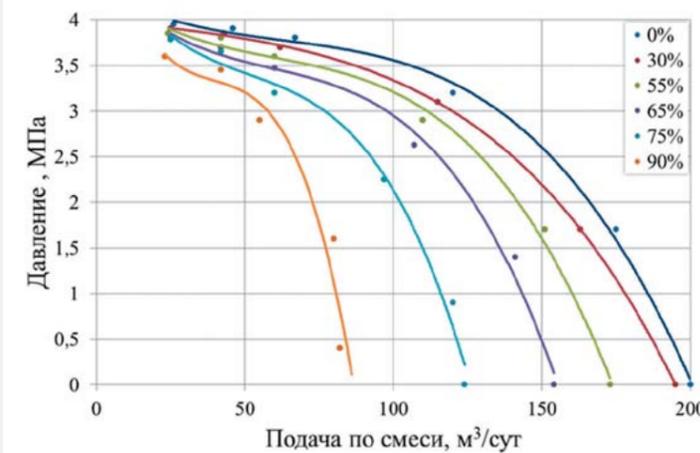


Рис. 5. Напорная характеристика насосной секции ВНН5-79 с предвключенными ГН5-200 и МФОН5-200 при различном газосодержании на входе

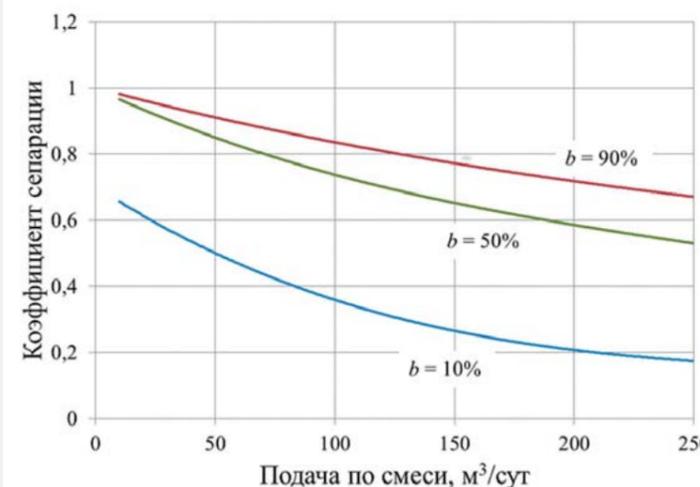


Рис. 6. Зависимость коэффициента гравитационной сепарации ( $k_{gr}$ ) от подачи по жидкости и обводненности ( $b$ )

Таблица 4. Скважинные условия

$P_{вх}$ , атм	$Q$ жидкости, м³/сут.	Газовый фактор, м³/т	Обводненность, %
39	16,4	1260	40

## Выводы

Проведены эксплуатационные испытания новых абразивостойких газосепараторов, которые подтвердили их гидроабразивную стойкость даже при КВЧ более 1000 мг/л.

Показано, что с учетом гравитационной сепарации на входе новые абразивостойкие газосепараторы во всей заявленной области подачи обеспечивают устойчивую работу УЭЦН при  $\beta_{вх}$  до 75–78%.

## Список литературы

1. Генералов И.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях Самотлорского месторождения: Дис. ... кандидата технических наук: 25.00.17 / Генералов Иван Викторович. – Уфа, 2005. – 183 с.
2. Казаков Д. П. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами после гидравлического разрыва пласта на примере Вынгапуровского месторождения: Дис. ... кандидата технических наук: 25.00.17 / Казаков Дмитрий Петрович. – Уфа, 2010. – 111 с.
3. Кудрявцев И.А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей (на примере Самотлорского месторождения) // Автореферат дис. ... кандидата технических наук / Кудрявцев Игорь Анатольевич. – Тюмень, 2004. – 24 с.
4. Деньгаев А.В. Исследование причин полетов газосепараторов в составе УЭЦН / А.В. Деньгаев, А.Н. Дроздов, В.С. Вербицкий // Территория Нефтегаз, 2005. – №11. – С.50-53.
5. Деньгаев А.В. Анализ работы центробежных газосепараторов в ОАО "Юганскнефтегаз" / А.В. Деньгаев, А.Н. Дроздов, В.С. Вербицкий, Д.В. Маркелов и др. // Нефтяное хозяйство, 2006. – №2. – С. 86-89.
6. Перельман М.О., Пещеренко М.П., Пещеренко С.Н. Особенности многофазных течений в газосепараторах, определяющие их гидроабразивную стойкость // Бурение и нефть. 2013. № 5. С. 42 – 44.
7. Пещеренко С.Н., Пещеренко М.П., Перельман М.О. и др. Абразивостойкий центробежный газосепаратор // Патент РФ № 2379500. Опубл. 10.09.2009. БИ № 2.
8. Островский В.Г., Перельман М.О., Пещеренко С.Н. Механизм гидроабразивного разрушения погружных газосепараторов // Нефтяное хозяйство. 2013. № 5. С. 100 – 102.
9. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях М: МАКС Пресс, 2008. – 312 с.
10. Агеев Ш.Р., Григорян Е.Е., Макиенко Г.П. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Энциклопедический справочник. Пермь. ООО «Пресс-мастер», 2007. – 645 с.
11. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М. Нефть и газ. 2003. – 816 с.



**Марина ПЕРЕЩЕНКО**  
Ведущий математик ИТЦ  
ДИР АО «Новомет-Пермь»,  
к.ф.-м.н.



**Дмитрий ЛЕБЕДЕВ**  
Инженер-исследователь ИТЦ  
ДИР АО «Новомет-Пермь»

## ПОГРУЖНОЙ ШАРИКОВЫЙ РАСХОДОМЕР

Одной из важных составляющих эффективной системы управления УЭЦН является погружное устройство измерения подачи насоса. Достоверные данные о подаче насоса лежат в основе современных алгоритмов адаптивного управления УЭЦН, обеспечивающих устойчивую работу на максимальной подаче или КПД.

Существующие в настоящее время наземные комплексы замера подачи каждой из фаз скважинной жидкости [1], такие как Agar [2], Roxar [3] и Schlumberger [4], устанавливают обычно на куст скважин и переключают по мере необходимости с одной скважины на другую. Получаемая при этом информация не отражает непосредственно режим работы насоса из-за задержки по времени, а также из-за разницы условий внутри и на поверхности. Поэтому необходимы погружные замерные устройства, передающие информацию напрямую из скважины в наземные блоки систем управления оборудованием.

Такие погружные замерные устройства, помимо точности, должны: обладать высокой надежностью, сравнимой с надежностью другого скважинного оборудования и создавать минимальную потерю напора. Этим требованиям соответствуют шариковые тахометрические расходомеры [5] (рис. 1), основанные на измерении частоты вращения шарика  $f$  внутри кольцевого канала, подача жидкости

определяется частотой  $f$ , а также вязкостью  $\nu$  и плотностью  $\rho$  жидкости.

Существенным недостатком такого способа является отсутствие надежных данных о  $\nu$  и  $\rho$ , значения которых также могут изменяться в процессе эксплуатации скважины. Цель данной работы состояла в разработке погружного шарикового расходомера для измерения подачи жидкости с неизвестными  $\nu$  и  $\rho$ .

Принцип действия предложенного нами устройства основывается на существовании однозначной зависимости между расходом, вязкостью и плотностью жидкости, геометрическими параметрами расходомера ( $gs$ ) и частотой вращения шарика заданного радиуса и массы:  $Q = Q(f, \nu, \rho, gs)$ .

Поскольку эта зависимость связывает значения трех измеряемых характеристик жидкости  $Q, \nu, \rho$  с частотой вращения шарика, то в расходомере должно быть, по крайней мере, три шарика, вращающиеся с разными частотами при одной и той же подаче, чтобы из системы трех уравнений

$$Q = Q(f, \nu, \rho, gs), \quad i = 1, 2, 3 \quad (1)$$

вычислить неизвестные величины  $Q, \nu, \rho$ .

Нами были проведены экспериментальные исследования с целью нахождения как вида функций  $Q$ , так и способа решения системы уравнений (1).

В первой серии экспериментов фиксировали  $\nu$ , варьировали  $Q$  и  $\rho$ , измеряли  $f$ . Использовали следующие жидкости: масло МДПН(э) ( $\rho_1 = 814 \text{ кг/м}^3, \nu_1 = 12 \text{ сСт}$ ) и раствор глицерина в воде ( $\rho_2 = 1200 \text{ кг/м}^3, \nu_2 = 12 \text{ сСт}$ ). Полученные зависимости подачи от частоты вращения шарика приведены

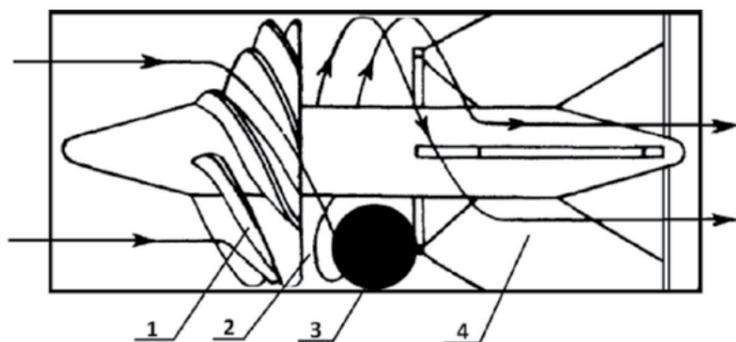


Рис. 1. Тахометрический шариковый расходомер НИИТеплоприбор [1]:  
1 – завихритель потока, 2 – кольцевой канал для шарика, 3 – шарик,  
4 – выпрямитель потока

на рис. 2. Видно, что изменение плотности жидкости в диапазоне  $814\text{--}1200 \text{ кг/м}^3$  слабо влияет на частоту вращения шариков. Поскольку значения плотностей реальных скважинных жидкостей обычно содержатся внутри указанного диапазона, то можно считать влияние плотности слабым и не учитывать его в зависимости (1). Следовательно, система уравнений (1) будет содержать только два уравнения, определяющих подачу  $Q$  и вязкость скважинной жидкости  $\nu$  по измеренным частотам вращения шариков  $f_1$  и  $f_2$ .

Во второй серии экспериментов варьировали вязкость жидкости и подачу, измеряли частоты вращения двух шариков  $f_1$  и  $f_2$ . В качестве рабочей жидкости использовали раствор глицерина в воде. Типичные экспериментальные результаты приведены на рис. 3. Видно, что зависимость подачи от частоты, т.е. уравнение (1), аппроксимируется линейной зависимостью  $Q = af + b$ , где коэффициенты  $a$  и  $b$  зависят от вязкости и геометрических параметров расходомера  $gs$ .

Процедуру решения системы уравнений (1) при  $n = 2$ , т.е. процедуру нахождения  $Q$  и  $\nu$  по измеренным частотам  $f_1^*$  и  $f_2^*$ , иллюстрирует рис. 4 (стр. 48).

В начале по  $f_2^*$  и зависимостям  $Q = af_2 + b_2$ , полученным заранее в специальной серии экспериментов, где вязкость жидкости варьировалась во всем диапазоне ее значений, вычисляли значения расходов для каждой вязкости, см. правую часть рис. 4.

Затем, по множеству вычисленных расходов (горизонтальные пунктирные линии), с использованием аналогичных зависимостей  $Q = af_1 + b_1$  для первого шарика находили соответствующий набор частот вращения первого шарика  $f_{1n}$ , см. левую часть рис. 4.

И, наконец, сравнивали вычисленные частоты  $f_{1n}$  с измеренной частотой вращения первого шарика  $f_1^*$ . Из набора частот  $f_{1n}$  выбирали ближайшие:  $f_{1m} < f_1^* < f_{1n}$  и методом линейной интерполяции находили расход жидкости:

$$Q = Q\left(f_{1m} + \frac{f_1^* - f_{1m}}{f_{1n} - f_{1m}} [Q(f_{1n}) - Q(f_{1m})]\right)$$

Далее такая же процедура вычисления расхода повторялась, начиная с частоты второго шарика  $f_2^*$ . Искомое значение  $Q$  получали как среднее арифметическое между вычисленными расходами.

Нами было замечено, что в экспериментальных исследованиях наблюдается некоторая нестабильность частот вращения шариков при неизменной подаче, вызванная флуктуациями силы трения шарика о стенки проточного канала и турбулентностью жидкости.

Для уменьшения случайной ошибки частоту вращения шариков измеряли многократно ( $N$  раз), а результаты усредняли. Испытания повторялись при различных фиксированных подачах жидкости и охватывали весь рабочий диапазон частот вращения шариков от 3 Гц до 35 Гц. На рис. 5 (стр. 48) приведены полученные результаты. По оси абсцисс откладывали объем выборки  $N$ , по оси ординат – коэффициент вариации, равный отношению корня квадратного из дисперсии к среднему значению (величина, характеризующая разброс полученных результатов). Видно, что при уве-

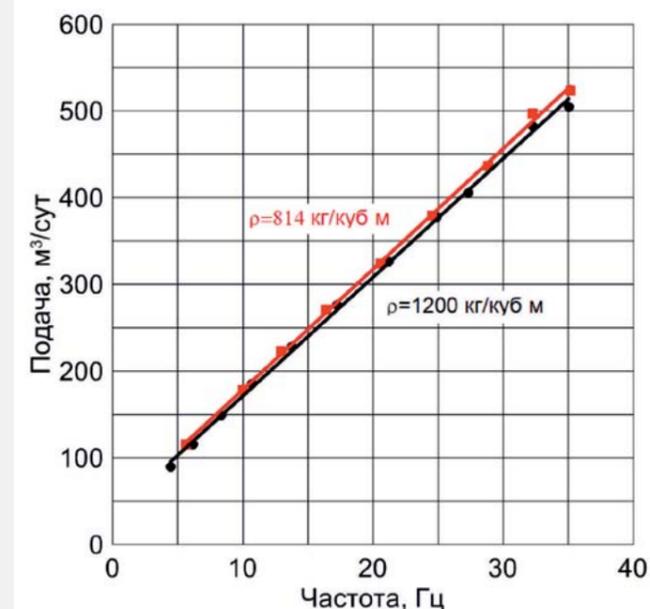


Рис. 2. Зависимость подачи от частоты вращения шарика для жидкостей с разными плотностями

личении объема выборки  $N$  с 3-х до 8-ми величина коэффициента вариации уменьшается и в дальнейшем практически не меняется.

Описанная методика определения расхода жидкости была применена в погружном тахометрическом двухшариковом расходомере [6, 7] при  $N = 8$ . Было установлено, что в стендовых испытаниях ошибка измерения объемного расхода не превышала  $\pm 3\%$ .

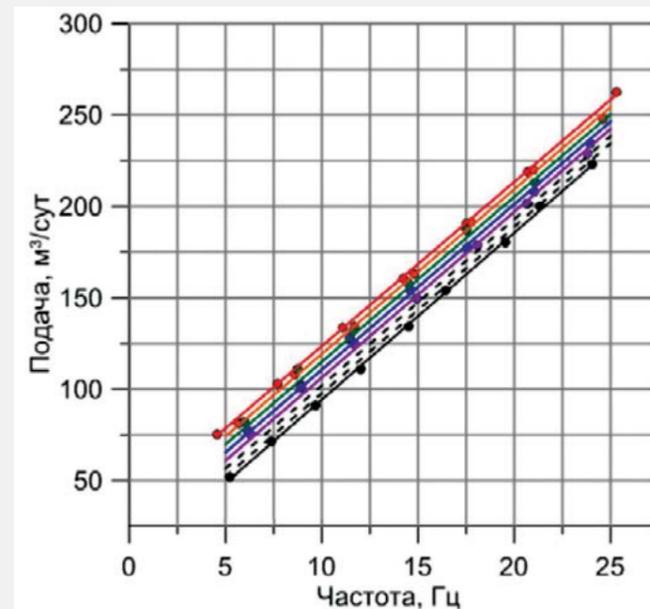


Рис. 3. Зависимость подачи от частоты вращения шарика для жидкостей разной вязкости (вязкость увеличивается от 1 сСт (черная кривая) до 35 сСт (красная кривая) с шагом 5 сСт).

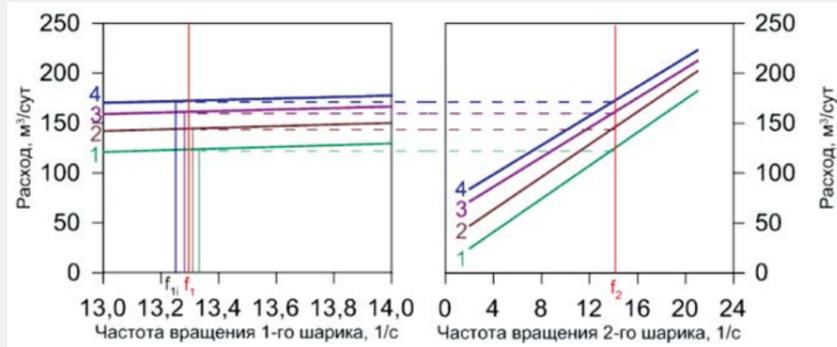


Рис. 4. Зависимости расхода от частоты вращения шариков при различных значениях вязкости жидкости: 1 – 7 сСт; 2 – 48 сСт; 3 – 126 сСт; 4 – 303 сСт.

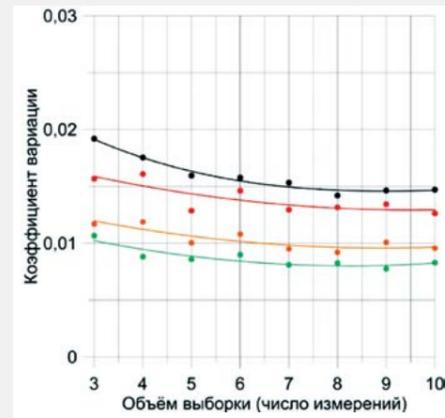


Рис. 5. Зависимость коэффициента вариации частоты вращения шарика от объема выборки (числа измерений).  
Чёрная кривая –  $Q = 98 \text{ м}^3/\text{сут}$ , зелёная –  $Q = 225 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  
оранжевая –  $Q = 337 \text{ м}^3/\text{сут}$ , красная –  $Q = 484 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Табл. 1. Сопоставление показаний погружного и устьевого расходомеров на высокообводненной скважине

Дата	Расход по устьевому расходомеру ТОР, м³/сут	Расход по погружному расходомеру, м³/сут
7.11.14	127,3	127
8.11.14	126,7	126
9.11.14	126,7	126
10.11.14	131	129
11.11.14	131	129
12.11.14	131	129
13.11.14	134	133
14.11.14	135,3	134

#### Список литературы

1. С.Л. Скотт. Современное состояние технологии измерения многофазных потоков. *ROGTEC Российские нефтегазовые технологии*, № 11, с. 32-47.
2. [www.pogc.com.au/brochures/AGAR/Multiphase-Flow-Meter-MPFM-50.pdf](http://www.pogc.com.au/brochures/AGAR/Multiphase-Flow-Meter-MPFM-50.pdf)
3. [www.emersonprocess.com/Roxar/Multiphase](http://www.emersonprocess.com/Roxar/Multiphase)
4. Э. Тоски, Э. Окузбайе, Б. Теувени, Б.В. Хансен, Д. Смит. Эволюция измерений многофазных потоков и их влияние на управление эксплуатацией. *Schlumberger Нефтегазовое обозрение*, Весна 2003, с. 68-77.
5. П.П. Кремлевский. Расходомеры и счетчики количества. *Справочник, Л.:Машиностроение. Ленингр. отделение*, 1989 г., 701с.
6. Патент РФ № 2518253. Способ измерения расхода жидкости. // Авт. изобр. Пещеренко М.П., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И., МПК F04D 13/00, заявл. 28.11.2012, опубл. 10.06.2014. бюл. № 16.
7. Патент РФ № 2524916. Тахометрический расходомер (варианты). // Авт. изобр. Пещеренко М.П., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И., Пошвин Е.В. и др., МПК G01F 1/10, заявл. 28.11.2012, опубл. 10.08.2014. бюл. № 22.

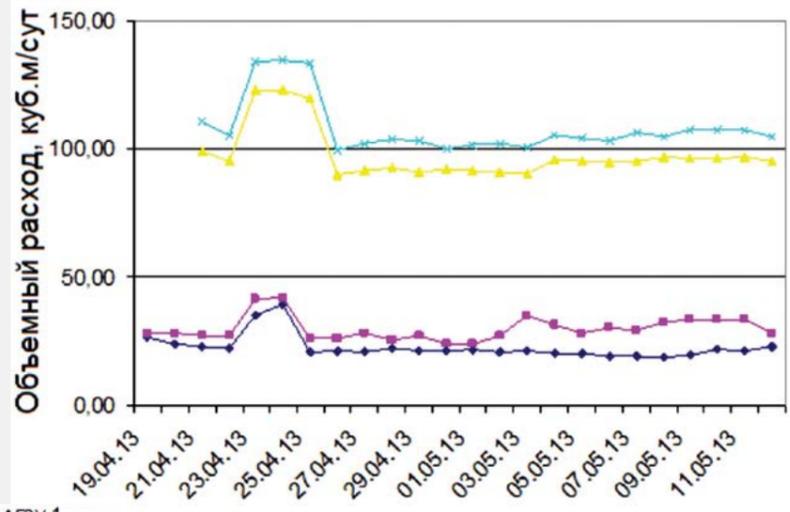


Рис. 6. Результаты испытаний двух расходомеров на скважинах одного из месторождений Западной Сибири

В настоящее время погружной расходомер, устанавливаемый на выкиде УЭЦН, выпускается в двух габаритах с внешним диаметром корпуса 92 мм на диапазоны подач 8-40, 30-200, 100-500 м³/сут и внешним диаметром корпуса 114 мм на диапазон 100-800 м³/сут.

В качестве примера эксплуатационных данных, на рис. 6 приведены показания погружных расходомеров и АГЗУ (устьевых устройств замера подачи), полученные на скважинах одного из месторождений Западной Сибири. Превышение показаний погружного расходомера над показаниями АГЗУ объясняется разницей давлений на устье скважины и на выкиде насоса, из-за которой объемная подача смеси на поверхности была меньше. Особенно заметной эта разница становится при наличии газа в добываемой жидкости. В том случае, когда газа нет, и добываемая жидкость имеет высокую обводненность, показания погружного и устьевого расходомеров довольно близки (см, табл. 1).

#### Выводы

1. Предложен способ измерения расхода жидкости на выкиде ЭЦН с неизвестными или меняющимися в процессе эксплуатации свойствами, разработано устройство для его осуществления.
2. В стендовых испытаниях ошибка измерений объемного расхода составляет ±5%.
3. Разработанный расходомер подтвердил свою работоспособность в скважинных условиях.

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	Плавающий тип сборки ступеней
	Пакетный тип сборки ступеней
	Компрессионный тип сборки ступеней
Ступени по отдельным заказам	Порошковые
	Литые
Гидрозащиты	Гидрозащиты модульные
	Гидрозащиты модульные тандемные
Погружное оборудование для работы с повышенным газовым фактором	Газосепараторы
	Газосепараторы-диспергаторы
	Диспергаторы
Мультифазные насосы	Газостабилизаторы
	Мультифазные насосы
Погружные электродвигатели (ПЭД)	ПЭД асинхронные
	ПЭД асинхронные компаудированные
Кожухи к ПЭД	ПЭД вентильные компаудированные
	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 модульные
Фильтры погружные	Фильтры входные щелевые (ФВЩ)
	Скважинные щелевые фильтры (ФСЩ)
	Фильтр скважинный гравитационно-щелевой (ФСГЩ)
	Фильтр скважинный каскадный (ФСК)
	Фильтр скважинный дисковый (ФДС)
Сепаратор механических примесей (ПСМ)	
Контейнеры скважинные	Контейнеры скважинные с твердым реагентом (КСТР)
	Контейнеры скважинные с капсулированным реагентом (КСКР)
Наземные фильтры	Фильтры очистки жидкости (ФОЖ)
Фильтры для систем ППД	Блок распределения, измерения и фильтрации (БРИФ)
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)	
Насосы струйные	Насосы струйные, работающие по технологической схеме «Тандем»
Протектолайзеры	Протектолайзеры
Элеваторы монтажные	Элеваторы монтажные
Стенды тестирования оборудования	Стенд испытаний ступеней насосов
	Стенд испытаний секций насосов с консервацией
	Стенд ресурсных испытаний секций насосов (абразив, кислота и т.д.)
	Стенд испытаний гидрозащит
	Стенд испытаний погружных асинхронных и вентильных электродвигателей на холостом ходу и под нагрузкой
	Стенд испытаний погружных блоков ТМС (температура, давление, вибрация)
	Стенд гидравлических испытаний до 600 бар
	Стенд испытаний газосепараторов
	Стенд испытаний диспергаторов
	Стенд испытаний пакетов ротора
	Стенд испытаний подпятников
	Стенд испытаний станций управления под нагрузкой
Стенд испытаний 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
Технологические 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 45 50 59 60 79 80 100 125	200 500
5A	25 34 50 60 80 100 124 159 199 200 240 250 280 320 400 500 700	
6		800 1000 1250
6A	130 250	
8		500 750 1000 1600 2000 2500 3000 4000
9		5000 6300

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

Наименование	Диапазон мощностей, кВт		
	Односекционные	Двухсекционные	Трехсекционные
55 (вентильный)	5-35	38-70	-
81 (вентильный)	14-90	100-200	В разработке
96	16-32	45-56	70-100
103	16-90	70-160	180-210
103-3.0 (вентильный)	6-140	-	-
103-6.0 (вентильный)	6П-140П *	-	-
117	12-125	100-250	250-360
117-0.5 (вентильный)	2-40	-	-
117-1.0 (вентильный)	5-80	-	-
117-3.0 (вентильный)	12-225	В разработке	В разработке
117-6.0 (вентильный)	22П-200П *	В разработке	В разработке
130	32-145	180-300	350-450
130-3.0 (вентильный)	32-300	-	-
130-6.0 (вентильный)	30П-235П *	-	-
143	63-220	260-440	555
185	100-400	450-650	В разработке
185-3.0 (вентильный)	60-800	-	-

Наименование	Мах мощность двигателя, кВт 1 диафрагма/ 2 диафрагмы параллельно	Мах допустимая нагрузка на пятау, кг
ГЗНМ-69	90	450
ГЗНМ-81	90/180	500
ГЗНМ-86	63/100	600
ГЗНМ-92	80/200	750
ГЗНМ-103	125/360	950
ГЗНМ-114	180/450	1200
ГЗНМ-136	260/700	1600
ГЗНМ-172	200/650	2700
ГЗН-123	450	1380
ГЗН-136	600	1600
ГЗН-172	850	2700

\* П – мощность, приведенная к частоте вращения 3000 об/мин для ПВЭД на 6000 об/мин (кроме 81 габарита)

Энергоэффективные ступени	
<b>Габарит 2A</b>	
Q м³/сут	Ступень 100 м³/сут. КПД = 58% (ПМ)
п об/мин	60 70 80 100 125 160 180 200
Тип сборки	3490 4070 4660 5820 5820 4660 5240 5820
<b>Габарит 3</b>	
Q м³/сут	Ступень 140 м³/сут. КПД = 62% (ПМ+ЛВМ)
п об/мин	180 200 250 280 300 320 350
Тип сборки	3740 4160 5200 5820 4365 4660 5095
<b>Габарит 5</b>	
Q м³/сут	Ступень 80 м³/сут. КПД = 65% (ПМ+ЛВМ)
п об/мин	100 110 120 130 140 160 180 200 220
Тип сборки	2910 3330 3740 4160 4570 4000 4550 4730
<b>Габарит 5A</b>	
Q м³/сут	Ступень 180 м³/сут. КПД = 66% (ПМ)
п об/мин	200 225 250 280 320* 320 400
Тип сборки	3640 4660 3270 3640 4000 4370 3230 3880 4530
<b>Габарит 7A</b>	
Q м³/сут	Ступень 1000 м³/сут. КПД = 73% (ПМ)
п об/мин	1250 1600 1800 2000 2200 2400 2500 3000 3500
Тип сборки	3640 4660 3270 3640 4000 4370 3230 3880 4530
<b>Габарит 8</b>	
Q м³/сут	Ступень 2500 м³/сут. КПД = 74% (ПМ)
п об/мин	2500 3000 4000 4500 5000
Тип сборки	2910 3500 2910 3270 3230
<b>Габарит 16</b>	
Q м³/сут	Ступень 1600 м³/сут. КПД = 78% (ПМ)
п об/мин	3000 4000 5000
Тип сборки	2910 3880 4850

- Подготовка производства

ФИЛЬТРЫ ВХОДНЫЕ ЩЕЛЕВЫЕ				
Наименование	Диаметр вала, мм	Наружный диаметр, мм	Макс. пропускная способность, м <sup>3</sup> /сут	Тонкость фильтрации, мкм
ФВЩ3-2	17	81	44	100
ФВЩ3-3			66	
ФВЩ3-4			88	
ФВЩ3-5(3+2)			110	
ФВЩ3-6(3+3)			132	
ФВЩ3-7(3+4)			154	
ФВЩ5-3	20	92	75	
ФВЩ5-4			100	
ФВЩ5-5			120	
ФВЩ5-6			145	
ФВЩ5-7(3+4)			175	
ФВЩ5-8(4+4)			200	
ФВЩ5-9(4+5)	220			
ФВЩ5-10(5+5)	240			
ФВЩ5-11(5+6)	265			
ФВЩ5-12(6+6)	290			
ФВЩ5А-3	22	103	80	
ФВЩ5А-4			105	
ФВЩ5А-5			130	
ФВЩ5А-6			160	
ФВЩ5А-7(3+4)			185	
ФВЩ5А-8(4+4)			210	
ФВЩ5А-9(4+5)	235			
ФВЩ5А-10(5+5)	260			
ФВЩ5А-11(5+6)	290			
ФВЩ5А-12(6+6)	320			
ФВЩ3-2	17	81	67	200
ФВЩ3-3			101	
ФВЩ3-4			132	
ФВЩ3-5(3+2)			168	
ФВЩ3-6(3+3)			202	
ФВЩ3-7(3+4)			233	
ФВЩ5-3	20	92	115	
ФВЩ5-4			150	
ФВЩ5-5			180	
ФВЩ5-6			220	
ФВЩ5-7(3+4)			265	
ФВЩ5-8(4+4)			300	
ФВЩ5-9(4+5)	330			
ФВЩ5-10(5+5)	360			
ФВЩ5-11(5+6)	400			
ФВЩ5-12(6+6)	440			
ФВЩ5А-3	22	103	120	
ФВЩ5А-4			160	
ФВЩ5А-5			200	
ФВЩ5А-6			240	
ФВЩ5А-7(3+4)			280	
ФВЩ5А-8(4+4)			320	
ФВЩ5А-9(4+5)	360			
ФВЩ5А-10(5+5)	400			
ФВЩ5А-11(5+6)	440			
ФВЩ5А-12(6+6)	480			

ГАЗОСЕПАРАТОРЫ, ГАЗОСЕПАРАТОРЫ-ДИСПЕРГАТОРЫ, ДИСПЕРГАТОРЫ, ГАЗОСТАБИЛИЗАТОР					
Наименование	Диапазон подач, м <sup>3</sup> /сут	Наименование	Диапазон подач, м <sup>3</sup> /сут		
Газосепаратор	ГН2А-100	10...100	Диспергатор	ДН3-40	10...50
	ГН4-250	15...250		ДН5-250	15...250
	ГН5-200	25...200		ДН5А-250	15...350
	ГН5А-350	25...350		ДН5А-700	70...800
	ГН5А-500	70...500	ГСН2А-80	10...135	
	ГН7А-750	200...750	ГСН3-100	10...145	
Газосепаратор-диспергатор	ГДН5-200	25...200	Газостабилизатор	ГСН5-200	15...250
	ГДН5А-350	25...350		ГСН5А-225	25...320
				ГСН5А-700	200...700



СЕРВИСНЫЕ УСЛУГИ | ПРОКАТ НЕФТЕПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ | СУПЕРВАЙЗИНГ



### ООО «НОВОМЕТ-СЕРВИС»



Сервисное сопровождение нефтепромыслового оборудования:

- сервис УЭЦН
- сервис ППД



Инновационные решения в сфере механизированной добычи нефти УЭЦН:

Комплексное решение задачи по снижению себестоимости добычи нефти за счет:

- увеличения наработки
- увеличения добычи
- снижения энергопотребления

Разработка, внедрение и обслуживание оборудования для особо сложных условий эксплуатации



Выполнение работ за рамками стандартных договоров на обслуживание (изоляция негерметичности колонны, исследование скважин, химический анализ проб пластовой жидкости)

### Сервисные центры РФ и СНГ:

- ОП «Новомет-Ноябрьск»
- ОП «Новомет-Нефтеюганск»
- ОП «Новомет-Нижневартовск»
- ОП «Новомет-Стрежевой»
- ОП «Новомет-Юг»
- ТОО «Новомет-Казахстан»
- Филиал ООО «Новомет-Сервис» в Азербайджанской Республике

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

# ВЕХИ БОЛЬШОГО ПУТИ



1991 г. – создание компании

1998 г. – выпуск насосов нового типа – центробежно-вихревых на основе порошковых ступеней

2002 г. – производство насосов для ППД, погружных электродвигателей и гидрозащит, создание сервисного подразделения

2004 г. – первая сертификация по международному стандарту ISO 9001:2000

2005 г. – серийное производство высокопроизводительного оборудования

2007 г. – регистрация в ОАЭ совместного предприятия Novomet International FZC

2009 г. – открытие ОП «Новомет-Стрежевой»

2011 г. – инвестиционное соглашение с ОАО «РОСНАНО»

2012 г. – открытие сервисного центра в Азербайджанской республике

2013 г. – запуск системы Pallet tech FMS, начало поставок УЭЦН для работы на шельфе, создание МСК – уникального комплекса в ОКБ БН «КОННАС»

2014 г. – открытие сервисного центра в Колумбии

2015 г. – открытие сервисных центров в Аргентине и Кувейте