

# Погружная УЭЦН НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

## Инновационные решения для борьбы с осложнениями на малодобитном фонде скважин

Алексей Трулев, Альгинат Сабилов, Сергей Сибирев, Владимир Вербицкий, Сергей Тимушев

Значительная часть нефтяных месторождений России сегодня находится на поздних и завершающих стадиях эксплуатации. Для этого этапа характерны малые темпы добычи, высокая обводненность, большие объемы закачки жидкости в систему ППД. По этой причине в отечественной нефтяной отрасли наблюдается тенденция к росту скважин на малодобитном фонде. По разным подсчетам, фонд действующих нефтяных скважин с дебитом менее 30 м<sup>3</sup>/сут составляет порядка 30% от всего фонда скважин. Сложные условия эксплуатации требуют новых, инновационных конструкторских решений в части оборудования для нефтедобычи. В статье описывается УЭЦН нового поколения для эксплуатации малодобитных скважин с высоким содержанием свободного газа и механических примесей.

Ключевые слова: малодобитные скважины, осложнения, механические примеси, газовый фактор, установка электропогружного центробежного насоса (УЭЦН), рабочие органы насоса, ресурс.

Доля штанговых глубинных нефтяных насосов в структуре добычи сокращается. Их использование не обеспечивает требуемый отбор жидкости в силу собственных технических характеристик и ограничений по глубине спуска в скважину.

Одним из главных осложняющих факторов при эксплуатации скважин с помощью установки электропогружного центробежного насоса (УЭЦН) является наличие механических примесей в пластовой жидкости. Наиболее чувствительны к ним малодобитные установки с узкими каналами проточной части. Отказы происходят вследствие того, что каналы проточной части УЭЦН забиваются мехпримесью и солями.

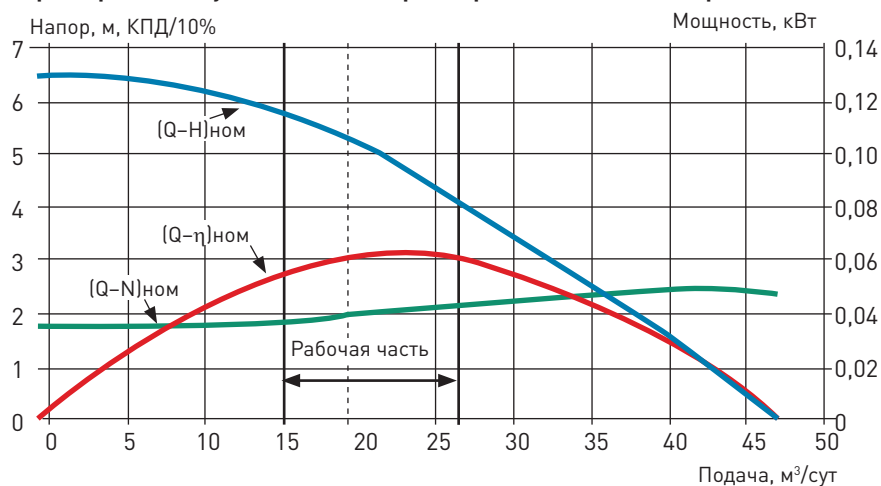
Стоит задача поиска эффективной технологии эксплуатации малодобитных скважин со средней наработкой не менее 600 суток [1]. Предлагается новое комплектное оборудование: сочетание особой конструкции ступеней, насоса и элементов установки — концептуальная разработка ГК «Римера» и специалистов РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина в рамках проекта «Белая скважина». Новые технические решения защищены патентами на

изобретения [2, 3]. Для борьбы с осложнениями на малодобитном фонде в ОАО «Алнас» разработан и передан осенью 2016 года к освоению в серийное производство насос ЭЦНАКИ5-20ИМ1 с расширенными проточными каналами.

### Технические характеристики и преимущества

Согласно стандарту надежности и безопасности API 610 для насосов с торцевыми уплотнениями рекомендованная зона работы насоса лежит в пределах от

Рисунок 1  
Характеристика ступени 5-20ИМ1 с расширенными каналами проточной части



При  $\Omega = 2910$  об/мин  $Q = 20$  м<sup>3</sup>/сут,  $H = 5,5$  м,  $N = 0,04$  кВт,  $\eta = 31\%$

0,7 до 1,1 от оптимальной подачи. Допускается лишь кратковременная работа на подаче 0,5–0,7 от оптимальной, так как при работе за пределами рекомендуемой зоны возникают обратные токи, которые приводят к пульсациям давления и вибрации, увеличению осевой и радиальной силы, которая действует на рабочее колесо каждой ступени. Кроме того, при работе на подаче менее 0,5 от оптимальной деградирует напорная характеристика, возникает вероятность помпажа, образования газовой пробки и срыва подачи даже при наличии небольшого количества свободного газа на входе в насос [4].

Ступени для новой установки разработаны с учетом этих требований: оптимальная подача на 20 м<sup>3</sup>/сут реализована в заданном рабочем диапазоне (рис. 1).

Ширина каналов проточной части — как у ступени на 125 м<sup>3</sup>/сут, при этом удалось сохранить высокие энергетические параметры, как у серийных ступеней с узкими каналами проточной части. Насосы с широкими каналами, например на 80, тем более на 125 м<sup>3</sup>/сут, эффективно работают с высоким содержанием свободного газа, механических примесей, лучше работают в условиях отложения солей, поэтому и была поставлена задача спроектировать ступень с широкими каналами.

Ступени изготовлены из литого нирезиста, который превышает по износо- и коррозионной стойкости традиционный низколегированный порошок, с помощью которого обычно изготавливают ступени [5].

Новая установка может практически полностью решить проблему отказов ЭЦН в скважине с высоким содержанием механических примесей и отложением солей. Это достигается за счет следующих преимуществ ЭЦНАКИ5-20ИМ1 с расширенными проточными каналами (рис. 2):

- увеличение проточного канала у аппарата направляющего на 30% (4,5 мм), у колеса рабочего — на 45% (5 мм);
- оптимально подобранный режим работы при максимальном КПД с наименьшими энергозатратами;
- меньшая вероятность засорений проходных сечений рабочих колес песком и солями;
- повышенная износостойкость за счет применения цельнолитых металлических рабочих ступеней двухпорной конструкции импеллерного типа.

### Новая конструкция насосов

Радиально стабилизированные насосы с компрессионной схемой сборки относятся к самому высокому классу оборудования по износоустойчивости [6]. Это самое надежное оборудование среди погружных УЭЦН. Традиционно их применяют на высокие подачи (от 200 м<sup>3</sup>/сут), так как при меньшей подаче заметно снижаются энергетические параметры насоса. Разработчикам удалось совершенство-

**Алексей Трулев** — к. т. н., начальник отдела разработки ЦИиР ЗАО «Римера».

**Альгинат Сабиров** — начальник отдела технического маркетинга ЦИиР ЗАО «Римера».

**Сергей Сибирев** — директор ЦИиР ЗАО «Римера».

**Владимир Вербицкий** — к. т. н., заместитель заведующего кафедрой РиЭНМ РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

**Сергей Тимушев** — д. т. н., заведующий кафедрой «Ракетные двигатели» МАИ.

### NEW-GENERATION ELECTRIC SUBMERSIBLE CENTRIFUGAL PUMPS

Innovatory solutions to combat marginal well-stock complications

A considerable number of Russia's oil fields are in the late or final stages of their development. Characteristic of this stage are low rate of production, high water-cut, and large volumes of fluid injection to maintain reservoir pressure. For this reason, here is a tendency towards growth in marginal well-stock in the Russian oil industry. By various counts, operating wells with flows of under 30 m<sup>3</sup>/day make up around 30% of the entire well-stock. Challenging operating environments require new innovatory design solutions for upstream equipment. The article describes a new generation of electric submersible centrifugal pumps to operate at marginal wells with a high content of free gas and mechanical admixtures.

Keywords: marginal wells, complications, mechanical admixtures, gas factor, electric submersible centrifugal pump, working pump elements, service life.

**Alexei Trulev, Alginat Sabirov, Sergei Sibirev, Vladimir Verbitsky, Sergei Timushev**

вать конструкцию — адаптировать характеристики нового насоса на весь диапазон подач. Анализ опыта эксплуатации показал, что малорасходные насосы следует делать в компрессионном исполнении. Компрессионные насосы надежно работают в левой зоне, с высоким содержанием свободного газа, так как осевая нагрузка воспринимается осевой опорой в гидрозашите. В правой зоне всплытие не наблюдается. Поэтому можно расширить рабочую зону насоса.

Недостатком компрессионного насоса является сложная сборка: необходимо при монтаже обеспечить точную стыковку валов, иначе все преимущества такого типа насоса будут утеряны. Поэтому в новой конструкции предельно упрощена сборка компрессионного насоса, устранена сложная операция шимсования. Для точного выставления валов используется приспособление, которое исключает необходимость использования мерительного инструмента и, следовательно, возможность субъективной ошибки персонала.

Способность компрессионных насосов отработать непрерывно от 3 до 5 лет без извлечения из скважины позволяет значительно снизить затраты на ремонт и монтаж насосных установок. После приработки



Электроцентробежные насосы завода «Алнас»

опорных шайб вся осевая сила воспринимается осевой опорой в гидрозашите. В результате КПД у компрессионных насосов может быть на 10–15% выше, чем у погружных ЭЦН в традиционном исполнении [7].

### Промысловые испытания

Инновационная разработка успешно прошла опытно-промысловые испытания на Советском, Тагайском и Игольском месторождениях «Томскнефти» в феврале 2017 года. В составе установок испытывался насос серии 0215 габарита 5 производительностью 20 м<sup>3</sup>/сут с расширенными проточными каналами. Установки отработали 180 суток в штатном режиме с сохранением технических и энергетических параметров, замечаний в ходе эксплуатации не возникло. В настоящее время оборудование продолжает успешно функционировать.

Насос габарита 5 производительностью 20 м<sup>3</sup>/сут с плавающей и компрессионными схемами сборки является новой линейкой высокоэффективных насосов производства «Алнас» для осложненных условий эксплуатации. Увеличение проточных каналов аппарата направляющего на 30% и колеса рабочего на 45% по сравнению с серийными аналогами способствует уменьшению влияния отложения солей и механических примесей на характеристики насоса и увеличению межремонтного периода установки. В конструкции насоса применены цельнолитые рабочие ступени двухопорной конструкции импеллерного типа, позволяющие увеличить ресурс работы установки и снизить затраты на единицу добываемой нефти.

Насос нового типоразмера производительностью 20 м<sup>3</sup>/сут с расширенными проточными каналами позволяет решать проблему с засорениями рабочих органов насосов механическими примесями и солями на малобитном фонде, а также позволяет нефтяникам отказаться от неэффективной технологии добычи — кратковременной эксплуатации скважин и перейти на эксплуатацию малобитного фонда

установками электроцентробежных насосов в постоянном режиме. Ранее конструктивная надежность оборудования было подтверждена испытаниями на скважине Южно-Тарасовского месторождения ОАО «Пурнефтегаз».

### Оборудование для скважин с высоким газовым фактором

Газосепараторы для защиты электроцентробежных насосов от вредного влияния газа широко используются на месторождениях. Однако существенным их недостатком является относительно низкая надежность в условиях добычи

жидкости, содержащей абразивные частицы [8].

Газосепаратор считается ненадежным элементом насосной установки из-за частого гидроабразивного перерезания корпуса. Причина — обратные токи, возникающие на входе в осевое колесо, шнек, если подача насоса меньше расчетной подачи газосепаратора более чем в два раза.

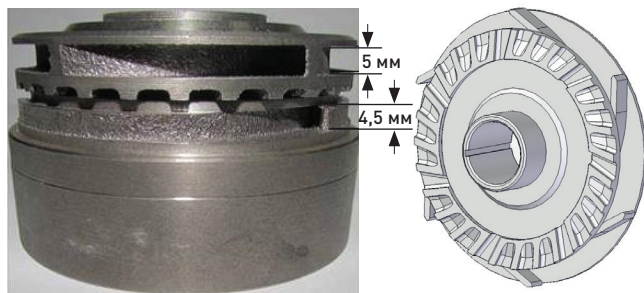
Для примера: если газосепаратор, рассчитанный на подачу 250 м<sup>3</sup>/сут, используется с насосом на подачу до 30 м<sup>3</sup>/сут, возникают обратные токи, которые являются ловушкой для механических примесей, концентрация которых быстро возрастает, и вращающееся абразивное кольцо начинает перерезать корпус и другие элементы проточной части газосепаратора.

Специалисты ЗАО «Римера» разработали газосепараторы со сменными шнеками на входе. Следует отметить, что традиционное решение — уменьшение угла лопастей на входе в шнек нецелесообразно, так как излишне увеличивает диффузорность проточной части и снижает эффективность работы шнека. Новые технические решения позволяют избежать этого недостатка. Разработанные совместно со специалистами РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина газосепараторы по сепарирующим свойствам и износостойкости превышают известные аналоги [9].

Необходимо отметить, что новые газосепараторы для малорасходных насосов имеют меньшую мощность. Учитывая значительное количество малорасходных установок, можно говорить о заметной экономии затрат на электроэнергию.

Новая концепция работы компрессорных диспергирующих ступеней (КДС) для малорасходных насосов — циркуляция жидкости в рабочем колесе. При работе в каждой ступени происходит диспергирование газожидкостной смеси (ГЖС) на входе в рабочее колесо, сжатие ГЖС в проточной части, частичная сепарация газа на выходе из колеса. Газ с основным потоком направляется на вход в следующую

Рисунок 2  
Рабочая ступень ЭЦНАКИ5-20ИМ1 с расширенными проточными каналами



ступень, а часть жидкости направляется на вход в это же рабочее колесо.

Это позволяет снизить содержание свободного газа в проточной части рабочего колеса, устранить газовые пробки на нерасчетных режимах работы. КДС измельчают, диспергируют пузырьки ГЖС, осуществляют подготовку однородной, мелкодисперсной газожидкостной среды, предварительное ее сжатие и подачу к основным ступеням насоса. При совместной работе насоса с КДС максимальное объемное содержание свободного газа на входе допускается на 15% выше по сравнению с применением насоса без КДС.

КДС устанавливаются в отдельном модуле на входе в насос или непосредственно на входе в нижнюю секцию. Оптимальная подача компрессорных ступеней должна быть близка к оптимальной подаче основного насоса. При этом энергетические параметры секции – напор и КПД практически не снижаются.

Следует отметить разработку нового поколения гидрозакщиты поршневого и диафрагменного типа с динамическим лабиринтом (рис. 3). Такая гидрозакщита имеет следующие преимущества по сравнению с известными аналогами:

1) Замена гравитационного лабиринта на динамический лабиринт позволяет уменьшить монтажную высоту по сравнению с серийными аналогами гидрозакщиты российских и зарубежных производителей на 30–40% и, соответственно, снизить себестоимость изготовления и ремонта за счет меньшего числа деталей. При этом расчетная эффективность сепарации механических примесей увеличилась в 300 раз. Более эффективная защита позволит увеличить ресурс работы погружных электродвигателей.

2) Впервые разработано насосное устройство, которое обеспечивает положительный перепад давления между маслом и пластовой жидкостью в районе торцевого уплотнения, что является необходимым

#### XIV ВСЕРОССИЙСКИЙ КОНГРЕСС

## ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ



Формат мероприятия предполагает как личное присутствие, так и дистанционное участие (online).

<b>23 МАЯ</b>	<b>КОНФЕРЕНЦИЯ</b> Лицензирование пользования недрами. Вопросы организации и проведения аукционов или конкурсов на право геологического изучения недр и добычи полезных ископаемых
<b>24 МАЯ</b>	<b>КОНФЕРЕНЦИЯ</b> Практические вопросы нормативного и организационного обеспечения рационального недропользования. Проекты планировки. Судебная практика

#### Среди ключевых тем:

- Трудноизвлекаемые запасы: нормативное регулирование в 2017г.
- Правовое регулирование использования геологической информации: изменения в 2016-2017гг.
- Новеллы земельного законодательства для недропользователей в 2017 г. Изъятие земельных участков в целях недропользования (новые функции Роснедр): последние законодательные изменения и практика на местах.
- Возможность расширения сферы «заявительного принципа», который предлагается распространить на прогнозные ресурсы углеводородного сырья (на ресурсы категорий D1 (перспективные) и D2 (прогнозируемые)).
- Правоприменительная практика Роснедр в сфере лицензирования твердых полезных ископаемых.
- Предоставление участков недр на конкурсах и аукционах в 2017г.

К выступлению на Конгрессе приглашены представители: Минприроды России; Роснедр; ФАУ "Главгосэкспертиза России"; ФБУ "ГКЗ"; ФБУ «Росгеолэкспертиза»; ВНИГНИ; РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина; МГЮУ им. О.Е. Кутафина; Центра инвестиционного анализа НИУ "Высшая школа экономики" и др.

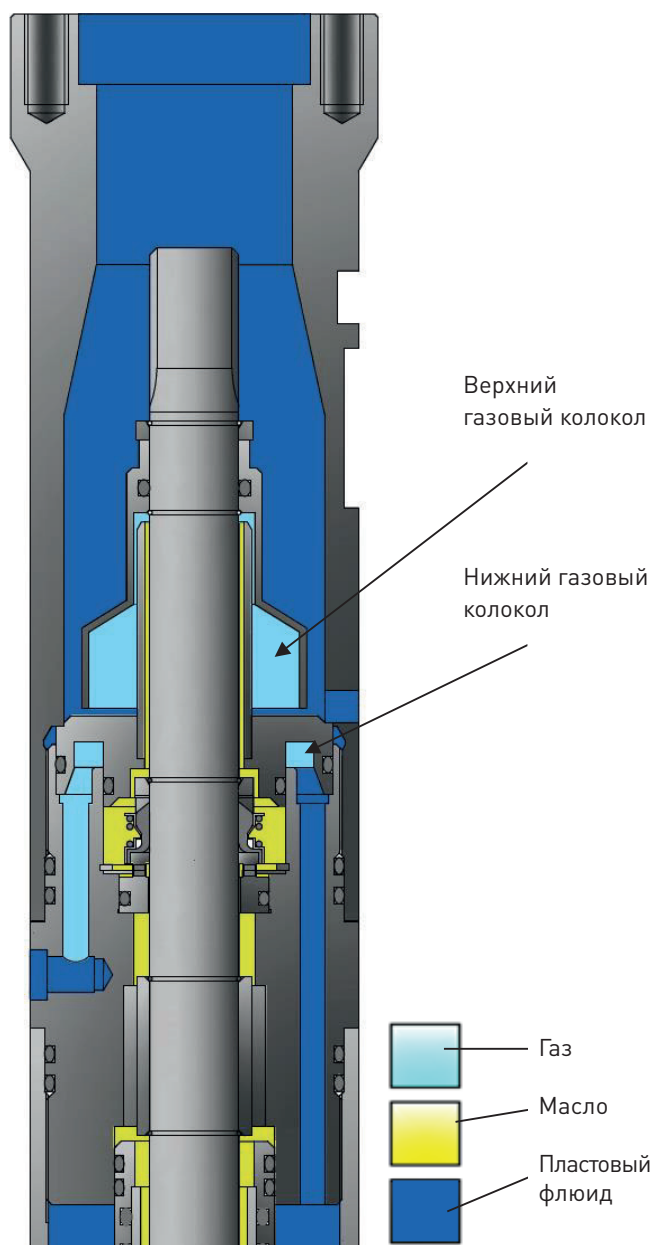
[www.nedra.asergroup.ru](http://www.nedra.asergroup.ru)

E-mail: [info@asergroup.ru](mailto:info@asergroup.ru)  
Тел.: (495) 988-61-15

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

**2017**  
**ВЕЩА**

**Рисунок 3**  
**Верхняя часть гидрозащиты с динамическим лабиринтом**



требованием для защиты погружного двигателя от проникновения в масло пластовой жидкости [10].

### Выводы

1. Насос габарита 5 производительностью 20 м<sup>3</sup>/сут с плавающей и компрессионными схемами сборки является новой линейкой высокоэффективных насосов для осложненных условий эксплуатации. Увеличение проточных каналов аппарата направляющего на 30% и колеса рабочего на 45% по сравнению с серийными аналогами способствует уменьшению влияния отложения солей и механических примесей

на характеристики насоса и увеличению межремонтного периода установки.

2. В конструкции насоса применены цельнолитые рабочие ступени двухпорной конструкции импеллерного типа, позволяющие увеличить ресурс работы установки и снизить затраты на единицу добываемой нефти.

3. Разработано новое оборудование, которое позволяет решать проблему с засорениями рабочих органов насосов механическими примесями и солями на малодобитном фонде скважин. Полученный акт о наработке в 180 суток подтверждает конструктивную надежность насоса. В настоящее время еще семь насосов проходят опытно-промышленные испытания в различных нефтяных компаниях. Результаты испытаний позволят более детально оценить эффективность применения данного оборудования. ⬇

### Литература

1. Косилов Д.А. Повышение эффективности управления мехфондом скважин в текущих макроэкономических условиях / Механизированная добыча // Материалы специализированной секции конференции ОАО «НК «Роснефть», Москва, 2015. – С. 8–11.
2. Патент Российской Федерации № 2449176 на изобретение: «Ступень погружного многоступенчатого центробежного насоса». Дата подачи заявки 12.07.2010, опубликовано 27.04.2012.
3. Патент Российской Федерации № 2564742 на изобретение: «Погружной многоступенчатый центробежный насос». Дата подачи заявки 12.03.2014, опубликовано 10.10.2015.
4. Дроздов А.Н. Разработка методики расчета характеристики погружного центробежного насоса при эксплуатации скважин с низким давлением у входа в насос. Диссертация на соискание ученой степени к. т. н., 1982.
5. Смирнов Н.И., Смирнов Н.Н., Горланов С.Ф. Научные основы повышения ресурса УЭЦН для малодобитных скважин // Инженерная практика, № 7, 2010. – С. 18–21.
6. Якимов С.Б. О перспективах использования радиально стабилизированных компрессионных электроцентробежных насосов для повышения эффективности эксплуатации скважин пластов группы АВ Самотлорского месторождения // Территория НЕФТЕГАЗ, № 6, 2016. – С. 78–86.
7. Логинов В.Ф. Компрессионные насосы для нефтедобычи в осложненных условиях // Oil&Gas Journal Russia, № 6, 2016. – С. 54–56.
8. Якимов С.Б. О путях повышения надежности газосепараторов ЭЦН на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, № 1, 2017. – С. 33–39.
9. Трулев А.В., Сабилов А.А., Сибирев С.В., Вербицкий В.С. Новое оборудование ЗАО «Римера» для скважин с осложненными условиями эксплуатации // Нефтегазовая вертикаль, № 17–18, 2015. – С. 118–121.
10. Голубев А.И., Кондаков Л.А. Уплотнения и уплотнительная техника. Справочник. – М.: Машиностроение, 1986. – С. 449.