



ШАРИФЖАН АГЕЕВ

Заведующий отделом прикладной гидродинамики ОП «ОКБ БН Коннас»



ЕВГЕНИЙ ДРУЖИНИН

Заведующий сектором гидродинамики ОП «ОКБ БН Коннас»



МАРИЯ КРЮЧКОВА

Инженер-конструктор ОП «ОКБ БН Коннас»

## УСТАНОВКИ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ ЛОПАСТНЫХ НАСОСОВ (УЭЦН) В РОССИИ: ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ, ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ, ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ

Нефть является одним из важнейших для человечества полезных ископаемых. В мире приблизительно более 830 тысяч скважин эксплуатируются механизированными способами добычи нефти, из них 14% занимают установки погружных электроприводных лопастных насосов (УЭЛН). Способ добычи нефти установками УЭЛН для России является преобладающим. В 80-е годы в России ежегодно добывалось 600 млн. т, в 2010-е – 500 млн. т нефти. Последние 5 лет в России установками ЭЛН добывалось 81% всей нефти из всех эксплуатируемых скважин.

### 1. История изобретения УЭЛН [1]

«Отцом» современной УЭЛН является Арутюнов Армаис, российский изобретатель (рис. 1). Родился он 21 июня 1893 года в Тифлисе, (в настоящее время Тбилиси), городе Российской Империи. Учился в Тифлисской русской гимназии.

Отец его – Арутюнов Саркис Казарович – был владельцем мыловаренного завода. На Всемирной Парижской выставке 1900 г. его экспонат в виде тифлисской церкви Святого Георгия был удостоен Золотой медали. Дед торговал мехами.

Высшее образование Армаис Арутюнов получил в Санкт-Петербурге в Лесотехническом институте, окончив его досрочно за три года.

С раннего возраста он демонстрировал техническую и инновационную способности, уже в возрасте 16 лет начал изобретать свой погружной электродвигатель, вырезая ножницами материю пластины статора из листового металла. По достижении 18 лет он организовал фирму под названием «Российское Электрическое Динамо Компании Арутюнова».

Его амбиции заключались в том, чтобы применить электродвигатель в бурении нефтяных скважин и улучшить устаревшие методы добычи нефти, которые были в эксплуатации в начале 1900 г.г.

Применение в качестве забойного агрегата электродвигателя, соединенного

с долотом, предлагалось различными изобретателями в разных городах мира. Все эти изобретения страдали тем недостатком, что в них не была удовлетворительно разрешена задача защиты электродвигателя от проникновения промывочной жидкости и выбуренной породы. Впервые эта задача была разрешена в 1914 году студентом Петербургского лесотехнического института Армаисом Арутюновым, предложившим наполнять электродвигатель маслом, чтобы при помощи поршня создавать давление внутри электродвигателя, превышающее давление окружающей среды.

Сначала Армаис завершил свой проект двигателя, который мог бы работать в воде и управлять буровым инструментом.

Для осуществления своих планов по поводу добычи нефти был необходим относительно большой по мощности электродвигатель. Ограничения, связанные с размерами скважины, требовали, чтобы двигатель был сравнительно небольшим в диаметре. В те времена считалось, что электродвигатель малого диаметра обязательно будет маломощным и соответственно неподходящим для работы в скважинах. В связи с этим Армаису пришлось детально изучить основные законы электричества. Разработка двигателя была им закончена в 1916 году.

В этом же году Арутюнов переделывает лопастной насос и присоединяет к своему электродвигателю. Целью данного приспособления явилось осушение судов и шахт. Испытания первого образца этой установки были проведены на территории сталелитейного завода (ныне Днепропетровский металлургический завод) на Украине, где располагалась мастерская Арутюнова.

Первые промышленные эксперименты с установкой погружного лопастного насоса были проведены А. Арутюновым в Бакинских нефтяных месторождениях. Изобретатель в этой установке поставил двигатель ниже насоса для его охлаждения. Вся установка висела на насосно-компрессорных трубах (НКТ).



Рис. 1. Арутюнов А.С. – изобретатель УЭЛН

В связи с революционными событиями в России в 1919 году Армаис эмигрировал в Берлин, где поменял название фирмы на «РЭДА», которое являлось акронимом его российской компании.

После эмиграции в Соединенные Штаты, а именно в Лос-Анжелес, в 1923 году он обратился в «Westinghouse Corporation» с вопросом финансирования, однако получил отказ. Ему заявили, что его перевернутое устройство с двигателем в основании, еще и погруженное в воду, не будет работать «согласно законам электрики». Последующие несколько лет Арутюнов боролся за признание своего УЭЛНа.

Александр Клайд, который работал на Франка Филипса из «Philips Petroleum», нуждался в методе добычи нефти больших объемов из скважин, расположенных в Канзасе, штат Оклахома. Удача распорядилась так, что стороны встретились и подписали контракт на первую коммерческую поставку систем УЭЛНов.

В 1928 г. первый улучшенный УЭЛН был запущен на месторождении «Эль Дорадо» неподалеку от Бернса, Канзас. После нескольких технических проблем была зафиксирована бесперебойная работа в течение 16 дней, что, разумеется, являлось успехом. Новость об этом разлетелась и создала немалый

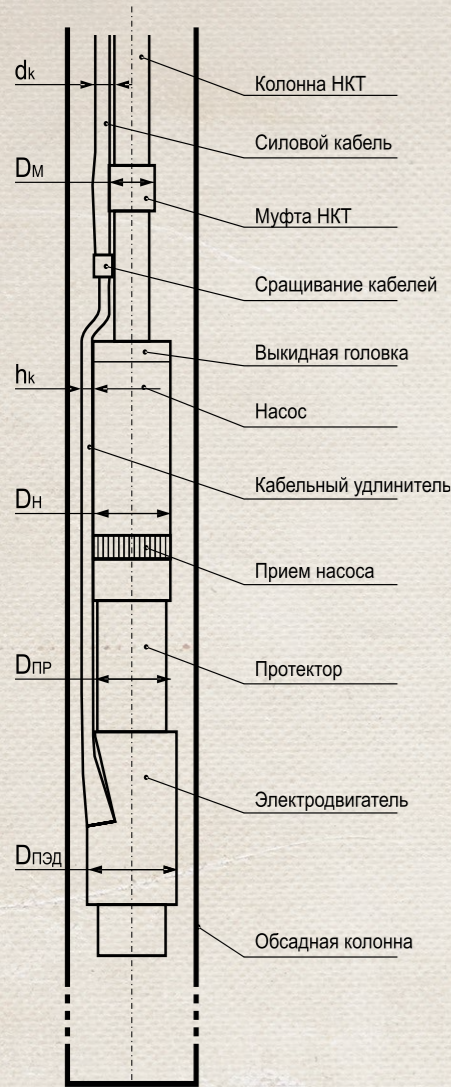


Рис. 2. Схема насосного агрегата

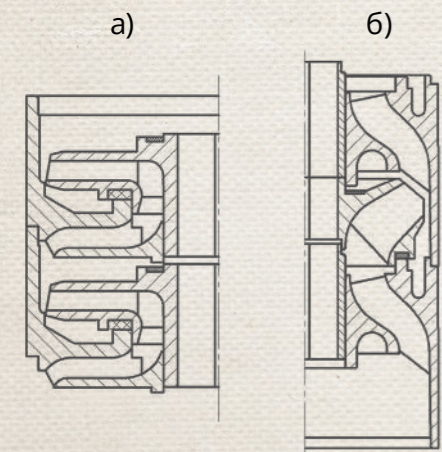


Рис. 3. Конструкции ступеней погружных лопастных насосов: а) ступень с осерадимальным направляющим аппаратом; б) диагональная ступень

переполох в нефтяном секторе. Именно после этого стартовало промышленное производство установок УЭЛНов.

В 1925 году Арутюнов А. получил патент США [2] на свою погружную установку, в которой открыл принципиальные особенности нового способа добычи нефти.

Установка УЭЛН внешне выглядела как некоторые фланцевые куски трубы. Ее основная система состояла из многоступенчатого лопастного насоса, секции гидрозащиты (протектор), трехфазного асинхронного двигателя, силового кабеля и поверхностной электрической панели управления. Двигатель был установлен ниже всех других секций для охлаждения пластовой жидкостью (рис. 2).

При неизменной типичной системе УЭЛН с внешней точки зрения, эффективность и технологичность конструкции содержались внутри корпусов секций. Например, при ограниченных диаметральных размерах насосов, ограниченных частотах вращения вала и значительных значениях потребных напоров насосы ЭЛН должны содержать много сотен ступеней. Из-за этого Арутюнов заложил в насосы весьма рациональные конструкции ступеней: ступень с осерадимальным направляющим аппаратом и диагональную ступень с относительно малыми монтажными высотами (рис. 3).

В осерадимальной ступени для повышения напора был предусмотрен максимально возможный диаметр рабочего колеса, из-за чего меридианный поток после рабочего колеса поворачивается на  $180^\circ$  и попадает на вход направляющего аппарата с сильно неравномерными скоростными эпюрами. Естественно, из-за такого потока происходят существенные гидравлические потери в безлопаточном пространстве между выходом из колеса и входом в направляющий аппарат и в каналах направляющего аппарата. Эти гидравлические потери снижают гидравлический и общий КПД ступени насоса. Следует отметить, что выбранная

изобретателем осерадимальная конструкция ступени широко применялась и применяется до сих пор во всем мире в насосах на малые и средние подачи. В погружных лопастных насосах на большие подачи Арутюнов использовал диагональные ступени с уменьшенными монтажными высотами, из-за чего КПД их снижался.

Сведения о конструкции гидрозащиты и о положении электродвигателя установки с целью его охлаждения ранее были приведены.

В дальнейшем конструкция УЭЛН постоянно улучшалась и адаптировалась к усложняющимся условиям эксплуатации установок.

Арутюновым А. было получено 80 патентов, касающихся установки в целом, двигателя, гидрозащиты, насоса, кабеля и т. д.

## 2. История создания установки УЭЛН в России

В нашей стране, СССР, многие специалисты понимали перспективность использования электродвигателей для бурения нефтяных скважин и для добычи нефти. Одним из таких специалистов был Богданов Александр Антонович, который родился в 1912 году (рис. 4).

Окончив в 1937 году институт, Богданов А.А. начал свою трудовую деятельность на Харьковском электромеханическом заводе (ХЭМЗ).

В нашей стране работы по созданию электробуров и погружных насосов с погружным электрическим приводом были возобновлены в начале тридцатых годов в Гормашпроекте группой специалистов (А.П. Островским, Н.Г. Григорьяном, И.В. Александровым, А.А. Богдановым и др.). [3]. Однако Отечественная война 1941–1945 гг. не позволила довести работы до промышленного внедрения погружных электронасосов для добычи нефти на наших промыслах.

После окончания войны, в 1948 г., на завод ХЭМЗ, имеющий опыт изготовления нефтяной электротехники, были привезены два из 53 погружных электродвигателей фирмы «REDA», поступивших в 1943 г. в Советский Союз по ленд-лизу

в составе установок погружных лопастных насосов для добычи нефти. Это были первые установки, с которыми наши нефтяники впервые могли практически ознакомиться и которые позволили накопить некоторый опыт их применения.

На ХЭМЗе были проведены комплексные электрические испытания погружных электродвигателей и сняты все характеристики. С этого момента на заводе начались активные работы по разработке конструкторской документации и испытаниям погружных электродвигателей установок для добычи нефти. Вся организационная работа велась под руководством А.А. Богданова.

Александр Антонович понимал перспективность применения этих установок для резкого повышения темпов добычи нефти, как главного фактора подъема экономики страны после войны. Это понимание еще более укрепилось в нем после поездки в составе делегации советских специалистов в США на фирму «REDA».

Понимал он и то, что для успешного применения установок электрических лопастных насосов в СССР необходимо организовать предприятие по разработке, исследованию и внедрению этих установок и насосов. Отправной точкой реализации этой задачи можно считать его выступление в Министерстве нефтяной промышленности СССР 20 декабря 1949 г. с докладом «Электрические многоступенчатые насосы для добычи нефти». В докладе подробно излагались история развития установок погружных насосов в США, их краткая характеристика, эксплуатационные и экономические показатели, область применения и обслуживание. Освещался также опыт применения на промыслах СССР УЭЛН, полученных в 1943 г. по ленд-лизу. Богданов подчеркивал, что наиболее распространенные способы эксплуатации нефтяных скважин – газлифт и глубинноштанговый насос – имеют ряд недостатков.

Прошел почти год после совещания, прежде чем появился приказ министра нефтяной

промышленности Н.К. Байбакова за № 1338 от 27 сентября 1950 г. «Об организации производства бесштанговых насосов и о внедрении их в нефтяную промышленность». Речь шла о создании Особого конструкторского бюро по бесштанговому насосу (ОКБ БН). Согласно приказу начальником ОКБ БН был назначен А.А. Богданов.

Создание ОКБ БН явилось закономерной необходимостью. К этому времени были открыты новые нефтяные месторождения в Татарии, Башкирии, Поволжье. Для осуществления планов по повышению добычи нефти в стране требовалось адекватное высокопроизводительное погружное оборудование, каковым были установки погружных лопастных насосов.

А.А. Богданов, хорошо изучивший организацию работ на американских фирмах, применил все положительное, что было на зарубежных предприятиях, при создании отечественного Особого конструкторского бюро. Организованное им ОКБ БН состояло из конструкторских отделов по разработке разных типов насосов и погружных электродвигателей, гидрозащиты, а также производственной базы для изготовления опытных образцов насосов и погружных двигателей. Производственная база включала в себя полный цикл производства: механический цех,

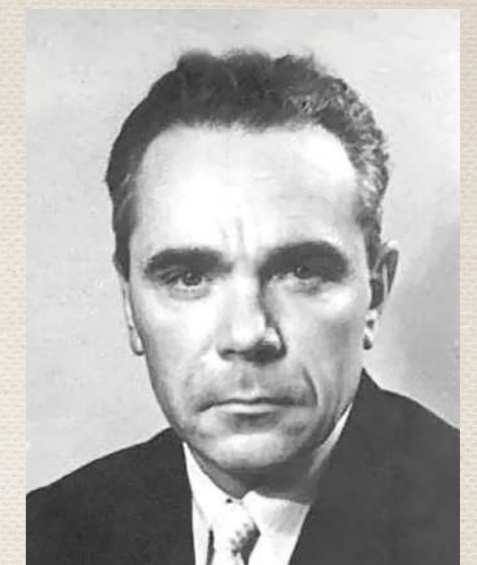


Рис. 4. Богданов А. А. – основатель и первый руководитель ОКБ БН

литейный цех, где отливались детали из чугуна, алюминия, нержавеющей стали; лабораторию для изготовления деталей из пластмасс; лабораторию резинотехнических изделий. В ОКБ БН были созданы также лаборатории по испытанию рабочих органов лопастных насосов, погружных лопастных насосов, винтовых насосов и электродвигателей. Появились и лаборатории по исследованию узлов трения, резиновых изделий и изоляционных материалов, а также отдел внедрения (прообраз современной сервисной службы), который занимался вопросами обучения персонала на промыслах

Рис. 5. Первые ОКБевцы





Рис. 6. Ляпков П. Д. – энтузиаст совершенствования УЭЛН

технологии правильной эксплуатации погружных электронасосов и их ремонту. В составе ОКБ БН имелись технологический отдел, который разрабатывал технологию изготовления погружных электронасосов; отдел исследования электрооборудования, который занимался наземным электрооборудованием: станциями управления, трансформаторами, кабелем, включая кабельные муфты для разных типов погружных электродвигателей.

В начальный период производственной деятельности ОКБ БН новому разработанному оборудованию УЭЛН требовалось активно завоевывать авторитет у нефтяников. Необходимо было оценить и показать его реальную надежность в сравнении с другими механизированными способами добычи нефти.

Для успешного внедрения новых установок с учетом специфических условий эксплуатации в разных районах России были созданы службы ОКБ БН непосредственно на промыслах. Были подобраны опытные специалисты для Татарии, Башкирии, Поволжья, Азербайджана и Западной Сибири.

Под руководством А.А. Богданова шла кропотливая трудоемкая работа по выбору необходимого ряда подач насосов, их габаритных размеров, выбор оптимальной геометрии деталей, узлов.

Проводились теоретические и экспериментальные исследования, разрабатывались методы гидродинамических, электрических, тепловых, прочностных расчетов всех элементов установки.

Большую работу в создании и развитии погружных электронасосов выполняла первая плеяда работников ОКБ БН. Это – С.И. Арсеньев-Образцов, А.А. Богданов, А.С. Бодаревская, А.Н. Воронов, Е.С. Гальберг, В.Н. Ижиков, М.А. Кузнецов, П.Д. Ляпков, Н.Е. Гринштейн, Н.С. Поклонов, П.Н. Лабзенков, Е.П. Никуличев, З.С. Помазкова, А.А. Чудиновский, Л.Г. Чичеров и многие другие (рис. 5 стр. 17), а также коллективы заводов ХЭМЗ, Борец, нефтедобывающих предприятий.

Следует особо отметить роль А.А. Джавадяна, заместителя начальника Управления по добыче нефти, а впоследствии главного технолога Миннефтепрома СССР, курирующего ОКБ БН в 1970-е – 80-е годы, и много сделавшего как для развития производства погружного оборудования, так и для увеличения добычи нефти в стране.

Благодаря самоотверженной работе первой плеяды работников ОКБ БН первая отечественная установка УЭЛН с насосом ЭН-700-300 (номинальная подача – 700 м<sup>3</sup>/сутки, напор – 300 м), созданная ОКБ БН в рекордно короткие сроки, была спущена 20 марта 1951 г. в скважину № 18/11 треста «Октябрьскнефть» объединения «Грознефть».

Все новшества в установках ЭЛН были созданы специалистами ОКБ БН. Большинство из них были одержимы работой, талантливы, добились серьезных успехов в своей области.

Первые ОКБевцы были настоящими энтузиастами разработки и совершенствования УЭЛН. Взять хотя бы их первые работы:

- Разработка новых схем гидрозащиты.
- Усовершенствование сальника насоса применением комбинированного сальника, в котором наряду со свинцово-графитовыми кольцами были установлены резиновые

манжеты с браслетными пружинами.

- Повышение работоспособности подшипникового узла насоса путем замены подшипников качения подшипниками скольжения.
- Разработка и применение впервые в мире (в 1954 г.) газосепаратора.
- Разработка и адаптация всех узлов установки.
- Решение проблем износостойкости для жидкостей с мехпримесями.
- Первичное решение проблем подбора установок к скважинам.
- Решение проблем периодической эксплуатации.
- Освоение производства и внедрение УЭЛН.

Одним из энтузиастов совершенствования УЭЛН был Ляпков П.Д. (рис. 6), который:

- первый в мире изобрел газосепаратор для УЭЛН (спущен в скважину в 1954 г.);
- исследовал закономерности изменения характеристик ступеней и насосов на вязких жидкостях, газожидкостной смеси (ГЖС), водонефтяных эмульсиях;
- под его руководством были проведены исследования и разработки ступеней насосов;
- под его руководством были созданы методики разработок ступеней;
- им были разработаны основы программы подбора УЭЛН к скважинам;
- он заложил научные основы в работу ОКБ БН.

Особенности разработки нефтяных месторождений нашей страны, состоящие в относительно высокой продуктивности скважин, высоких темпах разработки, относительно большой кривизне скважин, наличии мощных систем поддержания пластового давления, требуемых больших напоров и подач, способствовали быстрому распространению этого вида механизированной нефтедобычи. Вскоре в Советском Союзе была создана самая мощная в мире индустрия производства погружных лопастных насосов. К 1990 году их выпускали пять заводов, еще три завода – погружные

двигатели и гидрозащиту, пять – погружной кабель, и еще пять заводов – станции управления и трансформаторы. Всего по тематике ОКБ БН к тому времени работало около 30 предприятий. Как в целом установки УЭЛН, так и комплектующие к ним изготавливались отечественными производителями. Работы по конструированию, исследованию и внедрению глубинных бесштанговых насосов осуществлялись Особым конструкторским бюро по бесштанговому насосу (ОКБ БН), которое в 1950–1990 г.г. являлось головной организацией по этому виду оборудования.

В настоящее время разработчиками и изготовителями полнокомплектных установок УЭЛН в РФ являются:

- АО «Новомет-Пермь»;
- ООО «Производственная Компания «Борец»;
- ООО «РИМЕРА-АЛНАС»;
- ООО «НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»;
- ООО «ЛУКОЙЛ ЭПУ Сервис»;
- ООО «УПРАВЛЯЮЩАЯ КОМПАНИЯ «СИСТЕМА-СЕРВИС»;
- ООО «Ижнефтепласт»;
- ОАО «Бугульминский электронасосный завод»;
- АО «Электромашиностроительный завод «ЛЕПСЕ»;
- ООО «ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ ШЛЮМБЕРЖЕ»;
- ООО «АЛМАЗ-НЕФТЕСЕРВИС».

Российские нефтяники применяют и установки УЭЛН американских компаний и изготовляемые в Китае. Но количество зарубежных установок не превышает 15%.

### 3. Работы по повышению надежности УЭЛН

УЭЛН по мере изменений условий эксплуатации обычно оказываются в сложных скважинных условиях: повышенное газо содержание, абразивные частицы, высокая вязкость, агрессивные среды, отложения солей и асфальтенов, высокая температура. При этих условиях возрастают требования к конструкции оборудования, материалам и производственным процессам. Если какие-либо

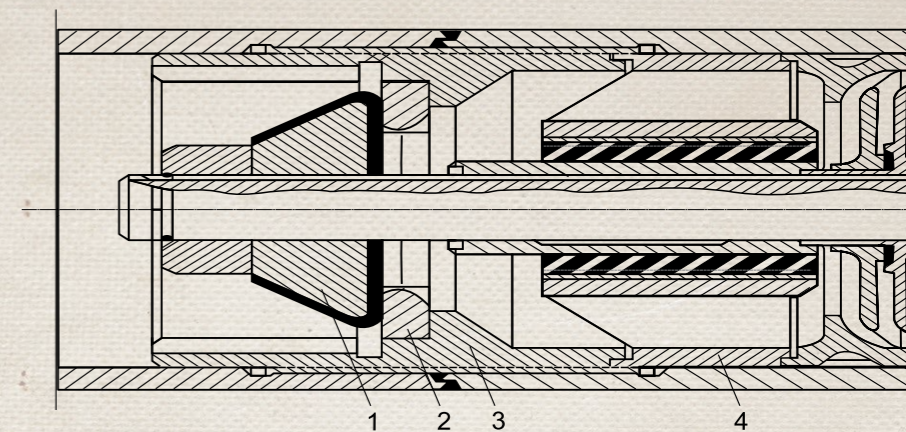


Рис. 7. Гидравлическая пятя погружного центробежного насоса: 1 – пятя; 2 – подпятник; 3 – ниппель; 4 – подшипник

компоненты оборудования не соответствуют этим условиям, надежность установки может резко снизиться.

Надежность УЭЛН зависит от многих факторов, включая износостойкость рабочих органов насоса. Решением проблемы износостойкости ОКБевцы начали заниматься практически с первых лет образования бюро, конкретно – для условий скважин объединения «Азнефть».

В 50-е годы в скважинах объединения «Азнефть» количество песка доходило до 1,5 % по весу, обводненность – до 97 %, пластовые воды являлись электролитами, содержание сероводорода – до 250 мг/л, поэтому в скважинах объединения «Азнефть» начали использовать износостойкие ЭЛН (раньше называли износоустойчивые), которые имели следующие отличия от обычных ЭЛН [4]:

- Специальные промежуточные резино-металлические подшипники с расстоянием между ними 650-800 мм.
- Верхней опорой вала являлся верхний резино-металлический подшипник, совмещенный с резино-металлической пятой (рис. 7).
- Двухопорные ступени (рис. 8).
- Направляющие аппараты изготавливались из чугуна с антикоррозийными покрытиями, впоследствии направляющие аппараты изготавливались из нирезиста (см. ниже).
- Рабочие колеса – из полиамидной смолы 68.

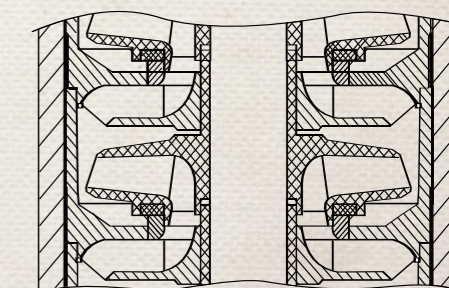
– Пара трения в осевых опорах колес: сталь 40Х, закаленная до твердости HRC = 48-56, и нефтестойкая резина 8470.

В установках погружных лопастных насосов для добычи нефти применяются погружные асинхронные двигатели. Электромагнитный расчет наземных асинхронных двигателей обычно выполняется по методике, разработанной Всесоюзным научно-исследовательским институтом электромеханики. Однако погружные электродвигатели имеют конструктивные особенности по сравнению с наземными, основная из которых в том, что отношение длины активной части к наружному диаметру для погружных и наземных двигателей отличается в 50-70 раз. Это влечет за собой иные потери в стали, механические потери и т.д.

Поэтому на протяжении десятилетий электромагнитный расчет погружных асинхронных двигателей уточнялся, корректировался.

На основе разработок, изготовления макетных образцов,

Рис. 8. Ступень износоустойчивого насоса



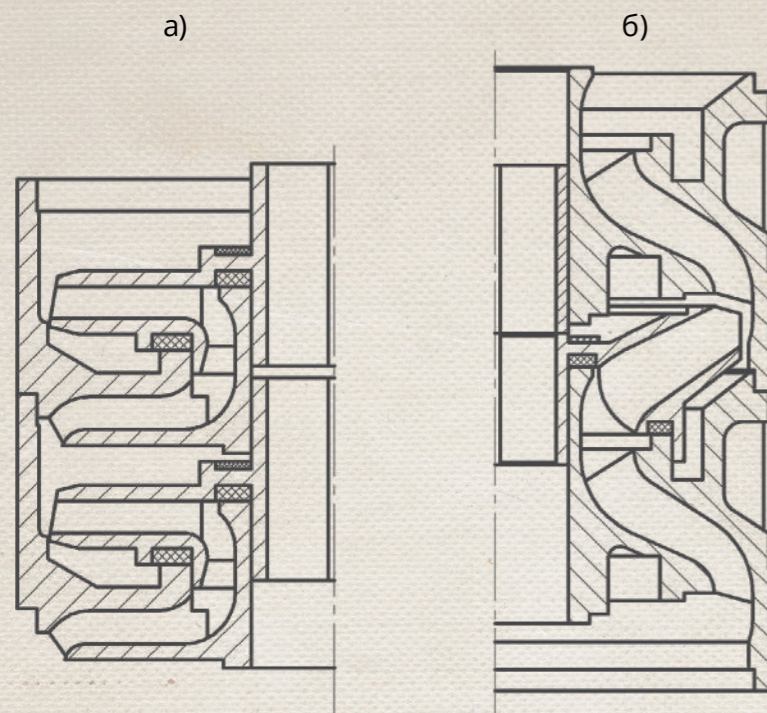


Рис. 9. Конструкции ступеней погружных лопастных насосов: а) ступень с осерадальным направляющим аппаратом; б) диагональная ступень

исследования их характеристик, промышленных испытаний были определены рациональные конструкции погружных двигателей, система радиальных и осевых опор, конструкция кабельного ввода и т.д.

Для предотвращения проникновения пластовой жидкости в двигатель в установках погружных лопастных насосов в основном служит узел гидрозащиты. В 60-е годы статистически было установлено, что наработки на отказ установок, особенно при повышении обводненности пластовой жидкости, существенно снижаются из-за пробоя изоляции электродвигателя, так как применяемая конструкция гидрозащиты была неэффективной. В ОКБ БН были созданы гидрозащиты типа ГД и Г, предназначенные для работы с различными конструкциями насосов, близкие по принципиальной схеме.

Промысловый опыт использования обоих типов гидрозащиты показал высокую их эффективность, и в дальнейшем они получили широкое применение в серийных установках.

По мере эксплуатации в любом нефтяном месторождении условия работы УЭЛН осложняются: повышаются концентрация мехпримесей, обводненность.

После 90-х годов изменилась стратегия добычи нефти. Раньше придерживались плановой добычи с месторождения, чтобы достичь возможно большого коэффициента нефтеотдачи (до 45%). После 90-х годов стала преобладать форсированная стратегия добычи нефти, при которой динамический уровень скважины и глубина спуска установки увеличиваются. Из-за этого повышается температура пластовой жидкости, попадающей на вход насоса. Все это приводит к повышению газосодержания, температуры перекачиваемой насосом пластовой жидкости, отложению солей.

В 1953 г. Арутюновым была запатентована конструкция двухпорной ступени [5], которую в ОКБ БН оценили как существенное средство повышения износостойкости, что впоследствии подтвердилось. В ОКБ БН были разработаны ступени двухпорной конструкции на все габариты и подачи выпускаемых ЭЛН (рис. 9).

Но практическое применение ступеней двухпорной конструкции было осуществлено в износостойких лопастных насосах в конце 80-х и начале 90-х гг. из-за негосударственных интересов заводов-изготовителей.

Под руководством главного конструктора проекта Гринштейн Н.Е. были исследованы, разработаны ступени с открытым рабочим колесом (ОРК) [6]. Была разработана методика разработки таких ступеней, исследовано влияние вязкости и ГЖС на их характеристики. Министерством нефтяной промышленности было принято решение о серийном изготовлении насосов с этими ступенями.

Преимущества ступеней с ОРК (рис. 10):

- не засоряются механическими примесями при КВЧ до 1000 мг/л.
- меньшая вероятность отложения солей.
- устойчивая работа с газом – до 40%.
- стабильная работа на малобитном фонде – от 10 м<sup>3</sup>/сут.

В России по ступеням с различными конструкциями открытых рабочих колес было подано 7 изобретений. Первое было заявлено в декабре 1951 г. [7], последнее – в 2017 г. [8].



Рис. 10. Различные конструкции открытых рабочих колес

В настоящее время большинство насосных ступеней в мире отливаются из одного из нескольких типов материала Ni-Resist с высоким содержанием серы. Этот материал начал использоваться американскими компаниями с конца 60-х годов. По характеристикам он является отличным для использования в УЭЛН: обладает хорошей коррозионной стойкостью, высокой износостойкостью и обрабатываемостью. За прошедшие годы американскими компаниями были использованы и другие материалы, но ни один из них не вытеснил Ni-Resist.

Для повышения эффективности коррозионноустойчивых и износостойких погружных центробежных насосов для добычи нефти в нашей стране в 80-х годах была проведена работа по созданию отечественного модифицированного чугуна. Ее выполняли специалисты ОКБ БН (Златкис А.Д., Бочаров Б.А., Дроздов Н.А.) и Института проблем литья Академии Наук УССР (Шейко А.А.). В результате был получен чугун типа нирезист, который используется в отечественных износостойких насосах и в настоящее время.

В осевых опорах плавающих рабочих колес, в осевых и радиальных подшипниках секций насоса была применена пара трения «силицированный графит – маслбензостойкая резина».

Из-за хрупкости силицированного графита в ОКБ БН велись поиски других износостойких материалов, обладающих высокой твердостью.

В 1990-91 гг. благодаря усилиям Протаса Э.С. и Зимина А.А. для изготовления соответствующих подшипниковых деталей был привлечен НИИ двигателей, где были изготовлены опытные образцы этих деталей из карбида кремния, который и в настоящее время широко используется в износостойких отечественных насосах.

#### 4. Технологии изготовления рабочих органов

Выбор технологии изготовления рабочих органов ЭЛН при серийном производстве зависит от многих факторов, один из которых – шероховатость поверхностей

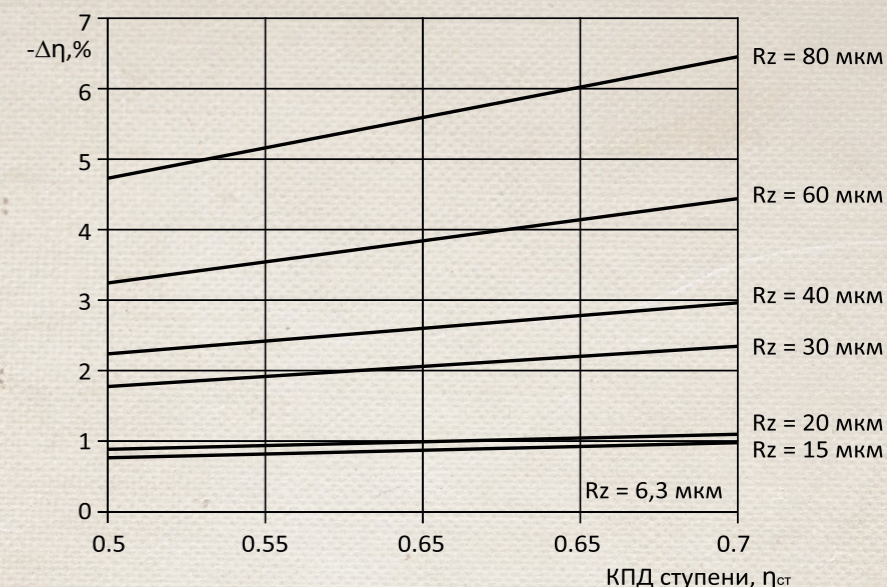


Рис. 11. Снижение КПД ступеней в зависимости от шероховатости поверхности проточных каналов

проточных каналов, от которой зависят характеристики ступеней. Из-за важности этого в ОКБ БН в 70-е годы под руководством П.Д. Ляпкина были поставлены экспериментальные исследования влияния шероховатости поверхностей проточных каналов ступеней на их характеристики. В качестве объекта исследований были взяты ступени трех значений коэффициента быстроходности  $n_s = 110, 145, 250$  [9, 10, 11]. Ступени каждого  $n_s$  были взяты в трех габаритных размерах: с наружными диаметрами рабочих колес от 66 мм до 293 мм. Каждый типоразмер был изготовлен с различной шероховатостью поверхностей проточных каналов: с Rz5, 22, 43, 271 мкм по ГОСТ 2789-73. Экспериментальная часть работы состояла в проведении нормальных и балансовых испытаний ступеней на лабораторных стендах.

Кроме того, для анализа были взяты данные по ступеням с  $n_s = 71, 100$  и 140 из [10]. Эти ступени со спиральным отводом; при одинаковом значении  $n_s$  они имеют подобную геометрию и примерно одинаковую шероховатость поверхностей каналов. К анализу были привлечены еще и данные по ступеням с  $n_s = 90$  с радиальными направляющими аппаратами. Все эти ступени имели разную шероховатость в пределах  $Rz = 3-10$  мкм.

По результатам исследований установлено, что при значимом увеличении Rz:

- напор ступеней уменьшается;
- гидравлический и полный КПД снижаются.

Связь между гидравлическим КПД ступени  $\eta_r$  и величиной шероховатости поверхностей проточных каналов определяется уравнением:

$$\eta_r = C - \frac{1,36}{\left(\lg \frac{2,3}{Rz} \sqrt{\frac{Q_{опт}}{\omega}}\right)^2},$$

где C – параметр, учитывающий долю вихревых потерь в общих гидравлических потерях ступеней, который можно рассматривать как показатель гидравлического совершенства геометрии проточной части ступени и условий течения в нем; у лопастных ступеней с гидравлически совершенной проточной частью  $C \approx 1$ , с гидравлически несовершенной  $C < 1$ ;

$Q_{опт}$  – подача оптимального режима ступени;

$\omega$  – окружная скорость.

Для оценки полного КПД ступеней ЭЛН при различной шероховатости поверхностей проточных каналов можно воспользоваться приближенной номограммой, полученной на основе приведенного уравнения и допущения постоянства механического КПД ступени

при различной шероховатости (рис. 11 на стр. 21).

По анализу вышеприведенного экспериментального материала установлено, что гидравлический диаметр проточной части ступени может быть принят равным

$$d_r = \sqrt[3]{Q_{\text{опт}} / \omega}$$

и характер функции  $C = f(d_r)$  зависит от гидродинамического совершенства ступеней: для ступеней высокого гидродинамического совершенства значение  $C$  при увеличении  $d_r$  возрастает, асимптотически приближаясь к некоторому предельному значению  $C_{\text{авт}}$ , близкому к 1; для ступеней низкого гидродинамического совершенства значение  $C$  по мере увеличения  $d_r$ , наоборот, снижается, также приближаясь к некоторому постоянному значению  $C_{\text{авт}}$ .

Применительно к разрабатываемым в России насосам были использованы различные технологии изготовления рабочих органов:

- литье различными технологиями;
- порошковая технология, введенная АО «Новомет-Пермь»;
- штамповая технология, разработанная фирмой «Грундфос»;
- пластмассовая технология.

Выбор технологии изготовления для конкретных направлений зависит от множества факторов.

### 5. Повышение технического уровня УЭЛН

По мере эксплуатации нефтяных месторождений добываемая из скважин пластовая жидкость обводняется, повышается количество малодебитных скважин, повышается себестоимость добываемой нефти. Нефтедобывающим компаниям очень важно снизить себестоимость добычи нефти и сократить годовое энергопотребление. В связи с этим возникает необходимость повышения энергоэффективности используемых УЭЛН.

Повышение технического уровня ступеней, насосов и УЭЛН проводилось постоянно. Это – уровень их КПД и напорности, т.е.

развиваемого напора на единицу монтажной высоты.

При разработке конкретной ступени проектировались, изготавливались и проводились доводочные испытания, как правило, 3-х вариантов ступеней с целью определения влияния размеров и конструктивных изменений.

Проводились специальные исследования натуральных ступеней, например, с целью определения влияния числа лопаток направляющего аппарата.

В погружных лопастных насосах для добычи нефти ранее использовались, главным образом, две конструкции ступеней: с осерадиальным направляющим аппаратом и диагональные ступени с плавающими рабочими колесами (см. рис. 3 на стр. 16). Конструкции этих ступеней отличаются от конструкций ступеней насосов общего назначения. Поэтому существующие методики расчета и проектирования ступеней насосов общего назначения неприменимы в полной мере к ступеням этих конструкций.

Вместе с тем, всегда стояла задача повышения технического уровня ступеней насосов ЭЛН до мирового. Задача усложнялась относительно низкими технологическими возможностями.

Поэтому в ОКБ БН постоянно велись работы по поиску путей повышения технического уровня ступеней ЭЛН. С этой целью проводились исследования влияния геометрии проточной части на натуральных ступенях, модельных ступенях повышенного диаметального габарита; анализ и обобщения результатов исследований и разработка методик расчета и проектирования ступеней. Первая такая методика была разработана в 1954 году и впоследствии периодически уточнялась, расширялась и углублялась. Методики создавались на основе работ многих исследователей (Ляпков П.Д., Гринштейн Н.Е., Карелина Н.С., Лабинский Ю.Г., Медведева Э.М., Филиппов В.Н., Белявская М.И., Агеев Ш.Р., Дружинин Е.Ю. и др.) и позволяли с течением времени создавать ступени на уровне, близком к мировому, с учетом

одинаковой точности изготовления и шероховатости поверхностей проточных каналов.

Была найдена конструкция рабочего колеса и направляющего аппарата ступеней высокого коэффициента быстроходности ( $n_s > 150$ ), позволяющая обеспечить нетрудоемкое и эффективное их изготовление. Это – рабочие колеса и направляющие аппараты с наклонно-цилиндрическими лопатками (НЦЛ) вместо пространственных лопаток, для чего находится цилиндрическая лопатка с оптимальным направлением образующей (рис. 12, 13) [12, 13].

При массовой эффективной технологии изготовления КПД ступеней высокого коэффициента быстроходности с использованием наклонно-цилиндрических лопаток можно повысить на 15-20 пунктов по сравнению со ступенями с цилиндрическими лопатками.

Интересен пример ступеней насосов на 200 м<sup>3</sup>/сут габарита 5". Первые насосы на эту подачу появились в 1960 г. Ступени этих насосов были с цилиндрическими лопатками, монтажная высота – 36,5 мм. КПД насосов был равен 48%.

Результаты многочисленных конструкторско-экспериментальных работ показали, что на эту подачу и габарит можно получить ступень с монтажной высотой 43 мм и с КПД, равным 68%. При этом рабочее колесо и направляющий аппарат должны иметь наклонно-цилиндрические лопатки.

Некоторые российские изготовители и в настоящее время выпускают эти серийные насосы с цилиндрическими лопатками.

Конструкция рабочих органов с НЦЛ позволяет существенно повысить и номинальную подачу ступеней при постоянных диаметальных габаритах и частотах вращения. Например, в габарите 5" и 3000 об/мин (синхронных) максимально возможная номинальная подача ступеней с цилиндрическими лопатками равна 200 м<sup>3</sup>/сут, а подача ступеней с НЦЛ – 500 м<sup>3</sup>/сут (рис. 14).

В ступенях низкой и средней быстроходности погружных лопастных насосов для добычи нефти применяется конструкция

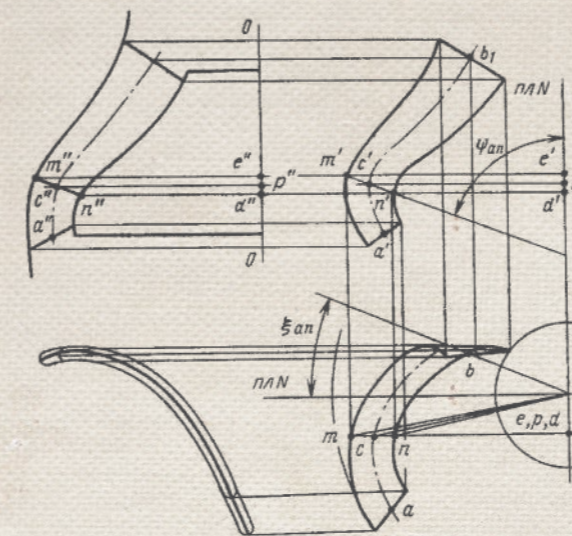


Рис. 12. Принцип профилирования НЦЛ направляющего аппарата

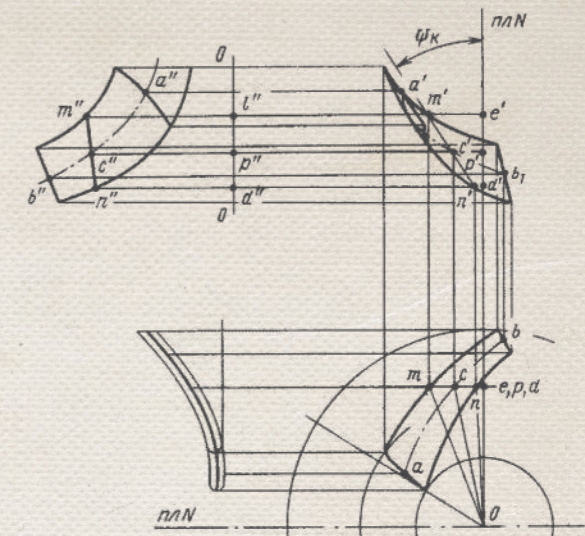


Рис. 13. Принцип профилирования НЦЛ рабочего колеса

осерадиального отвода, состоящая из двух безлопаточных кольцевых камер и направляющего аппарата с радиальной лопаточной решеткой. Осерадиальные отводы по сравнению с обычными центробежными конструкциями направляющих аппаратов являются гидравлически несовершенными. Данных по рабочему процессу таких отводов в литературе не имелось. Поэтому в ОКБ БН проводились систематические исследования рабочего процесса осерадиальных отводов. Объектами исследований были взяты натурные и увеличенные модели отводов и ступеней. Исследования на моделях с увеличенными в 5,8 раза диаметральными габаритами натуральных ступеней были проведены на аэростенде (рис. 15 на стр. 24).

При этом кроме рабочей характеристики и баланса энергии ступеней были определены поля скоростей потока во входном и выходном сечениях и в каналах направляющих аппаратов. Для исследования структуры потока были использованы цилиндрические трехканальные насадки (рис. 16 на стр. 24), флажки и нити.

В рамках данных исследований были проведены следующие виды работ:

- исследованы входные условия отвода;
- изучена структура потока в каналах направляющих аппаратов;

– исследованы выходные условия отвода;

– разработана уточненная методика расчета отводов.

Исследованиями установлено, что используемые по принятой модели предположения о равномерном распределении по радиусу меридианной составляющей и о распределении окружной составляющей скорости по закону постоянства циркуляции во входном сечении направляющего аппарата не подтверждаются.

Полученные экспериментальные данные подтверждают сходство течения потока в безлопаточной кольцевой камере перед входом в направляющий аппарат с полуограниченной турбулентной закрученной струей. Определено, что профили осредненных по шагу меридианных составляющих скоростей имеют универсальную

форму, которая может быть описана функцией Шлихтинга.

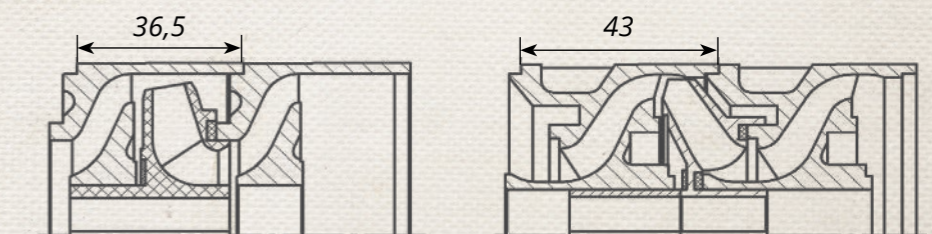
Результаты проведенных исследований и литературные данные позволяют принять модель профиля скорости в сечении входной кромки направляющего аппарата (рис. 17 на стр. 24).

Определены зависимости для расчета пропускной способности осерадиальных отводов, имеющих неравномерное распределение скоростей и углов потока во входном сечении аппарата.

Каналы направляющего аппарата осерадиального отвода являются короткими, сильно изогнутыми, плоскими диффузорами с переменными значениями угла раскрытия и кривизны канала, с неравномерным распределением скоростей и углов потока вдоль входной кромки лопаток.

Исследованиями установлено, что поток в каналах таких

Рис. 14. Конструкции и параметры диагональных ступеней 5-200 (n = 2910 об/мин)



$H = 4,5 \text{ м}$   
 $\eta = 48\%$   
 $L = 36,5 \text{ мм}$   
 $H/L = 123,3$

$H = 4,7 \text{ м}$   
 $\eta = 68\%$   
 $L = 435 \text{ мм}$   
 $H/L = 109,3$



Рис. 15. Аэростенд для исследования структуры потока в ступенях

аппаратов является пространственным, с отрывными течениями (рис. 18). Величина отрывной зоны зависит от параметров решетки, от режима работы ступени и от положения отрывного слоя по ширине. Если на режимах большой подачи в каналах аппарата устанавливается упорядоченное, явно безотрывное течение, то с уменьшением подачи отрывная зона образуется, в первую

очередь, в той части выпуклой стороны лопатки, которая ближе к внутренней плоской стенке. Это объясняется большими углами атаки для этих струек. На режимах, соответствующих номинальной подаче, в каналах наблюдаются значительные отрывные зоны. На малых подачах ступени устанавливается режим полностью развитого срыва.

Интенсивность вторичных течений в каналах аппаратов возрастает с переходом на режимы большей подачи и при увеличении неравномерности углов атаки по ширине входной кромки аппарата (рис. 19).

Определено, что из-за отрывного характера течения в каналах существующие методы, основанные на расчете обтекания решетки

идеальной жидкостью, не дают удовлетворительную сходимость с экспериментальными значениями углов отставания потока.

На основе экспериментальных данных найден алгоритм расчета осредненного угла отставания потока и распределения меридианных и окружных составляющих скоростей по радиусу в выходном сечении отвода.

Результаты проведенных исследований позволили разработать более обоснованную уточненную методику расчета осерадиальных отводов и входных элементов рабочих колес ступеней с коэффициентом быстроходности 150 и менее.

Одним из основных критериев при выборе и проектировании ступени погружного лопастного насоса для добычи нефти является КПД ступени.

Главное направление его повышения – улучшение гидравлических качеств ступени.

Одним из путей повышения КПД ступени является повышение ее механического КПД. Механическими потерями ступени погружного лопастного насоса являются потери дискового трения, трения в опорной пяте «плавающего» рабочего колеса и потери во втулке и уплотнении.

Наиболее малоизученными из всех видов механических потерь ступеней ЭЛН являются потери трения в пяте колеса ступени.

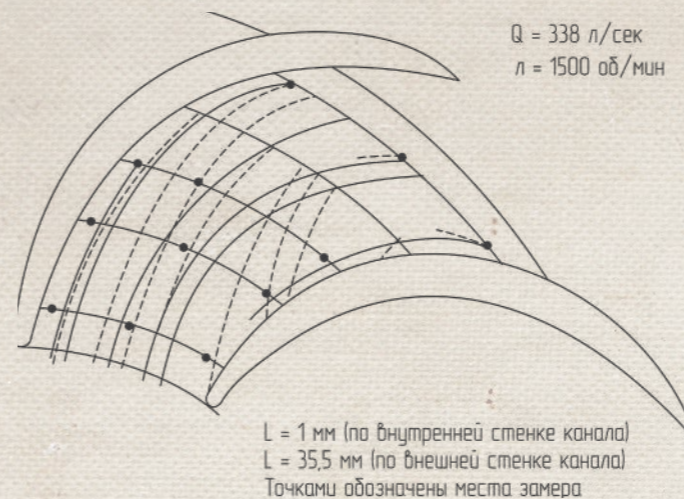


Рис. 18. Линии тока в канале направляющего аппарата МСН-6-250-1 (по результатам замера скоростей цилиндрическими насадками)

Мощность, потребляемая торцовым уплотнением, каковым по существу и является уплотнение «плавающего» рабочего колеса, рекомендуется рассчитывать по формуле:

$$N_{тр} = \frac{d_{ср}^2}{2} a \cdot \pi \cdot P_{уд} \cdot f \cdot \omega,$$

где  $d_{ср}$  – средний диаметр кольца, по которому проходит трение;

$a$  – ширина кольца трения;

$P_{уд}$  – удельное давление на поверхности трения;

$f$  – коэффициент трения;

$\omega$  – угловая скорость вращения.

Коэффициент трения трущихся пар зависит от многих факторов, главными из которых являются удельное давление, с которым образцы прижимаются, материал пар и условия теплоотвода с поверхностей трения (рис. 20).

Для сравнительного определения характера зависимости коэффициента трения от удельного давления пары трения, используемой в ступенях серийных насосов, была проведена экспериментальная работа, в результате которой определена зависимость коэффициента трения от удельной нагрузки пары текстолит ПТК высшего сорта ГОСТ 5-78 – сталь 40Х ГОСТ 4543-71, закаленная до HRC 48÷56. Работа выполнена на машине трения МФТ-1 и на экспериментальном стенде на натуральных ступенях.

По экспериментальным данным характер полученной зависимости коэффициента трения  $f$  от удельного давления  $P_{уд}$  показывает, что при увеличении, например, удельного давления с 0,6 ÷ 2 кг/см<sup>2</sup> вдвое, коэффициент трения уменьшается примерно в полтора раза. Это значит, что потери трения в пяте «плавающего» рабочего колеса ступени с текстолитовой шайбой можно значительно снизить увеличением удельного давления на подпятник путем возрастания частоты вращения колеса при условии, что не ухудшится теплоотвод тепла из поверхности трения. По результатам проведенных исследований ясно

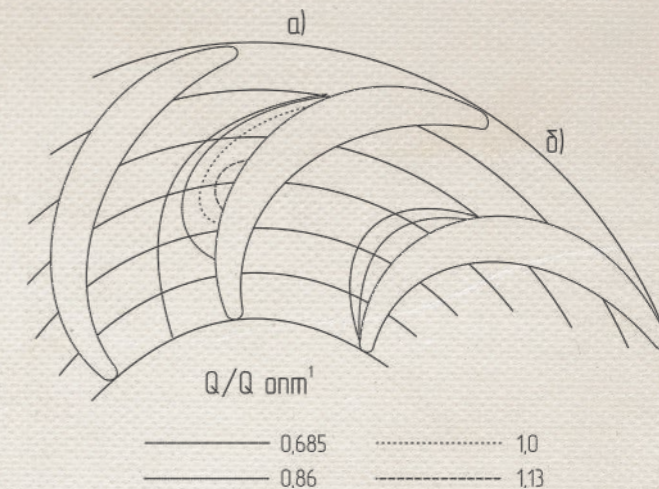


Рис. 19. Границы отрывных зон в каналах направляющего аппарата: а) – у внутреннего диска, б) – у наружного диска

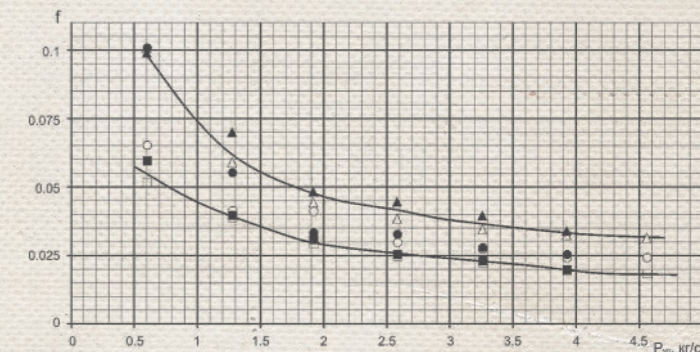


Рис. 20. Испытания на машине трения МФТ-1. Пара трения: текстолит ПТК высшего сорта ГОСТ 5-78 – сталь 40Х ГОСТ 4543-71, закаленная до HRC 48÷56. Шероховатость поверхности трения стального диска – Rz 0,8, поверхность трения образца ПТК – Rz 3,2+Rz 6,3 по ГОСТ 2789-73.

причина некоторого повышения КПД ступени при увеличении частоты вращения, а именно в пределах уменьшения коэффициента трения осевой опоры плавающего рабочего колеса. Некоторое повышение КПД лопастного насоса с распертыми рабочими колесами при повышении частоты вращения происходило из-за того, что мощность трения в радиальных подшипниках скольжения пропорциональна квадрату частоты вращения [14].

В 1997 г. специалистами Новомета и ОКБ БН была предложена новая конструкция ступени – ступени

Рис. 21. Конструкция центробежно-вихревой ступени

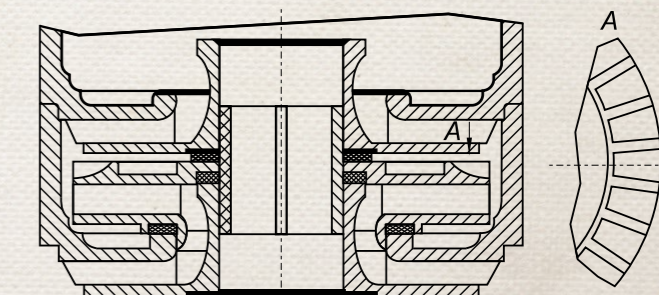


Рис. 16. Цилиндрический трехканальный насадок с координатником

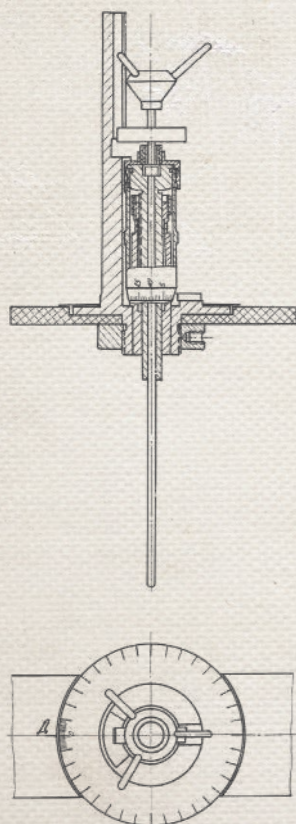
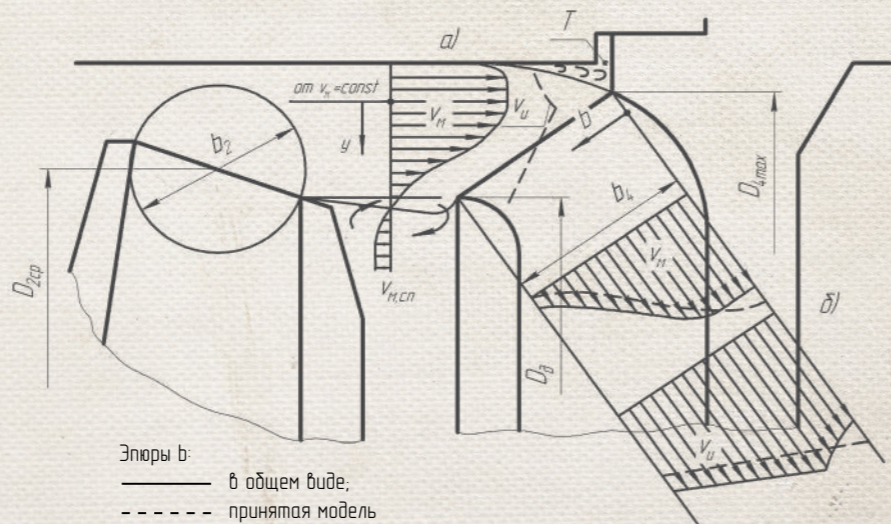


Рис. 17. Распределение составляющих скоростей в сечениях перед входом в направляющий аппарат: а – эксперимент, б – принятая модель



Эпюры  $v$ :  
 — в общем виде;  
 - - - - принятая модель

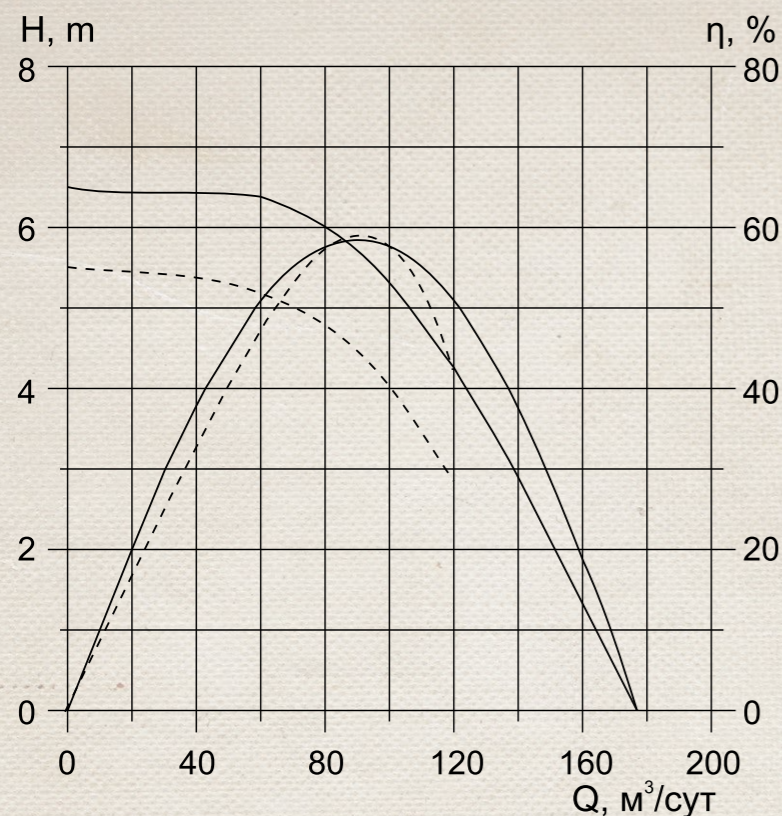


Рис. 22. Сравнительная характеристика центробежно-вихревой (сплошные кривые) и осерадиальной (пунктирные кривые) ступеней

ВНН [15]. Особенностью этой конструкции ступени является наличие специальных элементов. Это – вихревой венец, расположенный в плоскости ведущего диска рабочего колеса по его периметру (рис. 21 на стр. 81). Кроме определенных преимуществ при откачке газожидкостной смеси ступень развивает повышенный напор по сравнению со стандартной осерадиальной ступенью: на номинальном режиме выше на 25% (рис. 22).

Специалисты ОКБ БН по ступеням в течение 1990 – 1995 г.г. на договорной основе вели разработки ступеней для фирмы «Грундфос», которая по широте номенклатуры и объемам выпуска занимала 3-е место в мире.

В результате были разработаны несколько ступеней, КПД которых приведены в таблице 1.

Предусматривалось, что изготовление серийных ступеней будет штамповарным.

Таблица 1

Шифр ступени	КПД, %	Двк, мм	Подача, $\text{м}^3/\text{час}$
SP210	86,5	207	216
SP120	84,5	200	120
SP75	83,5	150	75
SP45	82,5	125	45

Двк – максимальный гидравлический диаметр

Полученные высокие результаты по ступеням интересны тем, что разработка каждой ступени была проведена коллективным творческим трудом всех специалистов ОКБ БН.

В первые годы образования ОКБ БН его сотрудники понимали, что повышение частоты вращения может кардинально повысить параметры ЭЛН. С целью подтверждения были проведены испытания трех типоразмеров ступеней, в результате которых были подтверждены законы подобия применительно к применяемой в ЭЛН осерадиальной конструкции ступеней с плавающими рабочими колесами:

$$Q_1 = Q \frac{n_1 \eta_{об1}}{n \eta_{об}}$$

$$H_1 = H \left( \frac{n_1}{n} \right)^2 \frac{\eta_{г1}}{\eta_{г}}$$

$$N_1 = N \left( \frac{n_1}{n} \right)^3 \frac{\eta_{мех1}}{\eta_{мех}} \cong N \left( \frac{n_1}{n} \right)^{2,85};$$

где

$Q$  – подача насоса;  
 $H$  – напор, развиваемый насосом;  
 $N$  – мощность, потребляемая насосом;

$\eta_{об}$ ,  $\eta_{г}$ ,  $\eta_{мех}$  – соответственно объемный, гидравлический и механический КПД.

При этом было определено, что при повышении частоты вращения вала с 3000 до 5000 об/мин КПД ступеней повышается на 2–4 пункта из-за снижения потерь трения в пяте рабочих колес (все это приведено в диссертации Ляпкина П.Д., 1955 г.) [16].

В России в 2000-х годах был изобретен погружной вентильный двигатель, ротор которого состоял из постоянных магнитов. КПД вентильного двигателя на 6–9 пунктов выше КПД применяемого в УЭЛН асинхронного. Из-за высокого напряжения и меньших токов снижаются потери в кабеле и наземных устройствах.

Отечественные предприятия по-разному подошли к реализации инновационного создания вентильных двигателей. Одни ограничились производством

вентильных двигателей, планируя использовать эти двигатели с серийными насосами.

В других предприятиях, например, в Новомете, прогнозировали, что вентильные двигатели с повышенной частотой вращения вала позволят повысить энергоэффективность не только двигателей, но и погружных лопастных насосов.

Необходимо отметить, что осерадиальная конструкция ступени, выбранная изобретателем установок Арутюновым, является гидродинамически несовершенной. Она была выбрана и широко применялась и применяется до сих пор во всем мире именно из-за больших потребных напоров при ограниченных диаметральных размерах насосов и частот вращения. Но при повышенных частотах вращения напор насоса по закону подобия увеличивается пропорционально квадрату частоты вращения. Таким образом, повышение частоты вращения, а, следовательно, и повышение напора, может позволить повысить энергоэффективность погружных лопастных насосов за счет смены применяемых гидродинамически несовершенных конструкций ступеней на гидродинамически совершенные.

Естественно при частоте вращения 3000 об/мин эти гидравлически совершенные ступени имеют более высокие КПД и более низкие напоры, чем стандартные, применяемые в ЭЛН ступени. Но в планируемых для эксплуатации повышенных оборотах их напорность (напор на единицу монтажной высоты ступени) может быть выше и КПД несколько выше, чем при 3000 об/мин.

С целью разработки гидродинамически совершенных конструкций ступеней и энергоэффективных насосов с применением этих ступеней были проведены конструкторско-исследовательские работы.

Ниже приведено сравнение КПД серийных и энергоэффективных насосов на примере габаритов 5", 5А (рис. 23, 24).

Проведенные в Новомете разработки энергоэффективных

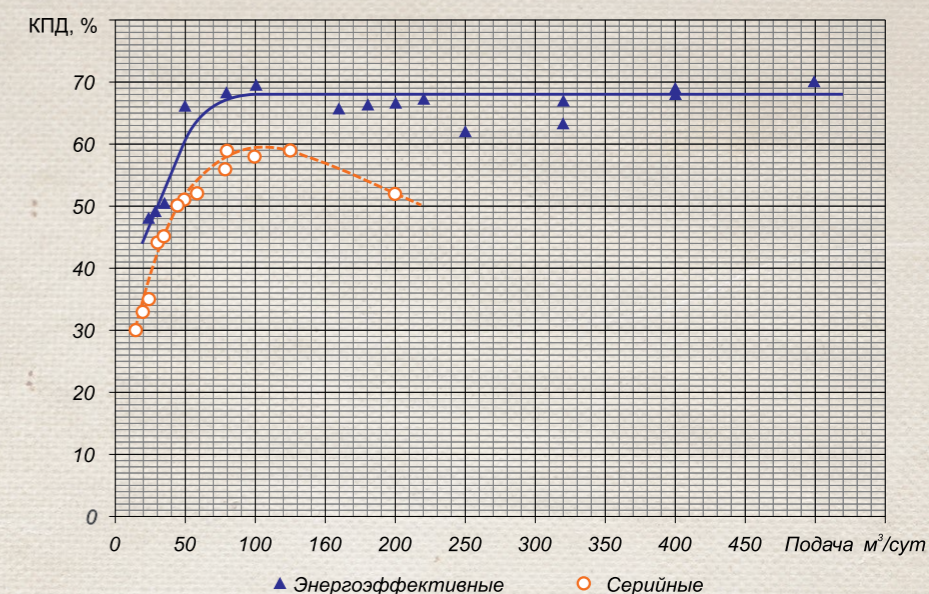


Рис. 23. КПД насосов АО «Новомет-Пермь» габарита 5

установок для добычи нефти позволили существенно повысить КПД этих установок по сравнению с серийными за счет:

- высокого КПД вентильного двигателя (на 6–9 пунктов);
- снижения потерь в кабеле из-за высокого напряжения и низкого тока;
- использования более гидродинамически совершенных конструкций ступеней с повышенными примерно на 10 пунктов КПД;
- повышения КПД насосов на 2–4 пункта из-за повышения частоты вращения.

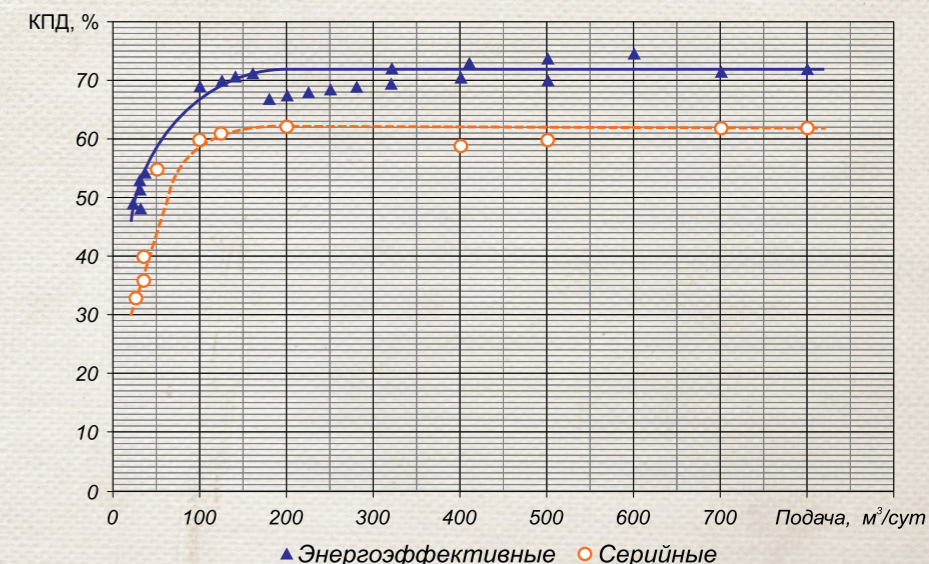
Применение этих энергоэффективных установок при высоких оборотах (до 6000–8500 об/мин) повышает КПД установок по сравнению с серийными в 1,25 – 1,3 раза, при этом доля энергоэффективности насосов составляет треть от общего повышения.

## 6. Решение проблем повышенного газосодержания

Для повышенного газосодержания применяются:

- газосепараторы;
- диспергаторы;

Рис. 24. КПД насосов АО «Новомет-Пермь» габарита 5А



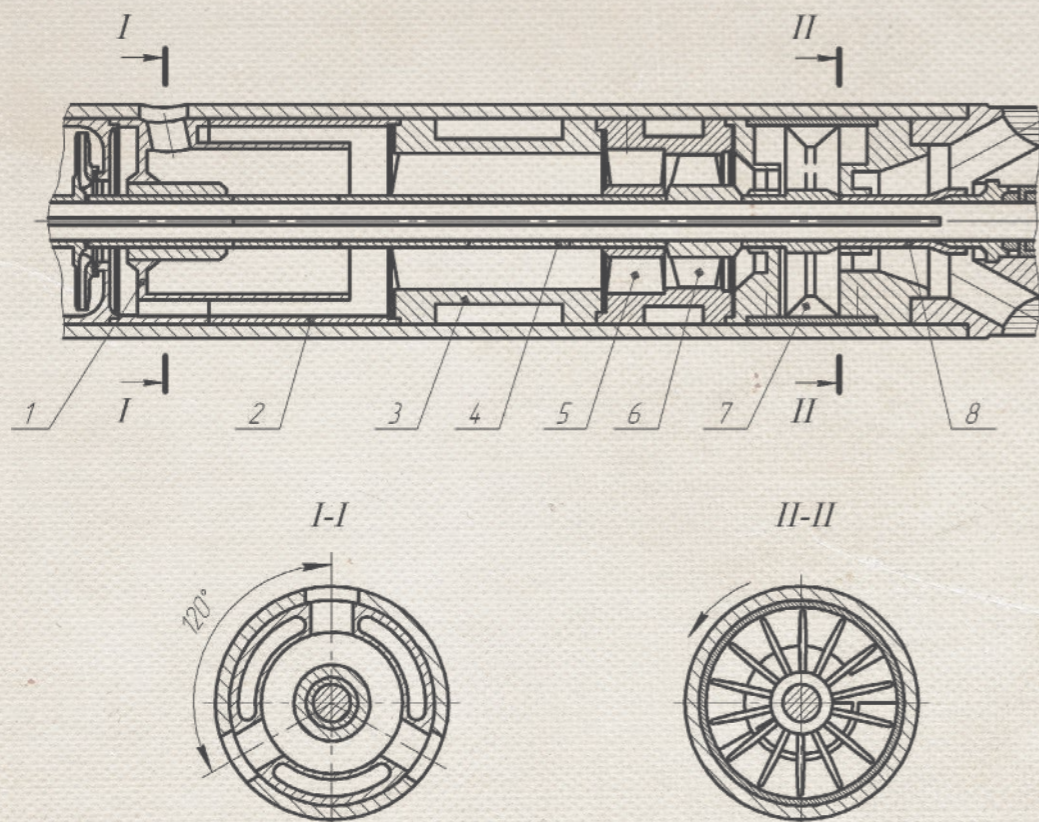
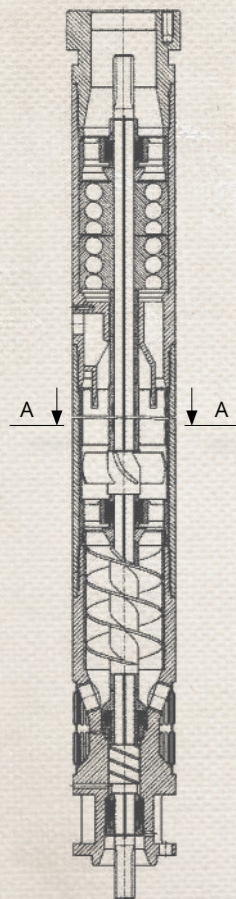


Рис. 25. Первый в мире центробежный газосепаратор П.Д. Ляпкина к УЭЛН:  
1 – колпак; 2, 4 – втулки; 3 – втулка промежуточная; 5 – завихритель; 6 – пропеллерное колесо;  
7 – вихревая ступень; 8 – защитная втулка

Рис. 26. Газосепаратор-диспергатор



- газосепараторы-диспергаторы;
- конические насосы;
- центробежно-вихревые ступени;
- различные компоновки.

Газосепаратор был впервые в мире изобретен Ляпковым П.Д. (рис. 25) и спущен в скважину в нашей стране в 1954 г. [17] Арутюнов изобрел свой первый газосепаратор в 1961г. Первый американский газосепаратор появился в эксплуатации в 1975 г.

Дальнейшее совершенствование газосепараторов заключалось в разработке газосепаратора-диспергатора (ОКБ БН совместно с РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина) (рис. 26) [18].

Газосепараторы-диспергаторы удаляют часть газа в затрубное пространство и диспергируют ГЖС, направляемую в насос (максимальное газосодержание 65%, с двойным газосепаратором – 70%).

При меньшем газосодержании диспергатор может быть установлен на входе насоса без газосепаратора.

Рабочие органы диспергаторов были выбраны гелико-осевой конструкции. Промысловые испытания этих диспергаторов показали эффективную их работу с газосодержанием до 55% (рис. 27).

В настоящее время гелико-осевые ступени широко используются во многих узлах оборудования АО «Новомет»:

- в диспергаторах (рис. 28);
- в газосепараторах-диспергаторах;
- в газостабилизаторах;
- в шламоуловителях.

Следует отметить, что за последние 20 лет появилось большое количество различных конструкций предвключенных устройств и мультифазных насосов, предназначенных для работы ЭЛН при большом газосодержании, например [19]:



Рис. 27. Гелико-осевая ступень

- Газостабилизаторы (рис. 29) предназначены для измельчения газовых включений в пластовой жидкости для подачи однородной ГЖС на вход насоса; максимально допустимое газосодержание на входе при максимальной подаче – 50% по объему. Устройство длиной не более 1,5 м. Устойчив к наличию абразива.
- Мультифазный осевой насос: устройство работает при любой обводненности, допустимое содержание газа до 75%.
- Газосепаратор с геликоидальным шнеком переменного шага (рис. 30) снижает содержание нерастворенного газа, обладает высокой стойкостью к абразивному износу и может работать при содержании свободного газа до 90%. Геликоидальный

Рис. 29. Газостабилизатор

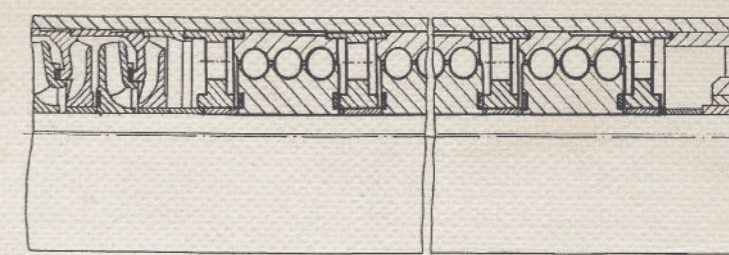


Рис. 28. Диспергатор

шнек переменного шага отличается от обычных шнеков загибом лопасти от входа к выходу с  $90^\circ$  до  $30^\circ$  относительно оси. Устойчив к наличию абразива [20].

Наиболее простым в реализации и подлежащим расчетному прогнозированию при проблемах повышенного газосодержания является использование т.н. «конического» насоса [21]. Принцип оптимальной компоновки «конического» насоса из располагаемого набора ступеней при заданном дебите скважины и газосодержании на входе может быть основан на минимизации потребляемой насосами мощности.

Ступени самой большой производительности, устанавливаемые на входе «конического» насоса, могут пропускать относительно большие объемы свободного газа, поэтому допустимое газосодержание на входе такого насоса выше, чем у серийного «цилиндрического» насоса с объемной подачей, равной средней объемной подаче «конического» насоса (рис. 31 на стр. 34).

Область применения «конического» насоса ограничена предельными значениями газосодержания (примерно до 0,4) в откачиваемой газожидкостной смеси.

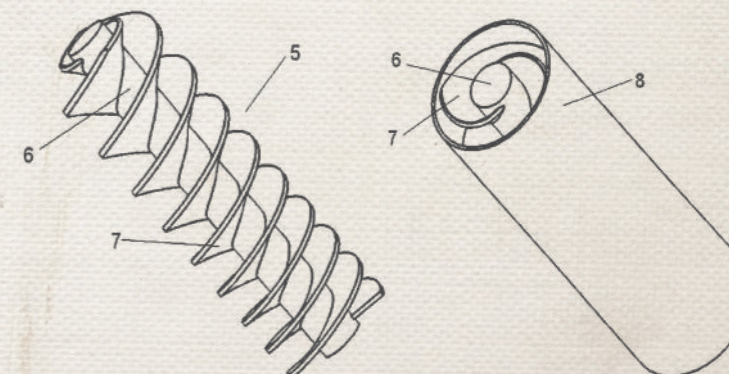
Эксплуатация скважин со сверхвысокими значениями газосодержания ГЖС может быть достигнута комбинированным использованием «конического» насоса с газосепаратором.

Следует отметить, что применение ступеней различной производительности в конических насосах обеспечивает соблюдение ограничений при работе ступеней в своем диапазоне рабочей части применяемых насосов.

Использование «конического» насоса по сравнению с серийным «цилиндрическим» позволяет получить следующее:

- Снижается потребляемая насосом мощность, что приведет к снижению температуры двигателя и кабельной линии, следовательно, снизит перегрев изоляции, а это приведет к повышению надежности.

Рис. 30. Геликоидальный шнек переменного шага





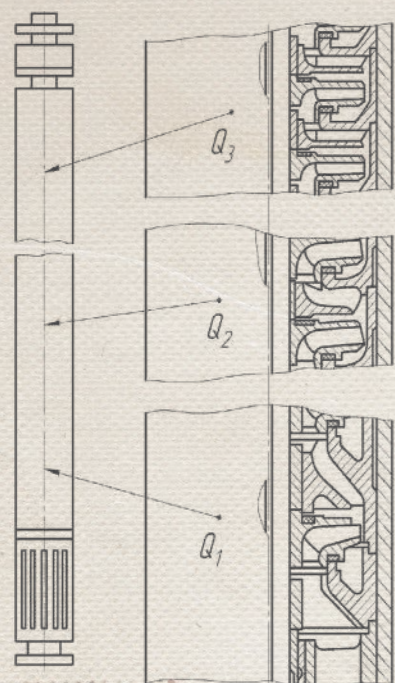


Рис. 31. Конический насос  
 $Q_1 > Q_2 > Q_3$

- Используется полезная работа газа при подъеме ГЖС в насосно-компрессорных трубах (НКТ) по сравнению с использованием газосепаратора. Тем самым повышается эффективность.
- В большинстве случаев можно отказаться от использования газосепаратора.
- Повышается ресурс работы насоса в пределах рабочего диапазона объемной подачи.
- Можно уменьшить глубину спуска погружного агрегата в скважину.
- Ускоряется процесс вывода на режим скважин со значительным газопроявлением.

Компанией Новомет в 1997 г. с участием ОКБ БН был разработан промышленный вариант нового типа ступени для добычи пластовой жидкости с повышенным содержанием нерастворенного газа, называемый центробежно-вихревым (ВНН). Особенностью этой ступени является наличие импеллерного венца на периферии ведущего диска рабочего колеса (рис. 21 на стр. 25), который откачивает часть газа, накапливающегося в верхней пазухе колеса. Экспериментально определено, что допустимое газосодержание для центробежно-вихревых ступеней в 1,5 раза выше

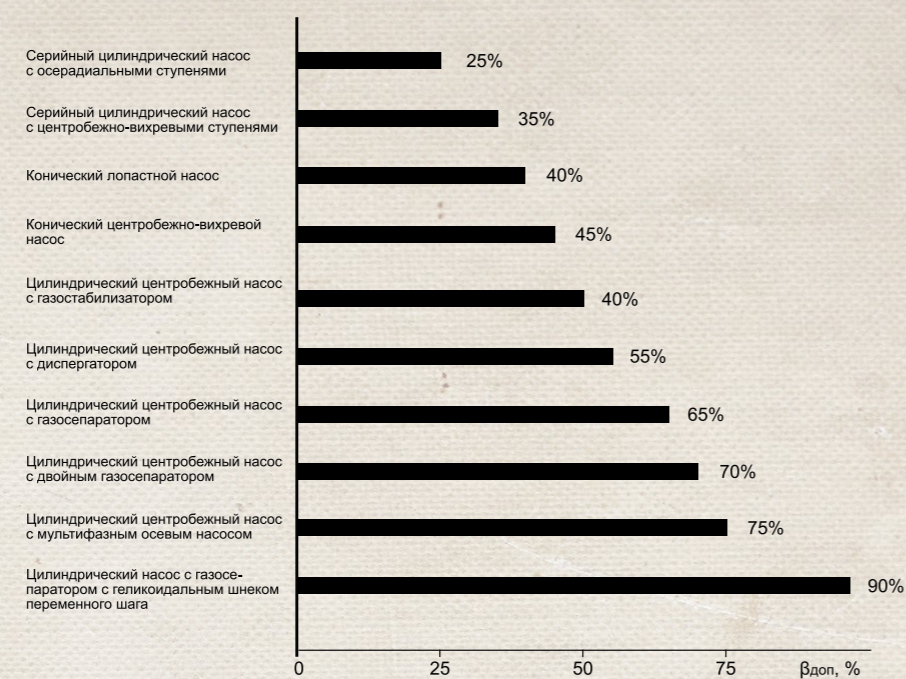


Рис. 32. Зависимость максимально допустимого газосодержания от компоновки насоса при откачке нефтегазовой смеси

допустимого газосодержания для центробежных ступеней с осерадиальной конструкцией.

Оценочные области применения погружных лопастных насосов и предвключенных к ним устройств по газосодержанию на входе в насос приведены на прилагаемой диаграмме. Термин «цилиндрический» обозначает использование в насосе однотипных ступеней.

Из диаграммы видно, что в зависимости от компоновки насоса допустимое газосодержание на входе в насос достигает 90% (рис. 32).

## 7. Программы подбора

Работа разработчиков и изготовителей УЭЛН всегда направлена на повышение надежности установок погружных лопастных насосов для добычи нефти. Для эффективного применения УЭЛН в России (СССР) важно было не только усовершенствовать конструкцию насоса, установки, но и иметь надежное средство для подбора установок к скважинам. С момента образования ОКБевцы осознавали это и вели соответствующие исследования. В результате уже в 50-е годы была разработана «ручная» методика подбора – с графиками, номограммами (Ляпков П.Д.). В 70-е годы

в ОКБ БН была разработана программа подбора на ЭВМ «Наири» (Богданов А.А., Розанцев В.Р., Холодняк А.Ю.) [22]. Эта программа была разработана для скважин типа девонского месторождения с малой вязкостью нефти (кинематическая вязкость нефти 3,5 мм<sup>2</sup>/с). Попытка применить программу подбора (ЭЦН-74) к скважинам угленосных месторождений, характеризующихся повышенной вязкостью пластовой нефти (кинематическая вязкость нефти 20-25 мм<sup>2</sup>/с) не увенчалась успехом – модель отказала в 60% случаев [23]. Для устранения этого недостатка в ОКБ БН в 70-е годы была разработана новая математическая модель работы ЭЛН в нефтяной скважине [24]. По этой модели суммарное воздействие обводненности «в», вязкости «ν», газосодержания «β» на напорную характеристику осуществлялось через величину некоторой эффективной вязкости.

Модель интересна универсальностью и адаптационностью, так как может описать эквивалентную вязкость газоводонефтяной эмульсии любого нефтяного месторождения при соответствующем знании ее адаптационных коэффициентов. Графическое изображение модели приведено ниже (рис. 33).

Адаптационными коэффициентами являются:

$v_n$  – эквивалентная кинематическая вязкость безводной сепарированной нефти при пластовой температуре;

$v_k$  – критическая обводненность, соответствующая инверсии фаз эмульсии;

$v_3^{max}$  – эквивалентная кинематическая вязкость смеси при критической обводненности, нулевом газосодержании и пластовой температуре;

$kv_3^M$  – характеристика разрыва функции  $v = f(v)$  при  $v = v_k$ ;

$v_3^{min}$  – эквивалентная кинематическая вязкость смеси при критическом газосодержании, нулевой обводненности и пластовой температуре.

В связи с расширением проблемных направлений по УЭЛНам в 1978–1990 гг. в ОКБ БН были выполнены следующие работы (неполный перечень):

- разработка программы СПИНАКЕР для подбора УЭЛН к скважинам на основе универсальной методики;
- составление прогноза изменения фонда и режимов электронасосных скважин на перспективу;
- разработка предложений по оптимизации насосного парка потребителя при изменяющихся условиях эксплуатации;
- разработка методики подбора и контроля режима работы модульной насосной системы;
- расчеты потребности УЭЛН по типоразмерам, в т.ч. на перспективу;
- разработка прикладных программ по обработке статистических данных по отказам узлов установок УЭЛН по причинам их возникновения;
- исследования зависимостей между отказами скважин с УЭЛН, режимами их работы, конструкциями скважин и работой силовых сетей;
- решение динамических задач рационального размещения баз по ремонту и эксплуатации нефтепромыслового оборудования, в частности электропогружных насосов для добычи нефти.

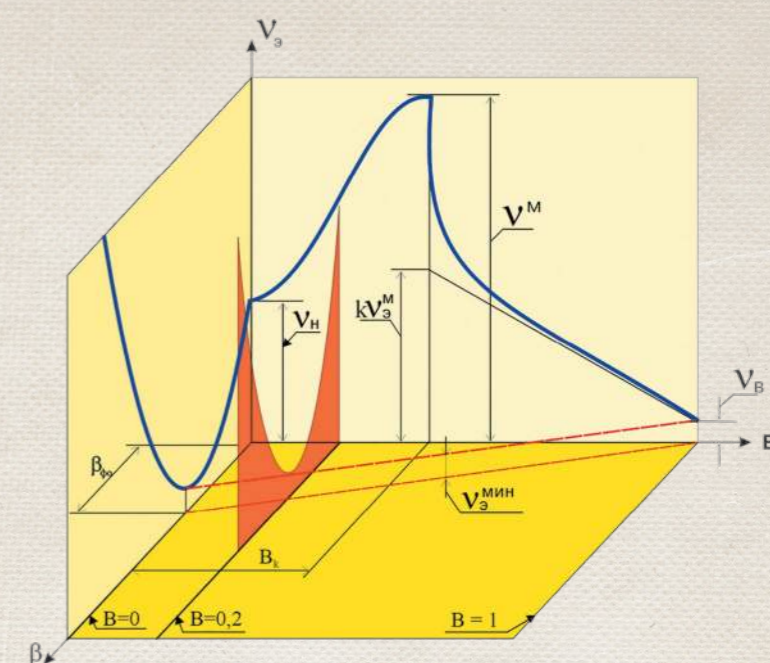


Рис. 33. Модель эквивалентной вязкости смеси нефти, воды, газа

Все работы были проведены в ОКБ БН под руководством Филиппова В.Н.

Кроме приведенных программ подбора аналогичные программы и методики были разработаны в России другими разработчиками: ПК «Автотехнолог», разработанный на кафедре машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина [25]; методики, созданные в БашНИПИнефть [26, 27] и ТатНИПИнефть [28], в НК «ЮКОС» [29] и работа, выполненная В.С. Линевым [30]. Ряд российских программ основан на алгоритмах, разработанных в 60–80-х годах П.Д. Ляпковым [31, 32].

Следует отметить большую практическую применимость ПК «Автотехнолог».

В настоящее время российскими нефтяниками используются и некоторые американские

программы подбора, например SubPump.

## 8. Перспективы применения высокооборотных УЭЛН для добычи нефти

Ранее было приведено, что применение энергоэффективных установок УЭЛН с вентильными двигателями при высоких оборотах позволяет повысить эффективность эксплуатации установок по сравнению с серийными в 1,25–1,3 раза, при этом доля энергоэффективности насосов составляет 1/3.

Кроме этого, следует отметить те уникальные возможности, которые предоставляют повышенные частоты вращения.

Внедрение установок малых габаритов (2, 2А, 3) с приемлемыми параметрами. Например, для добычи нефти на шельфе или для эксплуатации боковых стволов

Таблица 2

Параметры	Размерность	Месторождения	
		Девонское	Арланское
$v_{ср.о}$	–	0	0,1825
$v_3^{min}$	$1 \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2/\text{с}$	0,035	0,033
$v_n$	$1 \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2/\text{с}$	0,035	0,310
$v_{кр}$	–	0,5	0,250
$v_3^{max}$	$1 \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2/\text{с}$	0,63	0,749
$v_b$	$1 \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2/\text{с}$	0,01	0,010

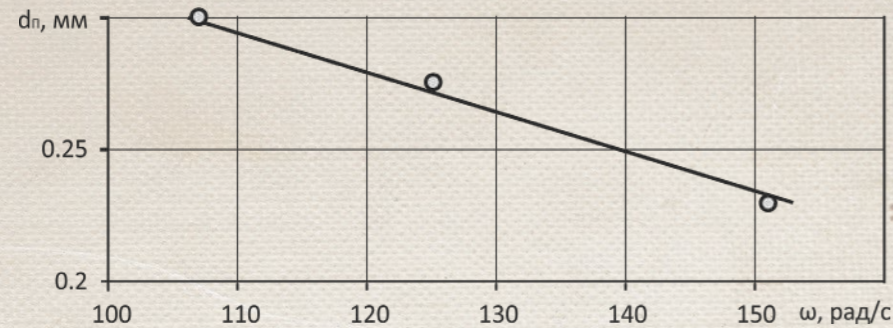


Рис. 34. Зависимость диаметра газового пузырька в водовоздушной смеси межлопаточных каналов центробежного колеса от частоты вращения вала насоса [33]

скважин, диаметр обсадных колонн которых не превышает 102 мм, установками габарита 3 на 3000 об/мин необходимо использовать до 1,5 тыс. ступеней, что практически невозможно. Для насосов этого габарита «Новометом» разработаны ступени с КПД от 51% до 64% для всей линейки подач. Определено, что боковой ствол при этом дает прирост добычи в среднем 15 м<sup>3</sup>/сутки.

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

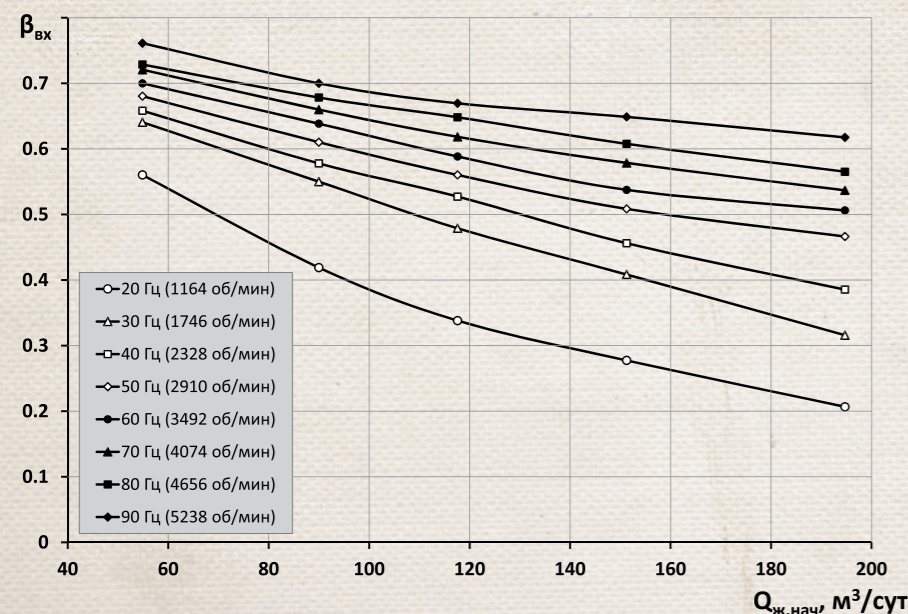
При максимальной общей длине установок, состоящих из 3-4 секций двигателя и 8-9 секций насоса, общей длиной 70 м и более, иногда невозможно найти в скважине для подвески такой

УЭЛН прямолинейный участок достаточной длины. Для снижения длины установки целесообразно повысить частоту вращения.

Дополнительные преимущества от применения повышенных частот вращения:

- Применение при повышенной вязкости из-за того, что существенно меньшее снижение напорной и КПД-характеристик.
- Применение установок УЭЛН сверхмалого габарита для эксплуатации внутри НКТ 73 мм, спускаемых на грузонесущем кабеле. На монтаж такой установки требуется в 5-7 раз меньше времени, чем для монтажа серийной установки.
- Известно, что с увеличением частоты вращения может возрастать срывное газосодержание центробежного насоса (рис. 34).

Рис. 35. Зависимость максимально возможного газосодержания на входе в газосепаратор ( $\beta_{вх}$ ) от расхода жидкости ( $Q_{ж.нач}$ ) при остаточном газосодержании после газосепаратора  $\beta_{ост} = 0,25$  для испытанного газосепаратора ГДНК5 на мелкодисперсной газожидкостной смеси «вода-ПАВ-воздух» при различных частотах вращения вала [34]



- По результатам проведенных исследований установлено, что сепарационные характеристики газосепаратора-диспергатора, например ГДНК5, заметно растут в диапазоне увеличения частоты вращения вала с 1200 до 5200 об/мин (рис. 35).
- Значительное повышение КПД установки повлечет при работе снижение температуры всех узлов установки, что существенно повлияет на повышение надежности установки.

Необходимо отметить, что в последние годы вентильными двигателями, их разработкой и исследованиями начали заниматься и американские компании Шлюмберге и Бейкер Хьюз.

Следует особо подчеркнуть широкое применение высокооборотных лопастных насосов во многих отраслях техники:

- малорасходные центробежные насосы авиационных и космических систем с подачей до 26 м<sup>3</sup>/сутки и с частотой вращения от 3500 до 80000 об/мин;
- насосное оборудование для химических производств с частотой вращения 15600 об/мин;
- турбонасосные агрегаты жидкостных ракетных двигателей с частотой вращения их роторов до 200000 об/мин;
- установки ЭЦН АКМ ОАО «Лепсе» для добычи нефти с частотой вращения ротора до 12000 об/мин;
- энергоэффективные установки АО «Новомет-Пермь» с частотой вращения ротора до 6000 об/мин и малогабаритные установки с частотой вращения ротора до 8500 об/мин;
- высокооборотные центробежнонасосные агрегаты для оборонной промышленности с частотой вращения 10700 об/мин;
- быстроходные турбокомпрессоры с частотой вращения ротора до 15600 об/мин;
- центробежные компрессорные агрегаты газовой и нефтехимической промышленности с частотой вращения ротора до 5300 об/мин.

В связи с вышесказанным хотелось привести слова Густава Лавала (Швеция 1890 г.):

«Большие скорости – вот истинный дар небес.»

## 9. Современное состояние УЭЛН

До 1990 г. серийно выпускались типоразмеры погружных лопастных насосов 3 диаметральных габаритов, а именно 5", 5А, 6".

По мере эксплуатации УЭЛН в скважине может произойти потеря герметичности обсадных колонн и последующий их ремонт. Могут возникнуть потребности эксплуатации скважин с помощью боковых стволов с целью увеличения дебита скважины за счет вскрытия продуктивных горизонтов дополнительным стволом. По обеим причинам, естественно, возникает невозможность размещения стандартной УЭЛН в обсадной колонне по всей необходимой ее длине. В связи с этим необходимо разработки УЭЛН меньшего габарита. До 1990 г. были единичные разработки и применения установок 3" и 4" габарита.

С наступлением перестроечных 90-х годов наступило трудное финансовое положение, началась сильная конкуренция отечественных и зарубежных производителей УЭЛН. Отечественные производители поставляли УЭЛН в зарубежные страны.

Для эксплуатации нефтяных скважин за рубежом и для установок другого назначения необходимо было изготовление установок повышенного диаметрального габарита.

В настоящее же время для добычи нефти в России производятся насосы 13 габаритов: 2", 2А, 3", 4", 5", 5А, 6", 6А, 7", 7А, 8", 9, 10. Рабочие органы к этим установкам изготавливаются по порошковой технологии, по современным технологиям литья и из нирезиста. Выпускаются серийные и энергоэффективные установки. Уровень их КПД практически такой же, как у установок американских компаний, а в некоторых случаях превосходит их.

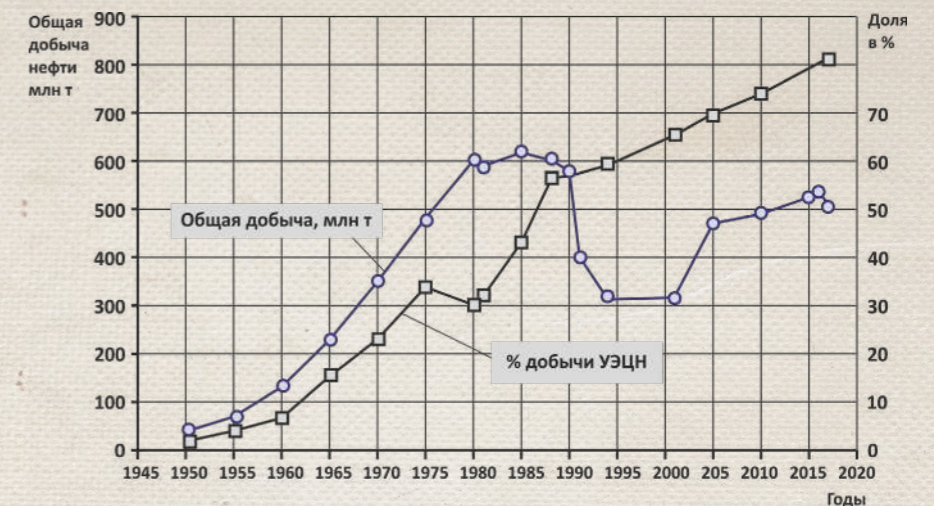


Рис. 36. Динамика добычи нефти и доля в добыче при помощи УЭЛН в СССР, РФ в 1950-2017 гг.

Изобретение и применение в России в установках ЭЛН вентильных двигателей позволило за счет повышения частоты вращения валов поднять эффективность эксплуатации этих установок по сравнению с серийными в 1,25 – 1,3 раза, при этом доля повышения энергоэффективности насосов в установках составляет 1/3.

Необходимо отметить, что повышенные обороты УЭЛН дают возможность в перспективе расширять и углублять эксплуатационные возможности УЭЛН.

Выпускаемые в России установки ЭЛН высоконадежны даже при повышенных оборотах за счет применения соответствующих материалов, конструкций, выбора оптимальных расстояний между радиальными подшипниками.

Российские установки ЭЛН могут работать при высоком (до 90%) газосодержании откачиваемой жидкости с применением газосепараторов новой конструкции, диспергаторов и мультифазных предвключенных устройств.

В России наибольшая добыча нефти производится, главным образом, установками ЭЛН: в 2017 г. ими добыто более 81% всей нефти России, для этого было откачено более 93% пластовой жидкости (рис. 36).

**Подытоживая все вышесказанное, можно обоснованно констатировать, что история УЭЛН в России – это торжество научной мысли, творческого подхода и настоящего энтузиазма!**



## ПРИКАЗ

Министра Нефтяной Промышленности

27 сентября 1950г.

№ 1338

Об организации производства глубинных бесштанговых насосов  
и о внедрении их в нефтяную промышленность

5. Организовать в г. Москве Особое конструкторское бюро. (ОКБ) с экспериментально-производственной базой по конструированию, исследованию и внедрению глубинных бесштанговых насосов.

12. Назначить тов. Богданова А. А. начальником Особого конструкторского бюро по конструированию, исследованию и внедрению глубинных бесштанговых насосов, освободив его от работы в СКБ № 1 с 25 сентября 1950 г.

МИНИСТР НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Н. БАЙБАКОВ

## ПРИЛОЖЕНИЕ № 1

к приказу № 1338 от 27 сентября 1950 г.

## СПИСОК

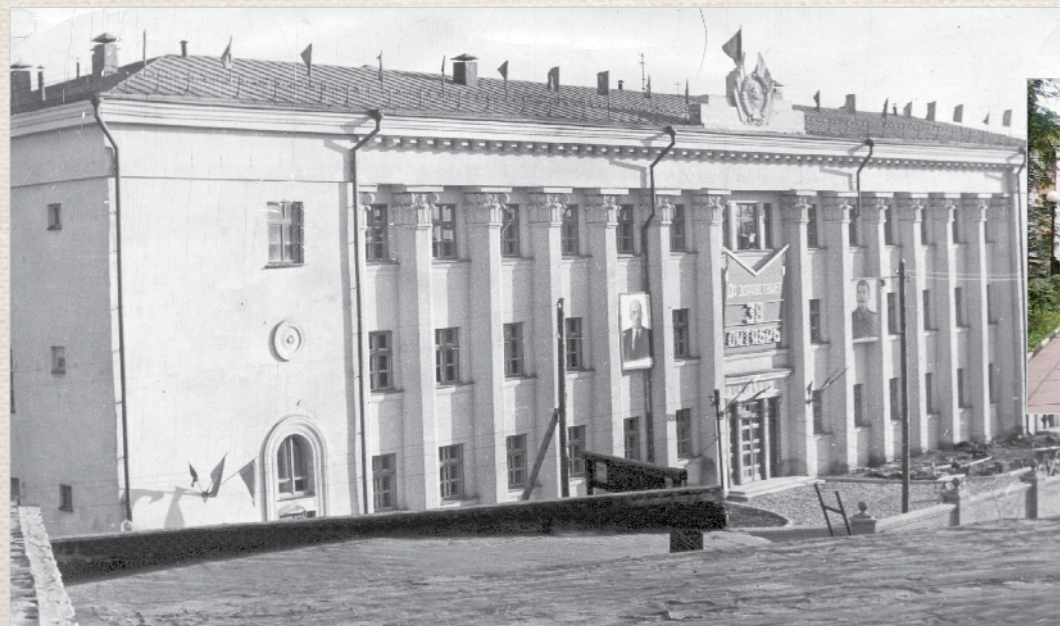
инженерно-технических работников, подлежащих переводу на  
постоянную работу в ОКБ

1. ЧИЧЕРОВ Л. Г. — Главный инженер проекта Гипронефтемаша
2. РОСИН И. И. — Главный инженер проекта Гипронефтемаша
3. ПОМАЗКОВА З. С. — Мл. научный сотрудник Гипронефтемаша
4. КОЗАК А. С. — Ст. научный сотрудник Гипронефтемаша
5. КАЛИНИН В. М. — Гл. инженер проекта Гипронефтемаша
6. КЛИЦОВ П. А. — Ст. инженер Гипронефтемаша
7. ЗАЙЦЕВ Г. М. — Механик лабораторий Гипронефтемаша
8. ШЛИНДМАН В. М. — Главный конструктор ВНИИ
9. ЛЯПКОВ П. Д. — Ст. инженер ВНИИ
10. ГРИНШТЕЙН Н. Е. — Ст. инженер ВНИИ
11. НИКУЛИЧЕВ Е. П. — Ст. инженер ВНИИ
12. ПОКЛОНОВ И. С. — Инженер ВНИИ
13. ФРОЛОВ В. И. — Лаборант ВНИИ
14. ВАСИН В. И. — Лаборант ВНИИ
15. САЛТЫКОВ Д. А. — Ст. инженер ВНИИ (сроком с 30/IX по 30/X-1950 г.)
16. ИВАНКОВ П. А. — Нач. электротехнической лаборатории Азиммаша

Приказ о создании ОКБ БН



Монтаж погружного насоса в скважину

В отделе центробежных насосов.  
Слева направо:  
Лебедева Н. Д., Никуличев Е. П., Рыженков А. Н.,  
Красиков Г. А., Протас Э. С., Воронов А. Н.Фасад  
административно-  
конструкторского  
здания, 1955 г.

## Список литературы

1. John L. Bearden, SPE, Earl B. Brookbank, SPE and Brown L. Wilson, SPE, Baker Hughes Inc. How We Did It Then: The Evolutionary Growth of ESPs. Houston, 2009.
2. United states Patent № 1610726. Driven Pump / Armatunoff. Filed 28 Feb, 1925.
3. Фоменко Ф.Н. Электробуры для бурения нефтяных и газовых скважин. Гостехиздат, 1958.
4. Кузнецов М.А., Ивановский Н.Ф., Золотухин Б.К. Опыт применения износоустойчивых погружных центробежных электронасосов. В книге «Погружные насосы для народного хозяйства». Центральное бюро технической информации. М., 1962.
5. United States Patent № 2,775,945. Sand Resistant Pump / A. Arutunoff. Filed Aug. 27, 1953.
6. Гринштейн Н.Е. Центробежные насосы с открытыми рабочими колесами для эксплуатации нефтяных скважин. – Дис. ...канд. техн. наук. – М., 1965.
7. Авторское свидетельство № 106135. Рабочее колесо для многоступенчатого центробежного насоса / Богданов А.А., Ляпков П.Д., Кузнецов М.А., заявлено 03.12.1951.
8. Патент № 2626266. Открытое рабочее колесо ступени электроцентробежного насоса. / Авт. Блинов А.В., Пещеренко М.П., Пещеренко С.Н., опубл. 25.07.2017, Б И 21.
9. Ляпков П.Д., Агеев Ш.Р. Влияние шероховатости поверхностей проточных каналов на гидравлический КПД ступеней центробежных насосов малых размеров. – «Труды МИНХ и ГП», 1977, вып. 129.
10. Ляпков П.Д., Агеев Ш.Р. О влиянии шероховатости поверхностей проточных каналов на гидравлический КПД ступеней центробежных насосов. – «Энергомашиностроение», № 3, 1971.
11. Агеев Ш.Р., Ляпков П.Д. Влияние масштабного фактора на гидравлический коэффициент полезного действия центробежного насоса. – Труды МИНХ и ГП, № 129, 1977.
12. Авторское свидетельство № 217956. Полуосевой отвод / Агеев Ш.Р., Гринштейн Н.Е., Златкис А.Д., Карелина Н.С., Кузнецов П.Б., Кузнецов Ю.М. и Ляпков П.Д., опубл. 07.05.1968, Б. И. № 16.
13. Авторское свидетельство № 310080. Лопастное рабочее колесо / Авт. изобрет. Гринштейн М.Е., Златкис А.Д., Карелина Н.С. и Лабинский Ю.Г. – Оpubл. 19.08.1971, Б.И. № 25.
14. Ломакин А.А. Центробежные и осевые насосы. – М., «Машиностроение», 1966.
15. Патент РФ № 2138691. Ступень погружного многоступенчатого насоса / Авт. изобрет. Выдрина И.В., Тряцын И.П., Перельман О.М. и др. – Оpubл. 27.09.1999, заявл. 25.11.1997.
16. Ляпков П.Д. Анализ некоторых особенностей погружных центробежных электронасосов для добычи нефти и методика расчета рабочих органов. – Дис. ... канд. техн. наук – М., 1955.
17. Ляпков П.Д. Опыт создания газосепаратора для погружного центробежного насоса. – Труды ВНИИ, 1959, вып. 22.
18. Патент РФ № 2132301. Погружная насосная установка. / Авт. Дроздов А.Н., Агеев Ш.Р., Денгаев А.В., Дружинин Е.Ю., Карелина Н.С., Перельман О.М., Рабинович А.И., Тряцын И.П. и др. – Оpubл. 07.10.2003.
19. Мусинский А. Оборудование АО «Новомет-Пермь» для экстремального высокого газосодержания / Арсенал нефтедобычи, № 22, 2020.
20. Патент РФ № 2379500. Абразивостойкий центробежный газосепаратор/Авт. Пещеренко С.Н., Пещеренко И.П., Рабинович А.И. Перельман М.О. и др. Оpubл. 01.20.2008.
21. Агеев Ш.Р., Григорян Е.Е., Макиенко Г.П. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Пермь, 2007.
22. Богданов А.А., Розанцев В.Р., Холодняк А.Ю. Подбор погружных центробежных электронасосов к нефтяным скважинам девонских месторождений Татарии, Башкирии и Ухты. Тематический научно-технический обзор. Серия «Добыча». М., ВНИИОЭНТ, 1972.
23. Филиппов В.Н. Обоснование технологических режимов работы нефтяных скважин с погружными центробежными насосами на базе использования адаптивных моделей. – Дис. ... канд. техн. наук. М., 1986.
24. Филиппов В.Н., Агеев Ш.Р., Гендельман Г.А., Гопан А.И. Универсальная методика подбора УЭЦН к нефтяным скважинам УМП ЭЦН-79. М.: ОКБ БН, 1979.
25. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С., Пекин С.С. Комплексная система диагностики работоспособности скважинных насосных установок // Нефтепромысловое дело, 1997, № 11.
26. Временная методика подбора ЭЦН для скважин нефтяных месторождений Башкирии. Уфа: Башнефть, 1969.
27. Временное методическое руководство по расчету режимов скважин, эксплуатируемых глубинными насосами (ЭЦН и ШГН). Уфа: БашНИПинефть, 1976.
28. Владимиров Э.В., Зайцева Л.Г., Шакиров Р.Ш. Расчет на ЭЦВМ давления столба водонефтегазовой смеси в колонне скважины ниже приема погружного насоса // Бугульма: Труды ТатНИПинефть, вып. 19, 1971.
29. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И., Муравленко С.В., Телин А.Г., Латыпов А.Р., Исмагилов Т.А. Разработка нефтяных месторождений // Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин. Т.2. М.: ВНИИОЭНГ, 1994.
30. Линев В.С. Методика подбора ЭЦН по параметрам скважин // Нефтяное хозяйство, 1971, № 7.
31. Ляпков П.Д., Павленко В.П. Эксплуатация залежей нефти. Учебное пособие. Ч II. М.: ГАНГ, 1995.
32. Справочная книга по добыче нефти. П/р Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1974.
33. Боровицкий Б.И., Ершов Н.С., Овсянников Б.В., Петров В.И., Чебаевский В.Ф., Шапиро А.С. Высокооборотные лопаточные насосы. – М., «Машиностроение», 1975.
34. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях. – М., «Макспресс», 2008.