

На правах рукописи



САРАЧЕВА ДИАНА АЗАТОВНА

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСНЫХ
УСТАНОВОК ДЛЯ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ
ФАКТОРОМ**

Специальность 05.02.13 – «Машины, агрегаты и процессы»
(нефтегазовая отрасль)

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа – 2016

Работа выполнена на кафедре «Технологические машины и оборудование» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

- Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Уразаков Камил Рахматуллович
- Официальные оппоненты: **Бажайкин Станислав Георгиевич**
доктор технических наук, профессор,
ООО «Институт проблем транспорта энергоресурсов» / Центр нефтегазопромысловых проблем и ресурсосбережения, директор
- Петров Павел Валерьевич**
кандидат технических наук, доцент,
ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный авиационный технический университет» / кафедра «Прикладная гидромеханика», доцент
- Ведущая организация: ООО «Башкирский научно-исследовательский и проектный институт нефти» (г. Уфа)

Защита диссертации состоится 29 апреля 2016 года в 14³⁰ на заседании диссертационного совета Д 212.289.05 при ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат разослан _____ 2016 года

Ученый секретарь

диссертационного совета



Елена Мидхатовна Абуталипова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) остаются на сегодняшний день основным нефтедобывающим оборудованием. Они приспособлены для откачки из нефтяных скважин пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ и механические примеси. Такое положение обусловлено их преимуществами (высокая производительность, большой диапазон подач, высокий напор и т.д.), которые реализуются в условиях потребности максимального отбора пластовой продукции из скважин и наблюдающегося на современном этапе увеличения обводненности месторождений. Тем не менее, имеются факторы, препятствующие более рациональной работе скважин, оборудованных УЭЦН. Факторов, которые влияют на работу УЭЦН, множество – начиная от устройства скважин до процессов, протекающих в стволе скважины и в пласте. Одним из основных осложняющих факторов при работе насосной установки является содержание в больших объемах затрубного газа.

В затрубном пространстве добывающих скважин накапливается газ, выделяющийся при подъеме нефти. Избыточное количество газа в пространстве между насосно-компрессорными трубами (НКТ) и обсадной колонной приводит к образованию газогидратов, увеличению динамического уровня в скважине. При достижении динамическим уровнем критического значения величина содержания газа на приеме погружного насоса превышает допустимое значение и тогда следует срыв подачи и полная остановка добычи нефти. Следствием снижения динамического уровня является необходимость увеличения глубины спуска насоса, что сопряжено с дополнительными расходами: насосно-компрессорных труб и электрического кабеля, повышением нагрузки, действующей на колонну НКТ. В отдельных случаях доминирующая роль в формировании давления на приеме погружного насоса принадлежит давлению свободного газа, скапливающегося в затрубном пространстве, в конечном итоге, от которой зависят технико-экономические показатели работы скважины.

В настоящее время на нефтедобывающих предприятиях снижение давления газа в затрубном пространстве решается следующими методами: перепуск газа из

затрубного пространства клапанными устройствами; откачка газа с помощью компрессоров; удаление газа с применением диспергаторов; удаление газа струйными аппаратами из затрубного пространства скважин. Однако, как показывает практика, регулирование давления газа в затрубном пространстве с помощью данных устройств не всегда эффективно, а часто и вовсе невозможно. Поэтому актуальным является поиск способов отбора газа из затрубного пространства с привлечением новых технологий.

В сложившейся ситуации актуальным является решение задачи по совершенствованию техники и технологии функционирования УЭЦН, постановка задач исследования на базе анализа основных причин отказов вследствие избыточного свободного газа в межтрубном пространстве, разработка технических средств, позволяющих перепускать свободный газ в колонну НКТ выше динамического уровня, и разработка рекомендаций для увеличения межремонтного периода работы скважин.

Цель работы

Снижение влияния давления затрубного газа на эффективность работы погружных электроцентробежных насосных установок с использованием струйных аппаратов для перепуска затрубного газа выше динамического уровня.

Основные задачи исследований

1 На основе анализа опыта работы УЭЦН на добывающих скважинах с высоким газовым фактором выявить влияние на межремонтный период (МРП) работы установки электроцентробежного насоса (ЭЦН) высокого давления газа в затрубном пространстве.

2 Провести исследования влияния увеличения частоты вращения вала ЭЦН изменением частоты переменного тока на газосодержание у приема электроцентробежного насоса и тепловое состояние погружной установки ЭЦН.

3 Разработать методику подбора струйных аппаратов (СА) к скважинам, оборудованным УЭЦН, с учетом газового фактора, для определения оптимальных параметров установки, работающей по технологии «ЭЦН – СА».

4 Разработать устройство, повышающее эффективность эксплуатации скважин с высоким газовым фактором, оборудованных УЭЦН.

Методология и методы исследований

Решение поставленных проблем базируется на статистическом анализе промысловых исследований с использованием современных информационных методов обработки экспериментальных данных. Основой для исследований являются промысловые данные по эксплуатации скважин с высоким газовым фактором, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов, на Ромашкинском месторождении. Применен метод расчета оптимальных параметров струйного аппарата при их совместной эксплуатации с УЭЦН.

Научная новизна

1 Получена аналитическая зависимость температуры газожидкостной смеси на приеме насоса от давления насыщения в скважинах с высоким содержанием газа на приеме ЭЦН для расчета теплового состояния установки погружного электроцентробежного насоса. Установлено, что повышенное содержание свободного газа на приеме насоса при одновременном увеличении частоты вращения вала ЭЦН изменением частоты переменного тока приводит к увеличению температуры погружного насоса.

2 Разработана и исследована математическая модель компоновки УЭЦН со струйным аппаратом для отбора затрубного газа, на основании которой аналитически получена зависимость для определения оптимальных параметров и расчетных величин струйного аппарата, обеспечивающая устойчивую работу технологии «ЭЦН – СА».

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в научном обосновании выбора оптимальных параметров и расчетных величин струйного аппарата, обеспечивающие устойчивую работу технологии «УЭЦН – струйный аппарат».

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1 Разработана конструкция струйного аппарата для отбора затрубного газа (патент РФ на изобретение № 2517287) на скважинах с высоким газовым фактором, оборудованных УЭЦН. Применение рекомендованных струйных аппаратов в скважинах нефтегазодобывающего управления «Прикамнефть» ПАО «Татнефть»

позволит стабилизировать работу и увеличить межремонтный период работы УЭЦН.

2 По результатам научных исследований в рамках реализации требований Федерального государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования по формированию профессиональных компетенций в производственно-технологической и научно-исследовательской деятельности в ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт» разработаны и внедрены в учебный процесс учебные пособия: «Установки электроцентробежных насосов» и «Оборудование для удаления свободного газа из затрубного пространства насосных скважин» для проведения лекционных и практических занятий по образовательным программам подготовки бакалавров по направлениям 151000 «Технологические машины и оборудование» и 131000 «Нефтегазовое дело».

Основные защищаемые положения

1 Математическое моделирование компоновки УЭЦН со струйным аппаратом для отбора затрубного газа, на основании которого аналитически получены зависимости для определения оптимальных параметров и расчетных величин струйного аппарата.

2 Методика оценки теплового состояния погружной электроцентробежной насосной установки с учетом влияния частоты вращения вала и газосодержания на приеме ЭЦН.

3 Практические рекомендации по совершенствованию компоновки УЭЦН со струйным аппаратом, новые технические решения для эксплуатации скважин с повышенным содержанием газа в откачиваемой продукции.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность и обоснованность научных выводов и практических рекомендаций, изложенных в работе, базируется на использовании теоретических и методологических положений, сформулированных в исследованиях российских и зарубежных ученых, применении широко апробированных, а также оригинальных методов и методик экспериментальных исследований, осуществленных на оборудовании, прошедших государственную поверку.

Основные положения диссертационной работы доложены и обсуждены на научно-практической конференции «Научная сессия ученых Альметьевского государственного нефтяного института» (г. Альметьевск, 2011 г.); на научно-практической конференции «Научная сессия ученых Альметьевского государственного нефтяного института» (г. Альметьевск, 2012 г.); на Всероссийской научно - практической конференции «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство» в рамках научной сессии ученых ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт» (г. Альметьевск, 2015 г.); Международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле - 2015» (г. Октябрьский, 2015 г.).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 14 печатных работ, в том числе 4 в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ, получен 1 патент РФ на изобретение.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и списка источников из 138 наименований. Работа содержит 124 страницы, 39 рисунков, 10 таблиц, 3 приложения.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении раскрыта актуальность выбранной темы диссертации, сформулированы цель работы и основные задачи исследований, приведены основные защищаемые положения, отражена научная новизна выполненных исследований и их практическая значимость.

В первой главе выполнен анализ причин отказов оборудования на скважинах, оборудованных УЭЦН, получены зависимости МРП работы скважины от давления газа в затрубном пространстве, глубины подвески насоса, давления на приеме погружного насоса, представлены пути снижения давления газа из затрубного пространства.

При эксплуатации скважин, оборудованных погружными электроцентробежными насосами, одним из главных показателей является МРП работы погружного

оборудования. Среди прочих факторов на величину МРП влияет повышенное содержание газа в затрубном пространстве скважин, оборудованных УЭЦН.

Большой вклад в изучении вопросов повышенного содержания свободного газа в затрубном пространстве внесли: Асылгареев А.Н., Атнабаев З.М., Афанасьев В.А., Бажайкин С.Г., Гафуров О.Г., Дроздов А.Н., Ивановский В.Н., Каплан Л.С., Ляпков П.Д., Марьенко В.П., Минигазимов М.Г., Мищенко И.Т., Петров П.В., Тронов В.П., Уразаков К.Р. и др.

Избыточное количество газа в пространстве между НКТ и обсадной колонной приводит к росту температуры корпуса насоса, уменьшению полезного объема жидкости в ступени ЭЦН, образованию газогидратов, блокированию потока жидкости, снижению динамического уровня в скважине, а в случае, если значение последнего достигает критического при превышении допустимой величины газосодержания на приеме погружного насоса, в таком случае следует срыв подачи и полная остановка добычи нефти.

Были рассмотрены результаты промысловых исследований, представляющими собой исходную статистическую информацию, собранную по НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть», разрабатывающее Ромашкинское месторождение. В области изучения взаимных связей задача статистики в наиболее общем виде заключается в количественном анализе их направления и наличия. Для решения этой задачи применим метод корреляционного анализа.

Выявлена степенная зависимость МРП от затрубного давления газа. Результаты анализа показали, что при увеличении затрубного давления на скважинах, эксплуатируемых УЭЦН, происходит значительное уменьшение МРП скважин с коэффициентом детерминации $R^2 = 0,9648$ (рисунок 1).

Из анализа опыта эксплуатации УЭЦН и результатов исследований установлено негативное влияние высокого давления газа в затрубном пространстве на работоспособность оборудования. Поэтому для реализации мероприятий по повышению эффективности работы УЭЦН требуется разработать метод, который позволяет снижать давление газа, возникающее в затрубном пространстве скважин, эксплуатируемых электроцентробежными насосами, автоматически, несмотря на

температурные условия окружающей среды и значения давления в выкидной линии.

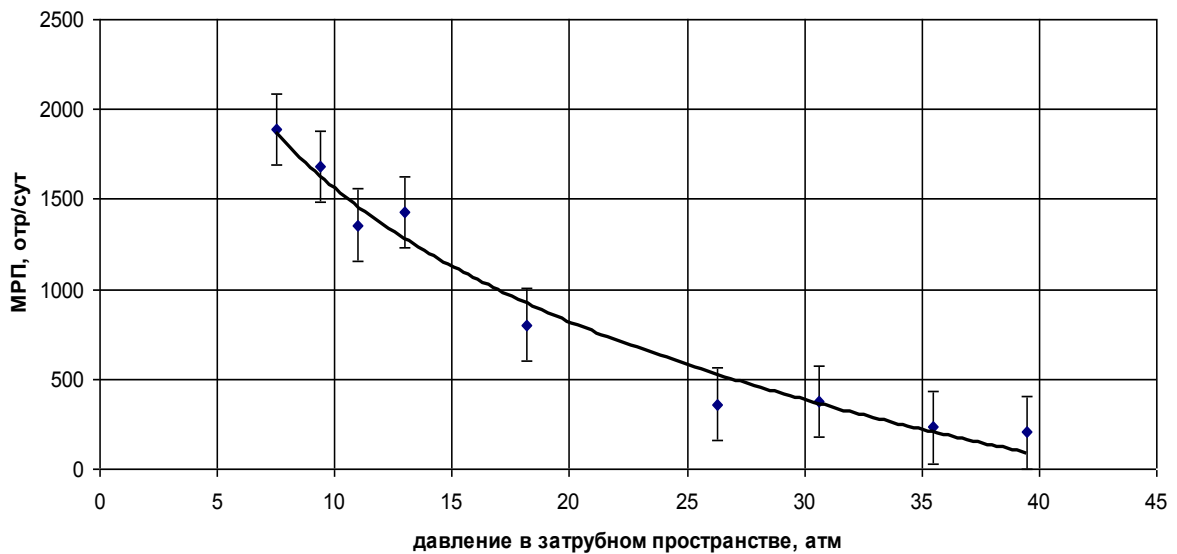


Рисунок 1 - Зависимость МРП от давления газа в затрубном пространстве

Вторая глава посвящена исследованию влияния свободного газа у приема ЭЦН на его рабочую характеристику, и частоты переменного тока на газосодержание у приема электроцентробежного насоса, разработана методика расчета теплового состояния УЭЦН, которая учитывает зависимость температуры от давления насыщения.

К основным параметрам, влияющим на работу ЭЦН при повышенном газовом факторе, следует отнести объемную долю газа; давление; поверхностное натяжение.

Результаты исследования работы УЭЦН с изменяемой переменной частотой электрического тока (СУПЧ) на повышенных частотах показали, что применение СУПЧ без предварительных расчетов режимов эксплуатации в отдельных случаях может приводить к отказу электропогружной установки.

В качестве примера была выбрана скважина №46 Южно-Самотлорского месторождения, оборудованная установкой типа ОДИ RA7-110-1500. По расчетным данным содержание затрубного газа на приеме погружного насоса составляло 21 %. С целью оценки возможностей добычи рассматриваемой

скважины проводились промысловые испытания установки путем увеличения частоты переменного тока. По установившемуся режиму работы при частоте тока 52 Гц было определено содержание свободного газа на приеме насоса – 33,4 %. Дальнейшее увеличение частоты тока до 55 Гц привело к повышению содержания свободного газа до 38,9 %, а также снижению дебита скважины от 115 до 98 м³/сут. Установка из-за повышенного значения величины электрического тока остановилась. Как показал анализ причин отказа установки, в лабиринтах рабочих органов ЭЦН наблюдалось образование твердого налета, а погружной электродвигатель при этом находился в рабочем состоянии, состояние кабельной линии с рабочей температурой 280 °С, прилегающей к насосу, свидетельствовало о воздействии со стороны погружного насоса высокой температуры.

Кроме этого, увеличение частоты вращения вала ЭЦН приводит к снижению давления на приеме установки, тем самым дополнительно выделяя свободный газ из затрубного пространства скважины. В результате исследования установлено, что увеличение содержания затрубного газа на приеме погружного насоса с 21 до 39% приводит к уменьшению значения КПД установки в целом.

Аналитическими расчетами показано, что к увеличению температуры насоса ведет именно повышенное содержание свободного газа на приеме погружного насоса. Установлена зависимость температуры ГЖС на приеме насоса от давления насыщения при данной температуре в скважинах с высоким содержанием газа:

$$P_{n,f} = P_n + C_1 \cdot (T_f - T_{nl}); \quad (1)$$

где

$$C_1 = \frac{1}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{om} \cdot (y_m - 0,8 \cdot y_a)}}, \quad (2)$$

$P_{n,f}$ - давление насыщения на приеме насоса; T_f - температура ГЖС на приеме электроцентробежного насоса, °К; T_{nl} - температура пласта, °К; Γ_{om} - газовый фактор пластовой нефти, м³/м; y_a , y_m - соответственно содержание N₂ и CH₄ в газе в стандартных условиях при однократном разгазировании добываемой нефти, в долях единицы; P_n - давление насыщения газом нефти, МПа.

Получена формула для вычисления температуры погружного насоса в зависимости от обводненности продукции, газосодержания, давления насыщения и давления на приеме насоса и т.д.:

$$\Delta T_w = T_w - T_f = \frac{P_n + C_1 \cdot \theta \cdot \Delta x}{\frac{1}{C_2} - C_1}, \quad (3)$$

где

$$C_2 = \frac{\varphi}{1 - \varphi} \cdot \frac{q_0 \cdot R_2 \cdot P_{np}}{2 \cdot (1 - B) \cdot h \cdot \Gamma \cdot P_{am}} \left\{ \frac{1}{\alpha} + \frac{\delta_{uz}}{\lambda_{uz}} \right\}, \quad (4)$$

T_w - температура в корпусе погружного насоса, $^{\circ}\text{K}$; θ - температурный градиент в нефтяной скважине, $^{\circ}\text{K}/\text{м}$; Δx - глубина кровли пласта по вертикали, м; α - коэффициент конвективной теплоотдачи в лабиринтах рабочих органов насоса газожидкостной смеси, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})$; q_0 - плотность теплового потока, $\text{Вт}/\text{м}^3$; B - содержание воды в продукции скважины в долях, не более 0,98; φ - содержание свободного газа в смеси, м^3 ; h - напор рабочего аппарата электроцентробежного насоса при содержании свободного газа φ в смеси, м; R_2 - радиус корпуса электроцентробежного насоса, м, равный 0,005; P_{np} - давление на приеме насоса, МПа; Γ - газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$; P_{am} - атмосферное давление, МПа; δ_{uz} - размер газовых пузырей на поверхности погружного насоса, м, около 0,001; λ_{uz} - теплопроводность газового слоя на наружной поверхности корпуса насоса, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{K})$.

Из условия выполнения:

$$C_1 \cdot C_2 < 1, \quad (5)$$

следует:

$$C_2 \leq 9,16 + \frac{877}{\Gamma_{om}}. \quad (6)$$

Было установлено, что предел изменения C_2 уменьшается с увеличением газонасыщенности пластовой нефти Γ_{om} , поэтому его значение может быть

снижено до $C_2 \leq 12-13$, в противном случае, произойдет по установке катастрофическое повышение температуры.

Результаты полученных расчетов в рассмотренном примере указывают, что температура погружного насоса соответствует $126\text{ }^{\circ}\text{C}$ при частоте переменного тока 50 Гц, $148\text{ }^{\circ}\text{C}$ - при частоте 52 Гц, и $192\text{ }^{\circ}\text{C}$ - при частоте 55 Гц. Итак, к заклиниванию погружного насоса приводит увеличение его температуры до $192\text{ }^{\circ}\text{C}$ при водосодержании 30% в пластовой продукции скважины и высоком газосодержании на приеме насоса.

Таким образом, аналитическими расчетами показано, что к увеличению температуры насоса ведет именно повышенное содержание свободного газа на приеме погружного насоса. Для того чтобы не допустить перегрев электродвигателя установки при проектировании технологического режима необходимо рассчитать тепловое состояние УЭЦН.

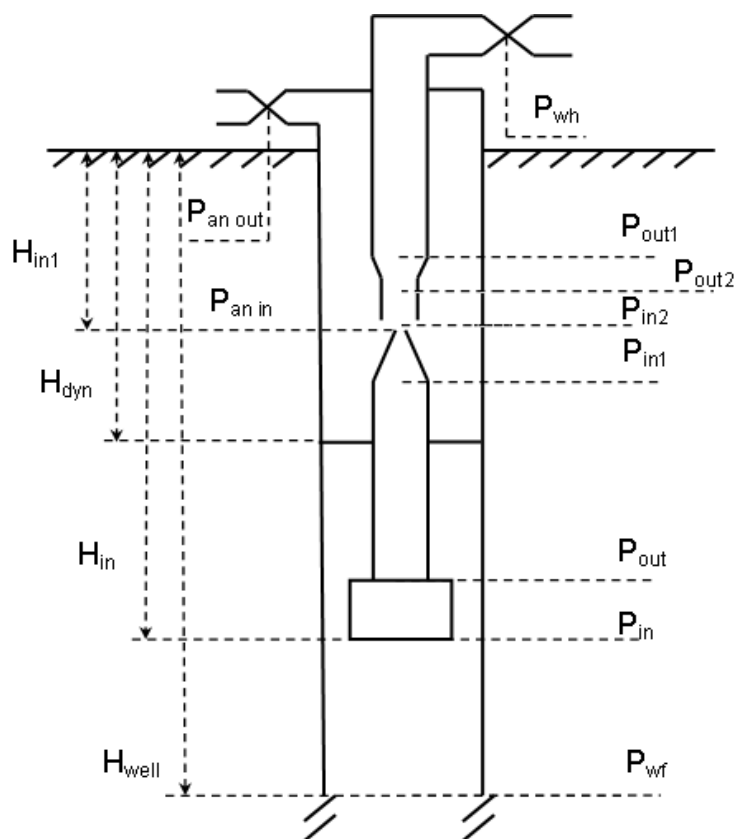
В третьей главе изложена методика подбора струйных аппаратов для отбора затрубного газа в скважинах, оборудованных УЭЦН, а также расчет параметров, обеспечивающих оптимальный режим работы установки ЭЦН и струйного устройства.

С целью снижения давления затрубного газа над динамическим уровнем при эксплуатации скважин с УЭЦН предлагается использовать струйный аппарат для отбора затрубного газа. Эффективность работы предложенной системы зависит от места расположения струйного аппарата по отношению к устью скважины и погружному насосу. Правильный выбор места положения существенно снижает вероятность срывов подачи.

В работе рассмотрены две постановки задачи: 1) весь газ, отсепарированный перед приемом погружного насоса и в столбе газожидкостной смеси в затрубном пространстве над приемом ЭЦН, инжектируется с помощью аппарата для отбора затрубного газа обратно в НКТ; 2) в выкидную линию отводится часть газа из затрубного пространства. Для каждой задачи проводился в зависимости от основных параметров эксплуатации нефтяной скважины (обводненность, коэффициент продуктивности, пластовое давление, газовый фактор) расчет оптимальных характеристик струйного аппарата (диаметр сопла и глубина спуска).

Для постоянной работы данной установки необходимо непрерывное поступление свободного газа в струйный аппарат из затрубного пространства, превышение давления в затрубе на глубине установки струйного аппарата $P_{an\ in}$ над давлением в приемной камере. Иначе из затрубного пространства эжекция газа будет невозможна, а эжектор в составе установки погружного насоса будет выполнять роль штуцера, создавая на участке НКТ в интервале своего расположения дополнительный перепад давления. Таким образом, задача сводится к расчету в стволе скважины и в струйном аппарате распределения давления.

На рисунке 2 представлена схема общего расположения «ЭЦН – СА» в нефтяной скважине.



P_{wh} - давление на устье; P_{anout} - затрубное давление на уровне устья скважины; P_{out1} - давление ГЖС в диффузоре; P_{in2} - давления на входе в приемную камеру; P_{anin} - давление свободного газа в затрубном пространстве; P_{in1} - давление пластовой жидкости на входе в струйный аппарат; P_{out2} - давление ГЖС на выходе из камеры смешения; P_{out} - давление на выкиде насоса; P_{in} - давление на приеме насоса; P_{wf} - давление пласта; H_{in1} - глубина спуска струйного аппарата; H_{dyn} - динамический уровень; H_{in} - глубина спуска ЭЦН; H_{well} - глубина вертикальной скважины

Рисунок 2 – Схема установки с аппаратом для отбора затрубного газа

Для определения давления на входе в приемную камеру эжекторного устройства P_{in2} , движение пластовой продукции, представляющей собой смесь жидкости (вода и нефть) и газа в общем, осуществлялось в сопле вдоль линий тока, а сама жидкость являлась несжимаемой с плотностью $\rho = 2\rho_{in1} \cdot \rho_{in2} / (\rho_{in1} + \rho_{in2})$, где ρ_{in1} и ρ_{in2} – плотности в сечениях P_{in1} и P_{in2} .

Тогда решение уравнения сохранения количества движения сводится к уравнению Бернулли:

$$\frac{\rho_{in1} + \rho_{in2}}{2\rho_{in1} \cdot \rho_{in2}} \cdot (P_{in1} - P_{in2}) = (1 + \xi_{in2}) \cdot \frac{u_{in2}^2}{2} - \frac{u_{in1}^2}{2}, \quad (7)$$

где ξ_{in2} – коэффициент сопротивления сопла; u_{in2} и u_{in1} – скорости пластовой продукции в сечении сопла и на входе в струйное устройство, м/с.

Закон сохранения массы будет выполняться при движении через сопло пластовой жидкости:

$$\rho_{gin1} \cdot Q_{gin1} + \rho_{lin1} \cdot Q_{lin1} = \rho_{gin2} \cdot Q_{gin2} + \rho_{lin2} \cdot Q_{lin2}, \quad (8)$$

где ρ_g и ρ_l – соответствующие им плотности газа и жидкости, кг/м³; Q_g и Q_l – дебиты затрубного газа и жидкости в продукции пласта, выделенные для различных сечений, м³/сут.

Плотность жидкости при этом рассчитывалась по формуле:

$$\rho_l = wc \cdot \rho_w + (1 - w \cdot c) \cdot \rho_o, \quad (9)$$

где wc – объемная доля воды; ρ_o и ρ_w – плотности нефти и воды, кг/м³.

Предполагалось, что температура и давление жидкости и газа одинаковы в двухфазной среде, так же, как и скорости движения фаз. Плотность газожидкостной смеси выражалась по формуле через плотности фаз:

$$\rho = \frac{\rho_g \cdot Q_g + \rho_l \cdot Q_l}{Q_g + Q_l}. \quad (10)$$

Дебит и скорость жидкости между собой связаны следующим соотношением:

$$u = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2}, \quad (11)$$

где d – диаметр сопла или насосной трубы, м.

Система уравнений (7) – (11) дала возможность определить параметры струйного аппарата в сечении P_{in2} по известным параметрам в сечении P_{in1} .

Для сечений $P_{out2} - P_{out1}$ и $P_{an\ in} - P_{in2}$ были также записаны аналогичные системы зависимостей.

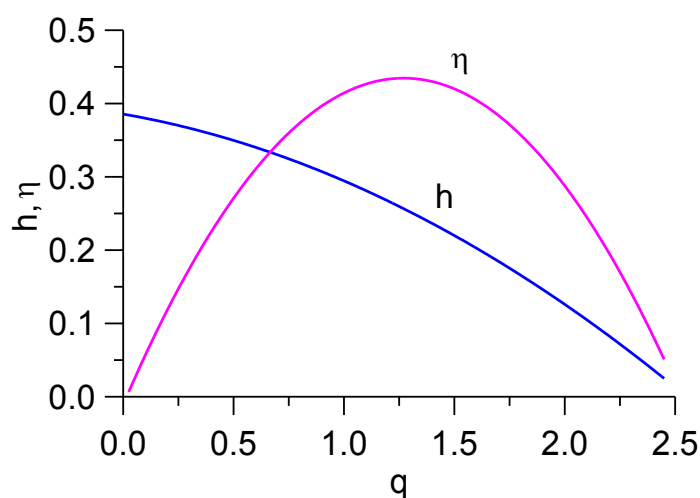


Рисунок 3 – Зависимость относительного напора h и КПД η от относительного расхода q для определения характеристик струйного аппарата

На рисунке 3 представлены расчетные зависимости относительного напора струйного аппарата $h = (P_{out1} - P_{an\ in}) / (P_{in1} - P_{an\ in})$ и его КПД $\eta = Q_{in1} \cdot h / (Q_{an\ in} \cdot (1 - h))$ от относительного расхода $q = Q_{in1} / Q_{an\ in}$, полученные при входных параметрах: $P_{in1} = 5$ МПа, $T_{in1} = T_{an\ in} = 50^\circ\text{C}$, $Q_{in1} = 100$ м³/сут, $wc = 0,5$, $\Gamma = 100$ м³/т (газовый фактор), $d_{in} = 62$ мм (диаметр НКТ), $d_n = 5$ мм (диаметр соплового устройства), $\ell = 70$ мм (длина камеры смешения), $P_{bs} = 10$ МПа (давление насыщения газом нефти), $d_m = 10$ мм (диаметр смешивающей камеры). В диапазоне 0 - 2,5 изменению q соответствовало изменение давления в затрубном пространстве $P_{an\ in}$ от 4,24 (давление на входе в смешивающую камеру) до 4,41 МПа. Из графиков,

приведенных на рисунке 3, видно, что при относительном расходе 1,3 – 1,5 достигалось максимальное значение КПД струйного аппарата (43%).

Моделирование процесса работы установки «ЭЦН – СА» проводилось при следующих исходных параметрах: $K = 0,2$ м³/сут·МПа (коэффициент продуктивности), $d_{well} = 130$ мм (внутренний диаметр обсадной колонны), $d_{tube} = 62$ мм (внутренний диаметр НКТ), $P_{res} = 2,5$ МПа (давление пласта), $P_{wh} = 1,0$ МПа (давление на устье), $T_{wf} = 80$ °С (температура пласта), $P_{bs} = 1,2$ МПа (давление насыщения), $\Gamma = 100$ м³/т (газовый фактор), $wc = 50\%$ (обводненность), $H_{well} = 2500$ м (глубина вертикальной скважины), $H_{in} = 2000$ м (глубина спуска ЭЦН). В таблице 1 представлены результаты расчетов параметров установки, работающей по технологии «ЭЦН – СА», в зависимости от глубины спуска струйного аппарата H_{in1} при фиксированном значении диаметра сопла $d_n = 5$ мм.

Таблица 1 – Параметры установки «ЭЦН – СА» для $d_n = 5$ мм

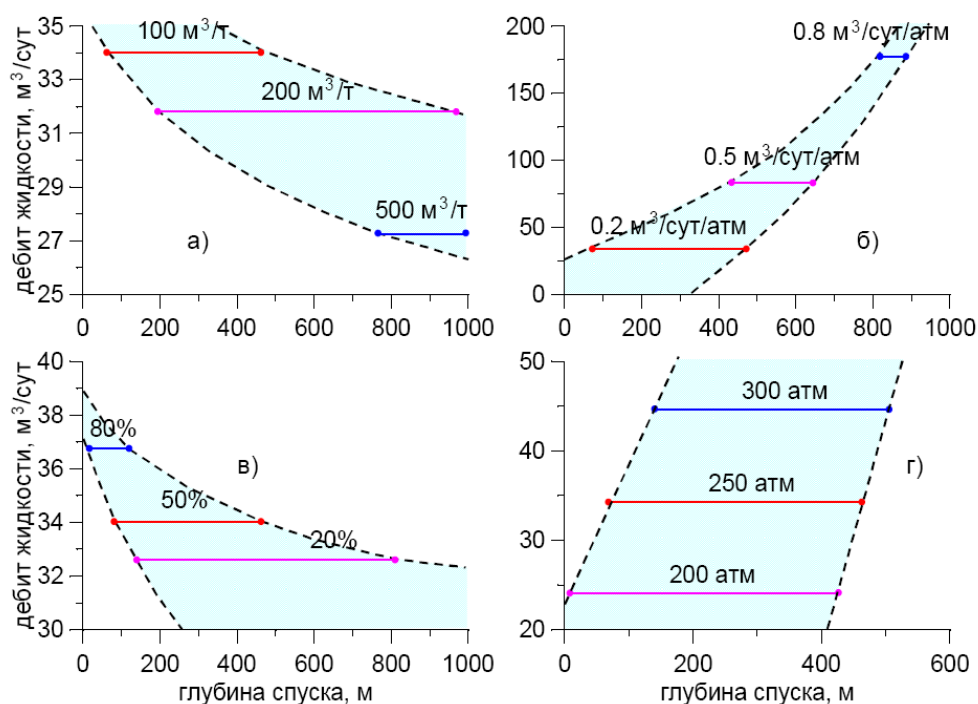
№ п/п	Параметры установки				
	глубина спуска СА H_{in1} , м	динамический уровень H_{dyn} , м	давление в затрубном пространстве $P_{an\ out}$, МПа	напор ЭЦН H , м	потребляемая мощность УЭЦН N_{tot} , кВт
2	80	1603	1,2	1680	16,1
3	100	1622	1,3	1669	16,0
4	200	1719	1,8	1624	15,5
5	300	1817	2,4	1593	15,2
6	400	1923	3,0	1567	15,0
7	470	1998	3,5	1551	14,8

По результатам расчетов, при увеличении глубины спуска струйного аппарата произошло увеличение давления газа в затрубном пространстве и динамического уровня, при этом потребляемая установкой мощность и номинальный напор погружного насоса уменьшаются.

Для построения схем интервалов устойчивой работы установки, работающей по технологии «ЭЦН – СА», с соплом $d_n = 5$ мм, которые обеспечивают максимальный дебит пластовой жидкости, проводилась серия расчетов для исходных параметров добывающей скважины (рисунок 4) в случае изменения одного из них (коэффициент продуктивности, пластовое давление, обводненность, газовый фактор). Из анализа графических зависимостей следует, что необходимо учитывать возможные изменения во времени параметров скважины для выбора оптимальной глубины спуска струйного аппарата. Выполненный анализ показал следующее: постановка задачи в первом случае предполагала, что определенная часть свободного газа быстро удаляется из затрубного пространства в выкидную линию, при этом учитывается, что давление в затрубе около устья скважины $P_{an\ out}$ не связано с дебитом газа через задвижку на устье и давлением в выкидной линии. С целью устойчивого режима работы установки, работающей по технологии «ЭЦН– СА», для сопла диаметром 5 мм в зависимости от объема сепарированного газа, возрастает номинальный напор электроцентробежного насоса, а нижняя линия диапазона глубины спуска струйного аппарата перемещается по направлению к устью нефтяной скважины при увеличении объема свободного газа. Данный эффект объясняется тем, что уменьшается объемная доля газа в колонне НКТ и, как следствие, увеличивается градиент давления.

Постановка задачи во втором случае предполагала, что давление на уровне задвижки на устье скважины в затрубном пространстве является известной величиной. Тогда давление $P_{an\ in}$ при фиксированной глубине спуска струйного аппарата вычисляется из закона гидростатики, а задача сведется к определению оптимальных параметров установки, работающей по технологии «ЭЦН – СА», при этом часть свободного газа, поступающего в приемную камеру эжекторного устройства, будет меньше части отсепарированного газа (при пересчете на нормальные условия).

Согласно произведенным расчетам режим устойчивой работы установки, работающей по технологии «ЭЦН – СА», будет обеспечиваться в достаточно узком интервале глубин спуска струйного аппарата.



а) газовый фактор; б) коэффициент продуктивности; в) обводненность; г) пластовое давление

Рисунок 4 – Графики интервалов устойчивой работы установки, работающей по технологии «ЭЦН – СА», с соплом 5 мм при различных значениях

С помощью разработанной методики для определения оптимальных параметров струйного устройства в составе установки, работающей при технологии «ЭЦН – СА», проведены расчеты и проанализированы их результаты, которые показали, что целесообразно обеспечить устойчивый режим эксплуатации установки, работающей по технологии «ЭЦН – СА», при максимальном значении дебита пластовой жидкости для увеличения диапазона возможных глубин спуска струйного аппарата.

В четвертой главе рассмотрены известные устройства и методы снижения давления газа в затрубном пространстве скважин УЭЦН в промышленных условиях и показано, что существует необходимость разработки новой технологии отбора затрубного газа.

В настоящее время существуют различные способы и методы снижения влияния газа на приеме насоса и избыточного давления газа в затрубном пространстве скважин, оборудованных УЭЦН. В диссертационной работе

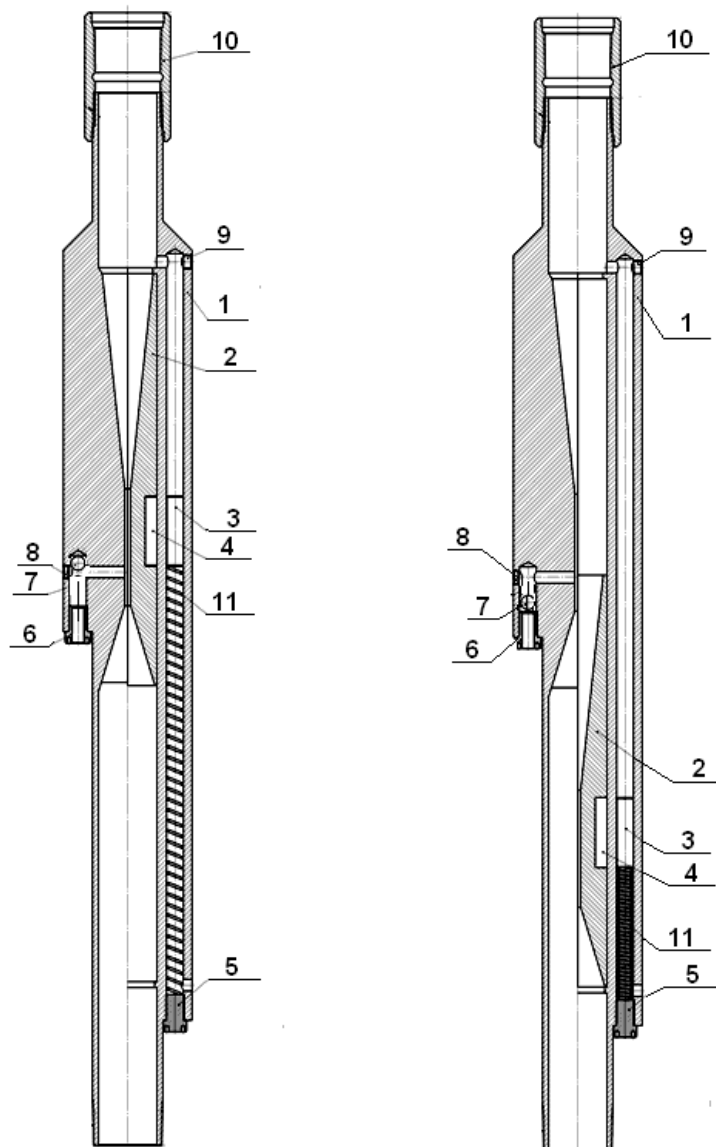
систематизированы методы защиты электроцентробежных насосов от газа. Рассмотрены преимущества и недостатки клапанных устройств для перепуска газа из затрубного пространства, откачки газа с помощью компрессоров, удаления газа с применением диспергаторов, удаления свободного газа струйными аппаратами.

Определение способа снижения давления свободного газа в затрубном пространстве зависит от многих условий добычи: метода эксплуатации скважины, величины газового фактора и содержания газа на приеме погружного насоса, дебита нефтяной скважины, обводненности пластовой продукции. Анализ преимуществ и недостатков рассмотренных методов выявил оптимальность использования автоматических клапанных устройств для снижения давления газа в затрубном пространстве нефтяных скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, и отбора свободного газа внутрь НКТ несмотря на величину давления газа в затрубе и температурные условия эксплуатации скважины.

В этой связи был разработан струйный аппарат для перепуска затрубного газа, позволяющий предотвратить осложнения при эксплуатации нефтяных скважин, оборудованных УЭЦН, с высоким значением давлением газа в затрубе. Предложенная технология осуществляется применением струйного аппарата для перепуска затрубного газа в колонну НКТ, установленного выше динамического уровня и сообщающего затрубное пространство с полостью колонны НКТ через обратный клапан. Причем струйный аппарат выполнен из двух симметричных половин в продольном разрезе, одна из которых установлена неподвижно с обратным клапаном. Вторая имеет возможность продольного перемещения внутри колонны НКТ и связана через постоянные магниты с поршнем, подпружиненным снизу, и размещенным в параллельном с осью колонны НКТ цилиндре, нижний конец которого сообщается с затрубным пространством, а верхний с полостью колонны НКТ.

Струйный аппарат для перепуска затрубного газа монтируется в колонне НКТ во время проведения спускоподъемных операций. Схема расположения струйного аппарата в скважине представлена на рисунке 5.

Использование струйного аппарата для перепуска затрубного газа в колонну НКТ позволяет снизить давление газа в затрубном пространстве скважин, эксплуатируемых установками ЭЦН, повышая уровень пластовой жидкости над погружным электроцентробежным насосом, увеличить дебит скважины, избежать в затрубном пространстве образования гидратных пробок за счет снижения в затрубном пространстве давления газа.



1 – корпус; 2 – подвижный элемент; 3 – магнит цилиндрический; 4 – магнит; 5 - винт; 6 – винт-седло; 7 – шарик; 8 – пробка; 9 – заглушка; 10 – переводник муфтовый; 11 – пружина

Рисунок 5 – Схема струйного аппарата для перепуска затрубного газа в скважине

Кроме того, использование струйного аппарата позволяет повысить КПД установки ЭЦН, уменьшить глубину подвески погружного электроцентробежного насоса за счет повышения уровня пластовой жидкости в затрубном пространстве и, тем самым, снизить расход колонны НКТ и увеличить межремонтный период работы погружных ЭЦН.

Выполнен расчет технологических параметров струйного аппарата для отбора затрубного газа. Для численного решения был выбран программный комплекс Ansys 14.5.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1 В результате анализа опыта процесса работы УЭЦН на нефтяных месторождениях Юго-Востока Республики Татарстан установлено негативное влияние высокого давления газа в затрубном пространстве на работоспособность оборудования. Выявлена степенная зависимость МРП от давления газа в затрубном пространстве с коэффициентом детерминации $R^2 = 0,9648$.

2 Экспериментальными исследованиями установлено, что при увеличении частоты вращения вала погружного насоса изменением частоты переменного тока с 50 Гц до 55 Гц, происходит увеличение содержания свободного газа на приеме насоса из-за снижения давления и соответственно рост объема и давления газа в затрубном пространстве: при частоте переменного тока 50 Гц содержание свободного газа на приеме насоса соответствует 21 %, при 52 Гц – 33,4 %, при 55 Гц – 39 %, при этом выявлено снижение к.п.д. и перегрев электродвигателя установки.

3 Разработана методика для расчета теплового режима погружной установки электроцентробежного насоса, с учетом зависимости давления насыщения нефти газом от температуры. Рост температуры погружного насоса обусловлен повышенным содержанием свободного газа на приеме насоса при одновременном увеличении частоты вращения вала ЭЦН изменением частоты переменного тока. Исследования показали, что температура погружного насоса соответствует 126 °С при частоте переменного тока 50 Гц, 148 °С - при частоте тока 52 Гц, и 192 °С - при частоте тока 55 Гц.

4 Предложена математическая модель компоновки УЭЦН со струйным аппаратом для отбора затрубного газа, на основании которой аналитически получены зависимости для определения оптимальных параметров и расчетных величин струйного аппарата, обеспечивающие устойчивую работу технологии «УЭЦН – струйный аппарат».

5 Разработана новая технология эксплуатации скважин в условиях высокого давления газа в затрубном пространстве электроцентробежными насосами с применением струйного аппарата для отбора затрубного газа из скважин, оборудованных УЭЦН (патент РФ на изобретение № 2517287).

6 По результатам научных исследований разработаны и внедрены в учебный процесс учебные пособия: «Установки электроцентробежных насосов» и «Оборудование для удаления свободного газа из затрубного пространства насосных скважин» по образовательным программам подготовки бакалавров по направлениям 151000 «Технологические машины и оборудование» и 131000 «Нефтегазовое дело».

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в следующих научных трудах:

В ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях, выпускаемых в РФ, в соответствии с требованиями ВАК Минобрнауки России:

1. Гареев, А.А. О влиянии частоты тока на тепловое состояние электроцентробежного насоса / А.А. Гареев, Р.И. Вахитова, Д.А. Сарачева // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал - 2011. - №3. - С. 113-118. URL: http://www.ogbus.ru/authors/GareevAA/GareevAA_1.pdf.

2. Сарачева, Д.А. О повышении эффективности эксплуатации нефтяных скважин с высоким газовым фактором / Д.А. Сарачева, Р.И. Вахитова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов: научн.-технич. журн. – Уфа: ГУП «ИПТЭР», 2015. – Вып. 2 (100). – С.91-99.

3. Топольников, А.С. Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН [Текст] / А.С. Топольников, К.Р. Уразаков, Р.И. Вахитова, Д.А. Сарачева // Нефтегазовое дело: электрон. научн. журн. - 2011. - №3- С. 134-146. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Topolnikov/Topolnikov_1.pdf.

4. Уразаков, К.Р. Исследование характеристик струйного насоса численным моделированием [Текст] / К.Р. Уразаков, И.А. Мухин, Р.И. Вахитова, Д.А. Сарачева, И.В. Волков // Нефтегазовое дело: научн. журн. – 2015. – Том 13 (4). – С. 149-155.

Прочие печатные издания

5. Вахитова, Р.И. Удаление газа из затрубного пространства скважин, оборудованных ЭЦН, струйными насосами / Р.И. Вахитова, Э.В. Абрамова, Д.А.

Сарачева// «Научная сессия ученых Альметьевского государственного нефтяного института»: Матер. Всеросс. научн.-практ. конф. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2012.- С.139-141.

6. Сарачева, Д.А. Анализ эффективности эксплуатации установок электроцентробежных погружных насосов на нефтяных месторождениях Республики Татарстан / Д.А. Сарачева, Р.И. Вахитова, Э.В. Абрамова // Научная сессия ученых Альметьевского государственного нефтяного института: матер. всеросс. научн.-практ. конф. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2011.- С.122-125.

7. Сарачева, Д.А. Методы снижения давления газа в затрубном пространстве/ Д.А. Сарачева, Р.И. Вахитова, Э.В. Абрамова // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института, том IX: сборник трудов. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2011. - С. 198-202.

8. Сарачева, Д.А. О снижении давления газа в затрубном пространстве скважин, оборудованных погружными центробежными насосами / Д.А. Сарачева, Р.И. Вахитова, М.Ш. Давлетов // Науки о земле: современное состояние и приоритеты развития: матер. научн.- практ. конф. с междунар. участием. – Академический журнал Западной Сибири ТГНУ. – г. Дубай, 2013. – Т.9. №6 – С.38.

9. Струйный аппарат для перепуска затрубного газа. Патент РФ на изобретение № 2517287, МПК E21B 43/12, F04F 5/00 - № 2012149306/03; заявлено 19.11.2012г.; опубл. 27.05.2014 г. Бюл. №15. Авторы: Уразаков К.Р., Вахитова Р.И., Сарачева Д.А., Абрамова Э.В.

10. Сарачева, Д.А. Струйный аппарат для перепуска затрубного газа в скважинах, оборудованных УЭЦН / Д.А. Сарачева, В.А. Молчанова, Р.И. Вахитова// Инновационное нефтегазовое оборудование: проблемы и решения: матер. III Всеросс. научн.-техн. конф. - Уфа: РИЦ УГНТУ, 2014. – С.129-132.

11. Сарачева, Д.А. Установки электрических центробежных насосов / Д.А. Сарачева, Р.И. Вахитова, К.Р. Уразаков, Г.И. Бикбулатова // Учебное пособие. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2014. – 141с.

12. Сарачева, Д.А. Автоматический перепуск затрубного газа в скважинах, оборудованных погружными электроцентробежными насосами / Д.А. Сарачева, Р.И. Вахитова, В.А. Молчанова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: матер. междунар. научн.-техн. конф. – Октябрьский: филиал ФГБОУ ВПО «УГНТУ», 2015. – С.227-232.

13. Сарачева, Д.А. Оборудование для удаления свободного газа из затрубного пространства насосных скважин / Д.А. Сарачева, Р.И. Вахитова, К.Р. Уразаков, Г.И. Бикбулатова // Учебное пособие. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2015.- 57 с.

14. Топольников, А.С. Регулирование технологических параметров скважины, оборудованной погружной электроцентробежной установкой с эжектором / А.С. Топольников, Р.И. Вахитова, Д.А. Сарачева // Научная сессия ученых Альметьевского государственного нефтяного института: матер. IV Всеросс. научн.-практ. конф. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2011. – С. 126-130.