

На правах рукописи



**Азизов Амир Мурад аглу**

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВОК СКВАЖИННЫХ  
ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ**

Специальность

05.02.13 – Машины, агрегаты и процессы (нефтегазовая отрасль)

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Уфа 2021

Работа выполнена на кафедре «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель доктор технических наук, доцент  
**Зубаиров Сибагат Гарифович**

Официальные оппоненты: **Хасанов Марс Магнавинович**  
доктор технических наук, профессор  
ПАО «Газпром нефть» / директор по науке

**Латыпов Булат Маратович**  
кандидат технических наук  
ООО «РН-БашНИПИнефть» / главный специалист

Ведущая организация «Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина» (г. Бугульма)

Защита диссертации состоится «01» октября 2021 года в 14.30 на заседании диссертационного совета Д 212.289.05 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте [www.rusoil.net](http://www.rusoil.net).

Автореферат диссертации разослан «\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета

Латыпов Олег Ренатович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы исследования

Эффективность механизированной добычи нефти существенно зависит от относительного количества попутного нефтяного газа (ПНГ), содержащегося в скважинном флюиде, который влияет на производительность насоса, напряженно-деформированное состояние (НДС) оборудования, его межремонтный период, удельные энергозатраты и т. д. Для обеспечения нормированных заводами-изготовителями насосов показателей по содержанию свободного ПНГ, поступающего в насос вместе с флюидом, используют сепараторы газа или увеличивают глубину погружения насоса под динамический уровень. В установках скважинных штанговых насосов (УСШН), применяемых в основном на малодобитных скважинах, для снятия отрицательного влияния ПНГ на их эффективность, и даже работоспособность, используется в основном увеличение глубины погружения под динамический уровень, так как отсутствуют высокоэффективные сепараторы. В то же время увеличение глубины погружения штангового насоса ведет к еще большему увеличению нагрузок на штанги, трубы и установку в целом. Поэтому разработка механизма определения оптимального, с точки зрения удельных приведенных энергозатрат на добычу нефти, погружения штангового насоса под динамический уровень и сепараторов газа для УСШН, адаптированных к специфике рабочего процесса последних, является весьма востребованной. Не менее важной является борьба с вредным влиянием скапливающегося в затрубном пространстве газа, уменьшающего депрессию на пласт и понижающего динамический уровень, вплоть до срыва подачи насоса с увеличением нагрузок на все элементы установки. Для этого необходимо поддержание низкого давления в затрубном пространстве, но с исключением выбросов в атмосферу или сжигания на факелах, составившего в 2017 году в России практически 13 млрд. м<sup>3</sup>, т. е. 13 % от общей добычи ПНГ.

Из вышеизложенного следует, что совершенствование техники добычи нефти с высоким содержанием ПНГ, позволяющих увеличить производительность и работоспособность УСШН и уменьшить удельные суммарные энергозатраты на добычу нефти, является актуальной задачей.

### **Степень разработанности выбранной темы**

Выявлению и борьбе с вредным влиянием попутного нефтяного газа на работу скважинных штанговых насосов посвящены научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы Адонина А.Н., Бабаляна Г.А., Белова И.Г., Бахтизина Р.Н., Валеева М.Д., Власова В.В., Гиматудинова Ш.К., Зубаирова С.Г., Ивановского В.Н., Ишмурзина А.А., Кошкина К.И., Мамедова Э.М., Мищенко И.Т., Пирвердяна А.М., Репина Н.Н., Султанова Б.З., Троицкого В.Ф., Уразакова К.Р., Хусаинова З.М., и др.

Реализация результатов этих работ, а также вклад изобретателей и рационализаторов-производственников позволили в определенной степени уменьшить влияние газа на показатели эффективности и работоспособности УСШН, но в связи со снижением дебитов скважин по нефти, ростом влияния энергозатрат на себестоимость, с ужесточением экологических требований и современных требований к эффективности УСШН при добыче мультифазных жидкостей достигнутый уровень не удовлетворяет потребностям настоящего времени.

### **Соответствие паспорту заявленной специальности**

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту специальности 05.02.13 «Машины, агрегаты и процессы» (нефтегазовая отрасль): пункту 5 - «Разработка научных и методологических основ повышения производительности машин, агрегатов и процессов и оценки их экономической эффективности и ресурса»; пункту 6 - «Исследование технологических процессов, динамики машин, агрегатов, узлов и их взаимодействия с окружающей средой».

### **Цель работы**

Повышение энергоэффективности и работоспособности установок скважинных штанговых насосов при добыче газосодержащих нефтей за счет уменьшения вредного влияния попутного нефтяного газа на коэффициент наполнения насоса и на динамический уровень в затрубном пространстве малодебитной скважины.

### **Задачи исследования**

1 Анализ технико-технологических методов борьбы с вредным влиянием попутного нефтяного газа на работу установок скважинных штанговых насосов.

2 Аналитические исследования работы скважинного штангового насоса при низком давлении на его приеме многофазного флюида.

3 Разработка конструкции скважинного штангового насоса с сепаратором газа, интенсифицирующего процесс разделения газожидкостного потока на приеме насоса.

4 Разработка алгоритма и симулятора для ЭВМ по определению глубины подвески насоса с сепаратором газа гравитационного принципа действия, при которой минимизируются удельные энергетические затраты на откачку газожидкостной смеси.

5 Техническое обеспечение минимального давления попутного нефтяного газа в затрубном пространстве скважины для увеличения подачи скважинного штангового насоса и снижения нагрузок на внутрискважинное оборудование и привод установки.

### **Научная новизна**

1 Получена уточненная аналитическая зависимость скорости изменения давления нефтегазового флюида в полости скважинного штангового насоса в течение цикла работы в малодебитной скважине с учетом обводненности, газового фактора, растворимости газа и относительного объема вредного пространства насоса, позволяющая рассчитывать коэффициент наполнения насоса и динамику изменения нагрузок на внутрискважинное оборудование и привод.

2 Расчетно-экспериментальным методом установлена зависимость удельных энергозатрат на подъем газожидкостных флюидов скважинными штанговыми насосами от глубины подвески сепаратора газа гравитационного принципа действия с выходом выше динамического уровня.

### **Теоретическая значимость**

Теоретическая значимость заключается в научном обосновании зависимости скорости изменения давления в полости скважинного штангового насоса при откачке многофазной смеси из малодебитных скважин при низком забойном давлении от свойств и относительных объемов ее компонентов и вредного пространства насоса, в том числе оснащенного сепаратором газа гравитационного принципа действия созданного в процессе выполнения диссертационной работы.

### **Практическая значимость**

1 Глубинно-насосные установки (патенты РФ №2586349 и № 2657915) со скважинным штанговым насосом, снабженным сепаратором газа гравитационного принципа действия, выход которого размещен в надпакерной зоне выше динамического уровня и приема насоса, интенсифицирует сепарацию газа с увеличением коэффициента наполнения насоса. Насосный агрегат для газированных нефтяных флюидов (Патент РФ №2698788), устанавливаемый в коллекторе около скважины, обеспечивает на устье в насосно-компрессорных трубах и в затрубном пространстве давление близкое к атмосферному, вследствие чего в них интенсифицируется естественная сепарация газа с

увеличением коэффициента наполнения насоса, повышением динамического уровня и снижением нагрузок на внутрискважинное оборудование и привод в целом.

2 Симулятор для ЭВМ, позволяющий рассчитать оптимальную глубину подвески насоса с сепаратором газа на основе минимизации энергетических затрат на откачку жидкости (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №82017619269 18.08.2017), внедрен в учебный процесс в ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» на кафедре «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов» при преподавании дисциплины «Расчет и конструирование оборудования нефтяных и газовых промыслов» бакалаврам направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» всех форм обучения.

3 Способ отбора попутного нефтяного газа и комплекс агрегатов для его осуществления (Патент РФ №2688818С1 на изобретение) внедрен в учебный процесс в ФГБОУ ВО УГНТУ на кафедре «Механика и конструирование машин» по дисциплине «Устройство, эксплуатация и ремонт спецагрегатов и спецмашин нефтегазовой промышленности» магистрантам направления 15.04.01 «Технологические машины и оборудование».

#### **Методология и методы исследования**

Решение поставленных задач осуществлялось теоретически и экспериментально с применением базовых основ теоретической механики и теории механизмов и машин, анализа массообменных и гидродинамических процессов с использованием современных программных продуктов и компьютерного моделирования.

#### **Положения, выносимые на защиту**

1 Уточненная многофакторная аналитическая зависимость скорости изменения давления газосодержащего флюида в полости скважинного штангового насоса в течение цикла.

2 Результаты численного моделирования переходных процессов, происходящих в полости скважинного штангового насоса при движении плунжера.

3 Расчетно-экспериментальный метод определения оптимальной, по критерию энергоэффективности, глубины подвески авторского штангового насоса с сепаратором газа гравитационного принципа действия с выходом выше динамического уровня с использованием разработанного алгоритма и симулятора для ЭВМ.

4 Результаты исследований по определению допустимых относительных величин вредного пространства скважинного штангового насоса при откачке многофазных скважинных флюидов.

5 Комплекс наземных агрегатов вытеснения и откачки попутного нефтяного газа из затрубного пространства для увеличения коэффициента наполнения насоса и снижения нагрузки на скважинный штанговый насос, колонны штанг и насосно-компрессорных труб и на привод.

### **Степень достоверности и апробация результатов**

Достоверность результатов работы подтверждена согласованностью результатов теоретических и экспериментальных исследований, проведенных по общепринятым методикам; использованием фундаментальных физических законов при разработке математических моделей; апробированных численных и аналитических методов при решении исходных систем уравнений, описывающих динамику работы насосных установок.

Основные положения и результаты работы представлены на научно-технических советах и семинарах IX-Международной научно-практической конференция молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники – 2016» (Уфа 2016); международной научно-практической конференции. Сборник материалов конференции, том II (Альметьевск, 2016); международной научно-технической конференции памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде (Уфа 2016); международной научно-технической конференции «Роль математики в становлении специалиста» (Уфа 2017); научно-методическом семинаре кафедры «Механика и конструирование машин» ФГБОУ ВО УГНТУ (Уфа, 2018); Всероссийской научно-технической конференции «Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа 2019» (Уфа, 2019); международной научно-технической конференции «Современные проблемы нефтегазового оборудования» (Уфа, 2019), II Международной научно-практической конференции «Наука и технологии в нефтегазовом деле» (Армавир, 2020).

### **Публикации**

Основное содержание работы изложено в 20 публикациях, из них 4 в ведущих рецензируемых научных журналах, входящих в перечень ВАК РФ, 1 статья в журнале индексируемом в Scopus и Web of Science, 4 патентах на изобретения, 1 свидетельстве о государственной регистрации программы для ЭВМ, 1 монографии.

## **Структура и объем диссертации**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и списка литературы, включающего 108 наименований; изложена на 139 страницах машинописного текста, содержит 48 рисунков, 3 таблицы.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность работы, сформулированы ее научная новизна и практическая значимость, цель и основные задачи исследований и положения, которые выносятся на защиту.

**В первой главе** диссертации приведены результаты анализа технико-технологического обеспечения и эффективности добычи нефти с высоким содержанием газа.

На современном этапе нефтедобычи в России, как и во всем мире, широко используется механизированный способ, реализуемый преимущественно установками скважинных штанговых насосов (УСШН) и установками электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Известно, что реальная производительность УСШН отличается от теоретической, что учитывается коэффициентом подачи. Это комплексный коэффициент, выраженный через произведение частных, существенно зависит от коэффициента наполнения насоса. В свою очередь коэффициент наполнения зависит от глубины погружения насоса под динамический уровень, относительного содержания фаз в нефтегазоводяном флюиде, давления на приеме и выкиде насоса и т.д.

Имеющиеся аналитические зависимости для расчета коэффициента наполнения скважинного штангового насоса, полученные А.Н. Адониным, Г.А.Бабаляном, А.В. Вирновским, И.М. Муравьевым, Н.Н. Репиным и др., имеют схожий вид (все они линейны относительно объема вредного пространства) и получены в предположении, что процесс выделения и растворения газа является равновесным и мгновенным, откачиваемая смесь является однородной, а сегрегация фаз отсутствует. К недостаткам данных зависимостей можно отнести то, что они не учитывают особенностей процесса разгазирования нефти в процессе изменения объема, описываемого плунжером, и нелинейность кривой разгазирования. В настоящее время для эффективной эксплуатации скважин, продукция которых содержит значительное количество газа, применяются либо



сепараторы газа, либо увеличивают глубину погружения насоса под динамический уровень.

Применяемые на промыслах сепараторы газа предназначены в основном для УЭЦН и основаны на реализации различных эффектов, которые практически не достижимы в составе УСШН. Поэтому конструктивных решений сепараторов для УСШН мало и их применение ограничено. Из опубликованных З.М.Хусаиновым, И.Ш.Усмановым и А.А.Гареевым работ известно, что в исследованных ими реальных скважинных условиях коэффициент сепарации, критерий эффективности сепаратора, меняется в УСШН в пределах от 0,05 до 0,17 и зависит от целого ряда факторов, таких как дебит скважины по нефти, газовый фактор, давление в затрубном пространстве и т.д. Без учета этих факторов расчетный коэффициент сепарации для тех же скважин многократно выше. Недостатками этой методики является то, что рассмотрен двухфазный «нефть-газ» флюид, не учтена сжимаемость нефти, относительный объем вредного пространства.

Из проведенного анализа открытых источников информации следует, что для повышения эффективности УСШН по подъему нефтегазоводяного флюида необходимо обеспечить оптимальный по энергоэффективности коэффициент заполнения насоса путем совершенствования сепараторов газа и поддержания в затрубном газонаполненном пространстве минимального давления, а также актуально получение аналитического полнофакторного выражения для определения допустимого объема вредного пространства.

**Вторая глава** посвящена исследованию характеристик штангового глубинного насоса при откачке многофазного флюида в условиях низкого давления на приёме.

При повышении газосодержания коэффициент заполнения и эффективность работы штангового скважинного насоса снижается и в пределе может произойти срыв подачи.

Аналитическая зависимость И.Т. Мищенко, хотя и является наиболее точной и применяемой, но также получена с рядом допущений, в частности не учтены: влияние растворенного газа во вредном пространстве, нелинейность процесса разгазирования в процессе изменения объема, описываемого плунжером, относительное содержание компонентов в нефтеводогазовом флюиде.

Для получения уточненной аналитической зависимости по расчету коэффициента наполнения насоса используем закон сохранения массы газожидкостной смеси в подплунжерной полости:

$$m(t + \Delta t) - m(t) = G_{in} + G_{out}, \quad (1)$$

$$m(t) = \rho(t)FL(t) \quad (2)$$

где  $m(t)$  - масса газожидкостной смеси под плунжером в момент времени  $t$ , кг;  
 $\rho_{см}$  - плотность смеси, кг/м<sup>3</sup>;  $F$  - площадь поперечного сечения плунжера, м<sup>2</sup>;  
 $L$  - расстояние между седлами клапанов, м.

Потоки массы через всасывающий (индекс  $in$ ) и нагнетательный (индекс  $out$ ) клапана насоса вычисляются соответственно:

$$\begin{aligned} G_{in} &= u_{in} k_{in} \delta_{in} \Delta t, \\ G_{out} &= u_{out} k_{out} \delta_{out} \Delta t, \end{aligned} \quad (3)$$

где  $u$  - массовый удельный расход газожидкостной смеси через отверстие клапана, кг/(м<sup>2</sup>·с);  $k$  - коэффициент, отражающий степень открытия клапанов (при  $k = 0$  клапан закрыт, при  $k = 1$  клапан полностью открыт);  $\delta_{in}, \delta_{out}$  - площадь отверстий всасывающего и нагнетательного клапанов.

Примем, что в течение промежутка времени  $\Delta t$  плунжер перемещается с постоянной скоростью, а температура газожидкостного потока в штанговом насосе не изменяется, тогда объемное содержание, плотность газа и жидкости можно выразить функциями, зависящими только от давления, при этом массовый удельный расход газожидкостного потока зависит от эффективной площади сечения клапана (произведение  $k$  на  $\delta$ ) и перепада давлений:

$$\begin{aligned} u_{in} &= u_{in}(k_{in} \delta_{in}, (P - P_{in})), \\ u_{out} &= u_{out}(k_{out} \delta_{out}, (P_{out} - P)). \end{aligned} \quad (4)$$

Зависимость плотности газожидкостной смеси, состоящей из нефти, воды и газа, от давления, детально проанализирована в диссертации. В результате формула для расчета изменения давления в полости насоса под плунжером приняла вид:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{\rho}{V} \left( \lambda_{in} \frac{P_{in} - P}{\sqrt{\rho_{in} |P_{in} - P_p|}} k_{in} \delta_{in} + \lambda_{out} \frac{P_{out} - P_p}{\sqrt{\rho_{out} |P_{out} - P_p|}} k_{out} \delta_{out} + F \left( \frac{\partial u}{\partial t} \right) \left( \frac{\partial \rho}{\partial p} \right)^{-1} \right), \quad (5)$$

где  $V(t)$  – объем подплунжерной полости;  $\frac{\partial u}{\partial t}$  – скорость перемещения плунжера;

$P_{in}, P_p, P_{out}$  - давление на приеме, в полости и выкиде насоса, соответственно;

$\lambda_{in}, \lambda_{out}$  - коэффициенты расхода на приеме и выкидке насоса.

На Рисунке 1 показаны результаты расчетов по предложенной зависимости и по формуле Адонина-Муравьева, полученной для продукции с нулевой обводненностью.

Как видно из графиков, в случае нулевой обводненности результаты, полученные по формуле Адонина-Муравьева и по численному решению получились близкими. При увеличении обводненности расчетные коэффициенты наполнения увеличиваются.

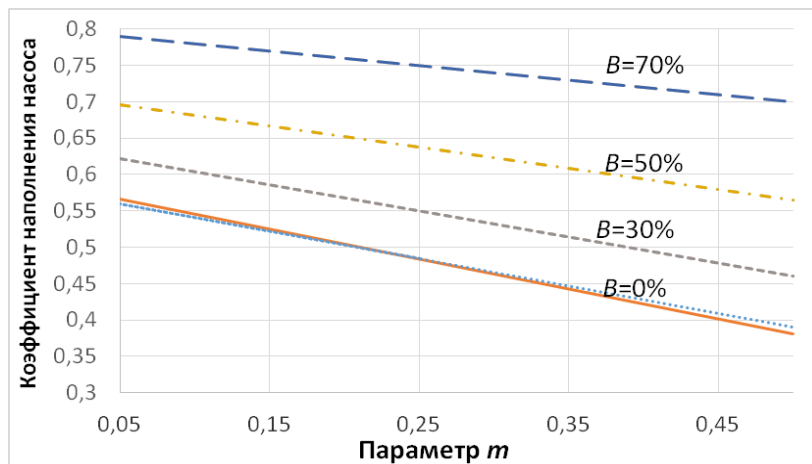


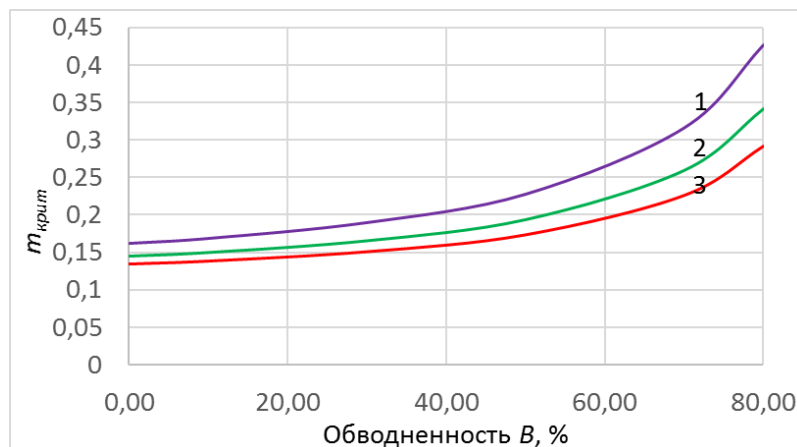
Рисунок 1 - Зависимость коэффициента наполнения насоса от относительного объема вредного пространства  $m$  при различной обводненности продукции  $B$  (сплошная линия – по формуле Адонина-Муравьева, штриховые – численный расчет).

Полученная система уравнений решается методом Дормана-Принса восьмого порядка точности с автоматическим выбором шага по времени для расчета

динамического давления в подплунжерной полости насоса и газожидкостных потоков через клапана насоса. Показано, что эта система уравнений позволяет по значениям обводненности, газового фактора, давлений на приеме и выкиде насоса, и относительной величины вредного пространства определять время задержки открытия и закрытия всасывающего клапана насоса.

Используя аналитическую зависимость, приведенную выше, можно определить и допустимую (критическую) относительную величину вредного пространства  $m_{крит}$  для получения желаемого коэффициента заполнения полости насоса.

На Рисунке 2 приведены расчетные графики изменения  $m_{крит}$  при 95 % коэффициенте заполнения в зависимости от обводненности продукции и величины газового фактора по которым видно, что  $m_{крит}$  при газовом факторе  $80 \text{ м}^3/\text{м}^3$  с увеличением обводненности от 0% до 80 % растет от 0,17 до 0,43, а при  $120 \text{ м}^3/\text{м}^3$  от 0,14 до 0,29. При этом допустимое  $m_{крит}$ , большее даже при малом газовом факторе, с ростом обводненности растет более интенсивно.



1 -  $80 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , 2 -  $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , 3 -  $120 \text{ м}^3/\text{м}^3$

Рисунок 2 - Зависимость максимального допустимого значения доли объема вредного пространства от обводненности для газового фактора (давление на приеме  $P_{пр} = 2 \text{ МПа}$  постоянно,  $m_{мин} = 0,1$ )

Из графика следует, что допустимая величина объема вредного пространства растет с увеличением обводненности продукции и уменьшением газового фактора. С физической точки зрения это объясняется тем, что с ростом обводненности уменьшается объемная доля нефти и, соответственно, растворенного газа в продукции скважины;

уменьшение объемной доли выделяющегося из нефти растворенного газа и степени его влияния на наполнение скважинного штангового насоса происходит также при снижении газового фактора.

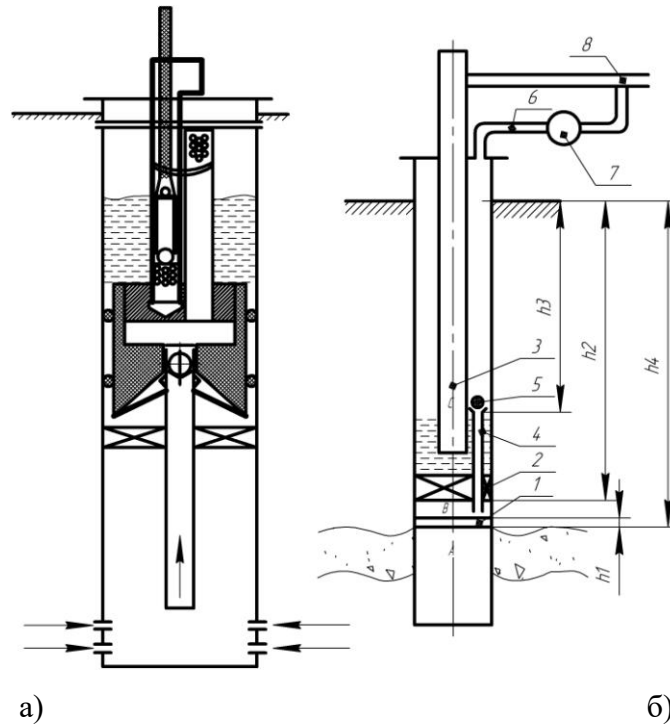
**Третья глава** посвящена разработке нового модуля сепаратора газа скважинного штангового насоса и методики определения глубины подвески его в добывающей скважине с целью минимизации удельных энергозатрат на добычу нефти.

Разработанная глубинно-насосная установка (Патент РФ №2586349С1) представлена на Рисунке 3, а. Основополагающим запатентованным конструктивным отличием, определяющим эффективность сепарации газа, а, следовательно повышающим коэффициент наполнения цилиндра насоса, является размещение выхода сепаратора в надпакерной зоне выше динамического уровня, т.е. в газонаполненном затрубном пространстве.

Эффект дегазации можно повысить увеличением удельной поверхности раздела фаз, что приводит к сокращению путей диффузии удаляемого газа из капли или пленки жидкости, а при прочих равных условиях увеличивает время контакта газовой фазы с жидкой, свободной от удаляемого газа.

Для этого разработана усовершенствованная конструкция глубинно-насосной установки, отличающаяся тем, что она снабжена массообменной насадкой регулярной формы, устанавливаемой в интервале между приемом насоса и выходом сепаратора, а на выходе сепаратора установлен рассекатель потока с развитой поверхностью. Газожидкостной поток, выходящий под действием забойного давления через трубку выхода сепаратора, с помощью рассекателя меняет направление, что интенсифицирует, в совокупности с сокращением путей диффузии, сепарацию газа. Стекающая к зоне приёма жидкость дополнительно отделяется в насадке от газа из-за разницы давлений газонасыщения и парциального давления газового столба.

Для определения оптимальной глубины подвески насоса и установки газового сепаратора необходимо, прежде всего, рассчитать распределение давления в подъёмном лифте и в затрубном пространстве. В данной работе для расчёта глубины подвески насоса и газового якоря разработан новый подход, заключающийся в зонировании скважины по глубине, позволяющий оценить энергоэффективность работы глубинно-насосной установки.



а) запатентованная конструкция; б) физическая модель установки с рассекателем потока  
 1- верхний уровень интервала перфорации; 2 - пакер; 3 - насос с насосно-компрессорными трубами; 4 - трубка сепаратора; 5 - рассекатель; 6 - газовая линия; 7 - газовый вентиль;  
 8 - промысловый коллектор

Рисунок 3 - Глубинно-насосная установка с газосепаратором

Физическая модель УСШН с гравитационным сепаратором газа представлена на Рисунке 3, б, на которой схематично показаны зоны А, В, С.

Расчетная модель включает следующее:

а) Дифференциальное уравнение для каждой зоны для пошагового расчета давления по длине ствола скважины и по длине насосных труб при определенной глубине подвески насоса и при заданном дебите скважины.

- Зона А простирается от забоя скважины до уровня начала выделения газа, давление меняется, соответственно, от  $P_{заб}$  до  $P_{нас}$ .

- Зона В - от глубины начала выделения газа из флюида ( $P_{нас}$ ) до выкида сепаратора газа ( $P_{сен}$ ).

- Зона С - это полость насосно-компрессорных труб (НКТ) от устья скважины до выкида насоса с давлением  $P_{уст}$  и  $P_{нас}$ , соответственно.

б) Функцию параметра, характеризующего величину затрат энергии на откачку газожидкостной смеси.

В основу излагаемого ниже алгоритма расчета энергоэффективной глубины подвески насоса с сепаратором газа заложен способ расчета распределения давления в стволе скважины, разработанный профессором И.Т. Мищенко, но с разбиением зон на интервалы с принимаемым постоянным интервалом изменения давления  $\Delta P_i$  и нахождением соответствующей высоты ( $\Delta h = \text{var}$ ) этих интервалов (обратная задача), а также определение  $\Delta h_i$  и высот зон А и В снизу вверх, а зоны С сверху вниз.

При расчетах физико-химических и гидравлических параметров учитываются термодинамические условия на каждом шаге.

При определении глубины подвески насоса с сепаратором газа с целью минимизации энергетических затрат при откачке многофазных флюидов из скважин были приняты во внимание основные затраты П: затраты мощности на деформацию труб и штанг и на откачку непосредственно флюида.

Расчет включает следующие операции:

- 1) Задаются, указанные в проекте разработки залежи нефти, забойное давление или дебит скважины.
- 2) Для зоны А рассчитывается глубина, где давление равно давлению насыщения.
- 3) Определяется высота зоны В.

Зона В простирается от глубины  $H_{нас}$ , где  $P = P_{нас}$ , до глубины установки выкида сепаратора газа. Задача заключается в определении давления на выкиде сепаратора  $P_{cen}$  и проверке на дозволённость выбранной глубины установки выкида сепаратора газа.

- 4) Определяется давление на выкиде насоса в зоне С.

Результаты расчетов по данному алгоритму для гипотетической скважины с произвольно принятыми исходными данными, а следовательно, являющихся качественными, представлены на Рисунках 4, 5 и 6.

Влияние глубины подвески газового сепаратора на энергозатраты, связанные с откачкой жидкости, при газонасыщенности пластовой нефти  $\Gamma_{ом} = 30 \text{ м}^3/\text{т}$  и давления  $P_{узн} = 1,2 \text{ МПа}$  в затрубном пространстве на устье скважины представлено на Рисунке 4, а с деформацией штанг и насосно-компрессорных труб на Рисунке 5.

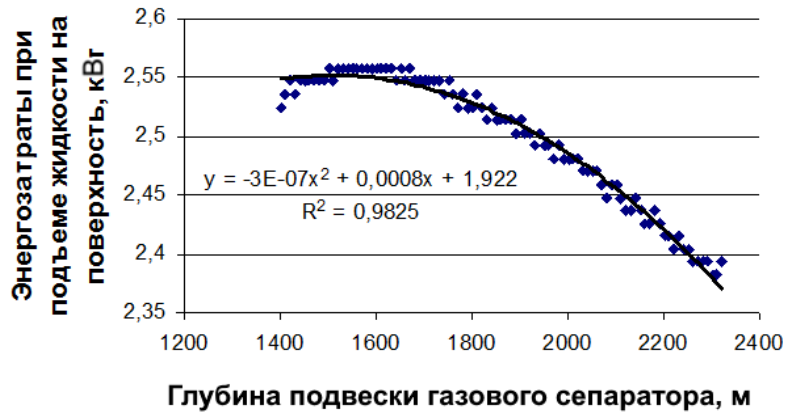


Рисунок 4 - Зависимость энергозатрат на подъем жидкости от глубины подвески газового сепаратора ( $\Gamma_{ом} = 30 \text{ м}^3/\text{т}$ )

По графикам видно, что с увеличением глубины подвески сепаратора полезная работа ПНГ способствует снижению энергозатрат на подъем жидкости к устью скважины, но при этом энергозатраты на деформацию штанг и труб увеличиваются.

Интегральная зависимость энергозатрат на подъем жидкости и деформацию штанг и труб представлена на Рисунке 6.

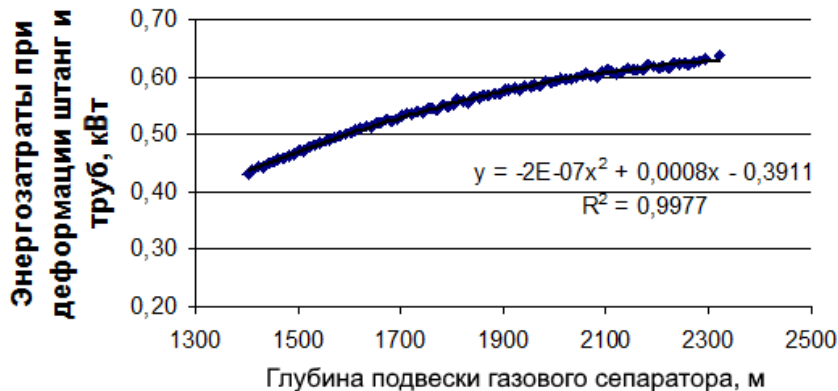


Рисунок 5 - Зависимость энергозатрат на деформацию штанг и труб в зависимости от глубины подвески газового сепаратора ( $\Gamma_{ом} = 30 \text{ м}^3/\text{т}$ )

Для условий, приведенных в работе, снижение суммарных энергозатрат, при выборе оптимальной по этому критерию глубины подвески насоса в допустимом интервале ствола скважины, составляет 19% в сравнении с общепринятой схемой.



На Рисунке 7 показан характер изменения удельного энергопотребления в УСШН от забойного давления для скважины № 676 этого месторождения.

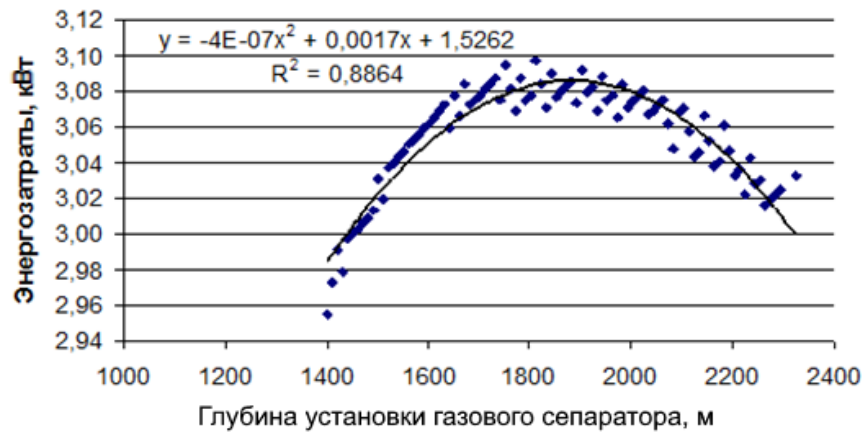


Рисунок 6 - Зависимость энергозатрат от глубины подвески газового сепаратора  
( $\Gamma_{\text{ом}} = 30 \text{ м}^3/\text{т}$ ,  $P_{\text{узн}} = 1,2 \text{ МПа}$ )

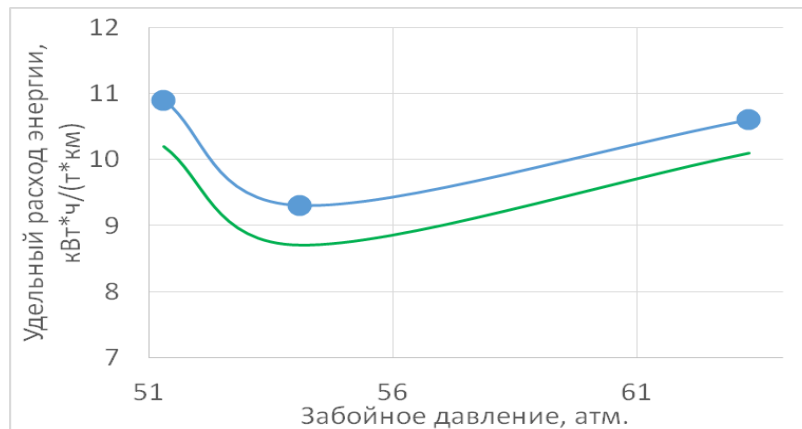


Рисунок 7 - Зависимость удельного электропотребления УСШН от забойного давления, скважина №676 (точки – фактические данные)

Верификация разработанного алгоритма расчета энергопотребления УСШН на нескольких скважинах XIV горизонта Узеньского месторождения показала, что расхождение между замеренными и расчетными значениями по этим скважинам не превышают 7,8 %.

В целях автоматизации расчётов, оптимизации вычислений, производимых при подборе скважинного насоса на основе модифицированных аналитических зависимостей,

было разработано программное средство для ЭВМ «Симулятор для расчета оптимальной глубины подвески штангового насоса с сепаратором».

Разработанное программное средство позволяет значительно снизить трудоемкость определения оптимальной глубины подвески скважинного штангового насоса запатентованной конструкции и ее усовершенствованной модификации.

**Четвертая глава** посвящена анализу вредного влияния ПНГ скапливающегося в затрубном пространстве скважины, технических средств для его удаления-транспортировки и описанию объекта исследования в качестве которого рассматриваются наземные авторские агрегаты.

Выше было показано, что за счет естественной сепарации газа в скважине в затрубном пространстве накапливается ПНГ и создается давление, снижающее депрессию на пласт и подачу насосов. Срабатывание клапана газовой линии происходит при превышении давления ПНГ в затрубном пространстве давления в коллекторе в 1,0-1,5 МПа, а в зимнее время и более высоких. Оснащение насосов сепараторами интенсифицирует накопление ПНГ в затрубном пространстве и, как следствие, уменьшает коэффициент сепарации. Требование к утилизации не менее 95% ПНГ от всего объема, активизировало научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, в первую очередь по компримированию ПНГ в промысловый коллектор для транспортировки до пунктов сбора или для поддержания пластового давления в ближайших скважинах. Общая идея всех найденных вариантов решения проблемы заключается в откачке ПНГ из затрубного пространства с помощью насосов или компрессоров с внутрискважинным или наземным размещением. Но до масштабного использования эти разработки не дошли из-за сложности, дороговизны и т.д.

В диссертации предложено решение проблемы с использованием другого способа, а именно способа удаления ПНГ из затрубного пространства периодическим вытеснением его технологической жидкостью, на который получен патент на изобретение «Способ отбора попутного нефтяного газа и комплекс агрегатов для его осуществления» (Патент РФ № 2688818). Периодичность вытеснения определяется быстротой роста давления, зависящего от газового фактора и интенсивности сепарации, и оптимальной эффективностью. В связи с этим наиболее перспективная область применения этого способа - это небольшие группы скважин или одиночные с высокой обводненностью, при низком давлении на приеме насоса УСШН.

В качестве технологической используется жидкость, совместимая с продукцией скважины, в том числе содержащая ингибиторы коррозии, солеотложения, горячая нефть и т.д. Очевидно, что такая технологическая жидкость будет не только вытеснять ПНГ, но и обрабатывать призабойную зону пласта и внутрискважинное оборудование, что повысит интегральную эффективность операции. Для реализации разработанного способа типовая УСШН, смонтированная на скважине, снабжена комплексом агрегатов (Рисунок 8).

Комплекс агрегатов для отбора попутного нефтяного газа из затрубного пространства 1 скважины 2 со скважинным насосом (не показан), установленным на насосно-компрессорных трубах 3 состоит из двух агрегатов, один из которых выполнен в виде струйного насоса 4, установленного на промышленном коллекторе 5 скважины 2 и сообщенного посредством бокового отвода 6 скважинной арматуры с затрубным пространством 1, а второй агрегат 7, являющийся агрегатом вытеснения газа из затрубного пространства, включает буферную емкость 8 для технологической жидкости и насос 9, сообщенный всасывающей 10 и нагнетательной 11 линиями, соответственно, с буферной емкостью 8 и затрубным пространством 1 скважины, а каналом связи 12 с датчиком давления 13 газа в затрубном пространстве 1.

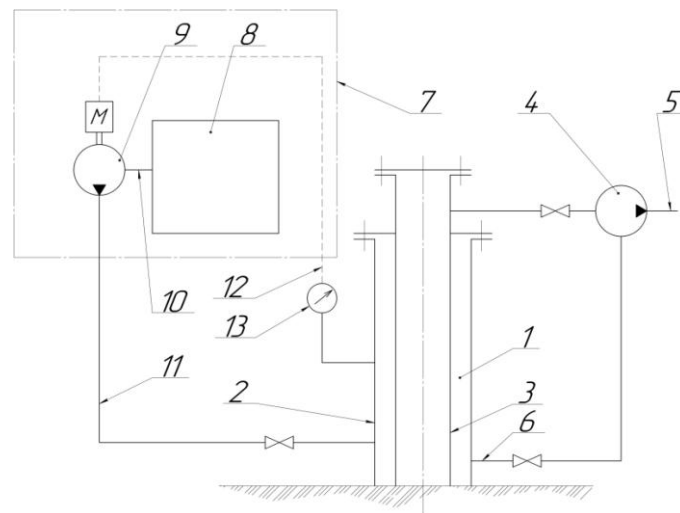


Рисунок 8 - Способ отбора попутного нефтяного газа и комплекс агрегатов для его осуществления

Для предотвращения прорыва технологической жидкости (ТЖ) в буферную емкость 8 скорость истечения потока из нагнетательной линии 11 насоса 9 в затрубное

пространство 1 должна на 30-40 % превышать скорость всплытия газа в этом потоке. Для минимизации требуемого объема ТЖ, которая должна на 95-100 % заполнить газонаполненное затрубное пространство для полноценного достижения цели и сокращения времени на вытеснение, подача насоса 9 должна кратно превышать подачу скважинного насоса, если он в течение реализации способа работает. В случае, если при заполнении ТЖ газонаполненного затрубного пространства возникает репрессия, независимо от того работает скважинный насос или выключен, при расчете требуемого объема ТЖ необходимо учитывать и ее «поглощение».

Требуемый объем ТЖ для одной скважины можно рассчитать по следующей формуле:

$$Q = Q_0 + Q_1 + Q_2, \quad (6)$$

где  $Q_0$  - объем газонаполненного затрубного пространства;  $Q_1$  - объем флюида, откачанного скважинным насосом за время заполнения ТЖ затрубного пространства;  $Q_2$  - объем флюида, поглощенного пластом за счет возможного возникновения репрессии.

Заполнение затрубного пространства ТЖ можно разделить на этапы. На первом этапе растущая высота жидкости в затрубном пространстве снижает депрессию от начального значения до нуля, а на втором этапе начинает создавать репрессию. В результате можно в первом приближении считать, что флюид поступивший в скважину на первом этапе, поглощается пластом на втором этапе. При таком допущении  $Q_2$  можно принять равным нулю, а скважину изолированной от пласта в течение всего периода заполнения технологической жидкостью.

Тогда на замещение газа в газонаполненном объеме затрубного пространства потребуется время  $t$ , равное

$$t = \frac{Q_0}{q_6 - q_c}, \quad (7)$$

где  $q_c$  - подача скважинного насоса,  $q_6$  - подача буферного насоса.

Соответственно, требуемый объем технологической жидкости рассчитывается по следующей формуле:

$$Q = Q_o \left( 1 + \frac{q_c}{q_o - q_c} \right) = Q_o \frac{q_o}{q_o - q_c}. \quad (8)$$

Очевидно, что минимальный требуемый объем ТЖ будет равен  $Q_o$ , что будет достигнуто или при выключенном скважинном насосе или при  $q_o \gg q_c$ .

Для комплексного решения проблем из-за накопления ПНГ в затрубном пространстве и разгрузки скважинного штангового насоса от противодействия в коллекторе разработан «Насосный агрегат для газированных нефтяных флюидов» (Рисунок 9), на который получен патент РФ №2698788С1 на изобретение.

Скважинный насос (на Рисунке 9 не показан) подает флюид по насосно-компрессорным трубам 1 и выкидному коллектору 2 к приему вспомогательного насоса 6, который перекачивает флюид вместе с попутным нефтяным газом, поступающим в выкидной коллектор 2 из затрубного пространства по газовой линии 4 с обратным клапаном 5, в напорный коллектор 3. При этом датчик давления 8 в зависимости от текущего давления в выкидном коллекторе 2 передает сигналы соответствующей мощности по каналу связи 9 системе управления преобразователем частоты частотно регулируемого привода 7, повышая или понижая производительность вспомогательного насоса 6, обеспечивая этим на его приеме допустимое минимальное давление.

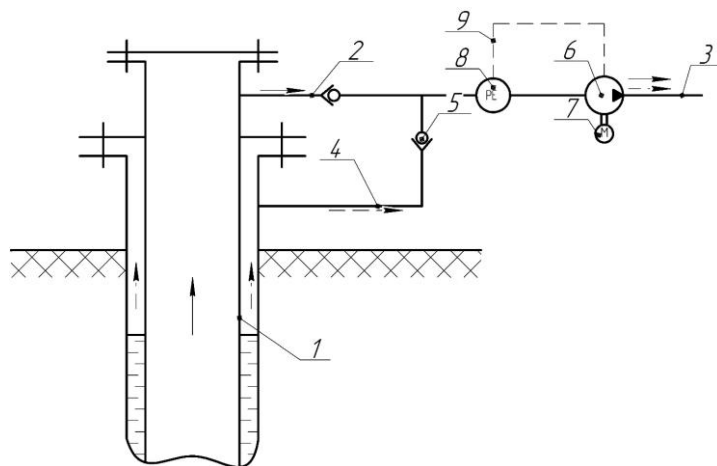


Рисунок 9 - Насосный агрегат для газированных нефтяных флюидов

Благодаря этому в затрубном пространстве скважины поддерживается практически атмосферное давление, следовательно, увеличивается депрессия на пласт и приток нефти из пласта и интенсифицируется сепарация газа на приеме насоса. Одновременно увеличивается и производительность скважинного насоса, так как

требуемый от него напор уменьшается на величину давления в напорном коллекторе, которое преодолевает вспомогательный насос, и на снижающееся гидростатическое давление столба смеси в НКТ из-за уменьшения ее плотности вследствие интенсификации сепарации газа в них. В результате уменьшаются нагрузки на насос, на штанги, на насосно-компрессорные трубы и, соответственно, повышается работоспособность как внутрискважинного оборудования, так и УСШН в целом, а также уменьшаются утечки в паре «плунжер-цилиндр».

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

1 Проведенный анализ патентов и опубликованных результатов технических и технологических методов снижения вредного влияния попутного нефтяного газа на эффективность УСШН, показал их недостаточную для современных условий нефтегазодобычи эффективность, особенно на малодобитных скважинах.

2 В результате рассмотрения гидродинамических процессов на приеме, при низком давлении, и в полости скважинного штангового насоса с учетом взаимосвязи скорости перемещения плунжера в течение цикла и сепарации газа из смеси, поступающей в насос и содержащейся во вредном пространстве, уточнено аналитическое выражение для определения значений давления в течение цикла и коэффициента наполнения насоса.

3 Для увеличения коэффициента наполнения штангового насоса разработаны конструкции глубинно-насосных установок (патенты РФ №2586349 и №2657915) с сепаратором газа гравитационного принципа действия, выход которого размещен в надпакерной зоне выше динамического уровня. Показана возможность дальнейшего повышения эффективности установки оснащением выхода сепаратора рассекателем потока и размещением ниже выхода сепаратора массообменной насадки.

4 Разработан расчетно-экспериментальный метод определения глубины подвески насоса с авторским сепаратором газа гравитационного принципа действия, при которой обеспечиваются минимальные удельные энергозатраты на подъем нефти из скважины.

5 Разработаны и запатентованы наземные агрегаты для повышения энергоэффективности и работоспособности УСШН за счет периодического или постоянного обеспечения минимального давления ПНГ в затрубном пространстве скважины:

- «Способ отбора попутного нефтяного газа и комплекс агрегатов для его осуществления» (Патент РФ №2688818С1) компримирует ПНГ в промысловый коллектор периодическим вытеснением его технологической жидкостью, в том числе с требуемыми для обработки скважины и (или) внутрискважинного оборудования физико-химическими свойствами.

- «Насосный агрегат для газированных нефтяных флюидов (Патент РФ № 2698788С1) обеспечивая в затрубном пространстве давление ПНГ близким к атмосферному, способствует увеличению коэффициента заполнения насоса, на 10-30% снижает гидравлическую составляющую нагрузки на НКТ, штанги и УСШН в целом.

### **Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:**

#### **Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:**

1 Азизов, А.М. Метод снижения влияния свободного газа на эффективность работы скважинного насоса / К.Р. Уразаков, А.М. Азизов, И.А. Мухин, А.В. Щелоков // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т.15, № 2. – С. 58-62.

2 Азизов А.М. Исследование влияния давления на приеме насоса и объема вредного пространства на коэффициент заполнения штангового насоса с газосепаратором / К.Р. Уразаков, А.М. Азизов, Д.В. Журавлев, И.А. Мухин, Ф.Ф. Давлетшин // Оборудование и технологии нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 37-43.

3 Азизов, А.М. Методика расчета оптимального дебита и удельного энергопотребления добывающих скважин / К.Р. Уразаков, С.И. Казетов, А.М. Азизов, Ф.Ф. Давлетшин // Нефтегазовое дело. – 2018, Т.16. - № 5. - С.65-72.

4 Азизов, А.М. Комплексный подход к снижению влияния попутного нефтяного газа на эффективность работы штанговых насосных установок / С.Г. Зубаиров, К.Р. Уразаков, А.М. Азизов, Р.В. Усманов // Нефтегазовое дело. - 2019. - Т.17, № 3. - С. 106-112.

#### **Публикации в рецензируемом журнале ВАК, включенном в базы данных Scopus и Web of Science:**

5 Азизов, А.М. Методика определения глубины установки газового сепаратора в добывающей скважине / К.Р. Уразаков, А.М. Азизов, Р.Н. Бахтизин, С.Ф. Исмагилов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 12. – С. 116-120.

#### **Патенты:**

6 Пат. № 2586349 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/00, E21B 43/38. Глубинно-насосная установка / Уразаков К.Р., Бахтизин Р.Н., Азизов А.М., Исмагилов С.Ф., Мухин И.А. Заявитель и патентообладатель: ФГБОУ ВО «УГНТУ». Заявл. 10.06.2015; опубл. 10.06.2016. Бюл. № 16.

7 Пат. № 2688818 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/12. Способ отбора попутного нефтяного газа и комплекс агрегатов для его осуществления / Азизов А.М. Бахтизин Р.Н., Зубаиров С.Г. Чистов Д.И. Заявитель и патентообладатель: ФГБОУ ВО «УГНТУ». Заявл. 30.07.2018; опубл. 22.05.2019. Бюл. №15.

8 Пат. № 2698788 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/00. Насосный агрегат для газированных нефтяных флюидов / Бахтизин Р.Н., Зубаиров С.Г., Азизов А.М. Заявитель и патентообладатель: ФГБОУ ВО «УГНТУ». Заявл. 23.07.2018; опубл. 29.08.2019. Бюл. №25.

9 Пат. № 2657915 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/00, F04B 47/00, E21B

43/38. Глубинно-насосная установка. / Азизов А.М., Уразаков К.Р., Мухин И.А., Краснов А.В. Заявитель и патентообладатель: ФГБОУ ВО «УГНТУ». Заявл. 30.05.2017; опубли. 18.06.2018. Бюл. №17.

**Монографии:**

10 Азизов, А.М. Добыча нефти штанговыми установками в осложненных условиях / Р.Н. Бахтизин, К.Р. Уразаков, А.С. Топольников, А.М. Азизов, А.Г. Комков, Б.Х. Ишмухаметов. - Уфа: Изд-во УГНТУ. - 2016. – 172 с.

**Публикации по теме диссертации в других изданиях:**

11 Свид. о гос. регистрации программы для ЭВМ №2017619269. Симулятор для расчета оптимальной глубины подвески штангового насоса с сепаратором / Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р., Азизов А.М., Мухин И.А. Заявитель и патентообладатель: ФГБОУ ВО «УГНТУ». Заявл. 26.06.2017; опубли. 18.08.2017.

12 Азизов, А.М. Глубиннонасосная установка для нефтей с высоким газовым фактором / А.М. Азизов // Материалы IX Международной научно-практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники – 2016». – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело». – 2016. – Том II. – С. 37-38.

13 Азизов, А.М. Методы снижения вредного влияния свободного газа на рабочую характеристику штангового насоса / Азизов А.М. // Тезисы конференции памяти А.Х. Мирзаджанзаде УГНТУ. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело». – 2016. - С. 98-100.

14 Азизов, А.М. Методика расчета технологических параметров штанговой насосной установки при подъеме нефтей в осложненных условиях / К.Р. Уразаков, Б.М. Латыпов, А.Г. Комков А.М. Азизов // Материалы Международной научно-практической конференции. – Альметьевск: Изд-во «АГНИ». – Том II. – 2016, С. 405-408.

15 Азизов, А.М. Снижение влияния свободного газа на эффективность работы скважинного насоса / А.М. Азизов // Тезисы Международной научно-технической конференции «Роль математики в становлении специалиста». - Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2017. – С. 5-6.

16 Азизов, А.М. Влияние давления на приеме штангового насоса с газосепаратором на его подачу / К.Р. Уразаков, А.М. Азизов, И.А. Мухин, А.В. Щелоков // Эл. Журнал «Нефтегазовое дело». – 2017. – №4. – С. 110-117.

17 Азизов, А.М. Зависимость коэффициента наполнения скважинного штангового насоса от объема вредного пространства / К.Р. Уразаков, А.С. Топольников, А.М. Азизов, Ф.Ф. Давлетшин // Эл. Журнал «Нефтегазовое дело». – 2017. – №4. – С. 6-25.

18 Азизов, А.М. Расчет оптимальной глубины установки сепаратора газа в добывающей скважине [Электронный ресурс]: учебно-методическое пособие / УГНТУ, каф. ТМО; сост.: К. Р. Уразаков, А. М. Азизов, И. А. Мухин. - Уфа: УГНТУ, 2017. – 1,05 Мб. - Режим доступа: <http://www.bibl.rusoil.net/>

19 Азизов, А.М. Влияние затрубного газа на установку скважинных штанговых насосов / А.М. Азизов, С.Г. Зубаиров, Т.И. Салихов // Материалы Всероссийской научно-технической конференции: «Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа. Проблемы, исследования и инновации». - Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело». – 2019. - С. 108-109.

20 Азизов, А.М. Совершенствование техники для добычи газожидкостных флюидов из нефтяных скважин / С.Г. Зубаиров, А.М. Азизов, Т.И. Салихов // Материалы научно-технической конференции: Современные проблемы нефтегазового оборудования. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело». – 2019. - С. 206-210.