

На правах рукописи



ВАЛЕЕВ Артём Фаатович

**ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА
УПРАВЛЯЕМОЙ НАСОСНОЙ ОТКАЧКИ ПЛАСТОВОЙ
ЖИДКОСТИ ИЗ ОБВОДНЕННЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

05.11.16 – Информационно-измерительные
и управляющие системы (промышленность)

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Оренбург - 2015

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Оренбургский государственный университет» (ОГУ)

Научный руководитель – доктор технических наук, профессор
СОЛОВЬЕВ Николай Алексеевич

Официальные оппоненты: **МЕЛЕНТЬЕВ Владимир Сергеевич**,
доктор технических наук, профессор,
ФГБОУ ВПО «Самарский государственный
технический университет», заведующий
кафедрой информационно-измерительной
техники, г. Самара;

ТАГИРОВА Клара Фоатовна,
доктор технических наук, профессор,
ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
авиационный технический университет»,
профессор кафедры технической кибернетики,
г. Уфа

Ведущая организация – ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет», г. Уфа

Защита состоится 03 июля 2015 г. в 13:00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.181.07, созданного на базе ФГБОУ ВПО «Оренбургский государственный университет», по адресу: 460018, г. Оренбург, пр. Победы, 13, ауд. 170215.

С диссертацией и авторефератом можно ознакомиться в библиотеке и на официальном сайте ФГБОУ ВПО «Оренбургский государственный университет» (www.osu.ru).

Автореферат диссертации разослан ____ апреля 2015 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета



Калимуллин Руслан Флюрович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Для большинства газоконденсатных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, например, Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ), характерно падение пластового давления и обводнение газовых скважин. В результате обводнения часть пластовой энергии расходуется на подъем жидкости, что приводит к снижению дебита по газу и последующему выводу скважины из эксплуатации. Использование внешней энергии для удаления пластовой жидкости с помощью погружного насоса позволяет продлить срок эксплуатации скважин в условиях снижения энергии пласта.

Проблемам насосной откачки пластовой жидкости нефтегазоконденсатных месторождений и информационно-измерительных систем (ИИС), обеспечивающих измерения и контроль параметров технологических процессов добычи продукции в условиях обводнения скважин, посвящены работы таких известных российских ученых, как Г.С. Абрамов, Е.Б. Андреев, А.М. Блюменцев, А.А. Богданов, Т.Г. Габдуллин, А.Н. Дроздов, В.Н. Ивановский, Б.Г. Ильясов, В.О. Кричке, Н.П. Кузьмичев, П.Д. Ляпков, А.А. Молчанов, К.Ф. Тагирова, А.А. Тер-Хачатуров, К.Р. Уразаков, В.Н. Широков и зарубежных исследователей Й. Айтлер, М. Зейвальд, Дж. Ли, Г. Никенс, М. Уэллс и других. Однако до настоящего времени остаются актуальными проблемы измерения и контроля параметров технологических процессов добычи газа в условиях обводнения скважин.

Обобщая результаты исследований, можно сделать вывод о том, что в настоящее время существует система методов, моделей и средств насосной откачки пластовой жидкости нефтяных скважин, разработаны технические решения и рекомендации по их использованию. Например, для определения уровня жидкости в нефтяной скважине, влияющего на надежность работы электродвигателя насоса, используется эхолот. Однако технология отдельной добычи продукции из газовых скважин предполагает движение газа по затрубному пространству, что приводит к образованию пены на поверхности жидкости и нарушению корректной работы эхолота. Следовательно, требуется разработка нового способа определения уровня жидкости.

Для определения параметров технологических процессов газовых скважин используется «Интегрированная геолого-технологическая модель газоконденсатного месторождения» (ИГТМ). Однако в ИГТМ не учитываются условия эксплуатации обводненных газовых скважин при насосной откачке пластовой жидкости.

В связи с изложенным, создание специальной ИИС на основе развития ИГТМ с учетом параметров процесса управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин является актуальной задачей.

Объект исследования – ИИС насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин; **предмет** – информационное и программное обеспечение ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин.

Цель исследования - повышение эффективности добычи продукции обводненных газовых скважин за счет внедрения ИИС для управляемой насосной откачки пластовой жидкости на базе имитационных моделей технологических процессов системы «пласт-скважина-шлейф» (ПСШ).

Задачи исследования:

1) Провести анализ технологических процессов в системе ПСШ обводненных газовых скважин.

2) Обосновать способ измерения параметров управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин.

3) Разработать математическое обеспечение ИИС для моделирования технологических процессов системы ПСШ с управляемой откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин.

4) Разработать информационное и программное обеспечение ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости.

5) Определить структуру ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости и оценить эффективности предложенных технических решений.

Методы исследования, достоверность и обоснованность результатов.

Теоретические исследования выполнены с использованием технической кибернетики, теоретических основ разработки газоконденсатных месторождений, метрологии, математического моделирования, теории статистических решений, вычислительной математики, объектно-ориентированного программирования. Экспериментальные исследования проводились на базе как известных методик, так и разработанных автором. Достоверность научных положений работы основана на используемой методологической базе исследования и обеспечивается обоснованностью принятых ограничений при разработке моделирующего аппарата, сходимостью результатов исследования с экспериментальными данными.

Научная новизна положений, выносимых на защиту:

- комплекс параметров системы ПСШ обводненных газовых скважин, обеспечивающих построение ИИС для управляемой насосной откачки пластовой жидкости, один из которых – динамический уровень жидкости в затрубном пространстве скважины - не поддается прямому измерению и является критичным для надежной работы насоса;

- способ определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины, отличающийся использованием имитационной модели технологических процессов системы ПСШ в составе ИИС для его определения;

- модель технологических процессов системы ПСШ, отличающаяся от ИГТМ газоконденсатного месторождения учетом динамики обводнения газовых скважин с управляемой насосной откачкой пластовой жидкости и позволяющая установить зависимость динамического уровня жидкости в затрубном пространстве от измеряемых параметров скважины;

- методика определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины, отличающаяся использованием модельных и измеренных ИИС параметрах продукции на устье и забое скважины;

- алгоритм оценки динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины, отличающийся использованием итерационных последовательных приближений, обеспечивающий точность вычислений

в пределах инструментальной ошибки измерений датчиков давления.

Практическая значимость исследований заключается в разработанных программном обеспечении и технических решениях ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости погружным центробежным насосом, что подтверждается актом внедрения ООО «Газпром добыча Оренбург», государственной регистрацией программного продукта «Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин» (свидетельство № 2013617790) и использованием в учебном процессе ФГБОУ ВПО «Оренбургский государственный университет».

Апробация работы. Основные результаты работы обсуждались и получили одобрение на научно-технической конференции с международным участием «Инновационные решения для нефтегазовой области (опыт и перспективы)» (Оренбург, 2011 г.); международных научно-практических конференциях (НПК): «Наука, техника, инновации 2014» (Брянск, 2014 г.), «Технические науки: тенденции, перспективы и технологии развития» (Волгоград, 2014 г.); всероссийских научно-практических конференциях (ВНПК): «Теоретические вопросы разработки, внедрения и эксплуатации программных средств» (Орск, 2010 г.), V и VI ВНПК «Компьютерная интеграция производства и ИПИ - технологии» (Оренбург, 2011, 2013 гг.), X ВНПК «Современные информационные технологии в науке, образовании и практике» (Оренбург, 2012 г.), «Информационно-телекоммуникационные системы и технологии» (Кемерово, 2014 г.); региональной научной школе-семинаре молодых ученых и специалистов в области компьютерной интеграции производства, II молодежном инновационном конвенте Оренбургской области, областной молодежной НПК (Оренбург, 2012 г.).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 12 печатных работ, в том числе 2 статьи в журналах из «Перечня...» ВАК.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, четырех разделов, заключения, библиографического списка из 158 наименований и приложений, и содержит 166 страниц, 60 рисунков и 12 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность исследования, определены объект, предмет, цель и задачи исследования, отражены новизна полученных в работе результатов и их практическая значимость.

В первом разделе «Система «пласт-скважина-шлейф» как объект измерения» представлены результаты исследования системы ПСШ на поздней стадии разработки газоконденсатного месторождения, метрологического обеспечения насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин, концептуального анализа объекта исследования.

Эксплуатационные показатели Основной залежи ОНГКМ, представленные на рисунке 1, свидетельствуют о существенном росте числа обводненных газовых скважин (30% от всего эксплуатационного фонда) при сохранении потенциальной возможности их дальнейшей эксплуатации.

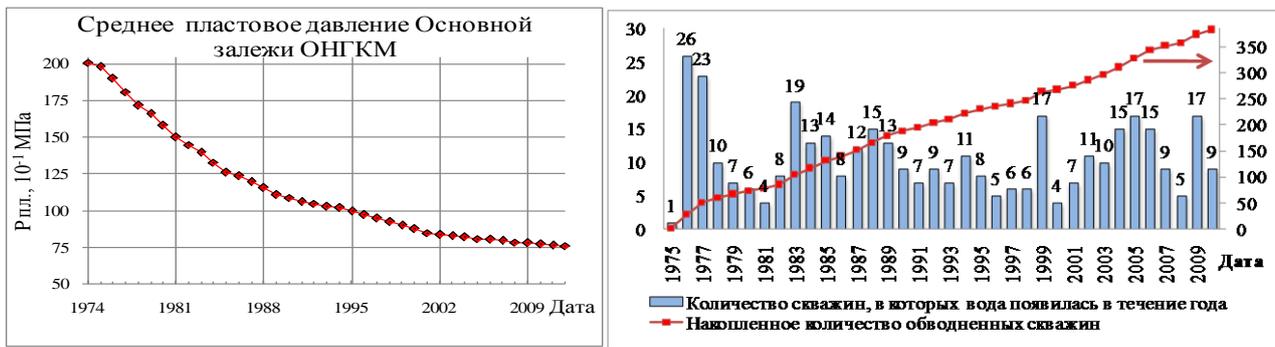


Рисунок 1 – Динамика эксплуатационных показателей Основной залежи ОНГКМ

Перспективным методом снижения неблагоприятных последствий обводнения скважин является отдельная добыча газа и пластовой жидкости, однако технология использования энергии пласта с дополнительной внешней энергией погружных насосов газовых скважин требует проведения комплексных исследований.

Результаты опытных испытаний насосной откачки жидкости из обводненных скважин ОНГКМ с использованием установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) показали, что рост дебита газа сопровождается нарушением теплового равновесия погружного электродвигателя (ПЭД) УЭЦН, что ведёт к снижению ресурса работы последнего. Перегрев электродвигателя обусловлен расположением его на 3-5 м ниже уровня приема жидкости насосом, приток которой осуществляется сверху, что ухудшает условия охлаждения двигателя. Для улучшения условий работы двигателя предложено реализовать технологию управляемой работы УЭЦН при контролируемом уровне жидкости в затрубном пространстве скважины (меняющемся с течением времени), при котором обеспечивается тепловое равновесие электродвигателя насоса.

В нефтяных скважинах для определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве используется эхолот. Однако технология отдельной добычи продукции из газовых скважин предполагает движение газа по затрубному пространству с давлением 2-10 МПа, что приводит к образованию пены на поверхности жидкости и нарушению корректной работы эхолота. Отсюда, измерение динамического уровня жидкости $H_{дин}$ в затрубном пространстве газовых скважин с управляемой насосной откачкой пластовой жидкости необходимо осуществлять на новой технической основе.

Формальное представление цели исследований (целевая функция) через измеряемые в процессе эксплуатации скважины параметры имеет вид:

$$Q_г(P_{заб}(P_y, Q_{нас})) \xrightarrow{U(t)} \max, T_{эл}(t_{раб}, H_{дин}) \leq T_{эл}^{дон}, \quad (1)$$

где $Q_г$ – дебит газа, тыс. м³/сут; $P_{заб}$, P_y – давление на забое и устье скважины, МПа; $Q_{нас}$ – производительность насоса, м³/сут; $T_{эл}^{дон}$, $T_{эл}$ – допустимая и измеренная температуры электродвигателя УЭЦН, К; $t_{раб}$ – время работы, с; $U(t)$ – управляющее воздействие.

Таким образом, результаты исследований системы ПСШ обводненных газовых скважин как объекта измерения позволили выявить метрологические параметры для построения ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости, один из которых – динамический уровень жидкости в затрубном простран-

стве скважины, является критичным для надежной работы насоса, но не поддается прямому измерению.

Во втором разделе «Моделирование системы «пласт-скважина-шлейф» с управляемой насосной откачкой пластовой жидкости» описано математическое обеспечение ИИС для моделирования технологических процессов системы ПСШ в условиях управляемой откачки пластовой жидкости УЭЦН.

Основой математического моделирования технологических процессов системы ПСШ являются индикаторные кривые, изображенные на рисунке 2.

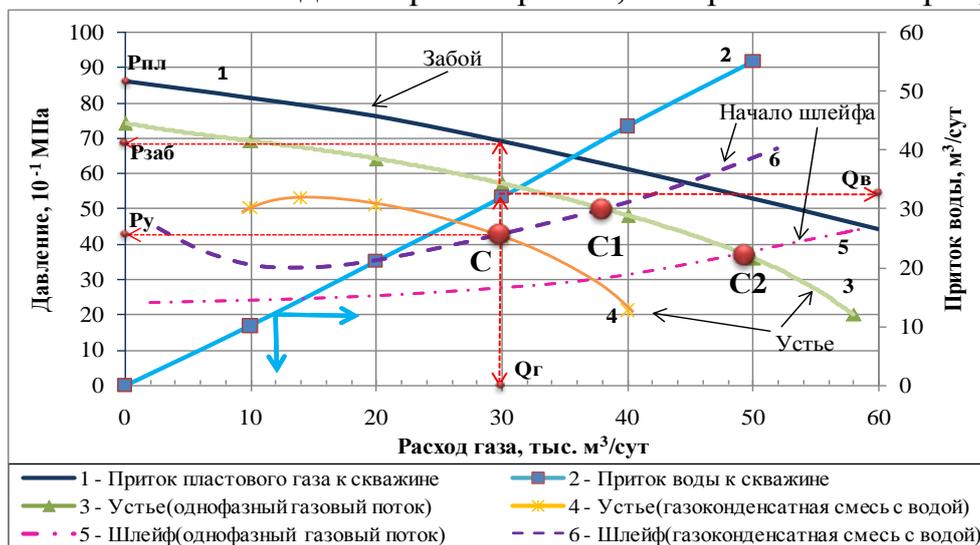


Рисунок 2 – Индикаторные кривые системы ПСШ

Пересечение кривых (4) и (6) в точке C определяет режим работы системы при наличии в скважине воды. Реализация добычи газа с насосной откачкой жидкости по насосно-компрессорным трубам (НКТ) приведет к смещению точки C к $C1$ (совместная транспортировка газа и жидкости до установки комплексной подготовки газа (УКПГ) по одному шлейфу) или $C2$ (раздельная транспортировка газа и жидкости по двум шлейфам). Наличие в программном обеспечении ИИС моделей, отражающих динамику индикаторных кривых, позволит определить режим работы насосной откачки пластовой жидкости (перемещение точки C к $C1$ ($C2$)) для повышения дебита скважины по газу.

Математическое обеспечение ИИС для моделирования работы системы ПСШ с насосной откачкой пластовой жидкости представлено в таблице 1.

На рисунке 3 предложена структура ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости. Датчики измеряют параметры объекта исследования: 1 – давление ($P_{заб}$), температуру ($T_{заб}$) на забое скважины, температуру электродвигателя ($T_{эл}$); 2 – давление (P_y , $P_{зам}$) и температуру (T_y , $T_{зам}$) на устье и в затрубном пространстве скважины, расход ($Q_{жс}$) и плотность ($\rho_{жс}$) жидкости, плотность газа (ρ_g); 3 – давление ($P_{кш}$), температуру ($T_{кш}$) в конце шлейфа, расход газа (Q_g). Далее происходит подготовка данных (согласование, усиление, фильтрация), передача по каналам связи через интерфейс на ЭВМ для определения модельного значения динамического уровня жидкости ($H_{дин}$), которое передается устройству, управляющему клапаном-регулятором на выходе из НКТ (4) и ПЭД (5).

Таблица 1 – Математическое обеспечение ИИС для моделирования системы ПСШ

Элемент	Модель	Оценки переменных в моделях на основе измерений
1	2	3
«пласт»	<p>Модель притока пластового газа к забою скважины (кривая 1 на рисунке 2)</p> $(P_{пл}^2 - P_{заб}^2) = C \cdot Q_г^n, \quad (2)$ <p>где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; n, C – коэффициенты притока газа, рассчитываемые по данным экспериментальных исследований.</p> <p>Модель притока жидкости к забою скважины</p> $P_{пл} - P_{заб} = A \cdot Q_{жс} + B, \quad (3)$ <p>где $Q_{жс}$ – расход жидкости, м³/сут; A, B – коэффициенты притока жидкости, рассчитываемые по данным экспериментальных исследований.</p>	$n = \frac{\log \left(\frac{P_{пл}^2 - P_{заб2}^2}{P_{пл}^2 - P_{заб1}^2} \right)}{\log \left(\frac{Q_{г2}}{Q_{г1}} \right)},$ $C = (P_{пл}^2 - P_{заб}^2) / Q_г^n.$ $B = 0,$ $A = \frac{P_{пл} - P_{заб}}{Q_{жс}}.$
	<p>Зависимость дебита жидкости от дебита газа (прямая 2 на рисунке 2)</p> $Q_{жс} = C \cdot Q_г^n / (A \cdot (P_{пл} + P_{заб})). \quad (4)$	
«скважина»	<p>Модель работы скважины «сухим» газом по затрубному пространству (кривая 3 на рисунке 2)</p> $P_h = \sqrt{P_{зам}^2 \cdot e^{2 \cdot S_{см}} + \frac{1,413 \cdot 10^{-12} \cdot K_г \cdot \lambda_г \cdot T_{ср}^2 \cdot Z_{ср}^2 \cdot Q_г^2 \cdot (e^{2 \cdot S_{дин}} - 1)}{d_г^5}}, \quad (5)$ <p>где P_h – давление на глубине h от устья скважины, МПа; $T_{ср}$ – средняя по трубе температура продукции, К; $K_г$ – коэффициент гидравлической эффективности ($K_г \geq 0$); $d_г$ – эквивалентный диаметр затрубного пространства, мм; $Z_{ср}$ – коэффициент сверхсжимаемости газовой смеси; $\lambda_г$ – коэффициент гидравлического сопротивления газовой смеси.</p> <p>Параметры $S_{см}$ и $S_{дин}$ определяются по зависимостям</p> $S_{см} = 0,03415 \cdot \bar{\rho}_г \cdot h / (T_{ср} \cdot Z_{ср}), \quad (6)$ $S_{дин} = 0,03415 \cdot \bar{\rho}_г \cdot L / (T_{ср} \cdot Z_{ср}), \quad (7)$ <p>где $\bar{\rho}_г$ – относительная (по воздуху) плотность газа; h – глубина скважины от устья скважины, м; L – длина трубы от устья до h, м.</p>	$P_{ср} = (P_{зам} + P_h) / 2,$ $T_{ср} = (T_{зам} + T_h) / 2,$ $Z_{ср} = \left(0,4 \lg \left(\frac{T_{ср}}{T_{кр}} \right) + 0,73 \right)^{0,1 \frac{P_{ср}}{P_{кр}}} + 0,1 \frac{P_{ср}}{P_{кр}},$ $Re_г = K \frac{Q_г \bar{\rho}_г}{d_{вн} \mu_г},$ $\mu_г = \mu_{зам} \exp(b \rho_{гPV}^c) / 10^4,$
	<p>Модель работы скважины при движении газожидкостного потока по НКТ с внутренним диаметром $d_{вн.нкт}$ (кривая 4 на рисунке 2)</p> $P_{заб} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2 \cdot S_{см} \cdot \rho} + \frac{1,413 \cdot 10^{-12} \cdot K_г \cdot \lambda_г \cdot T_{ср}^2 \cdot Z_{ср}^2 \cdot Q_{см}^2 \cdot (e^{2 \cdot S_{дин} \cdot \rho} - 1)}{\rho \cdot d_{вн.нкт}^5}}, \quad (8)$ <p>где $Q_{см}$ – объемный расход газожидкостной смеси при стандартных условиях (СтУ), м³/сут, ρ – параметр, определяемый из соотношения</p> $\rho = \varphi + (1 - \varphi) \cdot \rho_{жс} / \rho_г, \quad (9)$ <p>где $\rho_{жс}$, $\rho_г$ – плотность жидкости и газа при СтУ, кг/м³; φ – истинное газосодержание.</p>	$\lambda_г = \frac{1}{4 \left[\lg \left(\frac{5,62}{Re_г^{0,9}} + \frac{\varepsilon}{7,41} \right) \right]^2},$ $\varepsilon = 2l_k / (10d_{вн}).$

1	2	3
«шлейф»	<p>Потери давления по длине трубы при пробковом режиме течения</p> $\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\lambda_{см}}{2D} \cdot \left(\frac{4 \cdot G_{см}}{\pi \cdot D^2} \right)^2 \left[\frac{(1-\eta)^2}{(1-\varphi) \cdot \rho_{жс}} + \frac{\eta^2}{\varphi \cdot \rho_{гPY}} \right] + [(1-\varphi) \cdot \rho_{жс} + \varphi \cdot \rho_{гPY}] \cdot 9,81 \cdot \sin \alpha, \quad (10)$ <p>где $\lambda_{см}$ – коэффициент гидравлического сопротивления смеси; $G_{см}$ – массовый расход газожидкостной смеси при СтУ, кг/сут; η – массовое расходное газосодержание; $\rho_{гPY}$ – плотность газовой смеси в рабочих условиях (PY), г/см³; D – внутренний диаметр шлейфа, м; α – угол наклона трубы к горизонту.</p> <p>На участке с кольцевым режимом течения</p> $-\frac{\Delta P}{\Delta L} = \left(\frac{4 \cdot Q_{жс}}{\pi \cdot D^2} \right)^2 \cdot \frac{\lambda_{см} \cdot \rho_{жс}}{(1-\varphi)^2 \cdot 2 \cdot D} + [(1-\varphi) \cdot \rho_{жс} + \varphi \cdot \rho_{гPY}] \cdot 9,81 \cdot \sin \alpha. \quad (11)$ <p>Для расслоенного режима течения характерно уравнение вида</p> $-\frac{\Delta P}{\Delta L} = \lambda_2 \cdot \frac{\rho_{гPY} \cdot \omega_{гPY}^2 \cdot Q_{см}}{2 \cdot \pi \cdot D_2 \cdot \varphi} - \rho_{гPY} \cdot 9,81 \cdot \sin \alpha, \quad (12)$ <p>где $\omega_{гPY}$ – скорость безнапорного течения газа в наклонной трубе, м/с; D_2 – гидравлический диаметр, м.</p> <p>Модель работы горизонтального шлейфа, транспортирующего «сухой» газ (кривая 5 на рисунке 2), строится по зависимости</p> $P_{ниш} = \sqrt{P_{кш}^2 + \frac{Q_2^2 \cdot \rho_2 \cdot \lambda_{ш} \cdot T_{ср} \cdot Z_{срш} \cdot L_{ш}}{1,104328^4 \cdot D^5}}, \quad (13)$ <p>где $P_{ниш}$, $P_{кш}$ – давления в начале и конце шлейфа, МПа; $\lambda_{ш}$ – коэффициент гидравлического сопротивления шлейфа; $Z_{срш}$ – средний по длине шлейфа коэффициент сжимаемости газа; $L_{ш}$ – длина шлейфа, км.</p>	$Fr_{см} = \left[\frac{4 \cdot (Q_{жс} + Q_{гPY})}{\pi \cdot d^2} \right]^2 \times \frac{1}{g \cdot d},$ $\lambda_{см} = \lambda_0 \psi,$ $Re_{см} = \frac{4}{\pi D} \cdot \left(\frac{G_{жс}}{\mu_{жс}} + \frac{G_{гPY}}{\mu_{гPY}} \right),$ $\lambda_2 = 0,067 \left[\frac{158}{Re_2} + \frac{2k}{D_2} \right]^{0,2},$ $Re_2 = \frac{4Q_{гPY} \cdot \rho_{гPY}}{D \cdot \theta \cdot \mu_{гPY}},$ $D_2 = \varphi \cdot \pi \cdot D / \theta,$ $Fr^* = \left(0,2 + \frac{2 \sin \alpha}{\lambda_1} \right) \times \frac{e^{-2,5\beta}}{(1-\beta)^2},$ $w_1 = \sqrt{(2\Delta h/dL) \cdot g \cdot d / \lambda_1},$ $\lambda_1 = \varphi \cdot (Re_1, \varepsilon),$ $Re_1 = w_1 \cdot D / \nu_1,$ $\varepsilon_{ш} = 2 \cdot l_{кш} / D.$
НПС	<p>Давление нагнетания насоса P_n:</p> $P_n = P_{вх} + 1,27 \cdot Q_{жс}^2 \cdot \rho_{жс} \left(\lambda_{нкт} \cdot \frac{L}{d_{вн.нкт}^5} + \lambda_{ш} \cdot \frac{L_{ш}}{D^5} \right), \quad (14)$ <p>где $P_{вх}$ – давление на входе в насос, МПа; $\lambda_{нкт}$ – коэффициент гидравлического сопротивления НКТ.</p>	

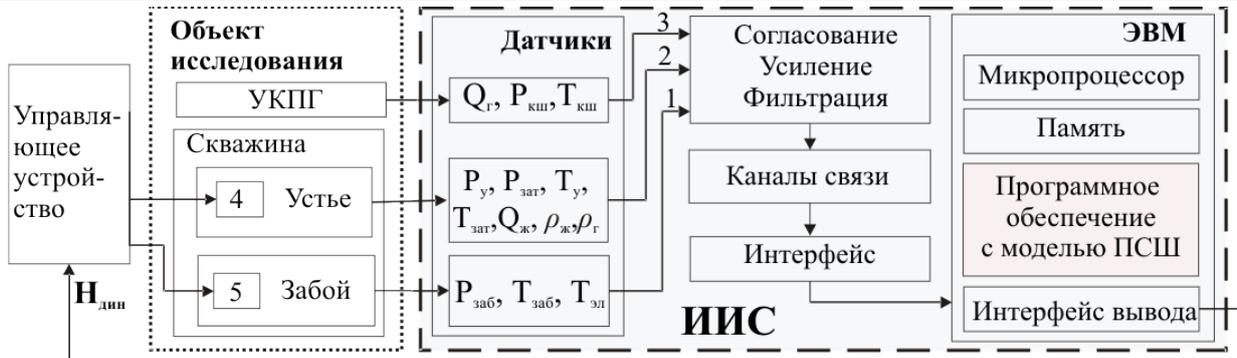


Рисунок 3 – Структура ИИС управляемой отработки пластовой жидкости

Особенностью предлагаемой ИИС является наличие модели ПСШ, технически реализуемой на основе программного обеспечения ЭВМ с микропроцессором в контуре измерения динамического уровня жидкости.

Таким образом, предложены способ определения параметров управляемой насосной откачки пластовой жидкости, математическое обеспечение моделирования системы ПСШ обводненных газовых скважин и структурная схема ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости, обеспечивающие повышение дебита по газу при условии сохранения теплового равновесия электродвигателя погружного насоса.

В третьем разделе «Разработка информационно-измерительной системы управляемой насосной откачки пластовой жидкости» описаны методика определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве газовой скважины и алгоритмы программного обеспечения ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин.

Для моделирования системы добычи, сбора и подготовки углеводородов используется ИИС ИГТМ. Однако в ИГТМ отсутствует возможность моделирования добычи газа с насосной откачкой пластовой жидкости погружными насосами из обводненных газовых скважин. Поэтому реализовано программное обеспечение ИИС - «Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин» (ПО ИИС МДСП), интегрированная с системой ИГТМ.

Модель потоков данных ПО ИИС МДСП представлена на рисунке 4.

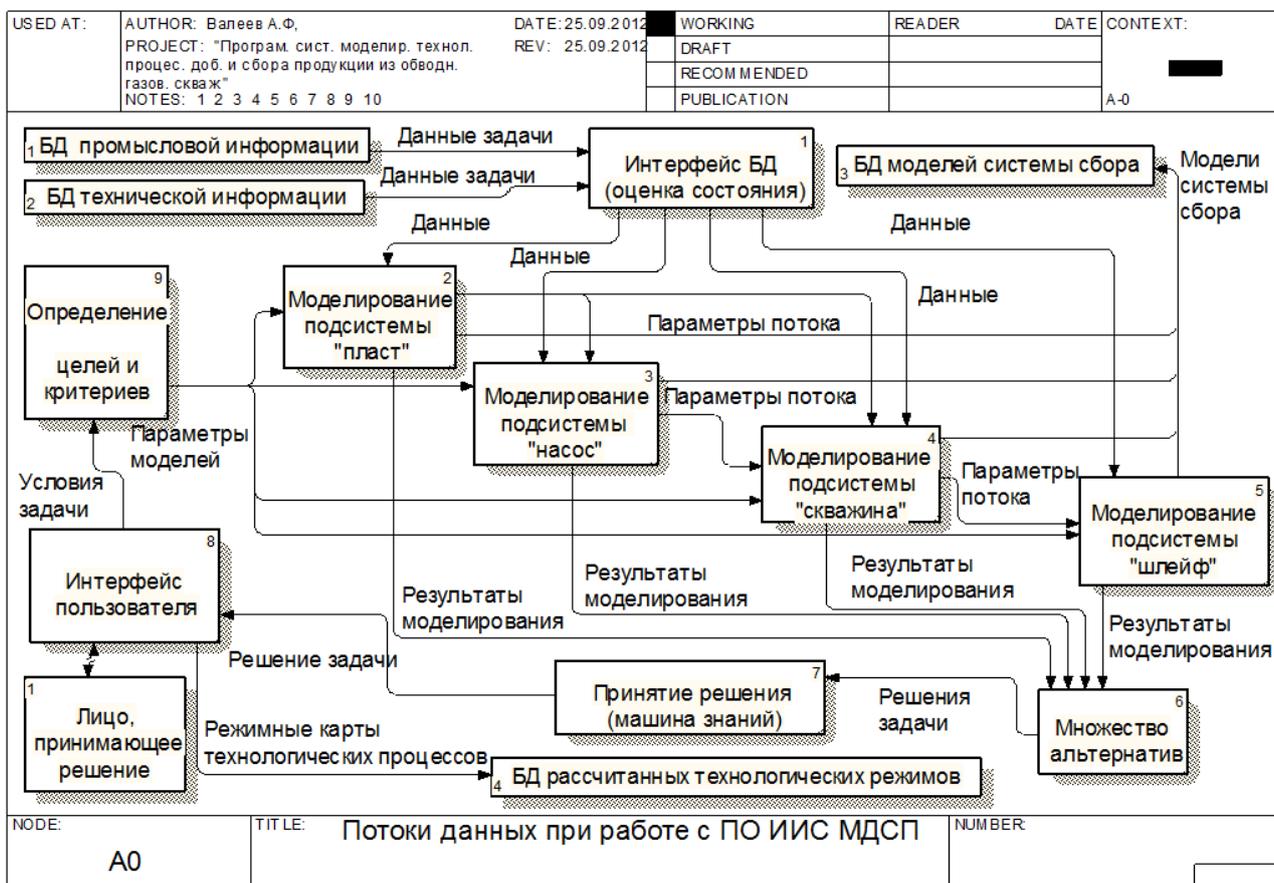


Рисунок 4 – Модель информационных потоков ПО ИИС МДСП

В качестве входной информации для моделирования системы добычи и сбора продукции месторождения используются полученные в результате газогидродинамического моделирования пластовых систем данные о состоянии пласта (пластовые давления, состав и свойства продукции), текущие промысловые данные (геолого-технологический отчет, состояние фонда скважин, технологические режимы работы скважин, результаты исследований), данные о конструкции скважин, шлейфов, оборудования и технологические ограничения УКПГ).

Результатом моделирования движения продукции в системе ПСШ являются индикаторные кривые, изображенные на рисунке 2.

Для обеспечения теплового равновесия двигателя погружного насоса необходимо удержание жидкости на динамическом уровне $H_{дин}$.

Предложена методика определения модельной оценки динамического уровня жидкости $H_{дин}$ в затрубном пространстве скважины на основе расчетного давления $P_{заб}$ по зависимости вида

$$P_{заб} = P_{дин} + \rho_{жс} \cdot (H_{заб} - H_{дин}) / 10^4, \quad (15)$$

где $P_{дин}$ рассчитывается по выражению (5) при подстановке в уравнение (6) вместо глубины h значения $H_{дин}$ при расчете к забою скважины.

Итерационный пересчет $P_{заб}$ по зависимостям (5), (15) до его равенства с замеренным значением $P_{заб}$, позволяет определить модельное значение $H_{дин}$.

Алгоритм расчета динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины и управление работой УЭЦН представлен на рисунке 5.

Для расчета $H_{дин}$ (блоки 2-16 на рисунке 5) используются данные датчиков о параметрах продукции на устье (P_y) и забое ($P_{заб}$) скважины, параметры конструкции скважины (P_k), параметры УЭЦН ($P_{уэцн}$). Динамический уровень жидкости в затрубном пространстве $H_{дин}$ находится методом последовательных приближений, при этом расчет производится итерационно от устья к забою скважины.

Изначально $H_{дин}$ задается равным $H_{заб}$. «Calc_Pki2» (блок 4) определяет давление $P_{дин}$ по известному P_y по зависимости (4). «Calc_Pzab2» (блок 10) рассчитывает давление на забое скважины $P_{заб2}$ с учетом найденного $P_{дин}$ по зависимости (15).

Если выполняется условие окончания расчета (блок 11), т.е. расчетное значение $P_{заб2}$ отличается от замеренного $P_{заб}$ менее чем на инструментальную ошибку датчика ε , то найденное значение $H_{дин}$ является искомым динамическим уровнем жидкости в скважине, в противном случае (блок 11) значение $H_{дин}$ пересчитывается (блоки 12-15) и итерационный процесс продолжается.

На рисунке 5 блоки 17-28 представляют алгоритм управления работой УЭЦН и клапаном, установленном на выходе из НКТ, который имеет 4 положения (от «закрыт» до «открыт полностью»). Управление осуществляется таким образом, чтобы динамический уровень жидкости в затрубном пространстве скважины $H_{дин}$ находился в пределах рабочего интервала от $H_{н.р.}$ до $H_{в.р.}$. Регулирование значения $H_{дин}$ в пределах рабочего интервала осуществляется закрытием (открытием) клапана-регулятора на одно положение. При увеличении значения $H_{дин}$ до значения $H_{в.р.}$ клапан полностью открывается. При снижении значения $H_{дин}$ ниже минимального уровня (H_{min}), либо при увеличении температуры ПЭД ($T_{эл}$) до критического значения ($T_{эл кр.}$) электродвигатель отключается.

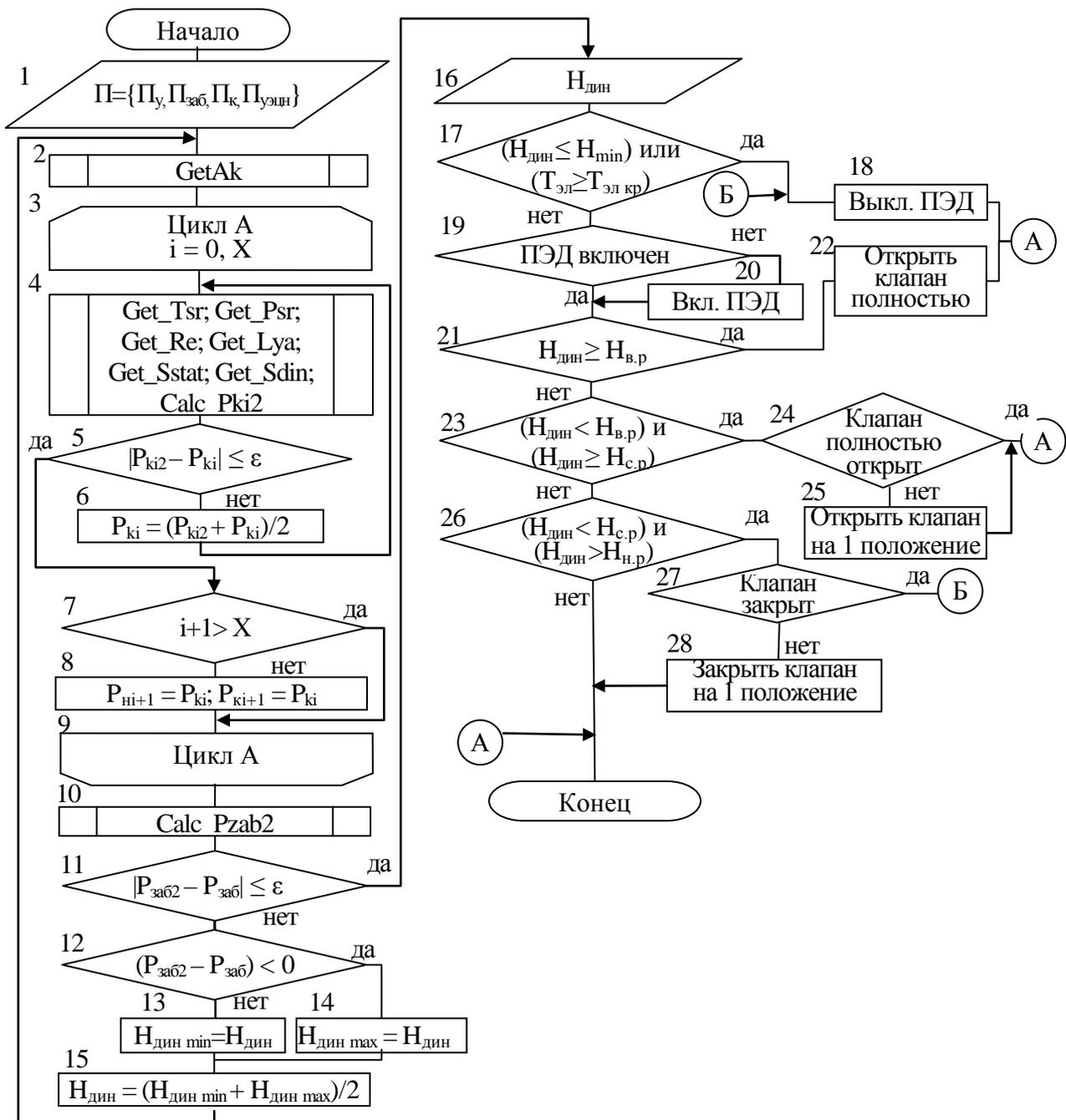


Рисунок 5 – Алгоритм расчета динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины и управления работой УЭЦН

Оценка адекватности предложенных моделей системы ПСШ произведена сравнением расчётных данных по модели перекачки газожидкостной смеси (шлейф) с учетом насосной откачки пластовой жидкости с экспериментальными. Погрешность вычислений относительно опытных данных оценивалась по двум параметрам: перепаду давлений в начале и конце шлейфа и давлению в конце шлейфа, и составила 2,2 % и 3,8 % соответственно, что доказывает адекватность используемого аппарата моделирования.

Разработанное программное обеспечение ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости обводненных газовых скважин, дополняющее систему «Интегрированная геолого-технологическая модель газоконденсатного месторождения», построено на новом алгоритме расчета динамического уровня

жидкости в затрубном пространстве скважины на основе итерационных последовательных приближений, обеспечивающих точность вычислений в пределах инструментальной ошибки измерений датчиков давления.

В четвертом разделе «Исследования эффективности информационно-измерительной системы управляемой насосной откачки пластовой жидкости» предложены технические решения по компоновке газовой скважины на основе ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости, которые представлены на рисунке 6, и выполнена оценка их эффективности.

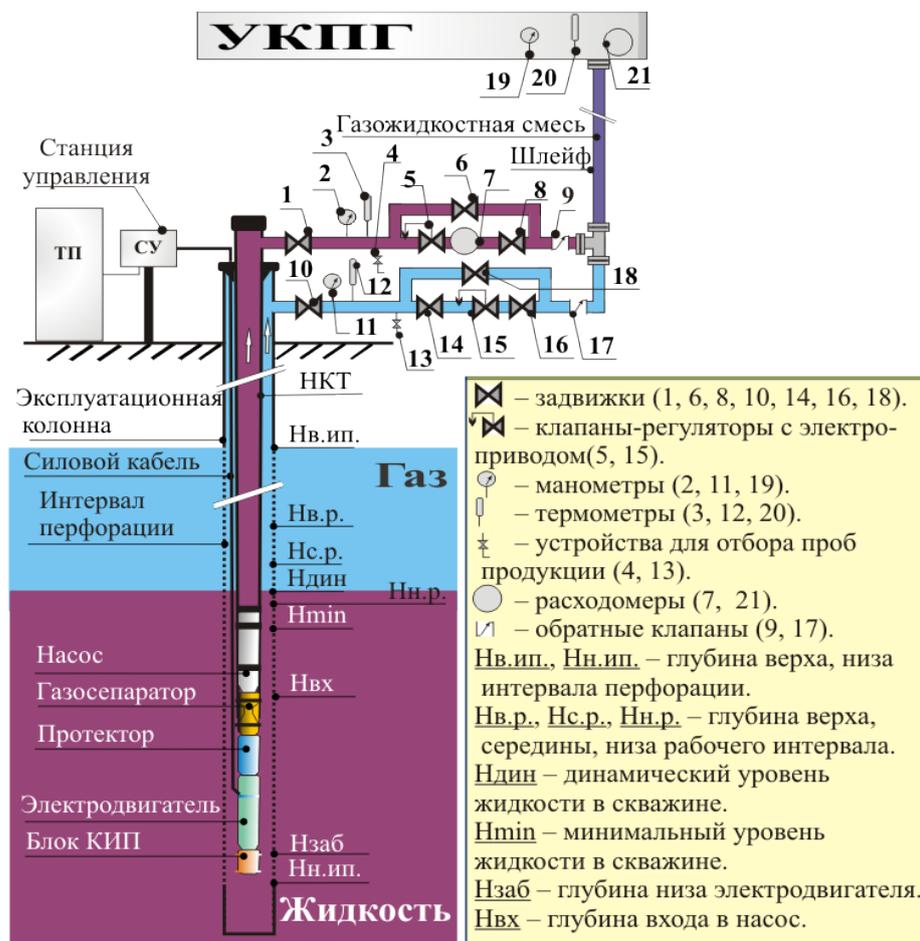


Рисунок 6 – Компоновка скважины с ИИС насосной откачки пластовой жидкости

На рисунке показаны измерительные устройства в составе ИИС, необходимые для определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины: манометры (2, 11, 19), термометры (3, 12, 20), устройства для отбора проб газа и жидкости (4, 13), расходомеры (9, 17), блок контрольно-измерительных приборов на забое скважины.

В соответствии с целевой функцией (1) предложена методика оценки эффективности управляемой откачки пластовой жидкости с предложенной ИИС, в основе которой лежит программное обеспечение ИИС МДСП, позволяющее построить индикаторные кривые для определения режима работы насосной откачки пластовой жидкости (перемещение точки C к $C1$ ($C2$) – рисунок 2) для повышения дебита скважины по газу.

Результаты имитационного эксперимента на основе эксплуатационных данных обводненной скважины ОНГКМ представлены на рисунке 7.

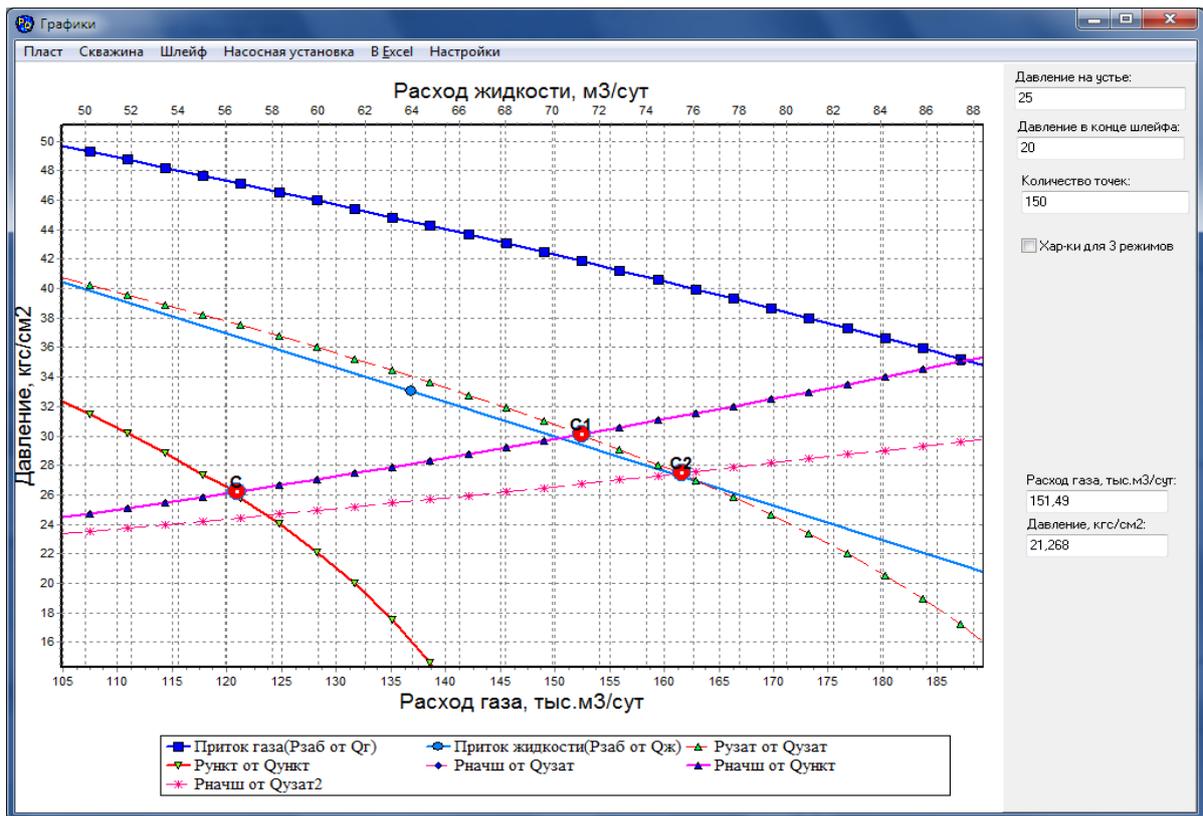


Рисунок 7 – Результаты моделирования в ПО ИИС МДСП

Результаты эксперимента и оценки эффективности управляемой откачки пластовой жидкости с предложенной ИИС отражены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты эксперимента и оценки эффективности

Режим	Давление						Температура			Расход		Эффект
	пластовое	на забое	на устье	в затрубье	в начале шлейфа	в конце шлейфа	пластовая	на устье, в затрубье, в шлейфе	газа	жидкости		
	10 ⁻¹ МПа						°С			тыс. м ³ /сут	м ³ /сут	
С		47,3	26,1	40,6	26,1				121	56,6	-	
С1	100	41,9	30	30	30	20	31,5	9	153	71,3	+26	
С2		40,3	27,5	27,5	27,5				161	75,6	+33	

Анализ результатов эксперимента показывает, что ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости обеспечивает увеличение дебита газа на 26 % при совместной транспортировке газа и жидкости до УКПГ, что соответствует точке С1. При транспортировке газа и жидкости по разным шлейфам до УКПГ дебит газа возрастет на 33 % (точка С2).

В заключении отражены основные результаты и выводы работы.

В приложении представлены документы внедрения и апробации результатов исследования, справочные данные и зависимости для моделирования работы системы ПСШ, фрагменты исходного текста программного обеспечения ИИС МДСП.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Анализ технологических процессов в системе ПСШ обводненных газовых скважин как объекта измерения позволил выявить метрологические параметры для построения ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости, один из которых - динамический уровень жидкости в затрубном пространстве скважины - является критичным для надежной работы УЭЦН, но не поддается прямому измерению.

2. Предложенный способ определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины позволяет заменить эхолот в ИИС моделью системы ПСШ с насосной откачкой пластовой жидкости на основе измеряемых параметров продукции скважины (давлений, температур на устье - на выходе из затрубного пространства, и забое скважины - на входе в центробежный насос; расхода газа; плотностей газа и жидкости).

3. Разработанная математическая модель технологических процессов системы ПСШ с насосной откачкой пластовой жидкости позволила установить зависимость динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины от измеряемых ИИС параметров скважины.

4. Разработанное информационное и программное обеспечение ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости позволило реализовать методику определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины на основе итерационного алгоритма последовательных приближений, обеспечивающего точность вычислений в пределах инструментальной ошибки измерений датчиков ИИС на устье и забое скважины.

5. Предложена структура ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин, отличающаяся наличием модели ПСШ в контуре измерения динамического уровня пластовой жидкости в затрубном пространстве, которая обеспечивает тепловое равновесие электродвигателя насоса.

6. Анализ результатов имитационного эксперимента по оценке эффективности работы системы ПСШ с управляемой насосной откачкой пластовой жидкости показал, что внедрение предложенной ИИС позволит увеличить дебит газа обводненных скважин на 26-33 % в зависимости от способа транспортировки газа и жидкости по шлейфам до УКПГ. Дальнейшие исследования необходимо направить на разработку контура управления работой УЭЦН, адаптивного к изменению динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины, определяемого посредством ИИС.

ОСНОВНЫЕ НАУЧНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИОННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ:

в рецензируемых научных журналах из «Перечня...» ВАК:

1. Валеев, А.Ф. Моделирование системы «пласт-скважина-шлейф» обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев, А.Г. Шуэр // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2012. – №10. – С. 31 – 35.

2. Валеев, А.Ф. Концепция совершенствования технологических режимов работы системы «пласт-скважина-шлейф» в условиях обводнения газовых скважин и способ её реализации [Электронный ресурс] / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев, А.Г. Шуэр // Электронный научный

журнал «Нефтегазовое дело».– 2013. – №4. – С. 136-149. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/ValeevAF/ValeevAF_1.pdf.

в других изданиях:

3. Валеев, А.Ф. Анализ проблем добычи продукции газоконденсатного месторождения в условиях обводнения скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Теоретические вопросы разработки, внедрения и эксплуатации программных средств: материалы всерос. науч.-практ. конф. – Орск: Изд. ОГТИ, 2011. – С. 18-21.

4. Валеев, А.Ф. Технология насосной добычи пластовой жидкости из обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Компьютерная интеграция производства и ИПИ-технологии: материалы V всерос. науч.-практ. конф. – Оренбург: ИП Осиночкин Я.В., 2011. – С. 500-502.

5. Валеев, А.Ф. Анализ методов механизированной добычи пластовой жидкости обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Современные информационные технологии в науке, образовании и практике: материалы X всерос. науч.-практ. конф. – Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2012. – С. 7-11.

6. Валеев, А.Ф. Система имитационного моделирования технологических процессов газодобычи с механизированной откачкой пластовой жидкости / А.Ф. Валеев // Материалы науч. школы-семинара молодых ученых и специалистов в области компьютерной интеграции производства. – Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2012. – С. 7-12.

7. Валеев, А.Ф. Проверка адекватности моделей работы шлейфовых трубопроводов Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ф. Валеев // Материалы Ежегодной областной молодежной науч.-практ. конф. – Оренбург: ООО «Агентство «Пресса»», 2012. – С. 181.

8. Валеев, А.Ф. Программное обеспечение отработки информационно-управляющей системы добычи газа с механизированной откачкой пластовой жидкости / А.Ф. Валеев // Компьютерная интеграция производства и ИПИ-технологии: материалы VI всерос. науч.-практ. конф. – Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2013. – С. 242-246.

9. Валеев, А.Ф. Методика и алгоритм определения динамического уровня жидкости в обводненной газовой скважине / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Наука, техника, инновации 2014: материалы междунар. науч.-практ. конф. – Брянск: НДМ, 2014. – С. 197-202.

10. Валеев, А.Ф. Методика оценки эффективности информационно-измерительной системы насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Информационно-телекоммуникационные системы и технологии: материалы VI всерос. науч.-практ. конф. – Кемерово: ООО «Азия-Принт», 2014. – С. 27-28.

11. Валеев, А.Ф. Методика экспериментальных исследований информационно-измерительной системы насосной откачки жидкости из обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Технические науки: тенденции, перспективы и технологии развития: материалы междунар. науч.-практ. конф. – Нижний Новгород: ООО «Ареал», 2014. – С. 62-66.

зарегистрированные программные средства:

12. Св.-во гос. рег. прогр. для ЭВМ № 2013617790, Российская Федерация. Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев (RU), Н.А. Соловьев (RU), А.Г. Шуэр. (RU).– № 2013615583; дата поступления 03.07.2013; дата регистр. в Реестре программ для ЭВМ 23.08.2013 г. - Оpubл. 20.09.2013 г., Эл.бюл.№ 3.