

ГБОУ ВО АЛЬМЕТЬЕВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ

На правах рукописи



АЛАЕВА НАТАЛЬЯ НИКОЛАЕВНА

**РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ
ДОБЫЧИ НЕФТИ ЗА СЧЕТ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ
В КОНТРОЛЬНЫХ ТОЧКАХ СКВАЖИНЫ**

Специальность 05.13.06

Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами
(в машиностроении и приборостроении)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Муравьева Елена Александровна

Альметьевск – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ПРОБЛЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ДОБЫЧИ НЕФТИ	14
1.1 Характеристика объекта управления	14
1.1.1 Структура динамической модели нефтедобывающей скважины	17
1.2 Анализ существующих систем управления нефтедобывающими скважинами	19
1.2.1 Системы автоматизации скважин, оборудованных штанговым глубинным насосом	21
1.2.2 Системы автоматизации скважин с электроцентробежным насосом ...	25
1.2.3 Анализ режимов работы нефтедобывающих скважин	28
1.3 Анализ существующих средств измерения и методов определения давления в нефтедобывающей скважине	31
1.4 Анализ направлений совершенствования систем управления процессом добычи нефти	35
1.5 Результаты и выводы по главе 1	37
ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ВНУТРИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И МЕЖТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА СКВАЖИНЫ	38
2.1 Обоснование выделенных точек для измерения давления в стволе действующей скважины при автоматизации ее работы	38
2.2 Оценка разрешающей способности датчиков давления (по плотности)	41
2.3 Оценка погрешности при определении расчетной обводненности жидкости по измеренным значениям давлений в двух точках	46
2.4 Разработка способов повышения достоверности контроля обводненности продукции наземным влагомером в нефтедобывающих скважинах	49
2.5 Результаты и выводы по Главе 2	53
ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТИ	54
3.1 Математическая модель притока жидкости из пласта	54

3.2 Математическая модель потока жидкости в межтрубном пространстве ...	57
3.3 Математическая модель гидравлического тракта «насос - насосно-компрессорные трубы».....	67
3.4 Динамическая модель погружного электроцентробежного насоса	73
3.5 Методика подбора электроцентробежного насоса.....	75
3.6 Алгоритм отдельной идентификации модели управления процессом добычи нефти (пуск, переходный режим, установившийся режим, останов)..	78
3.7 Методика управления процессом добычи нефти в цикле пуск - переходный режим - установившийся режим - останов.....	80
3.8 Результаты и выводы по Главе 3	89
ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ ДОБЫЧИ НЕФТИ	90
4.1 Задача управления режимом работы скважины	90
4.2 Разработка алгоритма управления и структуры системы управления с применением разработанной схемы размещения датчиков давления	91
4.3 Моделирование системы управления в программе Matlab/Simulink	95
4.4 Испытание предложенной системы управления на экспериментальных скважинах.....	100
4.5 Применение системы управления при нестационарном режиме эксплуатации скважин	106
4.6 Результаты и выводы по Главе 4.....	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	111
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	112
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	114
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	132

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Многие крупные нефтяные месторождения Российской Федерации разрабатываются уже более 30 лет и сильно истощены. По мере снижения пластового давления растет количество скважин, характеризующихся повышенной обводненностью и накоплением жидкости на забое, что значительно сокращает производительность скважин. Дальнейшее развитие нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки определяется рациональным использованием оставшихся запасов и применением современных технологий.

Например, основной объем добычи нефти компанией ПАО "Татнефть" обеспечивается эксплуатацией месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, для которых характерны следующие условия:

- пластовое давление $P_{пл} < 150 \text{ атм}$;
- дебит жидкости $Q < 20 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- обводненность добываемой продукции $W > 80\%$;
- газовый фактор $G = 50 \div 100 \text{ м}^3/\text{т}$.

Условия движения газа и жидкости в стволе скважины и призабойной зоне пласта существенно влияют на технологический режим работы нефтедобывающей скважины и основные показатели разработки месторождений, что в конечном итоге сказывается на нефтеотдаче. Поэтому корректное определение режимов работы и технологических параметров скважин является актуальной проблемой [6]. Это требует разработки системы измерения для получения необходимых технологических параметров в скважине.

Передача, хранение и обработка большого количества обновляемых данных (технологических параметров) процесса добычи нефти оказывается

затруднительным и экономически не эффективным. В результате, объем и достоверность поступающих данных не обеспечивают достаточным объемом информации системы управления. Основной причиной является то, что системы информационного обеспечения не замыкаются функционально значимыми алгоритмами принятия решений. Другими словами, проектные режимы эксплуатации скважин не регулируются при изменении технологических параметров и функционируют независимо от объема и достоверности данных. «Устаревшие» задачи и методы управления процессами добычи нефти в сравнении с функциональными возможностями информационных технологий создают условия, при которых детальная информация о переходных режимах, необходимая в алгоритмах управления, осредняется в виде месячных данных или игнорируется как не востребованная [104]. В связи с вышесказанным, для создания эффективных систем управления процессом добычи нефти необходим непрерывный мониторинг основных технологических параметров и оперативное управление с регулярной оптимизацией режимов работы скважин.

При возрастающем числе обводняющихся скважин возникает необходимость контроля и измерения забойного давления, обводненности добываемой продукции или покомпонентного глубинного контроля производительности скважин в реальном времени, поскольку изменение распределения давлений в скважине на участках: пласт – насос, прием насоса – межтрубное пространство, насос – устье (по насосно-компрессорным трубам), вызванное, например, вводом в эксплуатацию соседней скважины, происходит значительно быстрее, чем изменения, зависящие от коллекторских свойств пласта [16]. С учетом изменения давления, обводненности и дебита добываемой продукции необходимо реализовывать управляющие воздействия в реальном времени с целью поддержания оптимального режима работы нефтедобывающих скважин и увеличения эффективности их эксплуатации. Наиболее

действенными методами управления работой скважины являются методы, основанные на изменении режимов работы глубинного насоса. Стабильность режима работы глубинных насосов определяется динамическим уровнем жидкости, который зависит от депрессии ($P_{пл} - P_{заб}$) и притока жидкости из пласта. Другими словами, для оптимизации работы нефтедобывающих скважин необходимо создание систем управления, оснащенных системами измерения для получения достаточного информационного обеспечения и функциональными алгоритмами управления.

В связи с вышесказанным, разработка систем управления процессом добычи нефти путем введения дополнительных средств измерения технологических параметров в скважине является актуальной задачей для нефтедобывающей отрасли.

Степень научной разработанности темы исследования. Изучению динамики нефтеносного пласта посвящены труды Бузинова С.Н., Умрихина И.Д., Маскета М., Баренблатта Г.И., Ентова В.М., Азиза Х., Сеттари Э., Синайского Э.Г., Лапиги Е.Я., Зайцева Ю.В. Специфика движения восходящего потока трехфазной жидкости в насосно-компрессорных трубах рассматривается в работах Мищенко И.Т., Люстрицкого В.М. Разработаны алгоритмы расчета гидродинамических характеристик подъемников, в том числе и для высоковязкой жидкости. Однако расчетные параметры характеризуются погрешностью, что сказывается на точности управления режимом работы нефтедобывающей скважины. Определением зависимости распределения давления в стволе скважины от плотности жидкости занимались ученые Лиссук Мишель, Карнаухов М.Л., Шайхутдинов И.К., Лекомцев А.В., Левитина Е.Е. и другие.

Исследованиями в области моделирования и автоматизации процессов нефтедобычи скважин, оборудованных погружным электроцентробежным

насосом занимались ученые Галицков С.Я., Масляницын А.П., Шмидт С. А., Стариков В.А. Вопросами разработки усовершенствованных алгоритмов управления глубинным насосом занимались Зюзев А.М., Лихобабин Д.О., Уразаков К.Р., Гизатуллин Ф.А., Хакимьянов М.И., Тагирова К.Ф., Светлакова С.В и др., однако созданию эффективных систем управления препятствовало отсутствие средств измерения технологических параметров в скважине. На сегодняшний день известно множество производителей контроллеров и станций управления глубинными насосными установками, на базе которых можно реализовать эффективные системы управления.

Большой вклад в совершенствование системы разработки нефтяных месторождений внесли ученые Республики Татарстан Абдулмазитов Р.Г., Хисамов Р.С., Дияшев Р.Н., Лысенко В.Д., Муслимов Р.Х., Непримеров Н.Н., Фазлыев Р.Т., Бакиров И.М., Фархуллин Р.Г. и др. Однако в трудах ученых недостаточно освещены вопросы, связанные с алгоритмами (методами, средствами) управления процессами эксплуатации скважин, оснащенных различными типами насосов.

Целью диссертационной работы является разработка системы управления процессом добычи нефти за счет измерения давления в контрольных точках скважины, оснащенной различным типом насоса для получения и стабилизации заданной нормы добычи жидкости.

Достижение поставленной цели в работе осуществлено **решением следующих задач:**

1. Обоснование размещения выделенных точек для измерения давления в стволе нефтедобывающей скважины.
2. Анализ и исследование динамических моделей элементов процесса добычи нефти, отражающих взаимосвязь между входными (давление в выделенных

точках) и выходным (дебит жидкости) параметрами системы управления процессом добычи нефти.

3. Разработка и исследование алгоритма управления процессом добычи нефти.

4. Разработка структуры и системы управления процессом добычи нефти, проведение исследований системы управления на экспериментальных скважинах.

Область исследований. Диссертационная работа выполнена в соответствии с паспортом специальности 05.13.06 – «Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами». При этом работа соответствует следующим пунктам специальности: п.3 Методология, научные основы и формализованные методы построения автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) и производствами (АСУП), а также технической подготовкой производства (АСТПП) и т.д. п.6 Научные основы, модели и методы идентификации производственных процессов, комплексов и интегрированных систем управления.

Объект исследования – нефтедобывающая скважина, представляющая собой сложную гидродинамическую систему «призабойная зона скважины – межтрубное пространство – насос – насосно-компрессорные трубы».

Предмет исследования – система управления процессом добычи нефти за счет измерения давления в контрольных точках ствола скважины.

Методы исследования. При решении были использованы методы системного анализа, методы обработки измерений, теории вычислительных процессов, теории алгоритмов, методы имитационного моделирования, методы оценки качества управления.

Научная новизна результатов исследования:

1. Предложена новая схема размещения точек измерения давления в скважине, которая дает возможность получать значения давления и плотности жидкости в нефтесобывающей скважине, позволяющие расширить функциональные возможности системы управления процессом добычи нефти.

2. Предложены динамические модели элементов процесса добычи нефти, отражающие взаимосвязь между измеренными значениями давлений в контрольных точках скважины и расчетными плотностями жидкости в соответствующих точках с дебитом жидкости.

3. Разработан алгоритм управления процессом добычи нефти, отличающийся введением в алгоритм измеренных давлений в скважине и предложенных динамических моделей элементов технологического процесса добычи нефти, повышающий качество управления режимом работы скважины.

4. Разработаны структура и система управления процессом добычи нефти, отличающиеся использованием новой схемы размещения точек измерения давления в скважине и алгоритма управления, реализованного в контроллере, позволяющие обеспечить получение и стабилизацию заданной нормы добычи жидкости при эксплуатации нефтесобывающей скважины, оснащённой различным типом насоса.

Практическая значимость работы.

1. Применение разработанной системы управления процессом добычи нефти позволяет решить задачу стабилизации заданной нормы добычи жидкости, показывает возможность повышения качества управления процессом добычи нефти (уменьшение времени переходного процесса при выводе скважины на установившийся режим эксплуатации).

2. Разработана конструкция для размещения датчиков давления внутри насосно-компрессорных труб и межтрубного пространства скважины,

позволяющая устанавливать на колонне насосно-компрессорных труб несколько датчиков давления подряд и размещать эти датчики без сдвига по глубине, а также не изменять геометрию гидравлического канала внутри насосно-компрессорных труб, что дает возможность применять конструкцию во всех нефтяных добывающих скважинах, в том числе и в скважинах со штанговым глубинным насосом. Данное решение позволяет отказаться от дорогостоящего грузонесущего геофизического кабеля, который требует использование приборных и кабельных головок, и применять одножильный провод связи типа - геофизический провод со сталемедной токопроводящей жилой (ГПСМП) [18,83].

3. Разработан узел крепления корпуса датчиков измерения давления вне и внутри насосно-компрессорных труб, преимуществом которого является надежность конструкции за счет дополнительной фиксации корпуса датчиков к насосно-компрессорным трубам [86].

4. Разработан способ контроля влагосодержания продукции нефтедобывающей скважины, в котором отсчеты наземного влагомера считаются достоверными только тогда, когда они соответствуют, с учетом скорости движения жидкости по данным измерений давления в скважине, моментам отсутствия перемещения жидкости в межтрубном пространстве [84].

5. Разработан способ повышения достоверности контроля обводненности продукции нефтедобывающих скважин, оборудованных штанговым глубинным насосом, в котором по данным измерений давления в скважине отсчеты наземного влагомера непрерывного действия берутся только после достижения квазистационарного режима работы скважины и после того, как соответствующая режиму порция жидкости достигнет входа наземного влагомера [81].

6. Упрощена методика подбора электроцентробежного насоса за счет использования значений давлений, измеренных в выделенных точках скважины и расчетных плотностей жидкости, позволяющая оперативно выбирать соответствующий типоразмер насоса с достаточным напором и расходом.

Практическая значимость работы подтверждается патентами на изобретения, полезные модели и актами о внедрении.

Положения, выносимые на защиту:

1. Решая задачу управления глубинным насосом, необходимо использовать балансные методы гидростатики и гидродинамики в работе действующих скважин, поскольку распределения давлений на различных участках скважины должны быть связаны с соответствующими потоковыми (расходными) параметрами движущейся среды (добываемой продукции), при этом привязка потоков к приему насоса определяет местоположение измерительных датчиков давления на приеме насоса и на его выкиде, а связь контролируемых давлений и потоков с плотностью среды предопределяет установку еще двух манометров на приеме и на выкиде насоса на одинаковом расстоянии друг от друга.

2. В алгоритме управления процессом добычи нефти должны быть реализованы динамические модели элементов процесса добычи нефти, отражающие взаимосвязь между измеренными значениями давлений и расчетными плотностями жидкости в контрольных точках скважины с дебитом жидкости.

3. В наземном контроллере должен быть реализован усовершенствованный алгоритм управления, решающий следующие задачи управления: контроль спуска (подъема) насоса; контроль запуска (останова) насоса с получением установившегося режима; управление режимом работы насоса для получения и стабилизации заданной нормы добычи жидкости скважин в условиях воздействия возмущений по давлению в выделенных точках скважины.

4. Получение и стабилизация заданной нормы добычи жидкости при эксплуатации нефтедобывающей скважины, оснащённой различным типом насоса могут быть достигнуты применением в системе управления процессом добычи нефти структуры, обеспечивающей ввод измеренных давлений в выделенных точках скважины в усовершенствованный алгоритм управления и обратную связь по дебиту жидкости.

Степень достоверности полученных результатов исследования подтверждается использованием в работе апробированных фундаментальных положений теории автоматического управления, что гарантировало устойчивость системы; совпадением аналитических результатов разработанной модели системы управления с экспериментальными результатами исследований.

Реализация результатов работы. Материалы и результаты теоретических и экспериментальных исследований, полученные в ходе выполнения диссертационной работы используются в учебном процессе в ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт».

Разработанная система управления процессом добычи нефти за счет измерения давления в контрольных точках скважины применяется на Пякяхинском месторождении нефти в НГДУ «НГКП Пякяхинского месторождения ТПП «ЯМАЛНЕФТЕГАЗ» ПАО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь».

Апробация результатов работы. Основные результаты диссертационного исследования обсуждались на следующих конференциях: Всероссийская научно-практическая конференция «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство» (г. Альметьевск, 2015г.); выставка Нефтяного Саммита 2017 года Республики Татарстан; научная сессия ученых АГНИ (г. Альметьевск, 2015-2019г.); I, II и III Международная научно-практическая конференция «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г.

Альметьевск, 2016-2019г.); Международный форум «Науки и инновации» (г. Альметьевск, 2018г.); VIII Межрегиональная научно-практическая конференция, посвященная 25-летию Института нефти и газа им. М.С. Гущериева (г. Ижевск, 2018г.).

Результаты работы использовались при оказании нормативно-технологических услуг компании ПАО «Татнефть» по теме «Разработка алгоритмов автоматического управления режимами работы добывающих скважин и подбор средств автоматизации для обеспечения способа нестационарного отбора жидкости» (2017-2018г.).

Публикации. По результатам диссертационной работы опубликовано 25 статей, в т.ч. 3 статьи в рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК, 2 статьи в издании, индексируемом в реферативной базе данных *Scopus*.

Научная новизна результатов работы подтверждена полученными патентами РФ: 4 изобретения и 4 полезные модели.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы и приложений. Основной текст работы изложен на 137 страницах машинописного текста, включая 31 рисунок и 5 таблиц. Список литературы включает 147 наименований.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ПРОБЛЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ДОБЫЧИ НЕФТИ

1.1 Характеристика объекта управления

Нефтедобывающая скважина – это техническое устройство, предназначенное для подъема добываемой продукции на поверхность с помощью глубинно-насосной установки. Как правило, нефтедобывающая скважина представляет собой сложную гидродинамическую систему «призабойная зона скважины – межтрубное пространство – насос – насосно-компрессорные трубы» [65, 72].

Дебит жидкости является основным параметром, характеризующим процесс нефтедобычи. Традиционно дебит жидкости регулируется посредством изменения производительности глубинно-насосной установки.

На рисунке 1.1 показана схема нефтедобывающей скважины, где обозначены: 1 – призабойная зона пласта; 2 – призабойная зона скважины; 3 – прием насоса; 4 – межтрубное пространство; 5 – выкид насоса; 6 – насосно-компрессорные трубы; $H_{скв}$ – глубина скважины; $H_{сн}$ – глубина подвески насоса; $P_{пл}$ и $P_{зоб}$ – пластовое и забойное давления; P_y – давление на устье скважины; $P_{затр}$ – давление газа в межтрубном пространстве скважины; $H_{дин}$ – динамический уровень жидкости.

На входе насоса присутствуют два потока Q_1 – приток жидкости из пласта и Q_2 – поток жидкости межтрубья (рис. 1.1). Эти потоки объединяются насосом в один Q_n – поток жидкости в насосно-компрессорных трубах, т.е.

$$Q_n = Q_1 \pm Q_2. \quad (1.1)$$

В случае, если приток жидкости из пласта Q_1 меньше производительности насоса, т.е. $Q_1 < Q_n$, то поток жидкости межтрубья Q_2 суммируется с притоком жидкости из пласта Q_1 и уровень в межтрубье понижается. Если же приток

жидкости из пласта Q_1 больше производительности насоса, то поток жидкости межтрубья Q_2 вычитается из притока жидкости из пласта Q_1 и уровень в межтрубье повышается [13].

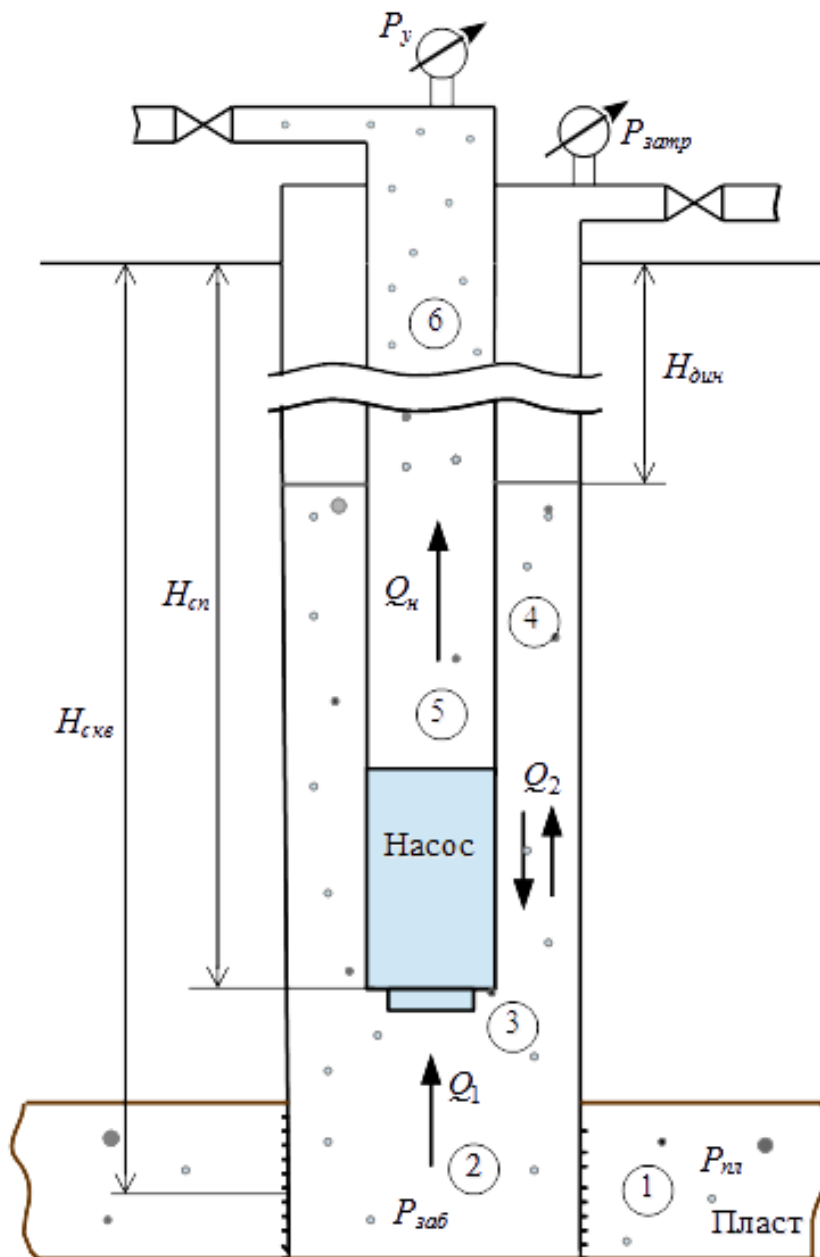


Рисунок 1.1 – Схема нефтедобывающей скважины

Режим работы скважины считается установившимся при условии, когда $Q_2 = 0$, $Q_1 = Q_n$ и динамический уровень жидкости постоянный $H_{дин} = const$. Это

состояние устанавливается автоматически и оно может не соответствовать заданному дебиту жидкости. Выполнение последнего требования должна осуществлять система управления режимом работы скважины, чтобы обеспечить получение заданной нормы добычи жидкости, т.е. Q_n [13]. Величина Q_n только в установившемся режиме равна притоку жидкости из пласта, всё остальное время, когда скважина находится в переходном режиме работы, она определяется расходной (напорной) характеристикой насоса.

На сегодняшний день в нефтедобывающей отрасли России для подъема жидкости на поверхность используется широкий спектр насосов отечественного и импортного производства, среди которых распространены следующие виды:

- установка штангового глубинного насоса;
- установка электроцентробежного насоса;
- установка штангового или электропогружного винтового насоса и др.

Наибольшее распространение по фонду добывающих скважин получили штанговые глубинные насосы, однако электроцентробежные играют определяющую роль по объему добываемой нефти. Остальные установки предназначены для определенных категорий скважин.

Эффективность эксплуатации скважин насосными установками может существенно различаться, так как свойства откачиваемой продукции (вязкость, плотность и т.д.) и ряд других факторов влияют на выходной параметр (дебит жидкости) установки.

Заданное значение нормы добычи жидкости устанавливается согласно постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ) месторождения. ПДГТМ – это имитационная компьютерная модель месторождения в виде многомерного объекта, позволяющая прогнозировать процессы, протекающие на протяжении всего периода эксплуатации месторождения.

Практика эксплуатации нефтедобывающих скважин показывает, что для стабилизации добычи жидкости необходимо управлять режимом работы насоса при ограничениях со стороны давления жидкости [14, 72]. Известно, что процесс добычи нефти существенно зависит от давления в скважине, величина которого при эксплуатации скважины может по разным причинам изменяться. Наиболее целесообразным способом регулирования дебита жидкости является изменение скорости вращения насоса для электроцентробежного и винтового насосов или изменение числа качаний станка-качалки для штангового глубинного насоса. Исходя из вышесказанного гидродинамическую систему «призабойная зона скважины – межтрубное пространство – насос – насосно-компрессорные трубы» можно считать объектом управления [18].

1.1.1 Структура динамической модели нефтедобывающей скважины

В работе [72] динамическая модель нефтедобывающей скважины представлена как сложная система, включающая в себя:

- систему резервуаров: насосно-компрессорные трубы, межтрубное пространство, призабойная зона скважины;
- гидродинамическую систему: жидкость в насосно-компрессорных трубах, жидкость в межтрубном пространстве, жидкость в призабойной зоне скважины;
- систему перекачивания жидкости: глубинный насос - станция управления;
- систему контроля технологических параметров.

Анализ вышеуказанных систем показывает, что исполнительным механизмом, воздействующим на объект управления (гидродинамическую систему) является глубинный насос. Структура динамической модели нефтедобывающей скважины как объекта управления представлена на рис. 1.2.

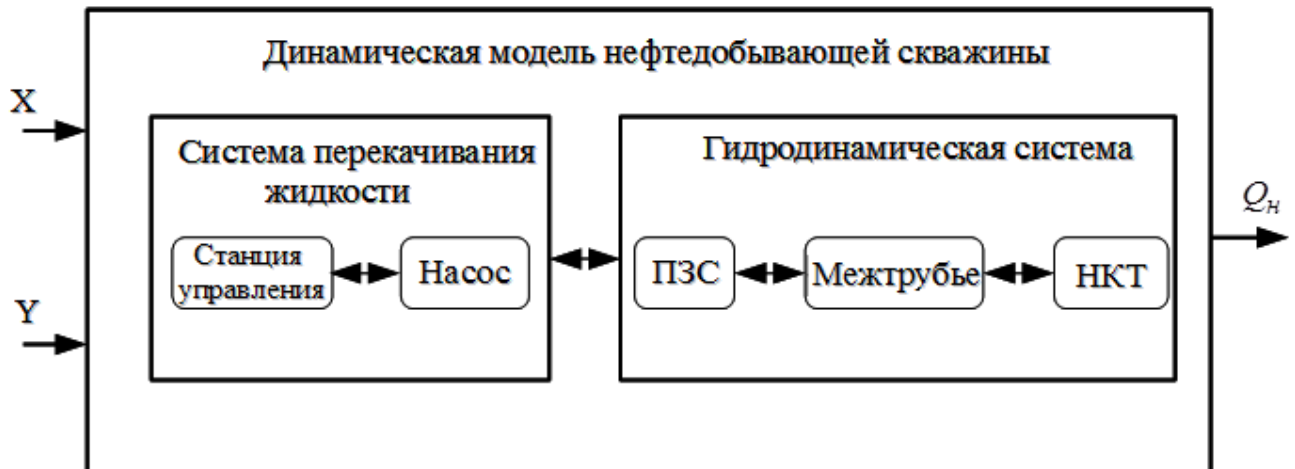


Рисунок 1.2 – Структура динамической модели нефтедобывающей скважины как объекта управления [72]

Динамическую модель нефтедобывающей скважины можно представить в виде формулы, имеющей вид:

$$Q_n = F(X, Y),$$

где Q_n – выходной параметр (дебит жидкости); X – управляющие параметры (U – напряжение, питающее электродвигатель насоса, ω – частота напряжения электродвигателя, n – частота оборотов насоса (число качаний станка-качалки); Y – входные параметры ($P_{пл}$ и $P_{заб}$ – пластовое и забойное давления, $H_{дин}$ – динамический уровень жидкости).

В основе математической модели притока жидкости из пласта в случае, когда забойное давление выше давления насыщения на участке «призабойная зона скважины – насос» может лежать уравнение управления [65] в виде индикаторной кривой в системе автоматизации скважин, параметры которого необходимо определять в режиме реального времени:

$$Q_1 = K_{np} (P_{пл} - P_{заб})^n, \quad (1.3)$$

где Q_1 – дебит жидкости; K_{np} – коэффициент продуктивности; $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{зab}$ – забойное давление; n – коэффициент нелинейности индикаторной кривой [15].

1.2 Анализ существующих систем управления нефтедобывающими скважинами

Существующие технические средства применяются для создания определенного объема информации о текущем состоянии объектов добычи нефти. Например, дебит жидкости скважин, технологический режим работы скважин и т.д. Другими словами, это оперативно получаемый объем информации, который собирается и используется, как правило, для долгосрочного принятия решений по планированию и управлению процессом добычи нефти [21, 23].

Традиционно на нижнем уровне автоматизации процесса добычи нефти осуществляется контроль технологических параметров скважины, включающий автоматический сбор, хранение, передачу и обработку информации [32, 105].

На среднем уровне автоматизации процесса добычи нефти используются автоматизированные системы диспетчерского контроля и управления технологическими процессами *SCADA* (*Supervisory Control and Data Acquisition*), которые предназначены для контроля и дистанционного управления. Управление технологическим процессом на данном уровне сводится к дистанционному включению/выключению насосов [12, 32].

На верхнем уровне реализуются управленческие процессы посредством объединенных в сеть компьютеров, осуществляющих расчет, прогнозирование и визуализацию данных объектов добычи нефти [21, 23, 32, 105].

Существующие системы управления процессом добычи нефти характеризуются не выполнением некоторых системных принципов: управляемости – глубинные насосы управляются в основном по принципу включение/выключение; контролируемости – режимы работы технологического процесса не всегда контролируются в режиме реального времени; реализуемости – например, не везде внедрен частотно-регулируемый электропривод (ЧРЭП), позволяющий регулировать производительность глубинного насоса; обратной связи – принятие решений осуществляется по накопленной информации, а не в режиме реального времени [32].

Многие математические модели разработки нефтяных месторождений в виде математических программ проведения расчетов, уже получившие практическое применение в России, содержат в самой своей основе принципиальные неустраняемые ошибки. Среди этих ошибок существенными являются: отсутствие информации удовлетворительной точности индивидуально по всем добывающим скважинам; отсутствие необходимой информации в достаточном объеме при удовлетворительной точности о работе скважин. Удовлетворительной точностью считают такую, когда суммарный дебит по скважинам сопоставим с объёмами нефти, сдаваемой потребителю. Эти ошибки характерны для нефтяных месторождений России и могут оказаться значительными. Важно отметить, что существует довольно распространенное мнение, что сами по себе математические модели выполнены высококвалифицированными специалистами и являются достаточно точными, но требуют исходных данных высокой точности и в необходимом объеме [12,59].

Таким образом, существующие системы управления процессом добычи нефти являются системами с нарушенными системными принципами[32], вследствие чего не обеспечивается необходимая эффективность управления.

Разработка эффективных систем управления процессом добычи нефти должна быть направлена на максимальное практическое упрощение способов измерений и алгоритмов управления при использовании минимального количества непосредственно измеряемых параметров [12], необходимых и достаточных для качественного и оперативного управления режимом работы нефтедобывающей скважины в реальном времени.

1.2.1 Системы автоматизации скважин, оборудованных штанговым глубинным насосом

В работах [50, 103, 120] представлен подробный анализ современных систем автоматизации скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами отечественного и импортного производства. К наиболее известным контроллерам импортного производства относится *Sam Well Manager* фирмы *Lufkin Automation*. Например, в Башкортостане и Татарстане применяются как станции управления, выполняющие функции защиты, так и более сложные станции управления, в том числе отечественного производства (НПФ Интек, г.Уфа) [61].

Традиционно средствами автоматизации скважин, оборудованных штанговым глубинным насосом являются [61]:

- станция управления станком-качалкой для управления и защиты электродвигателя, обеспечивающая включение и выключение по заданным временным интервалам, аварийное отключение электродвигателя и самозапуск станка-качалки после отключения при перерыве в подаче электроэнергии;
- датчики усилия (динамометры), ваттметрирования, манометры для измерения давления на устье, уровнемеры и т.д.;
- контроллеры.

Например, функции контроллера «Мега-СКВ» [61, 120]:

- с заданной периодичностью осуществляет измерение параметров для построения ваттметрограмм (в течение трех периодов качания строятся графики тока, напряжения и сдвига фаз между векторами тока и напряжения). По сдвигу фаз вычисляются действующие значения мощности.

- с заданной периодичностью осуществляет измерение параметров (в течение трех периодов качания строятся графики нагрузки на полированный шток) для построения динамограмм и их автоматической интерпретации с последующим диагностированием основных неисправностей штангового глубинного насоса, автоматического определения времени накопления жидкости в стволе нефтескважины;

- передает данные о состоянии станка-качалки (работает/стоит) в диспетчерский пункт (ДП).

На рисунке 1.3 представлена функциональная схема автоматизации скважины, оборудованной штанговым глубинным насосом. Основные функции, выполняемые существующими системами автоматизации скважин, оборудованных штанговым глубинным насосом [99,101]:

- измерение дебита жидкости (групповые замерные установки, счетчик количества жидкости);

- включение/выключение насоса;

- измерение и контроль давления в выкидной линии;

- контроль предельного отклонения давления в выкидной линии;

- защита установки и выкидной линии от повышения и понижения давления;

- защита электродвигателя (от коротких замыканий, недопустимых отклонений напряжения и перегрузок питающей сети);

- индивидуальный самозапуск установки после перерыва в электроснабжении;

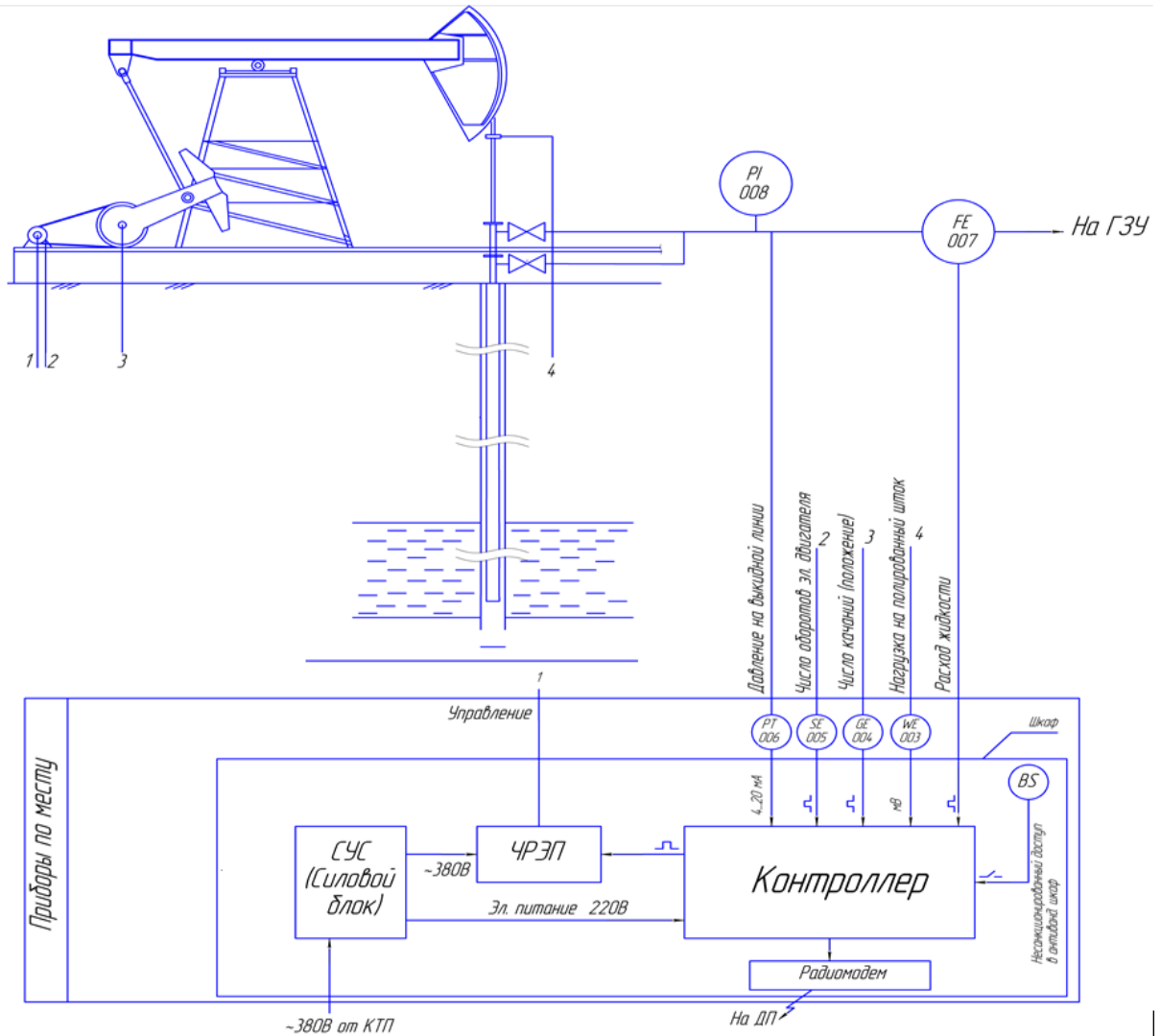


Рисунок 1.3 – Функциональная схема автоматизации нефтедобывающей скважины со штанговым глубинным насосом

- периодическая откачка жидкости малодебитных скважин по местной программе;
- контроль несанкционированного доступа на станцию управления;
- измерение динамического уровня (при наличии скважинного эхолота);
- динамометрирование (при наличии системы динамометрирования);
- контроль коэффициента наполнения глубинного насоса;
- расчет дебита жидкости по динамограмме;

- расчет давления на приеме насоса по динамограмме;
- расчет забойного и пластового давлений по динамограмме.

При запуске скважин со штанговым глубинным насосом обычно осуществляется контроль динамического уровня по данным измерений скважинным эхолотом. При проведении измерений с помощью эхолота межтрубное пространство скважины необходимо предварительно разрядить, то есть «сравить» избыточное давление. Указанные действия часто приводят к вспениванию уровня жидкости в межтрубном пространстве и образованию «шапки» пены (30÷60) м, которая не дает четкого отражения сигнала и не позволяет достаточно точно измерить динамический уровень жидкости [73].

Кроме того, исследование методом эхолотирования недопустимо в нефтяных скважинах с высоким газовым фактором. Длительность регистрации динамического уровня жидкости должна составлять не менее 1÷2 суток. Кратковременные измерения динамического уровня являются неинформативными.

В связи с вышесказанным, в современных системах автоматизации скважин со штанговым глубинным насосом необходимо осуществлять контроль давления в межтрубном пространстве скважины с помощью датчика(ов), установленного непосредственно в скважине.

В работах [31, 42, 57, 101, 107, 113, 114, 117, 118] решаются задачи, связанные с разработкой новых методов и алгоритмов управления глубинным насосом, но реализации представленных систем управления мешает отсутствие специализированных измерительных устройств.

1.2.2 Системы автоматизации скважин с электроцентробежным насосом

Отличительной особенностью эксплуатации нефтедобывающих скважин с помощью погружных электроцентробежных насосов является сравнительно низкий межремонтный период.

На рисунке 1.4 представлена функциональная схема автоматизации скважины с электроцентробежным насосом. Такие скважины обычно комплектуются средствами контроля и автоматизации, обеспечивающими [99,101]:

- местное и телемеханическое управление;
- контроль сопротивления изоляции системы «кабельная линия - погружной электродвигатель»;
- контроль состояния электроцентробежного насоса (работает/не работает);
- контроль подачи жидкости;
- защиту электродвигателя от перегрузок и коротких замыканий, от недопустимого снижения сопротивления изоляции системы «кабельная линия – погружной электродвигатель», недопустимых отклонений напряжения и перегрузок питающей сети;
- защиту электроцентробежного насоса от повышения температуры погружного электродвигателя и недопустимого понижения давления (ниже критического) на приеме насоса;
- индивидуальный самозапуск электроцентробежного насоса при перерывах в электроснабжении;
- телесигнализацию об остановке и критических отклонениях технологических параметров работы глубинного насоса;
- отключение электроцентробежного насоса при срыве подачи электроэнергии и повторное включение;
- измерение потребления электроэнергии;

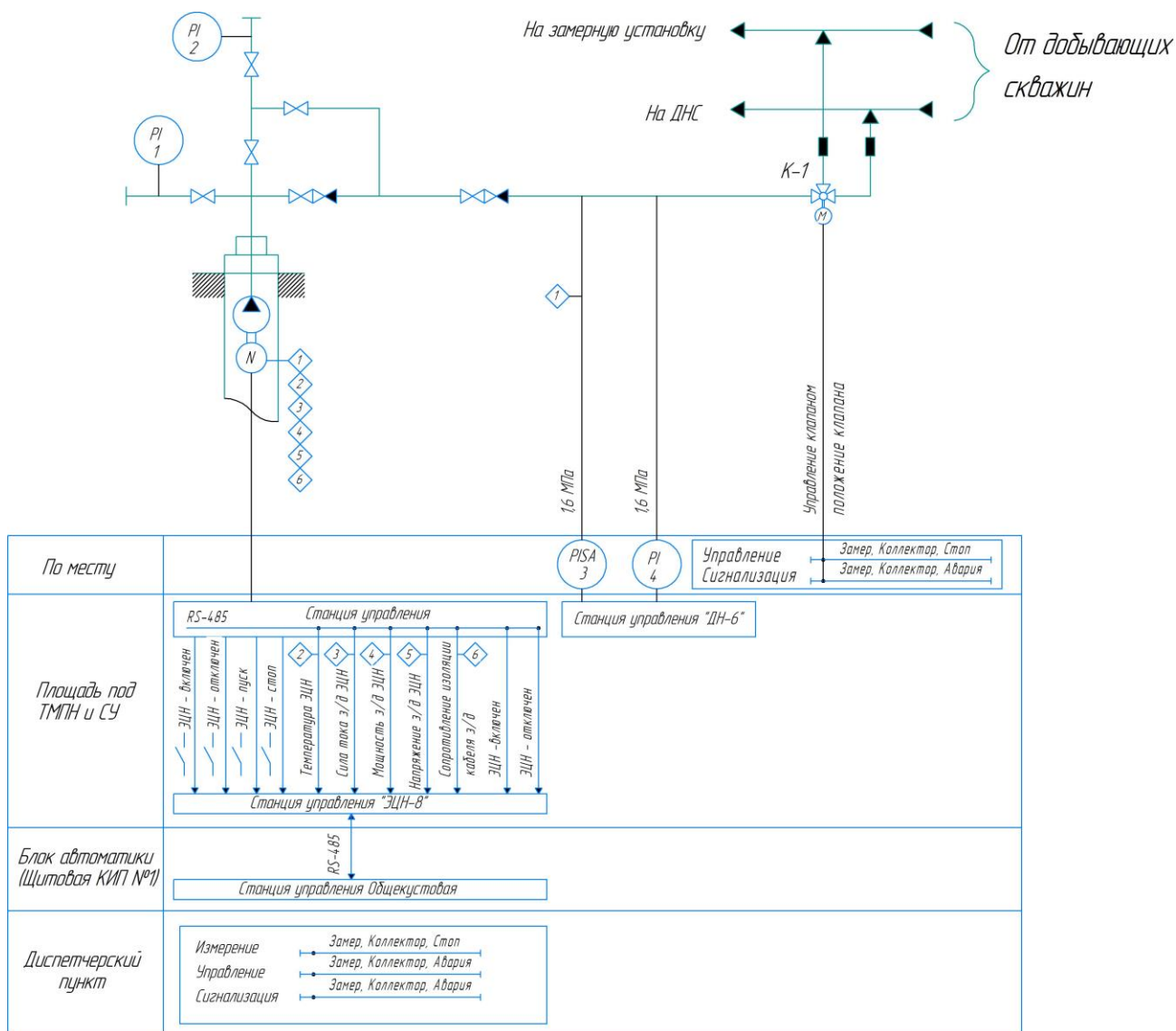


Рисунок 1.4 – Функциональная схема автоматизации нефтедобывающей скважины с электроцентробежным насосом

– защиту электроцентробежного насоса и выкидной линии от недопустимого повышения или понижения давления на устье скважины.

Кроме того, усовершенствованные станции управления электроцентробежным насосом оснащаются системами погружной телеметрии и ЧРЭП [27, 36, 101, 119]. Наличие в составе современных систем

автоматизации скважины с электроцентробежным насосом погружной телеметрии и ЧРЭП позволяет осуществлять защиту и оптимизацию работы электроцентробежного насоса.

Термоманометрическая система (ТМС) предназначена для регистрации и передачи наземной станции следующих параметров [101]:

- давление жидкости на приеме насоса;
- температура пластовой жидкости;
- температура масла погружного электродвигателя;
- уровень виброускорения погружного электродвигателя в радиальном и осевом направлениях;
- переменное напряжение в точке «0 ТМПН»;
- сопротивление изоляции или ток утечки (по выбору) системы «ТМПН – погружной кабель – погружной электродвигатель».

Известными производителями указанных систем являются «ИРЗ ТЭК» [97], «Электон» [96], «Новомет-Пермь» [93] и т.д.

Однако ТМС отечественного производства сложны в изготовлении, монтаже и эксплуатации. Не все ТМС обладают возможностью одновременного измерения параметров как на приёме, так и на выкиде насоса, имеют низкую надежность, высокую стоимость, недостаточное разрешение и малую функциональность (способность малым количеством датчиков обеспечить расширенное функционирование системы управления).

Установлено [64], что для скважин с электроцентробежным насосом значение пластового давления может изменяться в широком диапазоне и основным требованием к системе управления глубинным насосом при запуске и длительной эксплуатации скважины является стабилизация динамического уровня жидкости.

В работе [47] на основе системного анализа установлен ряд технологических параметров, изменение которых в процессе управления работой скважины в режиме реального времени определяет текущее состояние глубинного насоса с учетом влияния внешних факторов, а также характеристик скважины и насоса.

Как правило, процесс добычи нефти сводится к решению двух основных задач: программное автоматическое управление процессом вывода скважины на заданный установившийся режим, при котором поддерживается динамический уровень жидкости в скважине и автоматическое поддержание установившегося режима в течение продолжительного времени [29, 30, 63, 101, 106, 126].

Однако системы управления с поддержанием заданного динамического уровня жидкости в скважине не решают задачу стабилизации дебита жидкости. Со временем в нефтедобывающих скважинах дебит жидкости снижается.

Для стабилизации дебита жидкости необходима разработка системы управления процессом добычи нефти за счет ввода измеренных давлений в нескольких точках скважины.

1.2.3 Анализ режимов работы нефтедобывающих скважин

В работе [101] рассматриваются три режима эксплуатации нефтедобывающих скважин: стационарный, периодический и нестационарный.

Основным режимом работы нефтедобывающих скважин, как правило, является стационарный при котором производительность насоса постоянна. Эта производительность является расчётной величиной соответствующей заданному дебиту жидкости и определяется выбором насоса и его характеристик, глубиной спуска насоса, коэффициентом продуктивности пласта по результатам гидродинамических исследований скважин.

Ухудшения запасов нефти в последние годы являются причиной снижения дебитов продукции скважин, что, в свою очередь, вызывает снижение объемов нефтедобычи. В настоящее время применяются способы повышения добычи жидкости, направленные на увеличение объема добычи нефти и межремонтного периода оборудования, уменьшение стоимости оборудования и увеличение его срока службы [12]. К некоторым способам повышения эффективности эксплуатации нефтедобывающих скважин относятся такие режимы эксплуатации скважин как периодический, нестационарный [76-80] и режим кратковременной эксплуатации скважин [89].

Таким образом, с точки зрения автоматизации нефтедобывающих скважин можно рассматривать четыре режима эксплуатации скважин (рис.1.5).



Рисунок 1.5 – Режимы эксплуатации нефтедобывающих скважин

Реализация стационарного режима эксплуатации наиболее проста в применении и не характеризуется негативными воздействиями на глубинно-насосное оборудование скважин, связанными с переходными процессами при изменении режима работы.

Периодический режим эксплуатации скважин подразумевает включение и выключение глубинного насоса согласно заданным временным интервалам при

применении станции управления и контроллера, которые осуществляют запуск и останов глубинного насоса по заданной программе[101].

Нестационарный режим эксплуатации осуществляется без отключения глубинного насоса и представляет собой режим, при котором частота оборотов насоса изменяется по заданной программе от максимального значения до минимального и наоборот, при применении станции управления и контроллера [101].

Режим кратковременной эксплуатации скважин (способ Кузьмичева) – это разновидность периодического режима при котором используется насос (обычно электроцентробежный) повышенной производительности (более 100 м³/сут для средне дебитных скважин). Отбор жидкости производится в основном из межтрубного пространства скважины, где, как правило накапливается нефть в периоды отключения насоса (цикл накопления). Кратковременные циклы отбора жидкости (3 ÷ 10 мин.) чередуются с относительно продолжительными циклами накопления (10 ÷ 60 мин.) жидкости в скважине [52].

Периодический, нестационарный и кратковременный режимы эксплуатации скважин характеризуются повышением значимости мониторинга технологических параметров скважин. Это требует применения систем управления и контроля за технологическими параметрами (плотность или обводненность жидкости в межтрубном пространстве скважины) [12, 87].

Управление любым режимом эксплуатации скважины по измеренным значениям плотности или обводненности жидкости, полученным наземными средствами измерения, установленными на устье [42, 45, 74], является неэффективным по ряду причин:

- трехфазный восходящий поток жидкости (нефть, вода, газ), выходящий из пласта в ствол скважины изменяет свою структуру в процессе подъема

жидкости. Газ всплывает быстрее вдоль ствола скважины относительно других компонентов, нефть - медленнее, а вода остается в нижней части ствола скважины [47, 48, 53-54, 56, 59, 124]. Это свидетельствует о различии плотности компонентов жидкости, выходящей из пласта, и плотности жидкости в стволе скважины. Причем эта разность плотности жидкости не может определяться каким-либо средством измерения, находящимся на поверхности;

– в случае увеличения притока жидкости из пласта больше производительности насоса динамический уровень жидкости в межтрубном пространстве скважины будет возрастать. Данная ситуация приводит к увеличению обводненности жидкости на выходе насоса [4, 92].

Из вышесказанного можно сделать вывод, что для задачи стабилизации заданной нормы добычи жидкости и эффективного управления режимами (периодический, нестационарный и кратковременный) эксплуатации скважины необходимо непрерывное получение значений плотности или обводненности жидкости в скважине, причем желательно внутри насосно-компрессорных труб и межтрубного пространства.

1.3 Анализ существующих средств измерения и методов определения давления в нефтедобывающей скважине

В работе [124] при последовательности анализа и интерпретации данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на диагностическом графике вертикальной скважины выявлено резкое падение кривой производной давления в течение 10 часов, а затем – резкий рост. Это проявление может быть вызвано погрешностями при измерении давления или влиянием другого пласта. Этот пример демонстрирует необходимость использования более точных глубинных манометров при проведении исследований.

В работе [129] при изучении законов изменения забойного давления и наблюдающихся явлений в скважине после ее остановки установлено, что применение «метода прослеживания уровня» является не эффективным. Построенные индикаторные кривые на основании результатов исследований не соответствуют действительности или в результате дефектов при измерении дебита, уровня жидкости, давления или в результате того, что исследования проводились при неустановившемся притоке жидкости из пласта. Эти замечания также свидетельствуют о необходимости применения высокоточных глубинных манометров для контроля за изменением давления в скважине.

Анализ разработанных за последние годы дистанционных стационарных манометров для измерения давления внутри насосно-компрессорных труб и межтрубного пространства [22, 44, 87, 90], в том числе используемых для определения плотности и обводненности жидкости [3] выявил ряд недостатков при их применении:

- невозможность спуска по стволу скважины глубинных измерительных приборов ниже отметки установки скважинной камеры ввиду ее двухколенчатости [87, 90];
- невозможность применения в скважинах со штанговым глубинным насосом за счет изменения геометрии гидравлического канала внутри насосно-компрессорных труб;
- размещение датчиков давления со сдвигом по глубине;
- невозможность установки на колонне насосно-компрессорных труб нескольких датчиков подряд.

Рассмотрим оснащённость скважин глубинными измерительными комплексами (ГИК) на примере Ново-Елховского месторождения, расположенного на территории Альметьевского и Зайнского районов Республики Татарстан.

По данным 2018 года около 55% скважин Ново-Елховского месторождения оборудованы ГИК типа «Союз-Фотон» [94], 17 % скважинным прибором САФ-КАМТ-10 [74] и 28% - термоманометрическими системами (ТМС) [93,96,97].

На скважинах установлено 113 приборов, при этом 47 из них в неисправном состоянии. Поскольку на 45% ТМС и ГИК отсутствуют показания, реальный охват фонда скважин, системами погружной телеметрии и ГИК составляет 55%.

Это объясняется тем, что погружные блоки перечисленных ТМС имеют следующие недостатки: низкую надежность (особенно узла подключения к питанию), конструктивную сложность, высокую стоимость. Процентное соотношение отказов глубинного оборудования представлено на рисунке 1.6.

Все вышесказанное говорит о необходимости разработки системы для одновременного измерения давления внутри насосно-компрессорных труб и межтрубного пространства с возможностью применения в скважинах всего фонда и установкой на колонне насосно-компрессорных труб нескольких датчиков подряд.

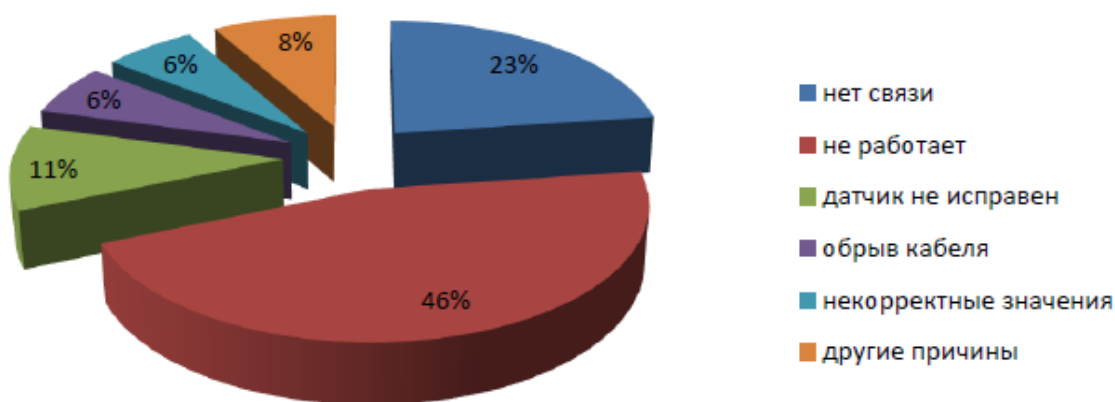


Рисунок 1.6 – Процентное соотношение отказов глубинного оборудования

Иногда спуск глубинных приборов и, соответственно, измерение технологических параметров в самой скважине технически неосуществимо, или экономически неэффективно, в этом случае параметры определяют косвенным методом [136, 144]. Особенно это актуально для малодебитных скважин, где одним из основных параметров, характеризующих режим эксплуатации скважины, является давление [13]. Например, в компании ПАО «Татнефть» для скважин со штанговым глубинным насосом забойное давление и давление на приеме насоса определяют по динамограмме согласно методике РД 153-39.0-920-15 [98].

Существует ряд методик для расчета забойного давления скважины [24, 60, 65, 126, 127], но каждый алгоритм расчета подходит для конкретного месторождения. Для практического применения наиболее широко применим метод Хасана – Кабира [139-141], основанный на прогнозировании режимов потока, который учитывает физические процессы перехода из одного режима восходящего потока в другой в стволе скважины [13, 51]. Согласно методу, рассчитав градиент давления ΔP на участке забой - прием насоса, можно определить забойное давление

$$P_{зab} = P_1 + \Delta L \cdot \Delta P, \quad (1.4)$$

где P_1 – давление на приеме насоса, которое измеряется датчиком давления на приеме насоса, Па.

В работе [13] показано применение косвенного метода получения забойного давления в системе управления режимом работы нефтедобывающей скважины и приведено сравнение расчетных значений забойных давлений, полученных по методам Хасана–Кабира и РД 153-39.0-920-15 [98] для группы скважин. Установлено, что оба метода характеризуются определенной погрешностью. Применимость методик расчета давления требует

дополнительных исследований, поскольку может привести к неэффективной работе системы управления процессом нефтедобычи.

Известно [19, 24, 26, 53, 65-67, 71, 100, 132-134, 139-141, 143, 145], что изменение плотности жидкости, находящейся в межтрубном пространстве скважины и состоящей из отдельных компонентов (нефть, вода и газ) также нужно учитывать. На практике, как правило, получают давление, перемножая динамический уровень жидкости на средний удельный вес жидкости в скважине. Такие традиционные методы приводят к ошибкам в расчете давления на приеме насоса до 50% (в случае высокого газосодержания), поскольку основаны на постоянном значении плотности жидкости [15, 54].

Получение реальных значений давления в действующей нефтяной скважине является важным фактором для планирования обоснованных геолого-технических мероприятий в скважинах и количественной оценки их эффективности.

Для эффективного управления процессом нефтедобычи измерение давления только на приеме глубинного насоса недостаточно. В период вывода скважины на установившийся режим и его дальнейшей стабилизации необходимо дополнительно знать давление в межтрубном пространстве скважины и на выкиде глубинного насоса, причем в нескольких точках и с возможностью определения плотности жидкости на соответствующих участках ствола нефтедобывающей скважины [18].

1.4 Анализ направлений совершенствования систем управления процессом добычи нефти

Основными технологическими параметрами, характеризующими любой режим работы нефтедобывающих скважин являются пластовое давление, забойное давление, дебит и обводненность жидкости. Изменение этих

параметров приводит к перераспределению потоков жидкости и, соответственно, давлений в стволе действующей скважины, эти изменения должны постоянно контролироваться и являться информационным обеспечением в алгоритмах управления автоматизированных систем управления процессом добычи нефти [16].

Для достижения эффективного режима эксплуатации скважин необходимо вести постоянный мониторинг давления, а также контроль плотности и обводненности добываемой жидкости, преимущественно в скважине, и с учетом их изменения осуществлять оперативное управление работой скважины в режиме реального времени [16].

Учитывая тот факт, что большинство нефтяных месторождений России вошли в позднюю стадию разработки, главным условием стабилизации нормы добычи жидкости и развития нефтяной промышленности является разработка и внедрение высокоэффективных технологических решений для увеличения добычи нефти.

При создании систем управления процессом добычи нефти должна ставиться задача рационального выбора режима работы насосного оборудования, при котором возникает вопрос способа регулирования производительности насоса (в зависимости от насоса).

Решением ряда возникающих проблем в данном направлении является разработка и внедрение системы измерения давления в контрольных точках ствола скважины с одновременным определением плотности и обводненности жидкости, а также структуры, алгоритмического обеспечения и модели системы управления процессом добычи нефти.

1.5 Результаты и выводы по главе 1

1. Анализ существующих систем автоматизации скважин со штанговым и электроцентробежным насосом показал, что существующие системы управления в условиях изменения технологических параметров в стволе действующей нефтедобывающей скважины недостаточно эффективны. С развитием информационных технологий в области нефтедобычи появилась необходимость в получении ряда параметров в скважине в реальном масштабе времени.
2. Анализ режимов работы нефтедобывающих скважин показал необходимость разработки систем управления путем получения параметров обводненности или плотности жидкости в скважине в режиме реального времени.
3. Анализ расчетных методов определения давления в стволе скважины указывает на погрешности при его определении, что, как правило, приводит к принятию неверных решений по управлению и, соответственно, неправильному выбору режима работы добывающей скважины.
4. Анализ применяемых современных средств измерения давления в нефтедобывающей скважине свидетельствует о необходимости разработки системы измерения давлений в нескольких выделенных точках скважины. Поскольку для стабилизации установившегося режима работы скважины необходимо дополнительно знать давление на входе и выходе глубинного насоса, а также в выделенных точках на соответствующих участках (насосно-компрессорные трубы, межтрубное пространство) ствола нефтедобывающей скважины.

ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ВНУТРИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И МЕЖТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА СКВАЖИНЫ

2.1 Обоснование выделенных точек для измерения давления в стволе действующей скважины при автоматизации ее работы

Традиционно скважинная добывающая система рассматривается как инструмент доступа к объекту регулирования [65] - пласту с целью определения его характеристик. Данный подход носит фундаментальный характер, его основой являются теория и практика добычи углеводородов из открытых и эксплуатируемых месторождений.

Выделяя из общего подхода частную задачу регулирования, можно значительно облегчить ее решение используя балансные методы гидростатики и гидродинамики в работе действующих скважин для добычи нефти и газа. При этом анализируется связь распределения давлений в различных участках скважины с соответствующими потоковыми (расходными) параметрами там же движущейся среды (добываемой продукции).

Математическая модель скважинной системы при таком подходе должна базироваться на известном балансном соотношении потоков жидкости (1.1) на приеме глубинного насоса (рис. 2.1). Привязка потоков жидкости к приему насоса определяет местоположение измерительных датчиков на приеме насоса P_1 и на его выкиде P_1' . Связь контролируемых давлений и потоков с плотностью среды предопределяет установку еще двух манометров P_2 на приеме и P_2' на выкиде на одинаковом расстоянии от P_1 и P_1' . Таким образом пары датчиков P_1 и P_1' , а также P_2 и P_2' представляют собой манометрические плотномеры на входе и выходе насоса. Чтобы окончательно обозначить информационную базу скважинной системы следует указать на датчики -

манометры, установленные на устье скважины в межтрубном пространстве $P_{затр}$ и выходе насосно-компрессорных труб P_y (вход нефтесборного коллектора) и традиционно входящие в состав наземного оборудования.

В работе [15] выполнены исследования изменения состава и скорости движения газожидкостной смеси на различных участках нефтедобывающей скважины при различном содержании воды и газа, которые подтверждают необходимость измерения нескольких технологических параметров (давление, плотность, скорость движения, уровень жидкости) в контрольных точках ствола нефтедобывающей скважины.

Контрольные точки – это точки, в которых измеренная информация максимально уменьшает неопределённость расчётных параметров. Такими точками, согласно балансному соотношению потоков жидкости, являются прием и выкид глубинного насоса, где, с одной стороны, можно контролировать приток жидкости из пласта, а с другой – противодействие или нагрузку насоса и её составляющих (гидростатику, инерцию, влияние газа и т.д. подъёмника) [18].

Известно [46], что измерения характеристик потока, полученные на небольшом участке трубы, могут быть точнее, поскольку измеренные интегральные характеристики потока на длинном участке трубы, как правило, осредняются по высоте.

В работе [83] показана разработанная конструкция для размещения датчиков давления внутри насосно-компрессорных труб и межтрубного пространства скважины. Данное решение позволяет устанавливать на колонне насосно-компрессорных труб несколько датчиков давления подряд и размещать эти датчики без сдвига по глубине, а также не изменять геометрию гидравлического канала внутри насосно-компрессорных труб, что дает возможность применять предлагаемую конструкцию во всех нефтяных добывающих скважинах, в том числе и в скважинах со штанговым глубинным

насосом [18]. Кроме того, данное решение позволяет отказаться от дорогостоящего грузонесущего геофизического кабеля, который требует использование приборных и кабельных головок, и применять одножильный провод связи типа - геофизический провод со сталемедной токопроводящей жилой (ГПСМП).

В работе [86] показан разработанный узел крепления корпуса датчиков измерения давления вне и внутри насосно-компрессорных труб, преимуществом которого является надежность конструкции за счет дополнительной фиксации корпуса датчиков к насосно-компрессорным трубам.

На рисунке 2.1 представлена схема нефтедобывающей скважины с предлагаемым расположением датчиков давления, где P_1 – давление на приеме

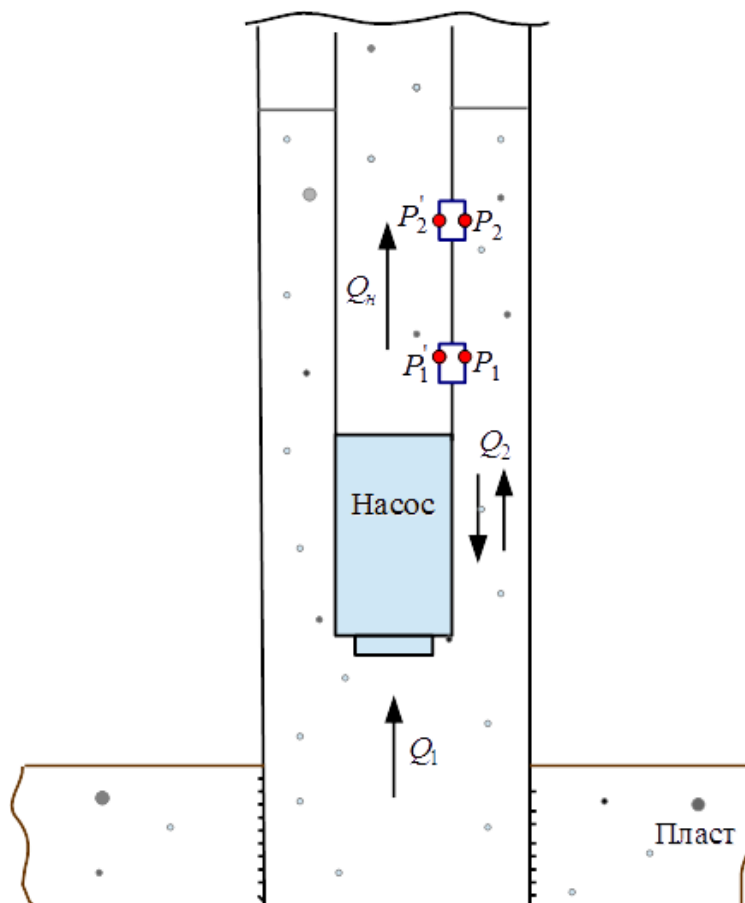


Рисунок 2.1 – Схема нефтедобывающей скважины с предлагаемым расположением датчиков давления

насоса, МПа; P_2 – давление в контрольной точке межтрубного пространства, МПа; P_1 – давление на выкиде насоса, МПа; P_2 – давление в контрольной точке внутри насосно-компрессорных труб, МПа.

На участке между датчиками давления (в межтрубном пространстве и в насосно-компрессорных трубах), по измеренному перепаду давления ΔP , определяется плотность газожидкостной смеси $\rho_{см}$ [74]:

$$\rho_{см} = \frac{\Delta P}{g \cdot L}. \quad (2.1)$$

где L – расстояние между датчиками, м.

По известным значениям плотности нефти ρ_n и плотности воды ρ_v можно определить объёмную долю воды в составе газожидкостной смеси [64, 89]:

$$W = \frac{\rho_{см} - \rho_n}{\rho_v - \rho_n}. \quad (2.2)$$

2.2 Оценка разрешающей способности датчиков давления (по плотности)

Основными техническими характеристиками, определяющими качество скважинных приборов, и, в частности, глубинных манометров являются точность и разрешающая способность. В связи с этим оценим разрешающую способность датчиков давления (по плотности) для выбора аналого-цифрового преобразователя (АЦП).

Исходные данные для расчета:

- диапазон измерения давления датчика – 100 атм.
- расстояние между датчиками – 10 м.
- плотность воды – 1000 кг/м³.
- плотность газированной (пластовой) нефти – 600 кг/м³.

Рассмотрим два варианта АЦП:

1. 12-ти разрядный, 4096 бит, диапазон в 16-ти разрядном исчислении 000H – FFFH;
2. 16-ти разрядный, 65536 бит, диапазон 0000H – FFFFH.

При использовании АЦП с верхним пределом измерения $100 \text{ атм.} = 100 \cdot 10^5 \text{ Па}$ цена одного бита цифрового эквивалента измеренного давления для 12-ти разрядного АЦП будет

$$C_{12} = \frac{100 \cdot 10^5}{4096} = 2441,4 \text{ Па / бит (или } C_{12} \approx 24,4 \text{ м.в.ст. / бит)}, \quad (2.3)$$

для 16-ти разрядного АЦП –

$$C_{16} = \frac{100 \cdot 10^5}{65536} = 152,59 \text{ Па / бит (или } C_{16} \approx 1,5 \text{ м.в.ст. / бит)}. \quad (2.4)$$

При плотности воды $\rho_v = 1000 \text{ ед.пл. (кг / м}^3\text{)}$, динамическом уровне $H_{\text{дин}} = 1000 \text{ м}$ и ускорении свободного падения $g = 10 \text{ м/с}^2$ давление на приёме насоса равно

$$P_1 = g \cdot H_{\text{дин}} \cdot \rho_v = 10 \cdot 1000 \cdot 1000 = 100 \cdot 10^5 \text{ кг/м} \cdot \text{с}^2 \text{ (Па)}. \quad (2.5)$$

Формула для определения плотности с помощью двух манометров P_1 и P_2 , расположенных на расстоянии $L = 10 \text{ м}$ имеет вид:

$$\rho = \frac{P_1 - P_2}{g \cdot L} \cdot C, \quad (2.6)$$

где C – цена одного бита цифрового эквивалента измеренного давления для определенного АЦП.

Определим разрешающую способность манометра по плотности на примерах:

1. Для воды при динамическом уровне $H_{\text{дин}} = 1000 \text{ м}$
– для 12-ти разрядного АЦП

$$P_1 = \frac{10 \cdot 1000 \cdot 1000}{C_{12}} = 4096 \text{ бит},$$

$$P_2 = \frac{10 \cdot 1000 \cdot 990}{C_{12}} = 4055,05 \text{ бит}.$$

Разность в битах $\Delta_{e1} = 4096 - 4055,05 = 40,95$ соответствует плотности воды на выходе данного АЦП.

– для 16-ти разрядного АЦП

$$P_1 = \frac{10 \cdot 1000 \cdot 1000}{C_{16}} = 65535,1 \text{ бит},$$

$$P_2 = \frac{10 \cdot 1000 \cdot 990}{C_{16}} = 64879,743 \text{ бит}.$$

Разность в битах $\Delta_{e2} = 65535,1 - 64879,743 = 655,357$ соответствует плотности воды на выходе данного АЦП.

2. Для пластовой нефти при $H_{\text{дин}} = 1000 \text{ м}$.

– для 12-ти разрядного АЦП

$$P_1 = \frac{10 \cdot 600 \cdot 1000}{C_{12}} = 2457,6 \text{ бит},$$

$$P_2 = \frac{10 \cdot 600 \cdot 990}{C_{12}} = 2433,03 \text{ бит}.$$

Разность в битах $\Delta_{n1} = 2457,6 - 2433,03 = 24,57$ соответствует плотности нефти на выходе данного АЦП.

– для 16-ти разрядного АЦП

$$P_1 = \frac{10 \cdot 600 \cdot 1000}{C_{16}} = 39321,056 \text{ бит},$$

$$P_2 = \frac{10 \cdot 600 \cdot 990}{C_{16}} = 38927,846 \text{ бит}.$$

Разность в битах $\Delta_{н2} = 39321,056 - 38927,846 = 393,21$ соответствует плотности нефти на выходе данного АЦП.

Таким образом, для 12-ти разрядного АЦП диапазону изменения плотности на 400 ед.пл. соответствует разность в битах $\Delta_{бит1} = 40,95 - 24,57 = 16,38$, т.е. 1-му биту соответствует 24,42 ед.пл. Разрешающая способность равна

$$\varepsilon = \frac{\rho_{1бит} \cdot 100\%}{\rho_{\varepsilon}} = \frac{24,42 \cdot 100\%}{1000} = 2,442\%.$$

Для 16-ти разрядного АЦП диапазону изменения плотности на 400 ед.пл. соответствует разность в битах $\Delta_{бит2} = 655,357 - 393,21 = 262,147$, т.е. 1-му биту соответствует 1,526 ед.пл. Разрешающая способность равна

$$\varepsilon = \frac{\rho_{1бит} \cdot 100\%}{\rho_{\varepsilon}} = \frac{1,526 \cdot 100\%}{1000} \approx 0,15\%.$$

Рассмотрим примеры определения плотности смеси по двум манометрам:

1. Пусть в межтрубном пространстве 10 метров воды и выше ещё 500 метров пластовой нефти. Тогда столб нефти создаёт давление

$$P_2 = P_n = g \cdot \rho_n \cdot 500 = 30 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

Столб воды создает давление

$$P_{\varepsilon} = g \cdot \rho_{\varepsilon} \cdot 10 = 10^5 \text{ Па}.$$

Давление на приеме насоса

$$P_1 = P_B + P_2 = g \cdot \rho_{см} \cdot 510 = 10^5 + 30 \cdot 10^5 = 31 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

Отсюда получаем плотность смеси

$$\rho_{см} = \frac{31 \cdot 10^5}{10 \cdot 510} = 607,843 \text{ кг/м}^3.$$

Кроме того, плотность смеси на 10-ти метровом участке

$$\rho_{10} = \frac{P_1 - P_2}{g \cdot 10} = \frac{10^5}{10 \cdot 10} = 1000 \text{ ед.пл.}$$

2. Пусть в межтрубном пространстве 210 метров воды и выше ещё 300 метров пластовой нефти. Тогда столб нефти создаёт давление

$$P_n = g \cdot \rho_n \cdot 300 = 18 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Столб воды создает давление

$$P_{\text{в1}} = g \cdot \rho_{\text{в}} \cdot 210 = 21 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Давление на приеме насоса

$$P_1 = P_{\text{в1}} + P_n = g \cdot \rho_{\text{см}} \cdot 510 = (21 + 18) \cdot 10^5 = 39 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Отсюда получаем плотность смеси

$$\rho_{\text{см}} = \frac{P_1}{g \cdot 510} = \frac{39 \cdot 10^5}{10 \cdot 510} = 764,7 \text{ кг/м}^3.$$

Кроме того, измеряя давление в межтрубном пространстве верхним датчиком

$$P_2 = P_{\text{в1}} + P_n = 38 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

получаем плотность смеси на 10 метровом участке

$$\rho_{10} = \frac{P_1 - P_2}{g \cdot 10} = \frac{10^5}{10 \cdot 10} = 1000 \text{ ед.пл.}$$

Примеры показывают, что измеряя давления датчиками P_1 и P_2 , можно измерять динамические уровни и плотности смеси общие и отдельно по компонентам, включая попутный газ.

При недостаточной разрешающей способности можно применить структурные методы ее повышения. Например, разрешающую способность по плотности можно значительно улучшить при использовании «грубого» АЦП (8, 10 или 12 разрядов), если схемотехнически осуществить усиление разности напряжений в 10 раз с выходов мостовых схем датчиков давления с помощью высокоточного дифференциального операционного усилителя и усиленный сигнал с выхода операционного усилителя «подать» на вход АЦП.

2.3 Оценка погрешности при определении расчетной обводненности жидкости по измеренным значениям давлений в двух точках

В работе [3] представлена оценка погрешности при определении расчетной обводненности жидкости на исследовательской лабораторной установке с подключением к ней датчиков давления (рис. 2.2) и последующим проведением ряда экспериментов при различном водосодержании двухфазной жидкости (вода, трансформаторное масло).

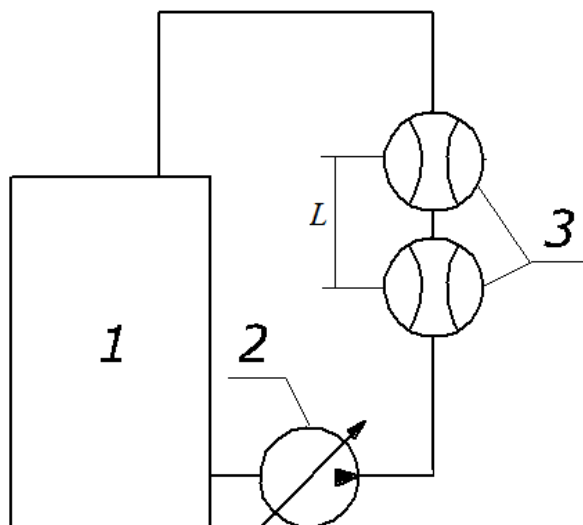


Рисунок 2.2 – Исследовательская лабораторная установка:

1 – емкость с анализируемой жидкостью; 2 – насос, оборудованный частотным преобразователем; 3 – датчики давления.

Значения расчетной обводненности жидкости, рассчитанные по измеренным значениям давлений в двух контрольных точках лабораторной установки сравнивались с составом анализируемой двухфазной жидкости.

При проведении экспериментов анализируемая двухфазная жидкость, поступающая из емкости с водой 1, циркулировала через два датчика давления 3 с помощью насоса 2, оборудованного частотным преобразователем для возможности регулирования расхода жидкости (рис. 2.2).

Обводненность жидкости определялась по следующей формуле [64, 89]

$$W = \frac{\frac{P_1 - P_2}{g \cdot L} - \rho_m}{\rho_в - \rho_m}, \quad (2.7)$$

где P_1, P_2 – значения давлений с двух датчиков давления, МПа; L – расстояние между датчиками P_1 и P_2 , 1м; ρ_m – плотность трансформаторного масла при 20°С, 880 кг/м³; $\rho_в$ – плотность воды, 1000 кг/м³.

При косвенных измерениях погрешность зависит от прямо измеряемых величин, т.е.

$$W = f(P_1, P_2). \quad (2.8)$$

Результаты оценки относительной погрешности определения расчетной обводненности жидкости приведены на рисунке 2.3.

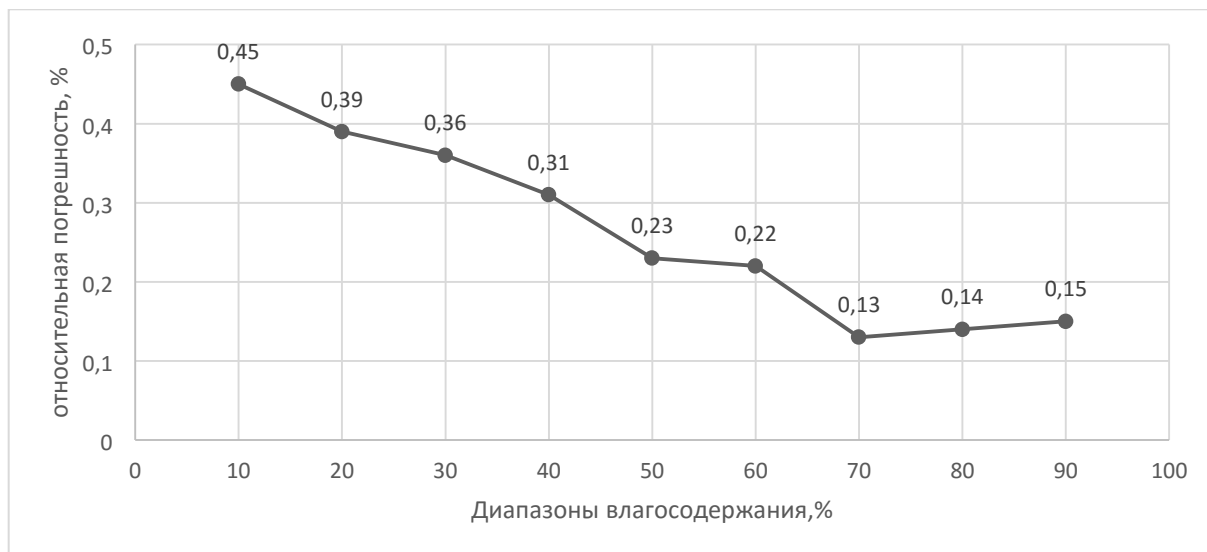


Рисунок 2.3 – График оценки относительной погрешности определения расчетной обводненности жидкости по двум датчикам давления

На графике (рис.2.3) представлены точки относительной погрешности для каждого диапазона влагосодержания (10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90%). Средняя относительная погрешность составила 0,27%, средняя абсолютная погрешность – 0,7 [3].

Результаты стендовых испытаний по определению расчетной обводненности жидкости представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты стендовых испытаний по определению расчетной обводненности жидкости

№ эксп.	Состав анализируемой двухфазной жидкости (пресная вода+трансф.масло)	Расчетная обводненность, %.
1	вода 100%	100
2	вода 90%, масло 10%	93,63
3	вода 80%, масло 20%	84,15
4	вода 70%, масло-30%	74,14
5	вода 60%, масло 40%	63,8
6	вода 50%, масло 50%	54,2
7	вода 40%, масло 60%	45,1
8	вода 30%, масло 70%	32,77
9	вода 20%, масло 80%	22,48
10	вода 10%, масло 90%	13,2
11	масло-100%	0

Результаты экспериментальных исследований [3] подтверждают применимость вышеописанного косвенного метода получения обводненности жидкости в нефтедобывающей скважине.

2.4 Разработка способов повышения достоверности контроля обводненности продукции наземным влагомером в нефтесодержащих скважинах

Обводненность продукции является одним из параметров, характеризующих режим работы нефтесодержащей скважины, а достоверное определение обводненности актуальной задачей в области нефтесодобычи, решение которой позволит устанавливать оптимальный режим эксплуатации нефтесодобывающих скважин. В связи с этим, разработаны два способа повышения достоверности контроля обводненности продукции скважин наземным поточным влагомером:

1. Способ контроля обводненности продукции наземным влагомером заключается в том, что отсчеты наземного влагомера можно считать достоверными в случае, если они соответствуют моментам отсутствия движения жидкости в межтрубном пространстве и плотность жидкости на выкиде глубинного насоса будет равна средней плотности жидкости в насосно-компрессорных трубах, которые должны определяться с помощью датчиков давления на приеме и выкиде глубинного насоса и манометров, установленных на устье скважины [4, 84].

На рисунке 2.4 представлена схема реализации способа, где два датчика давления, представляющие собой манометрический плотномер, установлены в межтрубном пространстве и два датчика давления - в насосно-компрессорных трубах с одинаковым известным расстоянием между ними. Причем датчики измеряют не только давление, но и плотность среды на приеме и выкиде глубинного насоса. Вычисления по измеренным значениям давления и плотности позволяют установить момент времени, когда весь поток из пласта будет проходить через глубинный насос и когда он появится на устье, чтобы

определить, что с этого момента показания наземного влагомера достоверны [4,84].

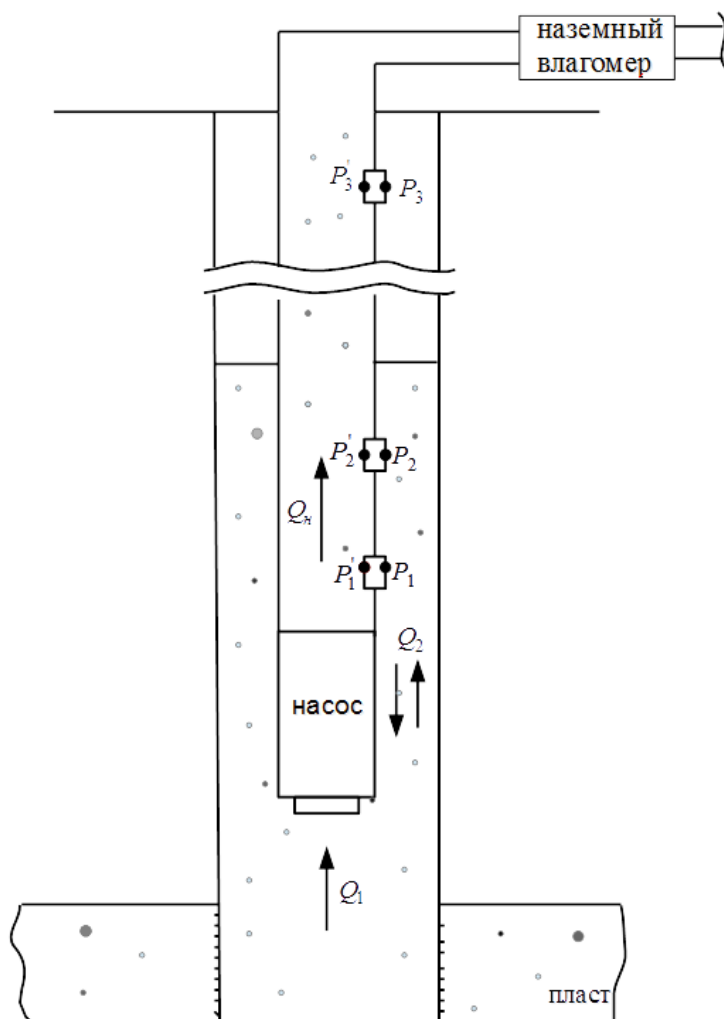


Рис. 2.4 – Схема реализации способа контроля влагосодержания продукции нефтедобывающей скважины

2. Способ повышения контроля обводненности продукции для нефтедобывающих скважин, оборудованных штанговым глубинным насосом заключается в том, что на устье скважины установлен наземный влагомер непрерывного действия и его отсчеты берутся только после достижения квазистационарного режима работы скважины и после того, как соответствующая режиму порция жидкости достигнет входа наземного

влагомера, при этом показания глубинного манометра совершают колебания относительно равновесного состояния с амплитудой $\pm \Delta P$, где $+\Delta P$ - давление восстановления уровня в межтрубье скважины при ходе поршня насоса вниз, а $-\Delta P$ - давление откачки жидкости при снижении уровня в межтрубье при ходе поршня вверх, причём отсчет по нефтесодержанию должен быть уменьшен на величину

$$\sigma = \frac{0,5 \cdot \Delta P \cdot S \cdot 100}{g \cdot \rho_n \cdot S_{ц} \cdot X_{п}}, \quad (2.9)$$

где σ - процент уменьшения значения нефтесодержания; g - ускорение свободного падения; ρ_n - плотность нефти; S - площадь поперечного сечения межтрубья; $S_{ц}$ - площадь сечения цилиндра насоса; $X_{п}$ - ход поршня [81].

На рисунке 2.5 представлена реализация способа, где 1 – наземный влагомер, 2 – обсадная колонна, 3 – насосно-компрессорные трубы, 4 – штанговый глубинный насос с колонной штанг, 5 – глубинный манометр на входе насоса.

Наиболее достоверным моментом при контроле наземным влагомером обводненности в продукции скважины является временной участок, начиная с момента достижения режима квазистационарности, с учетом его продвижения по колонне насосно-компрессорных труб непосредственно до прибора.

Для постоянного отслеживания момента наступления режима квазистационарности необходима установка на приеме насоса непрерывно работающего глубинного манометра с достаточным разрешением, чтобы фиксировать не только давление на приеме насоса, но и колебания давления при ходе поршня насоса вверх и вниз. При этом амплитуда колебаний характеризует ту часть расхода, которая попадает в цилиндр насоса из межтрубного пространства и которую нужно вычесть из измеренного нефтесодержания на поверхности, чтобы получить достоверное по отношению к пласту значение.

Применение данного способа повышения достоверности контроля обводненности продукции осуществлялось при управлении нестационарным режимом работы скважины (гл. 4, п.4.5).

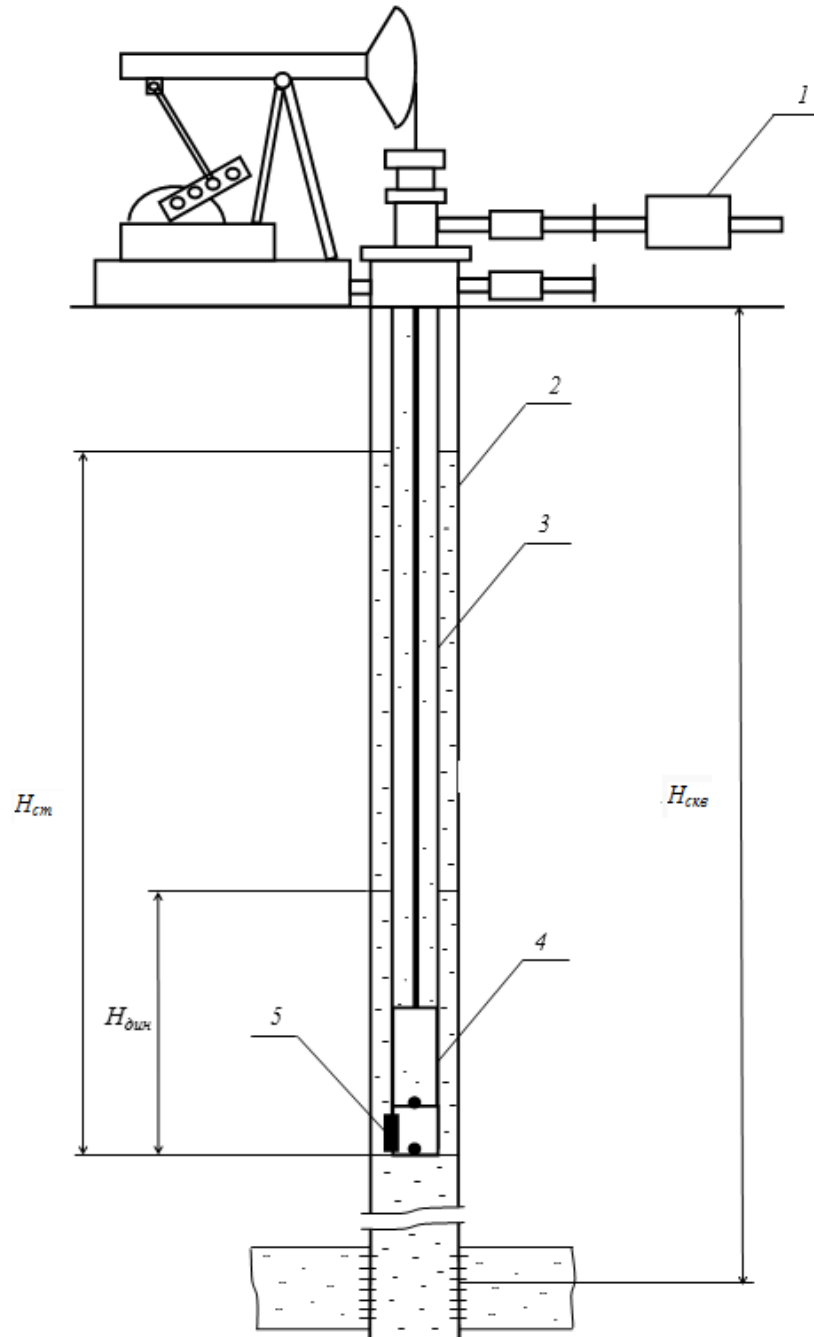


Рис. 2.5 – Схема реализации способа повышения достоверности контроля обводненности продукции нефтедобывающих скважин, оборудованных штанговым глубинным насосом

2.5 Результаты и выводы по Главе 2

1. Обоснована схема размещения датчиков для измерения давления вне и внутри насосно-компрессорных труб, в которой контрольными точками являются прием и выкид насоса, межтрубное пространство, полость насосно-компрессорных труб. Местоположение измерительных датчиков определяет привязка потоков жидкости межтрубного пространства, из пласта, в насосно-компрессорных трубах к приему насоса.

2. Разработана конструкция, позволяющая непосредственно измерять давление в нескольких точках ствола скважины, при этом не изменяя геометрию гидравлического канала внутри насосно-компрессорных труб. Разработан узел крепления корпуса датчиков давления, преимуществом которого является надежность конструкции за счет дополнительной фиксации корпуса датчиков к насосно-компрессорным трубам.

3. Выполнена оценка разрешающей способности датчиков давления (по плотности) для выбора АЦП, свидетельствующая о получении достоверных значений плотности жидкости в скважине.

4. Выполнена оценка погрешности определения расчетной обводненности жидкости по измеренным значениям давлений в двух контрольных точках. Результаты исследований (средняя относительная погрешность составила 0,27%, средняя абсолютная погрешность – 0,7) подтверждают применимость косвенного метода для получения значений обводненности жидкости и использования их в алгоритме управления процессом добычи нефти.

5. Разработаны способы контроля влагосодержания продукции нефтедобывающих скважин, позволяющие повысить достоверность определения обводненности жидкости за счет установки момента времени контроля достоверных показаний наземного поточного влагомера.

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТИ

3.1 Математическая модель притока жидкости из пласта

Модель призабойной зоны скважины является сложной, поскольку должна отражать ее основные характеристики [1, 19, 25]. В работах [39, 58, 67, 68, 114, 116, 119-121] представлены усовершенствованные системы разработки нефтяных месторождений. К основным параметрам пласта относят пластовое давление, коэффициент продуктивности, характеристики добываемой продукции, глубину скважины, глубину подвески насоса. Коэффициент продуктивности является сложной функцией изменения пластового давления и ряда других факторов [28, 61, 62, 102].

Предположим, что нам известны индикаторные кривые по жидкости и по нефти, согласно рисунку 3.1.

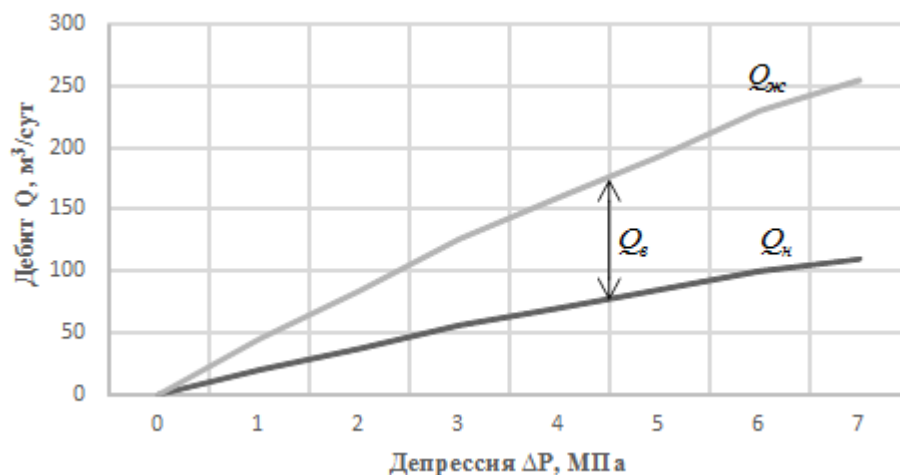


Рисунок 3.1 – Индикаторные кривые по жидкости и по нефти

Тогда установившееся значение притока жидкости из пласта определяется по следующему соотношению

$$Q_1 = K_n \cdot \Delta P + K_\epsilon \cdot \Delta P = (K_n + K_\epsilon) \Delta P = K_{np} \cdot \Delta P, \quad (3.1)$$

где K_n и K_g – коэффициенты продуктивности для нефти и воды, соответственно; ΔP – депрессия.

Учитывая (1.3) приток жидкости из пласта

$$Q_1 = K_{np} (P_{nl} - P_{заб}), \quad (3.2)$$

где пластовое давление $P_{nl} = P_{zn} + P_1(0)$; забойное давление $P_{заб} = P_{zn} + P_1(t)$; P_{zn} – давление на участке скважины забой – прием насоса, МПа; $P_1(0)$ – давление на приеме насоса в режиме пуска скважины, МПа; $P_1(t)$ – давление на приеме насоса в период рабочего переходного режима, МПа.

Считаем пластовое давление P_{nl} и давление на участке скважины забой – прием насоса P_{zn} постоянными в течение некоторого определенного времени. Тогда давление на приеме насоса в режиме пуска скважины $P_1(0)$ также постоянно на время пуска насоса.

Согласно вышесказанному математическую модель притока жидкости из пласта Q_1 можно записать следующим образом:

$$Q_1 = K_{np} [P_1(0) - P_1(t)]$$

$$\begin{cases} \text{при } t = 0 & Q_1 = 0 \\ \text{при } t = \infty & Q_1 = Q_n \end{cases} \quad (3.3)$$

В работе [12] показана реализация математической модели притока жидкости из пласта Q_1 за счет измерения давления на приеме насоса P_1 в программе *Matlab/Simulink* (рис. 3.2). На модели применялась математическая зависимость потоков жидкости Q_1 , Q_2 и Q_n .

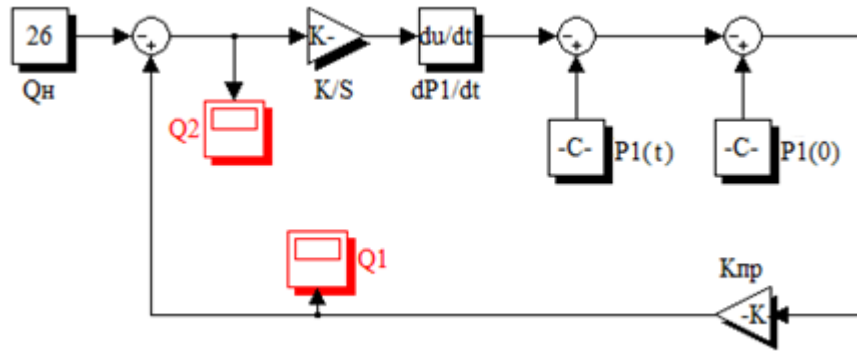


Рисунок 3.2 – Динамическая модель притока жидкости из пласта за счет давления на приеме насоса в программе *Matlab/Simulink*.

На рисунке 3.3 представлены результаты исследований модели в рабочем переходном режиме.

На модели выявлено, что при заданном значении дебита жидкости 26 м³/сут. приток жидкости из пласта Q_1 достигает значения 26 м³/сут. за 6,9 часов и стабилизируется (рис.3.3) [12].

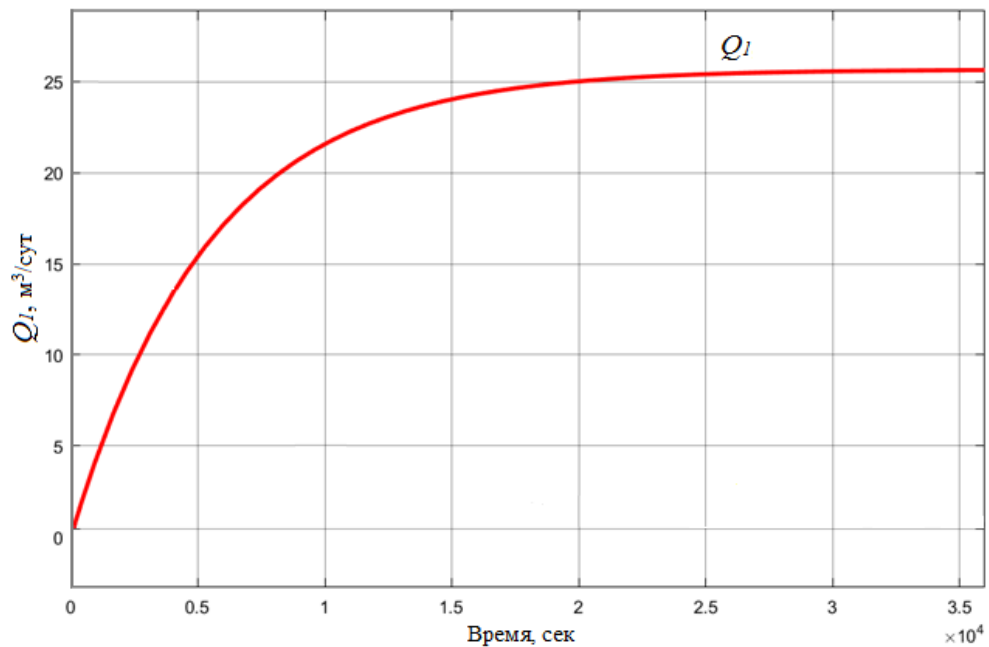


Рисунок 3.3 – График изменения притока жидкости из пласта Q_1

3.2 Математическая модель потока жидкости в межтрубном пространстве

Межтрубное пространство в процессе добычи нефти выполняет основную функцию по обеспечению стационарного режима работы для скважин с электроцентробежным насосом, и квазистационарный режим – для скважин со штанговым глубинным насосом. Если рассматривать часть межтрубного пространства, заполненного преимущественно нефтью как вертикальный сосуд (столб нефти) достаточно большой высоты, которая выбирается глубиной установки насоса под уровень нефти, то можно выделить две основные характеристики этого пространства:

- обеспечение необходимого забойного давления для получения заданного дебита жидкости [65];
- динамическая компенсация всех возмущений режима работы оттоком нефти из межтрубья в насосно-компрессорные трубы и на поверхность, либо притоком нефти в межтрубье из пласта, изменяя в обоих случаях нефтесодержание потока в насосно-компрессорные трубах.

Таким образом, скважина, оборудованная системой добычи нефти постоянной (неизменной, стабильной) производительности, именно такой является скважина со штанговым глубинным насосом и электроцентробежным насосом, не требует никаких контрольных или регулирующих наземных устройств (типа групповые замерные установки, влагомеры, плотномеры, счетчики жидкости и т.д.), тем более, что эти приборы в принципе не могут обеспечить контроль забойных (пластовых) параметров (водосодержания, нефтесодержания и т.п.) по измерениям компонентов потока в наземных условиях.

Другими словами, заданная производительность дискретно обеспечивается выбором типа насоса, а плавно – либо дросселированием на устье, либо

применением ЧРЭП [36, 97]. Контроль водо – и нефтесодержания может быть обеспечен только глубинными приборами.

В начальный отрезок переходного процесса можно наблюдать по давлению на приеме насоса $P_1(t)$ скорость снижения уровня жидкости в межтрубном пространстве, т.е.

$$v_{ж}(t) = \frac{1}{\rho_{см} \cdot g} \cdot \frac{dP_1(t)}{dt}, \quad (3.4)$$

где $v_{ж}(t)$ – скорость изменения динамического уровня жидкости $H_{дин}$ в межтрубном пространстве, т.е. $v_{ж}(t) = \frac{dH_{дин}}{dt}$; $dP_1(t)$ – изменение давления на приеме насоса; $\rho_{см}$ – плотность смеси.

Соотношение (3.4) получено из $P_1(t) = \rho_{см} \cdot g \cdot H_{дин}(t)$.

Скорость изменения динамического уровня жидкости $v_{ж}$ должна уменьшиться до 0 еще до того, как динамический уровень достигнет критического значения $H_{дин} = H_{кр}$.

Поток жидкости межтрубного пространства можно определить по следующему соотношению

$$Q_2 = -\frac{dV}{dt} = -\frac{S \cdot dH_{дин}}{dt} = -\frac{S}{g \cdot \rho_{см}} \cdot \frac{dP_1(t)}{dt}, \quad (3.5)$$

где V – объем жидкости в межтрубном пространстве, м³; S – площадь сечения межтрубного пространства, м²; $H_{дин}$ – динамический уровень жидкости в межтрубном пространстве, м; $\rho_{см}$ – плотность смеси, кг/м³; g – ускорение свободного падения; P_1 – давление на приеме насоса, МПа.

Проанализируем давление P_1 по датчику на приеме насоса в рабочем переходном режиме при условии $Q_2 > 0$ (жидкость из межтрубья откачивается в насосно-компрессорные трубы через насос).

При пуске скважины в рабочем переходном режиме суммарный поток жидкости $Q_1 + Q_2 = Q_n$ с учетом (3.3) и (3.5) примет следующий вид:

$$\frac{S}{g \cdot \rho_{cm}} \cdot \frac{dP_1(t)}{dt} = K_{np} \cdot (P_1(0) - P_1(t)) - Q_n. \quad (3.6)$$

где $P_1(0)$ – давление на приеме насоса в режиме пуска скважины, МПа; $P_1(t)$ – давление на приеме насоса в период рабочего переходного режима, МПа.

Согласно [42] при установившемся режиме давление на приеме насоса постоянно $P_1 = P_{cm}$, $\frac{dP_1(t)}{dt} = 0$.

Отсюда

$$K_{np} \cdot (P_1(0) - P_{cm}) = Q_n. \text{ или } P_{cm} = P_1(0) - \frac{Q_n}{K_{np}}. \quad (3.7)$$

Обозначим разность

$$P_1(t) - P_{cm} = \Delta P_1(t) \quad (3.8)$$

Подставив (3.8) в (3.6) получим

$$\frac{S}{g \cdot \rho_{cm}} \cdot \frac{d(\Delta P_1 + P_{cm})}{dt} = K_{np} \cdot (P_1(0) - \Delta P_1 - P_{cm}) - Q_n. \quad (3.9)$$

или

$$\frac{S}{g \cdot \rho_{cm}} \cdot \frac{d(\Delta P_1 + P_{cm})}{dt} = -K_{np} \cdot \Delta P_1(t). \quad (3.10)$$

Отсюда

$$\frac{d\Delta P_1(t)}{dt} = -\frac{K_{np} \cdot g \cdot \rho_{cm}}{S} \cdot \Delta P_1(t) = -\alpha \cdot \Delta P_1(t), \quad (3.11)$$

где $\alpha = \frac{K_{np} \cdot g \cdot \rho_{cm}}{S}$.

Далее

$$\frac{d\Delta P_1(t)}{\Delta P_1(t)} = -\alpha \cdot dt. \quad (3.12)$$

Проинтегрировав (3.12) получим $\Delta P_1(t) = \Delta P_1(0) \cdot e^{-\alpha \cdot t}$. (3.13)

Если $\Delta P_1(0) = P_1(0) - P_{cm}$ тогда $\Delta P_1(t) = (P_1(0) - P_{cm}) \cdot e^{-\alpha \cdot t}$.

С учетом (3.8) получим

$$P_1(t) = P_{cm} + (P_1(0) - P_{cm}) \cdot e^{-\alpha \cdot t}. \quad (3.14)$$

Таким образом, значение давления P_1 по датчику на приеме насоса убывает по экспоненте от $P_1(0)$ (рис. 3.4), соответствующего $P_{пл} = P_{заб}$, до установившегося значения давления P_{cm} при расходе потока жидкости Q_n через насос [13].

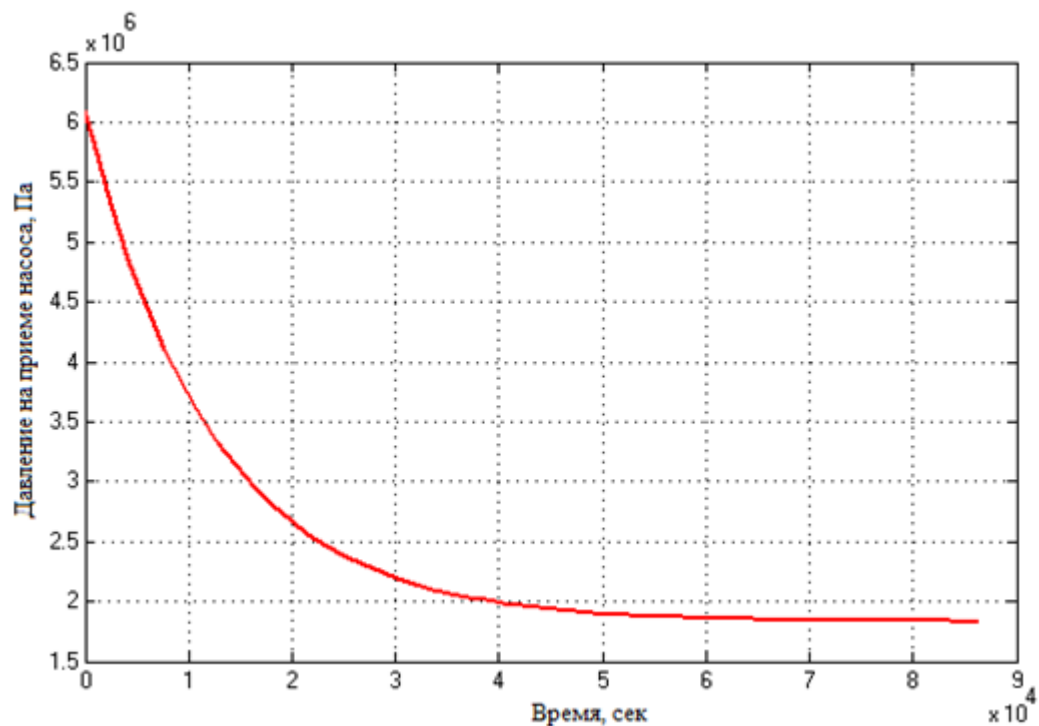


Рисунок 3.4 – Изменение давления P_1 на приеме насоса в рабочем переходном режиме

Проанализируем давление P_1 по датчику на приеме насоса при условии $Q_2 < 0$ (жидкость из пласта перетекает в межтрубье).

В этом случае формула (3.6) примет вид:

$$\frac{S}{g \cdot \rho_{см}} \cdot \frac{dP_1(t)}{dt} = Q_n - K_{np} \cdot (P_1(t) - P_1'(0)), \quad (3.15)$$

где $P_1'(0)$ – новое установившееся давление на приеме насоса, МПа; $P_1(t)$ – давление на приеме насоса в период рабочего переходного режима, МПа.

При установившемся режиме $P_1 = P_{см}$, $\frac{dP_1(t)}{dt} = 0$.

Отсюда

$$K_{np} \cdot (P_{см} - P_1'(0)) = Q_n \text{ или } P_{см} = P_1'(0) + \frac{Q_n}{K_{np}}. \quad (3.16)$$

Обозначим разность

$$P_{см} - P_1 = \Delta P_2. \text{ или } P_1 = P_{см} - \Delta P_2. \quad (3.17)$$

Подставив (3.17) в (3.15) получим

$$\frac{S}{g \cdot \rho_{см}} \cdot \frac{d(P_{см} - \Delta P_2)}{dt} = Q_n - K_{np} \cdot (P_{см} - P_1'(0)) + K_{np} \cdot \Delta P_2. \quad (3.18)$$

или

$$-\frac{S}{g \cdot \rho_{см}} \cdot \frac{d(\Delta P_2)}{dt} = K_{np} \cdot \Delta P_2.$$

Отсюда

$$\frac{d\Delta P_2(t)}{dt} = -\frac{K_{np} \cdot g \cdot \rho_{см}}{S} \cdot \Delta P_2(t) = -\alpha \cdot \Delta P_2. \quad (3.19)$$

где $\alpha = \frac{K_{np} \cdot g \cdot \rho_{см}}{S}$.

Проинтегрировав (3.19) получим

$$\ln \frac{\Delta P_2(t)}{\Delta P_2(0)} = -\alpha \cdot dt. \quad (3.20)$$

$$\Delta P_2(t) = \Delta P_2(0) \cdot e^{-\alpha \cdot t}. \quad (3.21)$$

Если $\Delta P_2(0) = P_{cm} - P_1'(0)$ тогда $\Delta P_2(t) = (P_{cm} - P_1'(0)) \cdot e^{-\alpha \cdot t}$.

С учетом (3.17)

$$P_1 = P_{cm} - (P_{cm} - P_1'(0)) \cdot e^{-\alpha \cdot t}. \quad (3.22)$$

Значение давления на приеме насоса возрастает, асимптотически стремясь к значению P_{cm} .

При установке датчиков давлений P_1 , P_2 в контрольных точках межтрубного пространства скважины можно определять следующие параметры:

– расход жидкости, пришедшей в межтрубное пространство (или откачанной из него) по формуле

$$Q_2 = v_{жс} \cdot S = v_{жс} \cdot \pi \cdot \frac{D^2 - d^2}{4}, \quad (3.23)$$

где $v_{жс} = \frac{(P_1 - P_{2n}) / \rho_{жс}^{вне} \cdot g}{n \cdot \Delta t}$ – скорость движения жидкости в межтрубном пространстве, м/с; P_1 и P_{2n} – давления жидкости в межтрубном пространстве, МПа; D – диаметр обсадной колонны, м; d – диаметр насосно-компрессорной трубы, м [18].

– уровни жидкости (нефти) в межтрубном пространстве $H_{жс}$, разделенные временным интервалом $n \cdot \Delta t$ определяются по давлениям P_1 , P_{2n}

$$H_{жс1} = \frac{P_1}{g \cdot \rho_{жс}^{вне}}, \quad H_{жсn} = L + \frac{P_{2n}}{g \cdot \rho_{жс}^{вне}}, \quad (3.24)$$

где P_1 и P_{2n} – измеренное давление (отсчёты, разделённые одним или несколькими интервалами дискретизации) в двух точках внутри межтрубного

пространства скважины, МПа; $n = 1, 2, 3, \dots, n_{\max} = \frac{t_{\max}}{\Delta t}$ – временной интервал дискретизации; t_{\max} – время, при котором $P_n = const$, сек; Δt – интервал дискретизации при измерении давления, сек [18].

– определяя уровни жидкости (нефти) $H_{жс}$ (3.24) можно контролировать водонефтяной раздел (ВНР) в межтрубном пространстве.

– плотности жидкости на уровне приёма насоса $\rho_{жс.пр}^{вне}$ и в межтрубном пространстве $\rho_{жс}^{вне}$ определяются по формулам

$$\rho_{жс.пр}^{вне} = \frac{P_1 - P_2}{g \cdot L}, \quad \rho_{жс}^{вне} = \frac{P_1}{g \cdot H_{дин}}, \quad (3.25)$$

Плотности жидкости, получаемые в межтрубном пространстве в режиме реального времени можно использовать в вычислительных алгоритмах для более точного определения притока жидкости из пласта Q_1 и потока жидкости межтрубного пространства Q_2 , а также для определения расчетной обводненности жидкости.

Динамический уровень жидкости $H_{дин}$ можно определять по давлению на выкиде насоса P_1' и средней плотности столба жидкости в межтрубном пространстве $\rho_{жс}^{вне}$, определяемой по давлениям P_1 и P_2 :

$$H_{дин} = \frac{P_1'}{\rho_{жс}^{вне} \cdot g} - H, \quad (3.26)$$

где H – напор насоса, определяемый по напорно-расходной характеристике $H = f(Q_n)$, м [18].

При установившемся режиме система управления должна регулировать динамический уровень $H_{дин} = const$. Регулировать необходимо из-за загрязнения призабойной зоны пласта, отложения солей и парафина,

проникновения в межтрубное пространство газированных глобул нефти, которые изменяют плотность нефти в межтрубном пространстве и т.п.

Использование вышеуказанных данных системой управления процессом добычи нефти при измерении давлений P_1, P_2, P_1', P_2' в контрольных точках ствола скважины обеспечит вывод нефтедобывающей скважины на необходимый режим эксплуатации за счёт управления (при наличии ЧРЭП) режимом работы скважины с целью стабилизации заданной нормы добычи в условиях воздействия как внутренних, так и внешних возмущений [18].

Поток жидкости межтрубного пространства Q_2 можно контролировать по изменению динамического уровня жидкости

$$Q_2 = S \cdot \frac{dH_{дин}}{dt}. \quad (3.27)$$

или согласно соотношению (3.5).

На рисунке 3.5 представлены результаты исследований динамической модели потока жидкости в межтрубном пространстве (3.5) в рабочем переходном режиме.

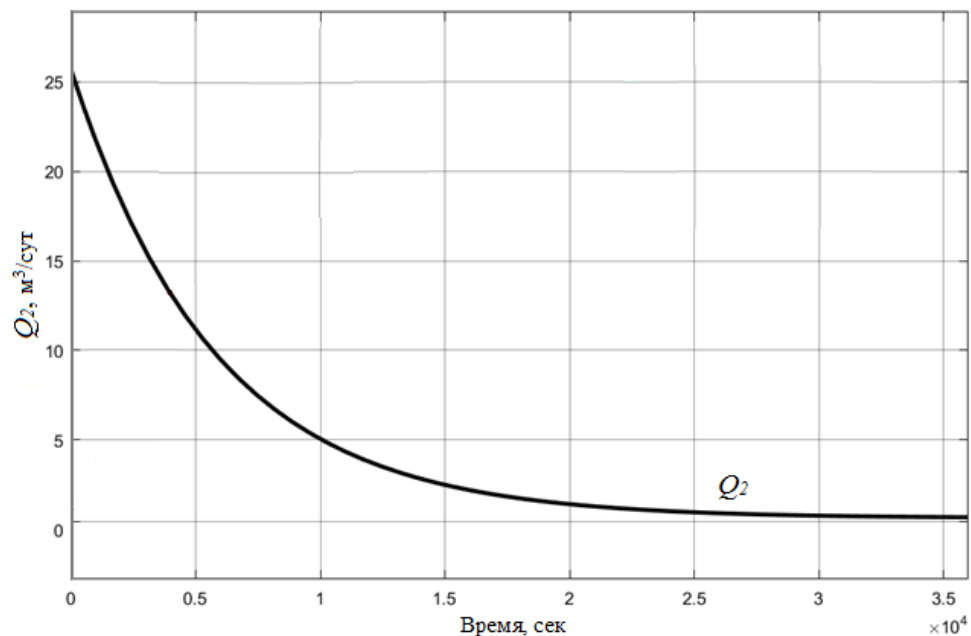


Рисунок 3.5 – График изменения потока жидкости межтрубья $Q_2(t)$

На модели выявлено, что при заданном значении дебита жидкости 26 м³/сут. поток жидкости межтрубья уменьшается с 26 м³/сут. до нуля за 6,9 часов. За это же время приток из пласта экспоненциально увеличивается от 0 м³/сут до 26 м³/сут. При этом поток через насос остаётся постоянным 26 м³/сут (рис. 3.8).

Для регулирования дебита жидкости необходимо вести непрерывный контроль давления и плотности добываемой продукции и с учетом их изменения осуществлять необходимые управляющие воздействия в реальном времени. Поэтому математическая модель дебита жидкости в дифференциальной форме (как для этапа пуска насоса после простоя, так и для рабочего режима) может быть представлена зависимостями от значений давлений, получаемых из нескольких контрольных точек скважины с помощью разработанных датчиков:

$$Q_n = f(P) = \varphi[(P_1^{\wedge} - P_1), \frac{(P_2^{\wedge} - P_1^{\wedge})}{L}, \frac{(P_1 - P_2)}{g \cdot \rho_{cm}}] =$$

$$= K_{np} (P_1(0) - P_1(t)) + \frac{S}{g \cdot \rho_n} \cdot \frac{dP_1}{dt}, \quad (3.28)$$

где ρ_n – плотность дегазированной нефти, определяемая по двум датчикам давления в межтрубном пространстве, кг/м³; ρ_{cm} – плотность смеси, кг/м³; $P_1^{\wedge} - P_1 = P_n$ – действительный напор, развиваемый насосом; $P_1(0)$ – давление на приеме насоса в режиме пуска скважины, МПа; P_2 – давление газа на устье межтрубья, МПа.

В установившемся режиме формула (3.28) примет вид

$$Q_n = Q_1 = K_{np} (P_1(0) - P_{cm1}), \quad (3.29)$$

где P_{cm1} – давление первого установившегося режима, МПа.

В последующих переходных режимах

$$Q_n = K_{np} (P_{cni} - P_1(t)) + / - \frac{S}{g \cdot \rho_{cm}} \cdot \frac{dP_1}{dt}, \quad (3.30)$$

где $i = 2, 3, 4, \dots$ – номер установившегося режима.

Рассчитаем среднюю относительную погрешность математической модели дебита жидкости (3.29) в установившемся режиме по формуле:

$$\varepsilon = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|y_i - \hat{y}_i|}{y_i} \cdot 100\%, \quad (3.31)$$

где y_i и \hat{y}_i – экспериментальное и модельное значение дебита жидкости.

Для расчета использовался массив экспериментальных данных по 20 скважинам. Средняя относительная погрешность математической модели дебита жидкости составила 4,36%.

Найдем передаточную функцию объекта управления. Для этого запишем дифференциальное уравнение (3.6) в следующем виде

$$-\frac{S}{g \cdot \rho_{cm}} \cdot \frac{dP_1(t)}{dt} + K_{np} \cdot (P_1(0) - P_1(t)) = Q_n. \quad (3.32)$$

Обозначим $P_1(0) - P_1(t) = \Delta P_1(t)$. Соответственно $P_1(t) = P_1(0) - \Delta P_1(t)$.

Получим

$$-\frac{S}{g \cdot \rho_{cm}} \cdot \frac{d(P_1(0) - \Delta P_1(t))}{dt} + K_{np} \cdot \Delta P_1(t) = Q_n(t). \quad (3.33)$$

Далее

$$\frac{S}{g \cdot \rho_{cm}} \cdot \frac{d\Delta P_1(t)}{dt} + K_{np} \cdot \Delta P_1(t) = Q_n(t). \quad (3.34)$$

Разделим уравнение (3.34) на K_{np}

$$\frac{S}{g \cdot \rho_{cm} \cdot K_{np}} \cdot \frac{d\Delta P_1(t)}{dt} + \Delta P_1(t) = \frac{1}{K_{np}} Q_n(t). \quad (3.35)$$

Получим

$$T \cdot \frac{d\Delta P_1(t)}{dt} + \Delta P_1(t) = K \cdot Q_H(t). \quad (3.36)$$

где $K = \frac{1}{K_{np}}$, $T = \frac{S}{g \cdot \rho_{см} \cdot K_{np}}$.

Запишем уравнение (3.36) в операторной форме

$$T \cdot s \cdot \Delta P_1(s) + \Delta P_1(s) = K \cdot Q_H(s). \quad (3.37)$$

Получим передаточную функцию для объекта управления

$$W(s) = \frac{\Delta P_1(s)}{Q_H(s)}. \quad (3.38)$$

Передаточная функция является аperiодическим звеном I порядка

$$W(s) = \frac{K}{Ts + 1}, \quad (3.39)$$

где K – коэффициент усиления, T – постоянная времени объекта управления.

3.3 Математическая модель гидравлического тракта «насос - насосно-компрессорные трубы»

Внутри насосно-компрессорных труб при измерении давлений в контрольных точках P_1' , P_2' скважины можно получить следующие технологические параметры [19]:

– высота столба водонефтяной смеси $H_{вн}$ отдельно на участке от выкида насоса до уровня жидкости в насосно-компрессорных трубах, где давление становится меньше давления насыщения нефти газом $P_{нас}$ [18]

$$H_{вн} = \frac{P_1' - P_{нас}}{g \cdot \rho_{ж.вык}^{вну}}, \quad (3.40)$$

– плотность жидкости на уровне выкида насоса $\rho_{ж.вык}^{вну}$ и среднюю плотность столба жидкости внутри насосно-компрессорных труб $\rho_{жс}^{вну}$ [18]

$$\rho_{ж.вык}^{вну} = \frac{P_1' - P_2'}{g \cdot L}, \quad \rho_{ж}^{вну} = \frac{P_1'}{g \cdot H_{сн}}. \quad (3.41)$$

– высота столба водогазонефтяной смеси $H_{вгн}$ при известной глубине спуска насоса $H_{сн}$ [18]

$$H_{вгн} = H_{сн} - H_{вн}. \quad (3.42)$$

Получение перечисленных параметров можно использовать в вычислительных алгоритмах управления процессом добычи нефти для повышения эффективности эксплуатации скважин.

Исходя из материального баланса в точке критического давления $P_{кр}$ (рис.3.9) расходы жидкости на входе и выходе насоса равны. Расход жидкости на выходе из насоса можно регулировать, изменяя обороты насоса.

Поток жидкости в насосно-компрессорных трубах $Q_{н.вых}$ незначительно отличается от потока Q_n , выходящего из насоса из-за гидравлических потерь в насосе и насосно – компрессорных трубах

$$Q_{н.вых} = R_{гидр} \cdot Q_n, \quad (3.43)$$

где $R_{гидр}$ – коэффициент гидравлических потерь.

Во время переходного процесса появляется возможность регистрации зависимости давления на приеме насоса от времени. При этом интерес представляет три ситуации:

1. Насос откачивает избыток нефти из межтрубья, вызванный спуском оборудования в скважину после ремонта скважины и равный $\Delta H_{сн}$. Объем этой нефти можно определять зная $H_{сн}$, глубину спуска насоса и объем спущенного под уровень оборудования. Откачивается остаток этого избытка, поскольку его часть, а может быть и весь избыток, поглощается пластом во время спуска

насосно-компрессорных труб согласно формуле приемистости с показателем экспоненты, определяющим время достижения H_{cm} .

2. После откачки объема нефти, соответствующего ΔH_{cm} наступает момент когда $\rho_n \cdot g \cdot H_{cm} = P_{пл}$. С этого момента появляется приток жидкости из пласта Q_1 , но насос еще продолжает откачивать нефть из межтрубного пространства Q_2 и воду из пространства под насосом, которую снизу подталкивает жидкость из пласта. Здесь, как известно, существует три варианта развития процесса получения установившегося режима:

- приём насоса на уровне ВНР;
- приём насоса выше уровня ВНР;
- приём насоса ниже уровня ВНР (рис.3.6).

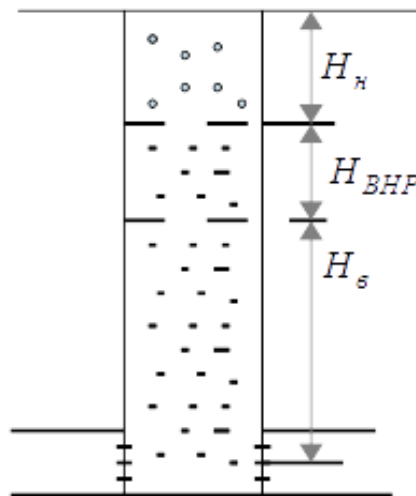


Рисунок 3.6 – Распределение жидкости в стволе обсадной колонны:

H_n – столб дегазированной нефти, $H_в$ – столб пластовой воды,

$H_{ВНР}$ – водонефтяной раздел.

Величины $H_в$ и H_n определяются любым геофизическим прибором в остановленной скважине, а плотности нефти ρ_n и воды $\rho_в$, как правило,

известны по лабораторным исследованиям. Это позволяет определить вес столба жидкости, который равен текущему пластовому давлению, т.е.

$$P_{пл} = \rho_в \cdot g \cdot H_в + \rho_н \cdot g \cdot H_н.$$

После окончания ремонтных работ эти же данные могут использоваться для подбора насоса и расчета глубины спуска насоса.

3. Установившийся процесс, когда весь выходной поток из насоса равен притоку из пласта $Q_н = Q_1$. При этом $H_{дин} = const$ и в случае, когда $Q_{н.вых} = R_{гидр} \cdot Q_н = Q_{вых}^{ПДГТМ}$, его необходимо поддерживать, регулируя обороты насоса.

Исходный дебит скважины $Q_{вых}^{ПДГТМ}$ задается разработкой месторождения т.е. это выходной параметр ПДГТМ. Под этот расход проектируется оборудование скважины: тип насоса, глубина спуска и т.д.

$$Q_н = Q_{ном} \cdot \frac{n}{n_н}, \quad (3.44)$$

где $Q_{ном}$ – номинальный расход потока на выходе насоса, при частоте $\omega = 50 Гц$, $n_н$ – номинальная частота оборотов насоса (при частоте $\omega = 50 Гц$), об/мин, n – текущая частота оборотов насоса, об/мин.

Все три ситуации, изложенные выше для режима $P_{заб} > P_{нас}$ и $P_1 > P_{нас}$, развиваются по разному в зависимости от исходного расположения ВНР относительно приема насоса, от исходной индикаторной кривой $Q_{н.вых} = f(\Delta P) = f(P_{заб})$ и от заданной напорной характеристики насоса.

Последнее условие говорит о темпе компенсирующего поток нефти из межтрубного пространства Q_2 притоком жидкости из пласта Q_1 , т.е., другими словами, - это комплексный параметр пласта T_c .

Физически процесс при $Q_н = const$ развивается согласно рисунку 3.7.

Сначала насос с производительностью равной Q_H откачивает избыток нефти высотой $\Delta H_{cm} = H_{cm}^* - H_{cm}$, где H_{cm}^* - уровень жидкости в скважине после спуска насоса перед его включением (может быть состояние $H_{cm}^* = H_{cm}$ за счет ухода жидкости – глушения в пласт). После снижения уровня жидкости до статического H_{cm} последовательно начинается снижение забойного давления $P_{заб}$, увеличение депрессии ΔP , приток жидкости из пласта Q_1 .

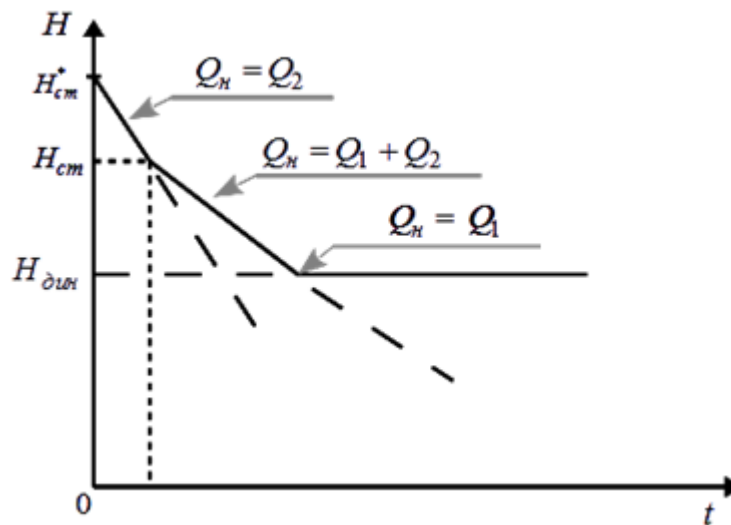


Рисунок 3.7 – График изменения динамического уровня жидкости в процессе вывода скважины на установившийся режим

Однако, появление притока жидкости из пласта Q_1 добавляет к изменению $P_{заб}$ вторую составляющую – изменение веса столба жидкости на участке «призабойная зона скважины–насос», а с течением времени и на участке межтрубью (рис. 3.7). Это изменяет наклон $H_{дин}(t)$ до нуля (т.е. $H_{дин} = const$).

В это время давление на приеме насоса $P_1(t)$ при уровне жидкости $H = H_{cm}$ $P_1 = (H_{cm} - H_{cn}) \cdot \rho_n \cdot g$. По времени – это $t=0$.

Далее $Q_n = Q_2 + Q_1$, при этом $Q_2(t)$ уменьшается до 0, а $Q_1(t)$ увеличивается до Q_n . Идеальный вариант, когда темп (скорость) уменьшения потока жидкости межтрубья $Q_2(t)$ равен скорости увеличения притока жидкости из пласта $Q_1(t)$, согласно рисунку 3.8.

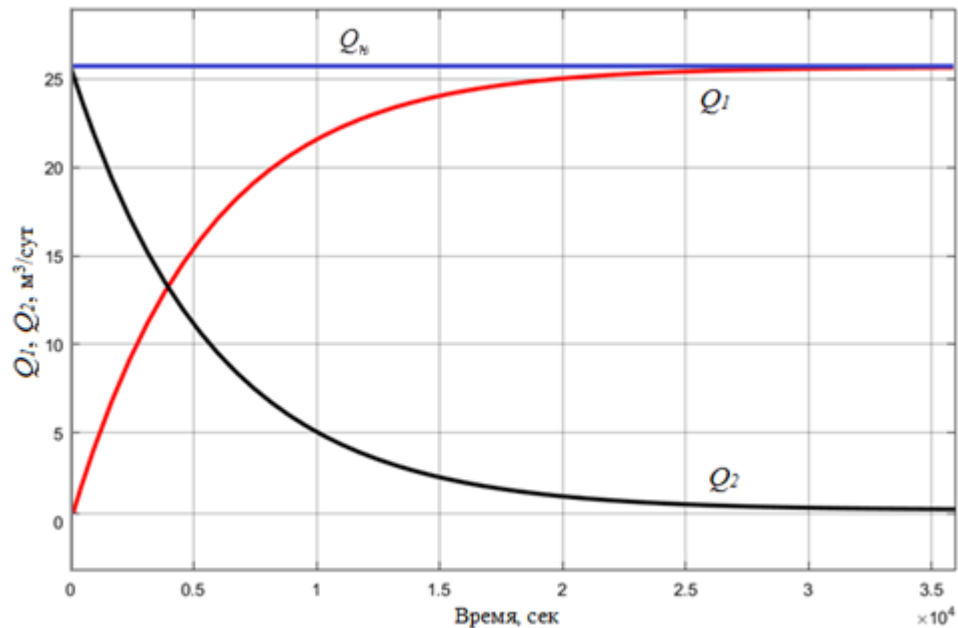


Рисунок 3.8 – График изменения потока жидкости межтрубья $Q_2(t)$, притока жидкости из пласта $Q_1(t)$ и потока жидкости на выходе насоса Q_n

При этом давление на приеме насоса $P_1(t)$ не должно уменьшаться до критического значения $P_1(t)_{кр}$, а должно установиться на определенном значении выше критического $P_1(t) > P_1(t)_{кр}$ (рис 3.9).

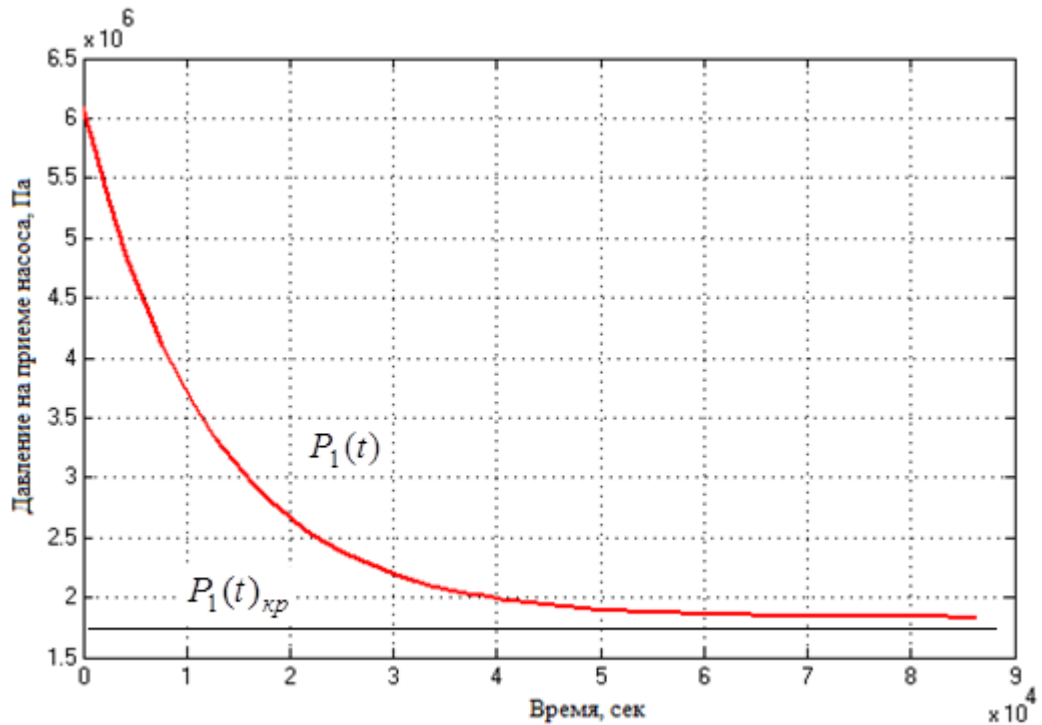


Рисунок 3.9 – График изменения давления на приеме насоса.

3.4 Динамическая модель погружного электроцентробежного насоса

Механическая часть электродвигателя описывается известным уравнением динамики:

$$\frac{1}{2\pi J} \cdot \frac{dn}{dt} = M_{\partial} - M_c, \quad (3.45)$$

где J – момент инерции электродвигателя; n – частота вращения электродвигателя; M_{∂} – момент, создаваемый электродвигателем; M_c – момент сопротивления вала электродвигателя.

Учитывая (3.45) получим следующее дифференциальное уравнение [72]

$$\frac{dn}{dt} = \frac{1}{2\pi J} \left[\frac{2 \cdot M_k (1 + \alpha \cdot S_{кр})}{\frac{S}{S_{кр}} + \frac{S_{кр}}{S} + 2 \frac{r_1}{r_2} S_{кр}} - M_c \right], \quad (3.46)$$

где $M_\partial = \frac{1}{2\pi J} \cdot \left(\frac{2 \cdot M_k (1 + \alpha \cdot S_{кр})}{\frac{S}{S_{кр}} + \frac{S_{кр}}{S} + 2 \frac{r_1}{r_2} S_{кр}} \right)$; M_k – критический момент на валу

электродвигателя в номинальном режиме; $\alpha = \frac{\omega}{\omega_1}$, ω и ω_1 – текущая частота и частота питания тока при установившемся режиме работы скважины; $S_{кр}$ и S – максимальное скольжение и скольжение ротора электродвигателя; r_1 – активное сопротивление статора; r_2' – активное приведенное сопротивление ротора.

Момент сопротивления M_c является основной нагрузкой для погружного электродвигателя и может быть выражен с помощью значений давления на входе P_1 и выходе P_1' электроцентробежного насоса и условия равенства полезных мощностей погружного электродвигателя N_∂ и электроцентробежного насоса N_n [72], которые определяются следующим образом:

$$N_\partial = 2\pi n \cdot M_c. \quad (3.47)$$

$$N_n = \frac{Q_n \cdot (P_1' - P_1)}{102 \cdot \eta_n} \cdot 10^3, \quad (3.48)$$

где η_n – номинальный КПД.

Учитывая (3.47 и 3.48) получаем момент сопротивления вала электродвигателя

$$M_c = \frac{Q_n \cdot (P_1' - P_1) \cdot 10^3}{102 \cdot \eta_n \cdot 2\pi n}, \quad (3.49)$$

Подставляя (3.49) в (3.46) получаем динамическую модель электроцентробежного насоса

$$\frac{dn}{dt} = \frac{1}{2\pi J} \left[\frac{2 \cdot M_k (1 + \alpha \cdot S_{кр})}{\frac{S}{S_{кр}} + \frac{S_{кр}}{S} + 2 \frac{r_1}{r_2} S_{кр}} - \frac{Q_n \cdot (P_1' - P_1) \cdot 10^3}{102 \cdot \eta_n \cdot 2\pi n} \right]. \quad (3.50)$$

На рисунке 3.10 представлена структурная схема динамической модели электроцентробежного насоса с использованием значений датчиков давления на входе P_1 и выходе насоса P_1' .

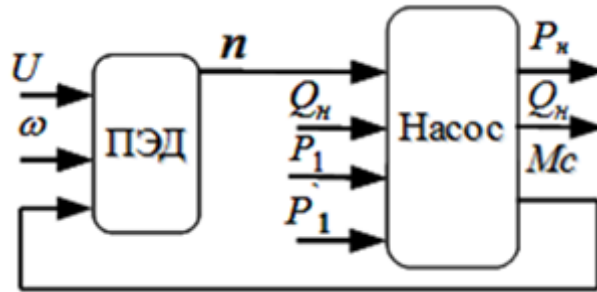


Рисунок 3.10 – Структурная схема динамической модели электроцентробежного насоса

3.5 Методика подбора электроцентробежного насоса

Очень важным вопросом любого нефтегазодобывающего управления (НГДУ) является вопрос грамотного подбора типоразмеров электроцентробежного насоса к конкретным скважинам. Методика подбора электроцентробежного насоса к нефтедобывающим скважинам основана на законах движения газожидкостной смеси по стволу скважины, рассматривая обсадную колонну и насосно-компрессорные трубы отдельно, на

фильтрационных свойствах пласта и его призабойной зоны, а также на зависимостях гидродинамики электроцентробежного насоса. Правильный выбор насоса обеспечивает надёжный вывод скважины на режим и последующую работу. Выводом скважин на установившийся режим эксплуатации принято называть процесс освоения скважин после ремонта, т.е. снижение противодействия на пласт, создание депрессии и вызов притока жидкости из пласта.

Для автоматического управления гидродинамической системой «призабойная зона скважины – межтрубное пространство – насос – насосно-компрессорные трубы», другими словами, режимами отбора продукции скважин особенно важным становится оптимальный выбор глубины подвески для всех типов насосов. Поскольку, например, уменьшение глубины подвески штанового насоса приводит к снижению энергозатрат и увеличению межремонтного периода скважины, а увеличение глубины подвески электроцентробежного насоса приводит к уменьшению газосодержания на входе насоса и улучшению его рабочих характеристик.

В основу алгоритма подбора электроцентробежного насоса к нефтяным скважинам положены многократно апробированные положения и результаты работ, посвященные изучению теории работы скважинных электроцентробежных насосов на реальной пластовой жидкости. Подбор электроцентробежного насоса - это, по сути, определение основных рабочих показателей (КПД, подача, напор, потребляемая мощность, затраты на подъем тонны жидкости, различные условия работы основных узлов и деталей установок и т.д.) гидродинамической системы «призабойная зона скважины – межтрубное пространство – насос – насосно-компрессорные трубы» и выбор оптимальных сочетаний этих показателей. При этом оптимизация подбора

электроцентробежного насоса по различным критериям должна быть направлена на минимизацию себестоимости тонны нефти.

Методику подбора электроцентробежного насоса [55] можно значительно упростить за счет применения измеренных давлений P_1, P_2, P_1', P_2' в выделенных точках скважины и определения параметров косвенным методом.

Необходимые для методики основные технологические параметры:

1. Забойное давление по измеренному давлению на приеме насоса P_1

$$P_{заб} = P_1(0) + P_{\Delta}, \quad (3.51)$$

где P_{Δ} – давление столба жидкости на участке забой – прием насоса (не участвует в определении депрессии).

2. Показатели работы насоса: дебит жидкости $Q_n = Q_1 + Q_2$; напор P_n

$$P_n = P_1' - P_1. \quad (3.52)$$

3. Пересчет фактических характеристик насоса на стендовые, а затем на паспортные.

Реальные напорные характеристики насосов, полученные на стенде во время испытаний, как правило, отличаются от паспортных. Реальные характеристики $Q - P_n$ и $Q - \eta$ обычно располагаются ниже паспортных, поэтому требуется их корректировка по фактической вязкости жидкости [65].

Предложенная упрощенная методика позволяет оперативно подбирать соответствующий типоразмер электроцентробежного насоса.

Пример расчета подбора электроцентробежного насоса по упрощенной методике показал [112], что используемый в скважине насос ЭЦН6–100–1500 можно заменить на ЭЦН5–60–1000 с меньшим энергопотреблением. При этом экономический эффект от замены насоса составит 372 тыс. рублей в год.

3.6 Алгоритм отдельной идентификации модели управления процессом добычи нефти (пуск, переходный режим, установившийся режим, останов)

В работе [5] процесс добычи жидкости представлен как последовательность этапов (рис. 3.11):

1. Пуск скважины в работу (если это электроцентробежный насос, то включение электродвигателя от частотного регулятора с выходным напряжением минимальной частоты) с получением устойчивого режима.

2. Переходный режим, переход к дебиту жидкости по норме добычи и его стабилизация.

3. Установившийся режим, прогнозирование момента останова скважины с оценкой его причины.

4. Останов для ремонта или по технологии работы (например, при реализации кратковременной эксплуатации скважин) с дальнейшим проведением подготовительных работ к пуску скважины.

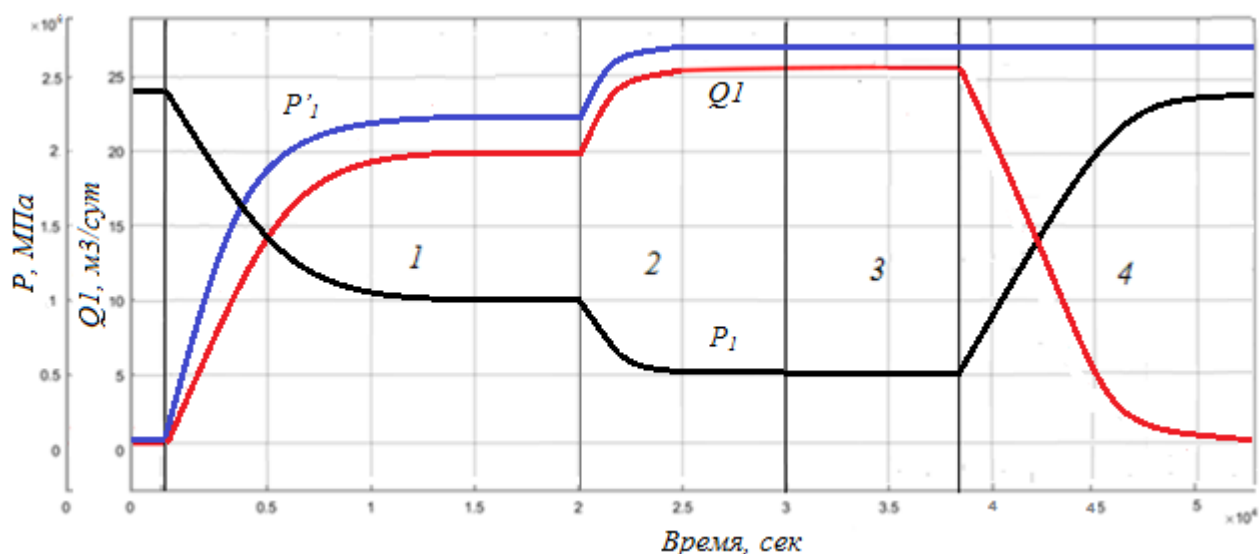


Рисунок 3.11 – Графики притока жидкости из пласта, давлений на приеме и выкиде насоса при последовательности этапов: пуска (1), переходного режима (2), установившегося режима (3), останова (4)

Первый этап характеризуется изменением дебита жидкости от 0 до $Q_{н.мин} = Q_1$, где $Q_{н.мин}$ – расход насоса при частоте питающего напряжения равной $\omega_{мин}$ (~ 35 Гц.). При этом производится регистрация изменения давления в контролируемых точках по стволу скважины. По этим измеренным значениям определяются (в реальном времени): плотность «чистой» (дегазированной и обезвоженной) нефти; плотность пластовой воды; статический уровень нефти в межтрубном пространстве и его изменения при спуске лифтового оборудования в скважину; скорректированные параметры насоса (коррекция на параметры среды); критические значения динамического уровня, давления и дебита; параметры передаточных функций объекта управления.

Если на первом и четвертом этапах обновление информационной базы получается в переходных режимах работы скважины при изменении дебита от 0 до $Q_{н.мин}$ и от $Q_{н.факт}$ до 0, то на втором этапе осуществляется переход к заданному режиму изменением дебита от $Q_{н.мин}$ до $Q_{н.зад}$ с последующей стабилизацией достигнутого динамического уровня с соблюдением условия $P_{дин} < P_{дин.кр1}$ (здесь $Q_{н.зад}$ – заданный расход по норме добычи; $Q_{н.факт}$ – расход жидкости через насос в момент его отключения; $P_{дин.кр1}$ – верхняя граница опасного для работы насоса давления на приеме насоса; $P_{дин.кр2}$ – нижняя граница зоны опасного для работы насоса давления на приеме насоса). В это время производится ряд скачкообразных изменений управляющего параметра (частоты питающего двигателя насоса напряжения) в сторону получения заданных значений контролируемых переменных (давления на выкиде насоса P_1' и дебита жидкости Q_n). При этом уточняются параметры передаточной функции скважинной системы управления.

Третий этап работы скважины самый длительный, во время которого поддерживается достигнутый уровень заданных контролируемых параметров и,

одновременно, производится анализ их флуктуаций (анализ шума), трендов, выбросов с целью прогнозирования износа, поломок оборудования, загрязнения призабойной зоны пласта, насоса и подъёмника. По результатам анализа принимается решение по останову скважины для ремонта.

В информационном плане четвёртый этап аналогичен исследованию скважины методом восстановления давления, поэтому все параметры пласта в зоне работы данной скважины, которые позволяют получить указанный метод (п.3.5), необходимо и важно использовать в алгоритме управления работой скважины. Кроме того, дополнительную информацию можно получить при спуско-подъёмных операциях нефтепромыслового глубинного оборудования, а также проведением геофизических исследований скважины в открытой и свободной от оборудования скважине. Таким образом, в этот период определяются: пластовое давление, скин-эффект, коэффициенты проницаемости, радиус призабойной зоны пласта, гидропроводность пласта, влияние объёма скважины на скорость изменения давления, тип насоса и глубина его спуска (если потребуется после ремонта изменить тип насоса) [5].

3.7 Методика управления процессом добычи нефти в цикле пуск - переходный режим - установившийся режим - останов

Переходя к системе управления режимом работы скважины с целью эффективной ее эксплуатации, последняя должна оборудоваться регулируемым насосом и частотным преобразователем [49, 114], комплектом глубинных датчиков давления по два на приёме и выкиде насоса с известным и небольшим расстоянием между ними [18], а также глубинным и скважинным контроллерами, вместе реализующими алгоритм управления. Перечисленные элементы комплекса технических средств характеризуются собственными особенностями работы. При решении задачи повышения эффективности работы

системы управления необходимо учитывать особенности работы каждого из этих элементов. Поэтому рассмотрим некоторые особенности работы насоса (на примере электроцентробежного) в реальной добывающей системе согласно этапам в цикле пуск - переходный режим - установившийся режим - останов. Каждый из этих этапов характеризуется своим алгоритмом работы, входящим составной частью в общий алгоритм управления работой скважины.

Начнём анализ функционирования системы управления с останова скважины, оборудованной электроцентробежным насосом, для проведения ремонта, т.е. с четвёртого этапа. В первую очередь до подъёма оборудования и освобождения сливного клапана продолжаем регистрацию давлений в точках P_1 , P_2 на приёме насоса и P'_1 , P'_2 на выкиде насоса, что позволит методом восстановления давления определить текущие параметры пласта. В дальнейшем после ремонта при пуске насоса появится возможность этим же методом уточнить (перепроверить) полученные результаты [112].

После стабилизации P_1 и P_2 (что говорит об отсутствии притока жидкости из пласта Q_1) подаётся сигнал на освобождение сливного клапана и начинается подъём оборудования, во время которого происходят контролируемые изменения уровня жидкости в межтрубном пространстве за счет циклического подъёма насосно-компрессорных труб из жидкости при спуско-подъемной операции, позволяющие уточнить расчетные значения продуктивности пласта. При подъёме насоса выше уровня жидкости система управления отключается.

В период простоя после подъёма оборудования в скважине происходят следующие процессы:

1. Глобулы газонасыщенной нефти, плотность которой меньше плотности дегазированной нефти и воды под действием ещё существующего перепада

давления попадают из пласта в скважину и барботируют вверх по её стволу (по обсадной колонне). При этом уровень жидкости $H_{см}$ повышается.

2. Плотность смеси $\rho_{см}$ сначала уменьшается, а затем после попадания глобул газонасыщенной нефти в зону, где давление меньше давления насыщения, начинает увеличиваться за счет выделения газа, который в это время уходит в атмосферу, поскольку устье скважины при ремонте открыто.

Во время достаточно длительной технологической паузы в открытой скважине произойдет расслоение жидкости на дегазированную нефть H_n и воду H_v (рис. 3.6), причем

$$H_n + H_v = H_{см} = \frac{P_n}{g \cdot \rho_n \cdot H_n} + \frac{P_v}{g \cdot \rho_v \cdot H_v}, \quad (3.53)$$

где P_n – давление столба нефти; P_v – давление столба воды.

Все неизвестные величины в этом выражении определяются с помощью проведения гидродинамических исследований в открытой скважине и лабораторными методами анализа глубинных проб. При отсутствии такой возможности значения H_n и H_v могут быть определены расчетным путем по ранее полученным значениям $H_{см}$, ρ_n , ρ_v и $P_{пл}$. После окончания ремонта начинается спуск глубинного оборудования на заданную глубину. Оборудование и глубина его спуска должны соответствовать индикаторной диаграмме скважины, норме добычи по ПДГТМ, объёму жидкости над приёмом насоса достаточному для того, чтобы в течение переходного процесса пуска насоса уровень жидкости в межтрубье не опускался ниже приёма насоса, и, естественно, конструктивным параметрам скважины. При касании насоса уровня жидкости включается система управления и запоминается глубина по счётчику подъёмной установки (глубина спуска до уровня жидкости – $H_{сп.уж}$). Эта величина непосредственно определяет статический уровень

$H_{cm} = H_{скв} - H_{сп.уж}$. При спуске каждой одинарной или двойной насосно-компрессорной трубы объём вытесненной жидкости приводит к повышению уровня жидкости на известную величину ΔH_{cm} , т.к. известны все конструктивные данные обсадной колонны, насосно-компрессорных труб и насоса. В интервале времени наращивания следующей трубы системой управления ведётся регистрация давлений комплектом глубинных датчиков давления по два на приёме P_1, P_2 и выкиде P'_1, P'_2 насоса. По этой зависимости определяется темп поглощения пластовой воды из скважины в пласт. При этом давление должно изменяться только в межтрубье, т.к. в насосе установлен обратный клапан. Поскольку производимая операция циклична, а спускаемые трубы одинаковы, то $\Delta H_{cm} = const$.

С учетом вышеизложенного можем записать $H = H_{cm} + \Delta H_{cm}$ после спуска каждой очередной трубы. Вместе с тем за время наращивания с дискретностью Δt регистрируем давления $P_1^1, P_1^2, P_1^3, \dots, P_1^m$, где m – число труб до глубины спуска насоса, и $P_2^1, P_2^2, P_2^3, \dots, P_2^m$, а так же вычисляем $H_1^1, H_1^2, H_1^3, \dots, H_1^m$ внутри интервала ΔH_{cm} . Поскольку давления P_1 и P_2 измерены на базе L , то можно вычислить плотность дегазированной нефти (3.25), находящейся в это время в межтрубье. В то же время забойное давление можно определить по формуле

$$P_{заб}^1 = P_1 + g \cdot \rho_n (H_n - \Delta L) + g \cdot \rho_g \cdot H_g. \quad (3.54)$$

Зная пластовое давление $P_{пл}$, и вычисляя скорость поглощения известного объёма жидкости $Q_2 = H_1 \cdot S / \Delta t$ за время Δt окончательно имеем – продуктивность пласта равную $K_{пр} = (P_{пл} - P_{заб}^1) / Q_1$ (здесь объём жидкости

$V = S \cdot H_1 = \pi \cdot (D^2 - d^2) (H_1^1 - H_{cm}) / 4$), где $P_{заб}^1$ – забойное давление, соответствующее давлению на приёме насоса P_1 .

После спуска насоса на заданную глубину может оказаться что приём насоса находится либо выше водонефтяного раздела, либо – ниже водонефтяного раздела. Считая для простоты анализа, что P_1, P_2 на приёме насоса и P'_1, P'_2 на выкиде насоса больше давления насыщения нефти газом $P_{нас}$, рассмотрим переходный процесс пуска насоса в работу для первого варианта (приём выше водонефтяного раздела). Во время переходного процесса имеется возможность регистрации указанных выше давлений в функции времени. При этом интерес представляют три ситуации:

1. Насос откачивает из межтрубья избыток нефти относительно H_{cm} , вызванный спуском в скважину последней m - ной насосно-компрессорной трубы, которая увеличивает уровень жидкости на величину ΔH_{cm} . Расход нефти при этом $Q_2 = Q_n$ – номинальной подаче насоса при КПД близкому к максимальному, а также плотность дегазированной нефти вне и внутри насосно-компрессорных труб.

2. После откачки объёма нефти, соответствующего ΔH_{cm} наступает момент, когда $g \cdot \rho_n \cdot H_{cm} = P_{пл}$, после чего дальнейшее снижение H_{cm} приводит к снижению $P_{заб}$ и возникновению депрессии ΔP , в результате чего появляется приток жидкости из пласта Q_1 – в общем случае это газированная нефть и пластовая вода, которые начинают подталкивать уровень водонефтяного раздела к приёму насоса, образуя на его входе поток, который на такую же величину уменьшает поток Q_2 , оставляя неизменным поток Q_n , так что $Q_n = Q_1 + Q_2$. В случае, когда $Q_2 \neq 0$, следует уменьшить Q_n доступными средствами (при использовании ЧРЭП уменьшением частоты питающего

напряжения, либо дросселированием потока на устье). В случае, если $Q_2 = 0$, а $Q_1 > Q_n$, то следует увеличить Q_n , увеличивая частоту питающего напряжения. В это время потоки Q_1 и Q_2 являются однофазными нефтяными, поэтому достаточно просто определяются параметры движения этих потоков: плотности дегазированной нефти вне (3.25) и внутри насосно-компрессорных труб (3.41); уровень нефти над приёмом насоса (3.24); скорость движения нефти в межтрубье (3.4); расход из межтрубья (3.5).

Все эти формулы справедливы пока водонефтяной раздел не поднимется до приёма насоса или раньше не достигнет приёма глобулы газированной нефти из пласта. В этом случае изменится плотность жидкости как вне, так и внутри насосно-компрессорных труб в соответствии с формулами (3.25 и 3.41) по показаниям датчиков давления P_1, P_2, P'_1, P'_2 . Всё вышесказанное происходит при $P_2 > P_{нас}$ – давления насыщения нефти газом. При наличии свободного газа на забое движение жидкости и распределение давления по стволу скважины будет иным.

3. Установившийся процесс, когда $Q_2 = 0$, $Q_n = Q_1$ и $P_{1cm} = const$, при условии $P_{1cm} < P_{кр1}$. Эти условия должен поддерживать локальный регулятор режима работы скважины, обеспечивая получение заданной нормы дебита жидкости Q_n и регулируя забойное давление $P_{заб}$, определяемое либо по индикаторной кривой, либо по уравнению притока [65]

$$P_{заб} = P_{пл} - \left(Q_1 / K_{np} \right)^{1/n}. \quad (3.55)$$

Все три ситуации, как сказано выше, проанализированы для режима, когда прием насоса находится выше водонефтяного раздела и давление на забое выше давления насыщения. При других начальных условиях эти ситуации будут развиваться по-другому.

Для скважин, оборудованных электроцентробежным насосом, можно записать два очевидных соотношения

$$P_1 = P_{зab} - (H_{скв} - H_{сн}) \cdot \rho_{см}^{вне} \cdot g, \quad (3.56)$$

$$P_n = P_1' - P_1. \quad (3.57)$$

Подставляя (3.55) в (3.56) получим:

$$P_1 = P_{пл} - (Q_1 / K_{np})^{1/n} - (H_{скв} - H_{сн}) \cdot \rho_{см}^{вне} \cdot g. \quad (3.58)$$

Давление на выкиде насоса:

$$P_1' = \rho_{см}^{вну} \cdot g \cdot H_{сн} + P_y + P_{пот}, \quad (3.59)$$

где P_y – давление на устье скважины (измеряемая величина); $P_{пот}$ – суммарные потери давления на трение, гидросопротивления, инерцию и газлифтный эффект.

Тогда, используя (3.57), можно записать:

$$P_n = \rho_{см}^{вну} \cdot g \cdot H_{сн} + P_y + P_{пот} - P_{пл} + (Q_1 / K_{np})^{1/n} + (H_{скв} - H_{сн}) \cdot \rho_{см}^{вне} \cdot g. \quad (3.60)$$

Поскольку газлифтный эффект входит составной частью в $P_{пот}$ и физически приводит к снижению плотности газожидкостной смеси в подъёмнике представим фиктивное равенство $P_{пот} = \Delta\rho \cdot g \cdot H_{сн}$, где $\Delta\rho$ – снижение плотности газожидкостной смеси в насосно-компрессорных трубах от газлифтного эффекта и других потерь давления. С учетом данного выражения соотношение (3.59) выглядит следующим образом:

$$P_1' - P_y = (\rho_{см}^{вну} - \Delta\rho) \cdot g \cdot H_{сн}, \quad (3.61)$$

ИЛИ

$$P_1' - P_y = \rho_{см}^{\phi} \cdot g \cdot H_{сн}, \quad (3.62)$$

где $\rho_{см}^{\phi} = \rho_{см}^{вну} - \Delta\rho$ – фиктивная плотность смеси в насосно-компрессорных трубах, определяемая измерением P_1' и P_y .

Таким образом, искомая формула для вычисления давления, создаваемого погружным насосом с учетом разгазирования и потерь давления в насосно-компрессорных трубах имеет вид:

$$P_n = \rho_{см}^{вну} \cdot g \cdot H_{сн} + P_y - P_{пл} + (H_{скв} - H_{сн}) \cdot \rho_{см}^{вне} \cdot g. \quad (3.63)$$

Входящая в уравнение (3.63) величина P_n определяется заданной паспортной характеристикой насоса $P_n = f(Q)$ в виде квадратичной функции:

$$P_n' = P_0 + bQ - aQ^2, \quad (3.64)$$

где P_0 – давление, создаваемое насосом при $Q=0$; a и b – коэффициенты аппроксимации заданной зависимости $P_n = f(Q)$ – квадратичной функции (определяются индивидуально для каждого насоса).

Вычисляя в реальном времени P_n по формуле (3.63) и сравнивая с P_n' из формулы (3.64), в которую вместо Q подставляем текущую частоту частотного преобразователя, от которого получает питание электродвигатель насоса, получаем сигнал управления для локального регулятора. Зависимость Q от частоты питания также паспортная характеристика насоса.

Таким образом, формулы (3.63) и (3.64) определяют стратегию управления, однако составляющие величины требуют постоянного контроля методами измерения, расчета и сравнения. Величину $\rho_{см}^{\phi}$ получаем по формуле (3.62) с помощью манометров на устье и выкиде насоса. Значение $\rho_{см}^{вне}$ вычисляем используя показания двух манометров на приеме насоса и $\rho_{см}^{вну}$ – на выкиде насоса. Применяя типовые соотношения между нефте-, водо- и газосодержаниями отдельных фаз потока и известными значениями их

плотности по измеренным величинам указанных давлений в переходных режимах можно рассчитать текущие значения плотности жидкости. Величины P_{nl} и $(Q_1 / K_{np})^{1/n}$ можно определить по индикаторной диаграмме в моменты пуска и останова насоса.

Рассмотренная методика необходима для контроля этапов пуск-переходный режим-установившийся режим-останов и поддержания заданного значения дебита жидкости.

3.8 Результаты и выводы по Главе 3

1. Представлены и исследованы в программе *Matlab/Simulink* математические модели притока жидкости из пласта, потока жидкости в межтрубном пространстве, потока жидкости в насосно-компрессорных трубах.

2. Показано, что при установке датчиков давлений в контрольных точках (P_1 , P_2 , P_1' , P_2') ствола скважины можно получать ряд технологических параметров (динамический уровень жидкости в межтрубном пространстве, плотности жидкости на уровне приёма и выкида насоса, плотности жидкости внутри насосно-компрессорных труб и в межтрубном пространстве и т.д.), необходимых для применения в алгоритме управления процессом добычи нефти с целью повышения эффективности эксплуатации скважин.

3. Представлена динамическая модель электроцентробежного насоса для применения в системе управления.

4. Упрощена методика подбора электроцентробежного по данным датчиков давлений в контрольных точках скважины, позволяющая выбирать соответствующий типоразмер насоса.

5. Представлена методика управления режимом работы скважины при последовательности этапов: пуск, переходный режим, установившийся режим, останов, которые можно контролировать непосредственно на объекте и управлять ими при возникновении возмущений, постоянно действующих на гидродинамическую систему «призабойная зона скважины – межтрубное пространство – насос – насосно-компрессорные трубы».

ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ ДОБЫЧИ НЕФТИ

4.1 Задача управления режимом работы скважины

Анализ современных систем управления процессом добычи нефти показал [18, 37-39, 131, 135, 138, 142, 146, 147], что применяемые системы управления не достаточно эффективны в условиях изменения технологических параметров в стволе действующей скважины, поэтому необходимо создание более эффективных систем управления в целях повышения производительности скважин.

Некоторые особенности процесса добычи нефти, например, отсутствие данных об отдельных параметрах пласта, неоднозначная зависимость между этими параметрами, неполный объем информации о динамических характеристиках объекта, создают сложности при математической постановке задачи управления для всех режимов работы скважины.

Известно [14], что процесс нефтедобычи существенно зависит от давления в скважине, величина которого при эксплуатации скважины может по разным причинам изменяться. При этом разработка эффективных систем управления процессом нефтедобычи по критерию стабилизации заданной нормы добычи жидкости скважин должна быть направлена на использование минимального количества непосредственно измеряемых параметров, необходимых и достаточных для качественного управления системой [18], что позволит осуществить разработанная схема размещения датчиков давления в совокупности с математическим обеспечением и алгоритмом управления.

Общая постановка задачи управления режимом работы нефтедобывающей скважины сведена к трём последовательным задачам [68]:

1. контроль спуска (подъема) насоса;

2. контроль запуска (останова) насоса с получением установившегося режима;

3. управление режимом работы насоса для получения и стабилизации заданной нормы добычи жидкости.

В алгоритме управления при возмущающих воздействиях ($P_1, P_2, P_1', P_2', \rho_{ж.пр}^{вне}, \rho_{ж}^{вне}, \rho_{ж.вык}^{вну}, \rho_{ж}^{вну}$) осуществляется управление режимом работы насоса выбором частоты ω напряжения питающего погружного электродвигателя электроцентробежного насоса в зависимости от потока жидкости в насосно-компрессорных трубах $Q_H = Q_1 + Q_2$ и рассогласования ΔQ между текущим Q_H и заданным $Q_{зад}$ значениями дебита жидкости

$$\omega = f(Q_H, \Delta Q). \quad (4.1)$$

Вышеперечисленные задачи решаются в алгоритме, приведенном на рисунке 4.1.

4.2 Разработка алгоритма управления и структуры системы управления с применением разработанной схемы размещения датчиков давления

На рисунке 4.1 представлена блок-схема алгоритма управления режимом работы скважины. В блоке 1 осуществляется ввод конструктивных параметров скважины ($S, H_{скв}, H_{сн}, L$), данные химико-аналитической лаборатории (плотности нефти ρ_n и воды ρ_v), $Q_{зад}, K_{пр}, T_c$. В блок 2 поступают измеренные значения давлений P_1, P_2, P_1', P_2' с двух точек, установленных на расстоянии L друг от друга. В блоке 3 осуществляется контроль спуска насоса на заданную глубину. После блока 3 проверяется условие $P_1 > P_{кр}$ допустимости значения давления на приеме насоса относительно критического давления. В блоке 4 осуществляется запуск насоса, а затем в блоке 5 определение параметров

плотности жидкости в насосно-компрессорных трубах и межтрубном пространстве (3.25, 3.41), обводненности жидкости (2.7), динамического (статического) уровня жидкости (3.26), забойного (пластового) давления, притока жидкости из пласта (3.3), потока жидкости в межтрубном пространстве (3.5).

В блоке 6 осуществляется контроль запуска насоса до получения установившегося режима.

Далее решается третья задача – управление режимом работы насоса для получения и стабилизации заданного значения дебита жидкости. В блоке 7 определяются параметры работы насоса (как в блоке 5), затем проверяется условие $P_1 \geq P_{cm1}$, где P_1 – давление на приеме насоса в текущий момент времени, P_{cm1} – давление на приеме насоса в первый установившийся режим после запуска насоса. Если $P_1 \geq P_{cm1}$ – последовательный переход в блок 8 для корректировки режима и последующего вычисления Q_n согласно формуле $Q_1 - Q_2 = Q_n$. Если $P_1 < P_{cm1}$ – переход в блок 9 для корректировки режима и вычисления Q_n по формуле $Q_1 + Q_2 = Q_n$.

После вычисления Q_n определяется рассогласование ΔQ между текущим Q_n и заданным $Q_{зад}$ значениями дебита жидкости. Определяется значение частоты ω напряжения, питающего электродвигатель. Частота напряжения ω будет являться сигналом задания для ЧРЭП, который устанавливает необходимые напряжение U и частоту ω электродвигателя, осуществляя изменение частоты n вращения насоса и регулируя поток жидкости в насосно-компрессорных трубах Q_n . Этот поток может незначительно отличаться от потоков на приеме и выкиде насоса из-за гидравлических потерь $R_{гидр}$ в насосе и насосно-компрессорных трубах.

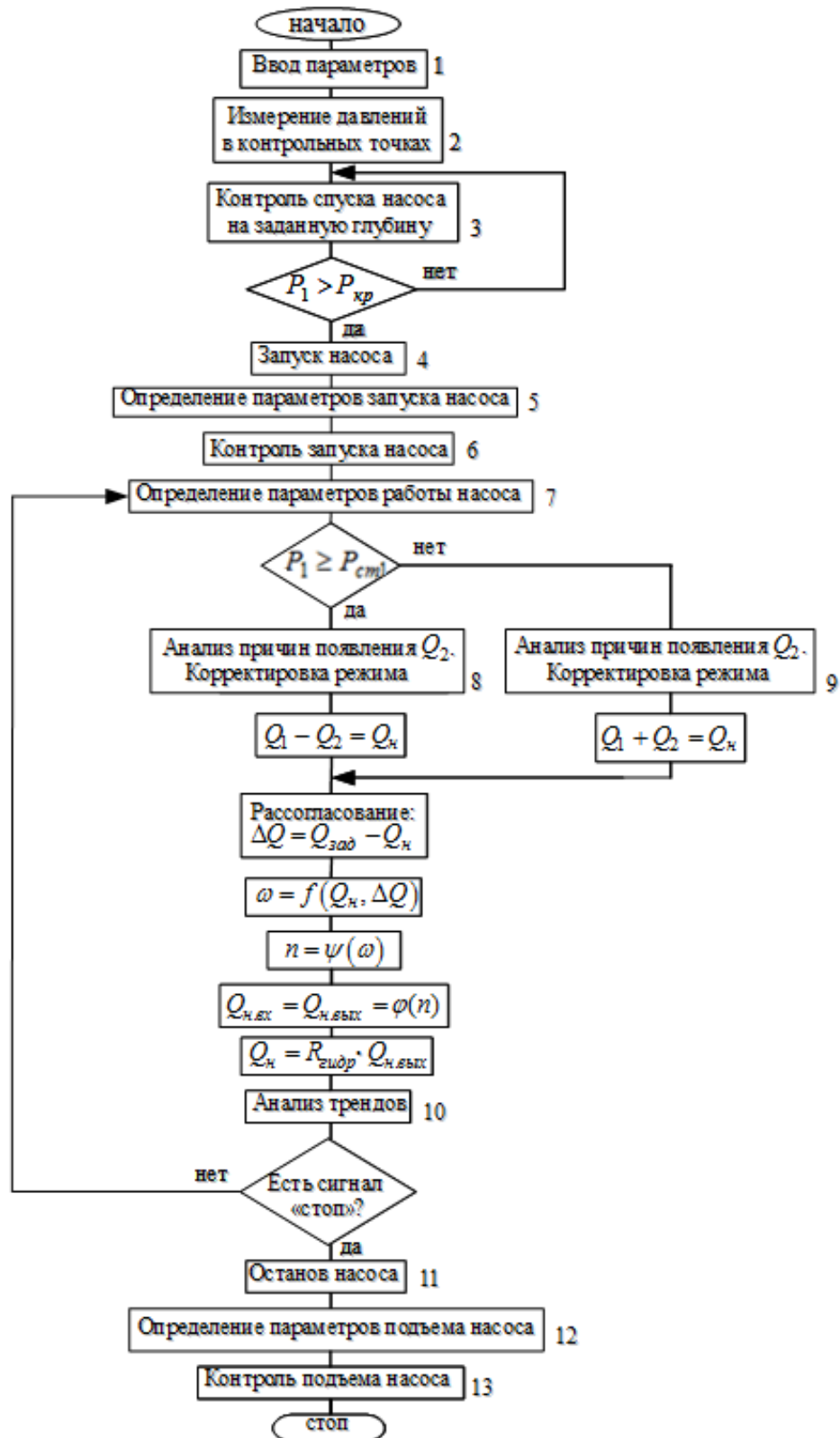


Рисунок 4.1 – Алгоритм (блок-схема) управления режимом работы скважины

В блоке 10 осуществляется анализ трендов – визуальный и автоматизированный анализ данных ($P_1, P_2, P_1', P_2', \rho_{ж.пр}^{вне}, \rho_{жс}^{вне}, \rho_{жс.вык}^{вну}, \rho_{жс}^{вну}, Q_1, Q_2, Q_n$). Далее проверяется наличие сигнала «стоп». Если нет «стопа» – переход алгоритма на вход блока 7. Если «стоп» – последовательный переход в блок 11 (останов насоса), блок 12 (определение параметров подъема насоса) и блок 13 (контроль подъема насоса) [68].

На рисунке 4.2 представлена структура системы управления процессом нефтедобычи (на примере электроцентробежного насоса) с введением контрольных точек для измерения давления в скважине и отрицательной обратной связи по дебиту жидкости для управления глубинным насосом.

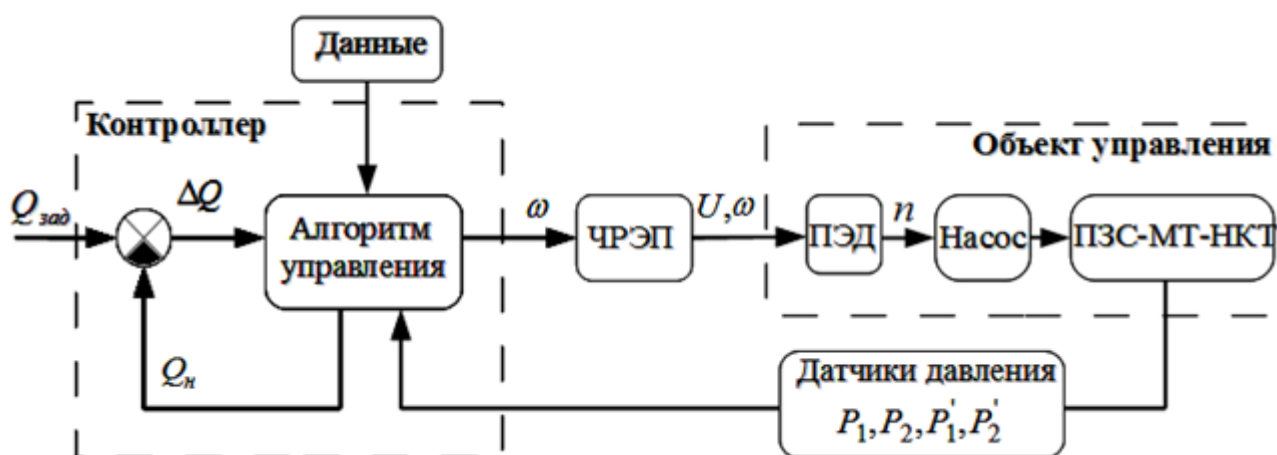


Рисунок 4.2 – Структура системы управления с введением контрольных точек для измерения давления в скважине

Предлагаемое решение требует размещение датчиков давления в скважине по схеме (рис. 2.1), т.е. манометров в четырех контрольных точках скважины: два датчика – на приеме и выкиде насоса и два датчика – в межтрубном пространстве и насосно-компрессорных трубах, расположенных на определенном расстоянии друг от друга.

4.3 Моделирование системы управления в программе *Matlab/Simulink*

В данном разделе будет рассмотрена работоспособность предложенных в главе 3 математических моделей, т.е. математическая зависимость основных параметров ($H_{оин}, Q_2, Q_1, Q_n$) от изменения давлений в контрольных точках скважины P_1, P_2, P_1', P_2' , в алгоритме управления (рис. 4.1) посредством моделирования в программе *Matlab/Simulink*.

В работе [18] исследована разработанная модель системы управления, структура которой предложена на рисунке 4.2.

Моделирование системы управления осуществлялось по данным реальной скважины с электроцентробежным насосом, параметры которой показаны в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры моделируемой скважинной системы

Наименование, ед. изм.	Величина	Обозначение
Пластовое давление, атм	66	$P_{пл}$
Глубина скважины, м	962	H_c
Глубина спуска насоса, м	449	$H_{сн}$
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	0,96	$K_{пр}$
Объёмная доля воды, ед.	0,85	W
Статический уровень, м	745	$H_{ст}$
Площадь сечения межтрубного пространства, м ²	$4,657 \cdot 10^{-3}$	S
Удельный вес нефти, МПа/м	$0,7 \cdot 10^{-2}$	γ_o
Удельный вес воды, МПа/м	$1,067 \cdot 10^{-2}$	γ_w
Удельный вес газа, МПа/м	$0,83 \cdot 10^{-5}$	γ_g

Экспериментальное исследование системы управления процессом нефтедобычи в программе *Matlab/Simulink* проводилось в 3-х режимах, отличающихся, как минимум, временными характеристиками их передаточных функций: 1. режим пуска насоса; 2. рабочий переходный режим (рис. 4.4) и 3. останов скважины. Потоки Q_1 и Q_2 принимаем за выходные координаты объекта управления. Дебит жидкости на выходе насоса Q_n , давление в контрольных точках ствола нефтедобывающей скважины (P_1, P_2, P'_1, P'_2) принимаем за входные возмущающие воздействия. Режим работы скважины считается установившимся при условии $Q_2 = 0$, $Q_1 = Q_n$, $H_{\text{дин}} = \text{const}$. Выполнение этих условий должна осуществлять система управления режимом работы скважины [18].

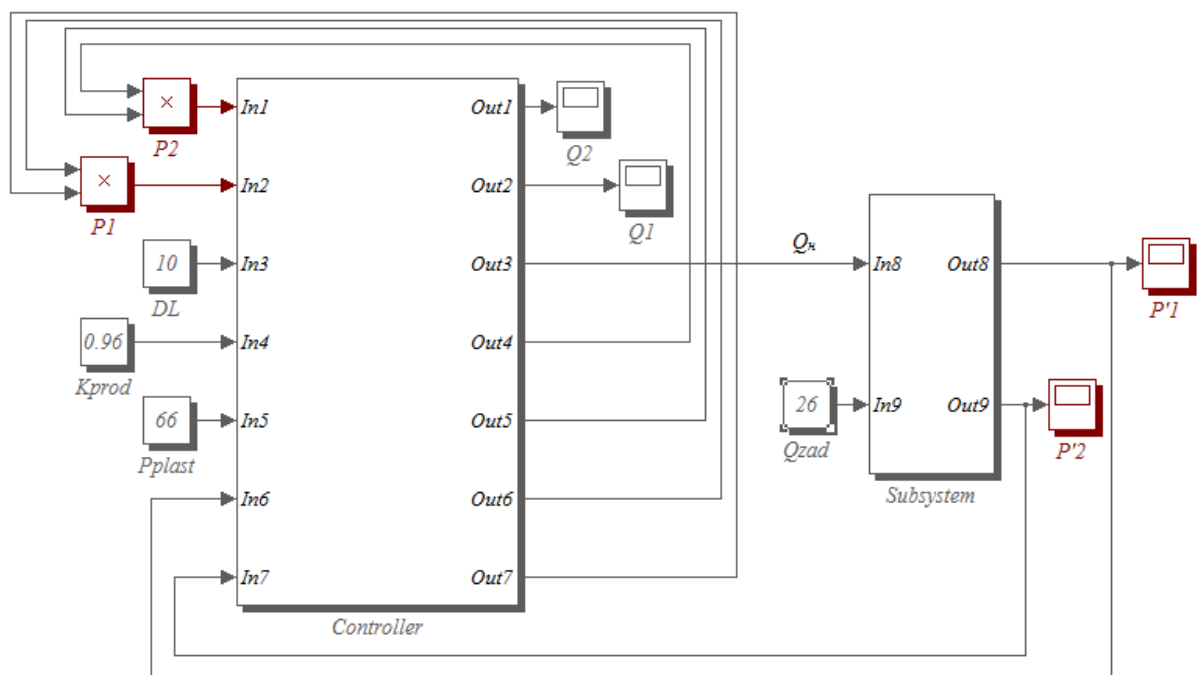


Рисунок 4.3 – Модель системы управления процессом добычи нефти с введением контрольных точек для измерения давления в скважине в программе *Matlab/Simulink*.

При моделировании на вход блока *Controller* поступали следующие параметры: текущие значения P_1 и P_2 , P'_1 и P'_2 из блока *Subsystem*, а также значения коэффициента продуктивности K_{np} , пластового давления $P_{пл}$, расстояние между датчиками давления L . В блоке *Controller* выполнен контроллер, реализующий алгоритм вычисления ряда технологических параметров ($\rho_{ж.пр}^{вне}$, $\rho_{ж}^{вне}$, $\rho_{ж.вык}^{вну}$, $\rho_{ж}^{вну}$, $H_{дин}$, Q_2 , Q_1 , Q_n). В алгоритме реализован ПИД-закон регулирования. Определение настроечных параметров ПИД - регулятора проводилось с использованием пакета *PID Tuner* [18].

Блоки Q_2 и Q_1 на выходе блока *Controller* предназначены для визуализации графиков изменения потока жидкости межтрубного пространства Q_2 и притока жидкости из пласта Q_1 , соответственно.

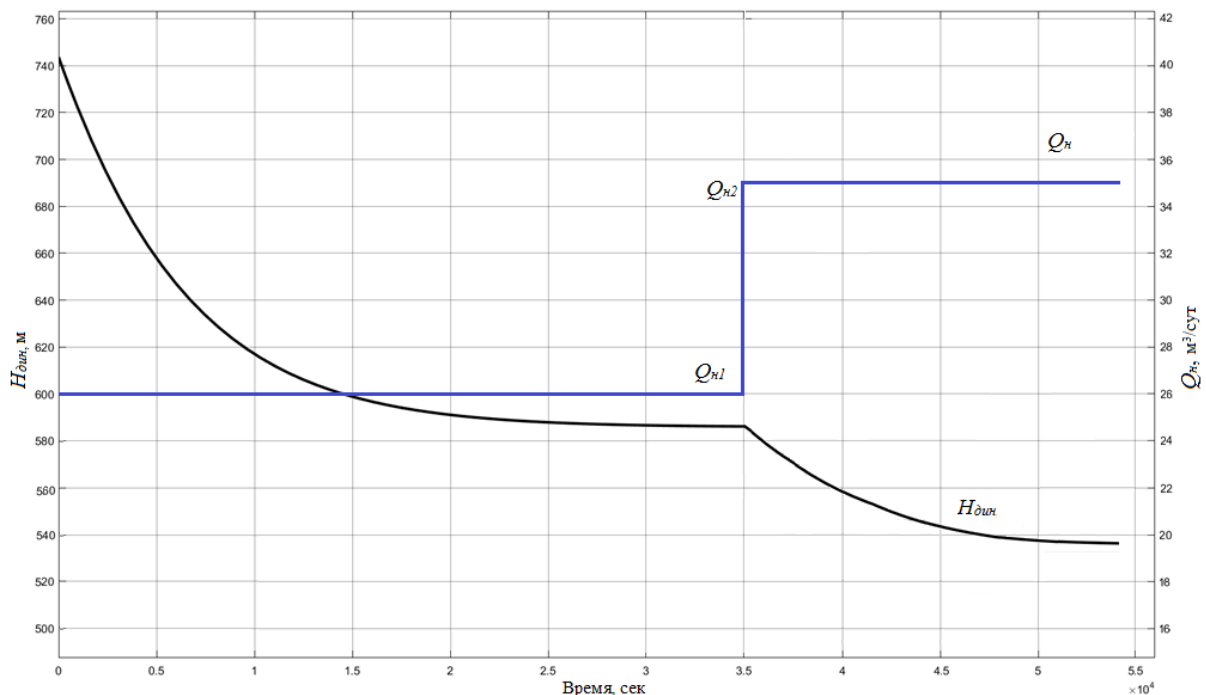


Рисунок 4.4 – Графики режима запуска и перехода в рабочий режим работы скважины

Входными параметрами блока *Subsystem* являются: текущее значение дебита жидкости на выходе насоса Q_n из блока *Controller* и заданное значение дебита жидкости Q_{zad} . В блоке *Subsystem*, который включает в себя частотно-регулируемый электропривод, электродвигатель и насос, осуществляется преобразование рассогласования ΔQ между текущим Q_n и заданным Q_{zad} значениями дебита жидкости в частоту тока электродвигателя, а также регулирование скорости вращения насоса и, соответственно, изменение напора насоса H , давлений внутри насосно-компрессорных труб P'_1 и P'_2 . Блоки P'_1 , P'_2 предназначены для визуализации графиков изменения значений давления на выкиде насоса P'_1 и в насосно-компрессорных труб P'_2 .

По результатам исследований системы управления на модели (рис.4.3) при изменении заданного значения дебита жидкости выявлено, что при установке $Q_{zad} = 26 \text{ м}^3/\text{сут.}$, близкого к минимальному для успешного запуска скважины, происходит скачкообразное увеличение Q_n от 0 до $26 \text{ м}^3/\text{сут.}$, при этом динамический уровень жидкости $H_{дин}$ уменьшается от 745 м. до 588 м. за 6,94 часа и стабилизируется (рис. 4.4).

При установке заданного значения дебита жидкости $Q_{zad} = 35 \text{ м}^3/\text{сут.}$, соответствующего рабочему режиму скважины, происходит скачкообразное увеличение Q_n от $Q_{n1} = 26 \text{ м}^3/\text{сут.}$ до $Q_{n2} = 35 \text{ м}^3/\text{сут.}$ (рис. 4.4), при этом:

- динамический уровень жидкости $H_{дин}$ уменьшается с 588 м. до 538 м. за 4,17 часа и стабилизируется (рис. 4.4);
- приток жидкости из пласта Q_1 достигает значения $35 \text{ м}^3/\text{сут.}$ за 4,17 часа и стабилизируется (рис. 4.5);
- поток жидкости из межтрубного пространства Q_2 уменьшается по экспоненте от $Q_2 = 35 - 26 = 9 \text{ м}^3/\text{сут.}$ до нуля (рис. 4.5);

– текущее значение дебита жидкости Q_n остается стабильным и равным $Q_{n2} = 35 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Разница по времени выхода на стационарный режим при запуске скважины (время переходного режима 6,94 часа) и в рабочем режиме (время переходного режима 4,17 часа) объясняется разными начальными условиями, $Q_1 = 0$ при запуске скважины и $Q_1 = 26 \text{ м}^3/\text{сут.}$ при выходе на рабочий режим.

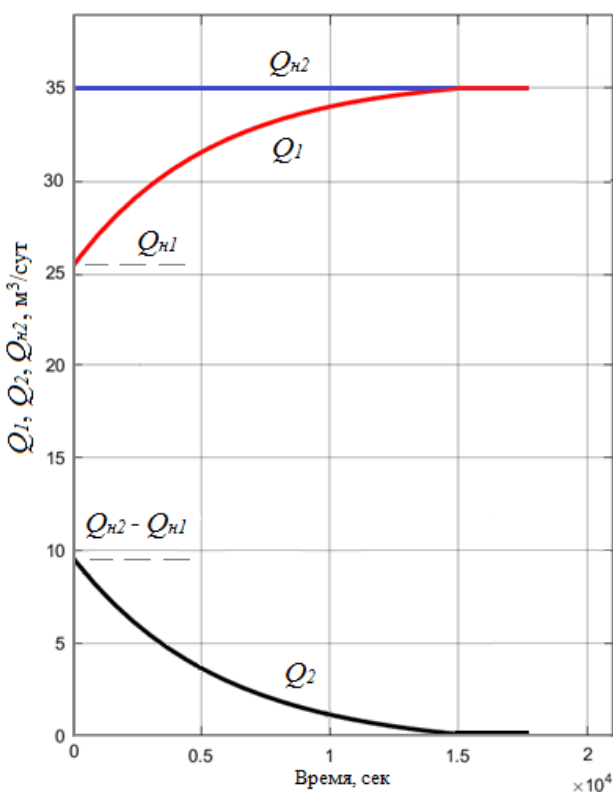


Рисунок 4.5 – Графики изменения притока жидкости из пласта Q_1 и потока жидкости из межтрубного пространства Q_2 при увеличении Q_n от $26 \text{ м}^3/\text{сут.}$ до $35 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Использование этих данных, полученных с помощью высокоточной и быстродействующей аппаратуры, системы управления с применением схемы размещения датчиков давления (по сравнению, например, со скважинным

уровнемером) обеспечивает вывод нефтедобывающей скважины на необходимый режим эксплуатации, причем за меньшее время (на 1,5 часа меньше), и стабилизацию дебита жидкости за счёт контролируемых давлений в контрольных точках скважины.

Отличительной особенностью предложенной модели системы управления процессом нефтедобычи является получение данных о реальных значениях давления жидкости в нескольких контрольных точках ствола скважины с одновременным расчётом её плотности и их изменения по межтрубному пространству и насосно-компрессорным трубам, которые являются исходными при решении основных задач эксплуатации нефтедобывающих скважин. Использование этих данных обеспечит контроль как стационарного ($H_{дин} = const$), так и динамического $H_{дин}(t)$ уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины [18].

4.4 Испытание предложенной системы управления на экспериментальных скважинах

Предлагаемое решение по управлению объектом по модели испытано на экспериментальных скважинах Пякяхинского месторождения нефти в НГДУ «НГКП Пякяхинского месторождения ТПП «ЯМАЛНЕФТЕГАЗ» ПАО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

В рамках промыслового эксперимента проводилась сравнительная оценка возможности применения предлагаемого алгоритма управления процессом добычи нефти с использованием измерений давления в контрольных точках ствола скважины. Сравнение и оценка качества работы системы управления, проводились при переходных и установившихся режимах работы скважин.

На рисунке 4.6 представлена архитектура системы управления процессом нефтедобычи, состоящая из трех уровней:

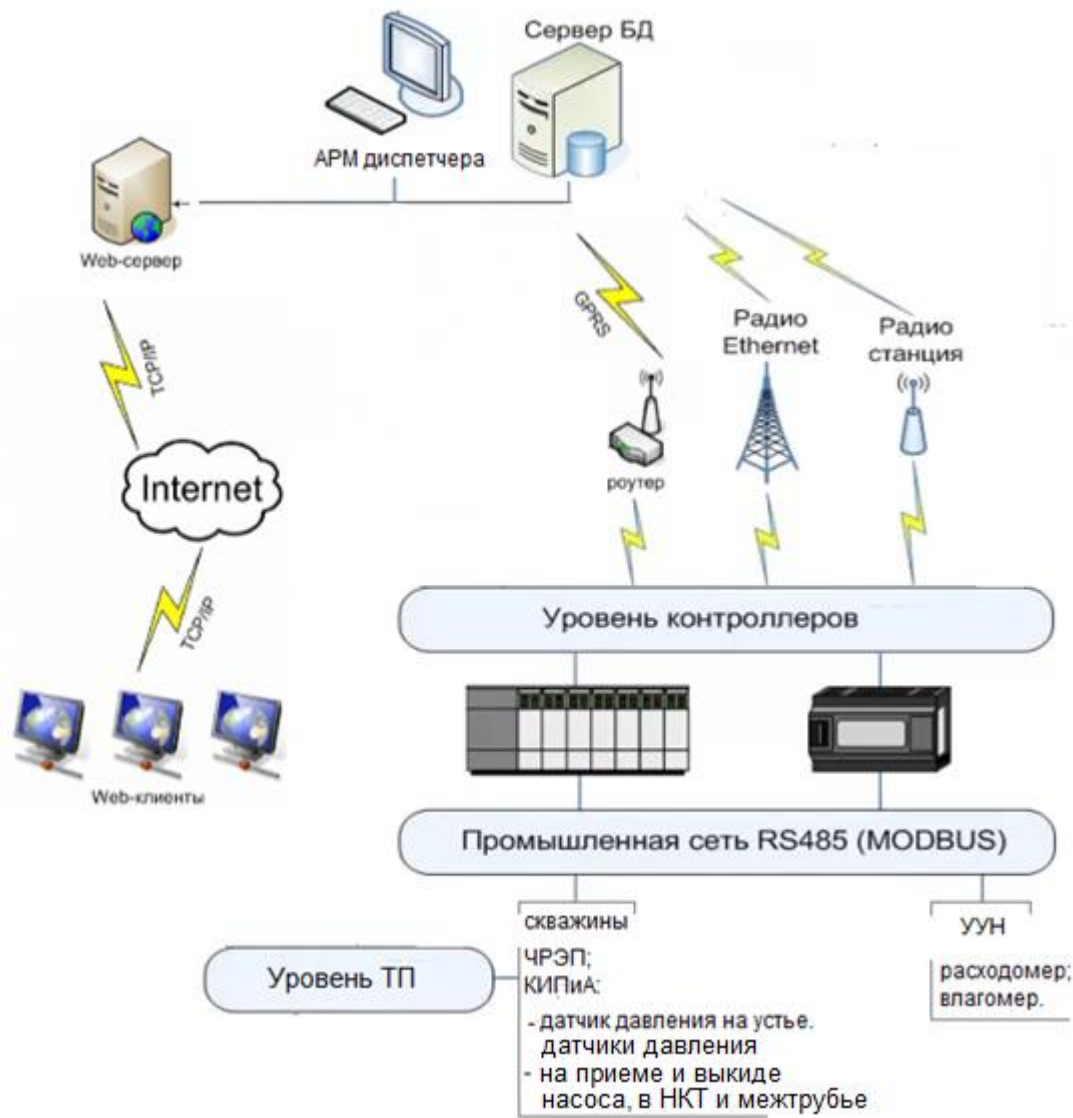


Рисунок 4.6 – Архитектура системы управления процессом добычи нефти

- уровень технологического процесса (ТП): КИПиА скважин, датчики давления в контрольных точках, ЧРЭП, СУ; КИП УУН: установка АСМА для измерения дебита жидкости, влагомер;
- уровень контроллеров;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) диспетчера (система сбора, передачи и хранения данных).

Передача данных от нижнего уровня к среднему осуществляется по проводной линии связи в соответствии с необходимым типом кабеля. Передача данных от среднего уровня к верхнему осуществляется по беспроводной линии связи.

На рисунке 4.7 показана функциональная схема автоматизации (ФСА) скважины с электроцентробежным насосом с применением датчиков давления в контрольных точках скважины. Для скважин со штанговым глубинным насосом состав системы аналогичный.

На исследуемых скважинах осуществлялось управление по выводу скважин на установившийся режим и стабилизация дебита жидкости. Дебиты жидкости и давление на приеме насоса скважин перед испытанием приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3. – Параметры исследуемых скважин перед испытанием

№ скважины	Дебит жидкости, м ³ /сут	Давление на приеме насоса (по ТМС), атм
1 (ЭЦН-125)	129	40,11
2 (ШГН)	20	-
3 (ЭЦН-80)	93	57,24
4 (ЭЦН-250)	279	70,4
5 (ЭЦН-160)	235	59

В таблице 4.4 приведены данные, полученные во время испытаний.

Таблица 4.4 – Параметры исследуемых скважин во время испытаний

№ скважины	Дебит жидкости, м ³ /сут	Давление на приеме насоса, атм
1 (ЭЦН-125)	138	34,6
2 (ШГН)	22,7	45,4
3 (ЭЦН-80)	96,3	53,29
4 (ЭЦН-250)	285,5	64,22
5 (ЭЦН-160)	241,5	56,33

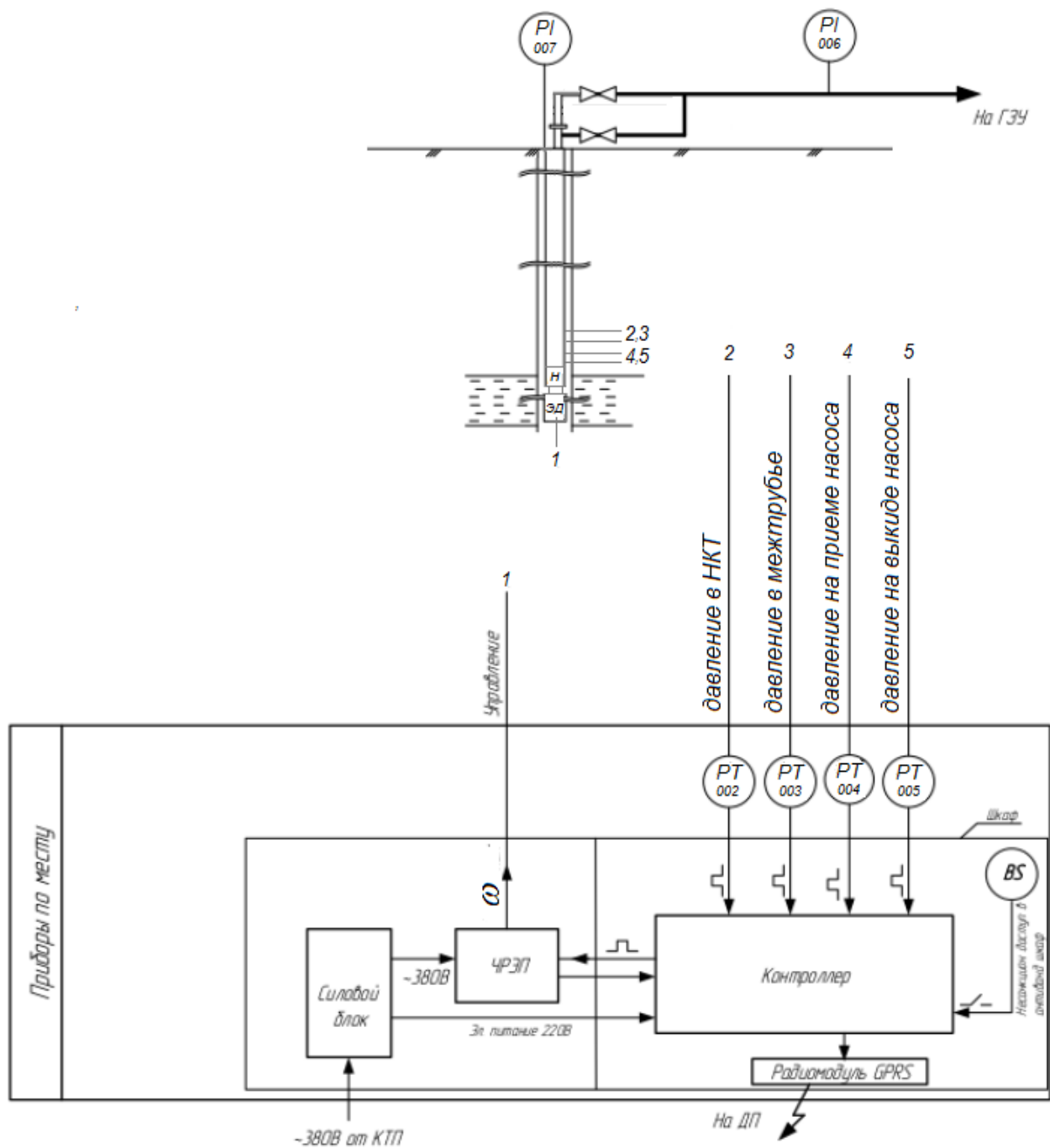


Рисунок 4.7 – Схема автоматизации скважины с электроцентробежным насосом с измерением давлений в контрольных точках скважины

На рисунке 4.8 представлены графики изменения давления на приеме насоса и дебита жидкости при изменении заданного значения дебита жидкости с $Q_{н1}=93\text{м}^3/\text{сут.}$ до $Q_{н2}=96\text{м}^3/\text{сут.}$ для скв №3 (ЭЦН-80).

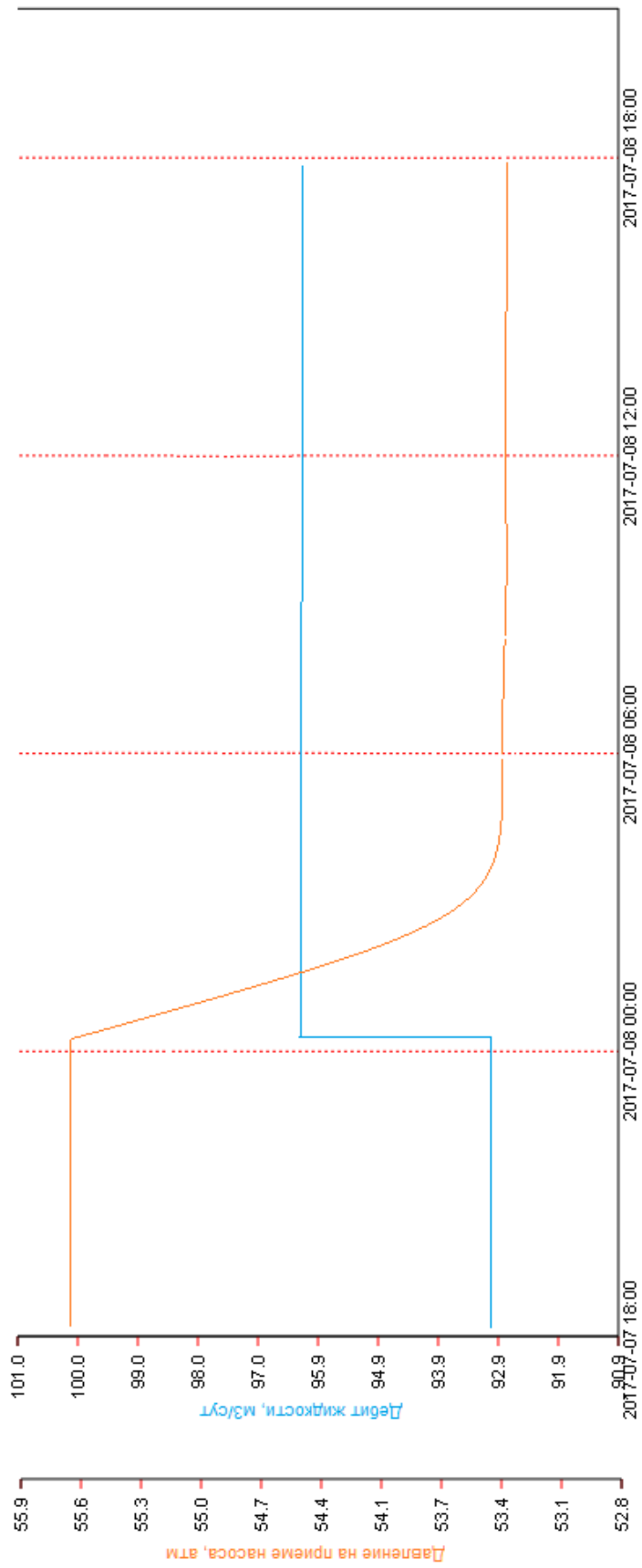


Рисунок 4.8 – Графики изменения давления на приеме насоса и дебита жидкости при изменении заданного значения дебита жидкости в скв.№3 (ЭЦН-80)

Приведённый на рисунке 4.8 график переходного режима свидетельствует о характере движения жидкости при изменении заданного значения дебита жидкости. Одновременный запуск и реализация вычислительного процесса по данным датчиков давления в контрольных точках в темпе с динамикой работы гидродинамической системы «призабойная зона скважины – межтрубное пространство – насос – насосно-компрессорные трубы» позволили реализовать модель системы управления для получения и стабилизации заданного значения дебита жидкости.

На рисунке 4.9 представлен график изменения среднего значения дебита жидкости для скв. №1 (ЭЦН-125) в 2017г. на котором показано, что до внедрения предлагаемой системы управления (январь-июнь) дебит жидкости изменяется в пределах 129-137 м³/сут. После внедрения системы управления (июль-декабрь) наблюдается поддержание заданного значения дебита жидкости.

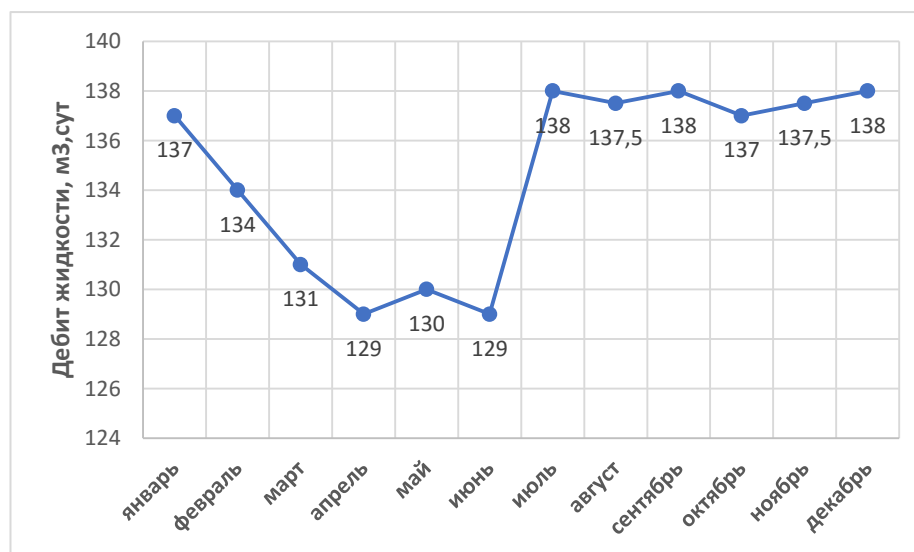


Рисунок 4.9 – График изменения среднего значения дебита жидкости для скв №1 (ЭЦН-125) в 2017г.

Сравнение вышеприведенных результатов (табл. 4.3 и табл. 4.4) показывает, что предложенная система управления обеспечивает увеличение дебита жидкости по 5 исследуемым скважинам на 28 м³/сут или на 5,17 % за счет поддержания дебита жидкости на заданном значении. Время вывода скважин на установившийся режим для скважин с электроцентробежным насосом в среднем уменьшилось на 1,5 часа, для скважины со штанговым глубинным насосом – на 3,3 часа.

4.5 Применение системы управления при нестационарном режиме эксплуатации скважин

Участие автора в оказании нормативно-технологических услуг (НТУ) компании ПАО «Татнефть» по теме «Разработка алгоритмов автоматического управления режимами работы добывающих скважин и подбор средств автоматизации для обеспечения способа нестационарного отбора жидкости» для 301-303 залежи Ромашкинского месторождения определило направление в поиске решения задач управления различными режимами работы скважины, а также повышения достоверности контроля обводненности жидкости добываемой продукцией наземным влагомером[73].

При выполнении НТУ осуществлялся дополнительный контроль обводненности добываемой продукции наземным влагомером с применением разработанных способов повышения достоверности контроля обводненности жидкости п.2.4[81, 84].

В работе [137] рассматривается нестационарный режим работы нефтедобывающих скважин, оборудованных штанговым глубинным насосом и определены оптимальные периоды переключения насоса.

В качестве периодического возмущения в режиме нестационарного отбора жидкости принималось скачкообразное изменение производительности насоса с

помощью изменения частоты ω напряжения питания электродвигателя от частотно-регулируемого электропривода. Частота ω изменялась от максимальной ω_{\max} до минимальной ω_{\min} по рассчитанному временному графику на основании предварительно полученной постоянной времени пласта T_c и обводненности жидкости. Частоты ω_{\max} и ω_{\min} устанавливались технологической службой НГДУ.

Работа на частоте ω_{\min} соответствует режиму восстановления забойного давления. Работа на частоте ω_{\max} соответствует режиму снижения забойного давления (откачка жидкости). В этих двух режимах параметр T_c может отличаться. Суммарное время восстановления и откачки равно периоду повторения возмущения по дебиту в режиме нестационарного отбора жидкости, который должен продолжаться до получения минимальной величины обводненности жидкости W_{\min} .

Время работы в режиме нестационарного отбора продолжается до получения устойчивого значения минимального достигнутого водосодержания W_{\min} , после чего нестационарный режим отключается и включается квазистационарный режим с достигнутой обводненностью жидкости [101].

Результаты проведения промысловых исследований следующие:

Перед исследованиями при стационарном режиме работы скважин, оборудованных штанговым глубинным насосом (в течение 15 дней) средний дебит нефти с узла учета нефти (УУН) составил 10,245 м³/сут при обводненности жидкости 80,1%.

Во время проведения нестационарного режима (в течение 40 дней) отбора жидкости средний дебит нефти с УУН составил 15,2 м³/сут при обводненности жидкости 76,28%.

В период следующего стационарного режима (в течение 5 дней) после проведения нестационарного режима средний дебит нефти с УУН составил 13,85 м³/сут при обводненности жидкости 75,2%.

На рисунке 4.10 представлен график изменения обводненности жидкости, оборотов двигателя, давления на приеме насоса в скважине №35555 за сутки.

По результатам исследований сделан вывод об увеличении дебита нефти на 3,6 м³/сут и уменьшении обводненности добываемой продукции на 6,1% на УУН куста исследуемых скважин (табл. 4.5) за счет применения нестационарного режима работы скважин с помощью системы управления.

Таблица 4.5. – Результаты проведения промысловых исследований

№ п/ п	№ скв.	Периоды					
		Стационарный режим		Нестационарный режим		Стационарный режим	
		Средний дебит нефти, м ³ /сут	Обводненность, %	Средний дебит нефти, м ³ /сут	Обводненность, %	Средний дебит нефти за 5 дней, м ³ /сут	Обводненность, %
1.	35555 Г	1,934	90,31	2,638	86,80	0,81375	94,75
2.	35560	1,09	66,13	1,995	61,18	1,86192	61,21
3.	35561	0,958	86,7	0,96	82,74	0,7244	81,89
4.	35573	0,838	89,12	0,683	92,455	0,3773	94,61
5.	35574	1,092	92,74	2,18	82,25	3,226	67,74
6.	38143	1,763	71,3	3,557	60,18	3,60984	59,44
7.	38145	0,77	77,44	0,987	78,07	0,966	77
8.	38146	1,8	67,03	2,2	66,6	2,275	65
9.	УУН	10,245	80,1	15,2	76,28	13,85	74

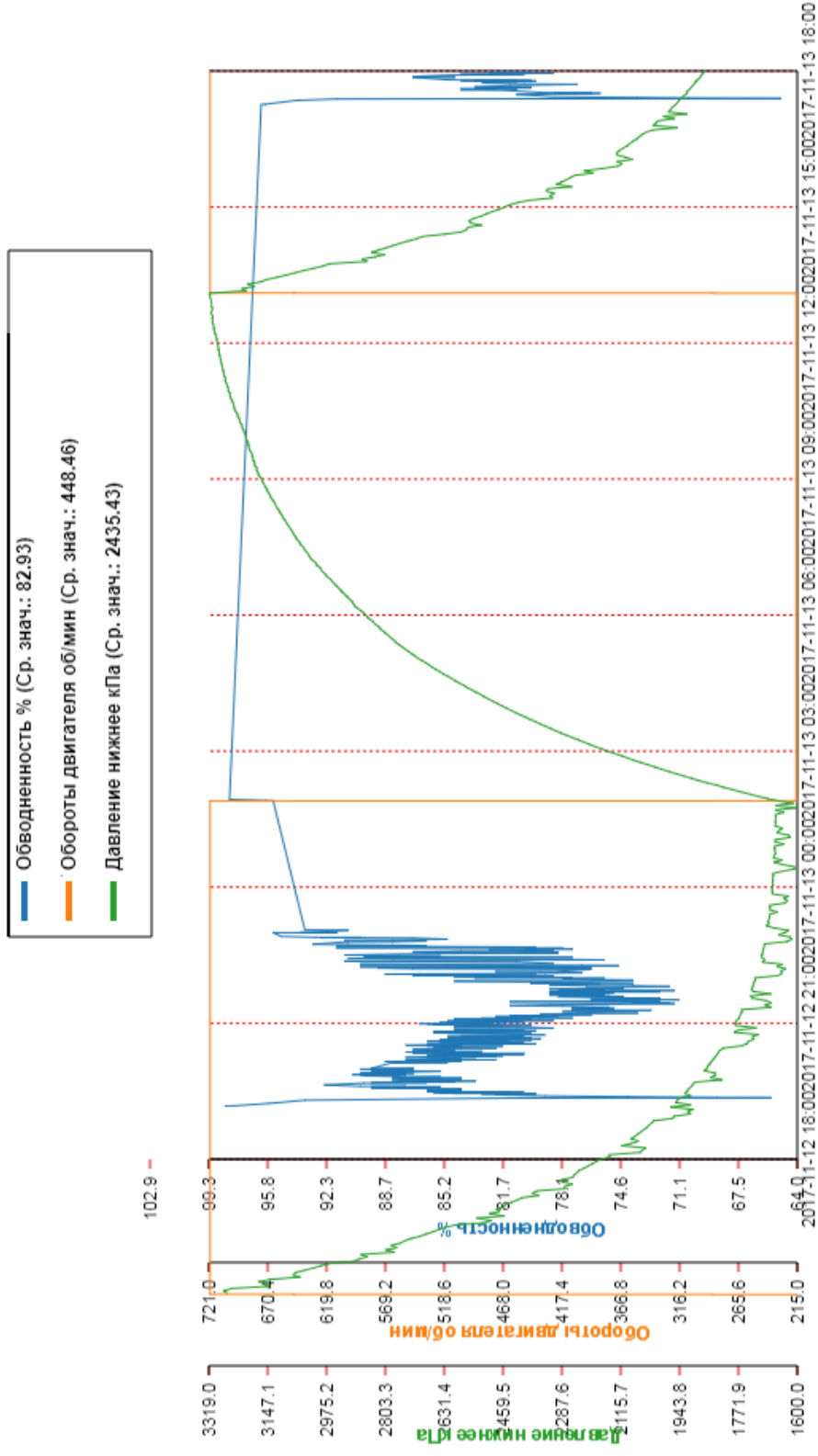


Рисунок 4.10 – Графики изменения обводненности жидкости, оборотов двигателя, давления на приеме насоса в скважине №35555 за сутки.

4.6 Результаты и выводы по Главе 4

1. Разработан алгоритм управления режимом работы нефтедобывающей скважины в условиях воздействия возмущений по давлению, позволяющий достичь стабилизации заданной нормы дебита жидкости путем получения исходных данных, определения необходимых технологических параметров (плотность/обводненность жидкости, динамический уровень, приток жидкости из пласта, поток жидкости в межтрубье и т.д.), и регулирования режимом работы насоса.

2. Предложена структура системы управления процессом нефтедобычи для решения поставленной задачи управления.

3. Разработана и исследована в программе *Matlab/Simulink* модель системы управления процессом добычи нефти. Проведенные в результате моделирования эксперименты показали, что система управления обеспечивает точность и быстродействие вывода скважины на установившийся режим и стабилизацию дебита жидкости на заданном значении.

4. При испытании разработанной системы управления на экспериментальных скважинах дебит жидкости увеличился на $28 \text{ м}^3/\text{сут.}$ или на 5,17% за счет поддержания дебита жидкости на заданном значении, время вывода скважин на установившийся режим для скважин с электроцентробежным насосом в среднем уменьшилось на 1,5 часа, для скважины со штанговым глубинным насосом – на 3,3 часа.

5. Применение системы управления при нестационарном режиме работы скважин на экспериментальных скважинах показали увеличение дебита нефти на $3,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ и уменьшение обводненности добываемой продукции на 6,1% на узле учета куста исследуемых скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Впервые разработана схема размещения точек измерения давления, конструкция которой позволяет непосредственно измерять давление вне и внутри насосно-компрессорных труб в нескольких контрольных точках ствола скважины, при этом не изменяя геометрию гидравлического канала внутри насосно-компрессорных труб.

2. Представлены и исследованы динамические модели процесса добычи нефти, отражающие взаимосвязь между входными (давление в контрольных точках) и выходным (дебит жидкости) параметрами системы управления.

3. Разработан алгоритм управления, позволяющий решить следующие задачи управления: контроль спуска/подъема насоса; контроль запуска/останова насоса с получением установившегося режима; управление режимом работы насоса для получения и стабилизации заданной нормы добычи жидкости при воздействии возмущений по давлению в выделенных точках скважины.

4. Разработаны структура и система управления процессом добычи нефти, обеспечивающие получение и стабилизацию заданной нормы добычи жидкости скважины, оснащённой различным типом насоса. Проведено исследование системы управления при стационарном режиме эксплуатации скважин, в результате которого дебит жидкости увеличился на $28 \text{ м}^3/\text{сут.}$ или на $5,17 \%$ за счет поддержания дебита жидкости на заданном значении, время вывода скважин на установившийся режим для скважин с электроцентробежным насосом в среднем уменьшилось на $1,5$ часа, для скважины со штанговым глубинным насосом – на $3,3$ часа. Проведено исследование системы управления при нестационарном режиме эксплуатации скважин со штанговым глубинным насосом, в результате которого дебит нефти увеличился на $3,6 \text{ м}^3/\text{сут.}$, обводненность добываемой продукции уменьшилась на $6,1\%$ на узле учета куста исследуемых скважин.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АРМ – автоматизированное рабочее место
- АЦП – аналого-цифровой преобразователь
- ВНР – водонефтяной раздел
- ГДИС – гидродинамические исследования скважин
- ГЗУ – групповая замерная установка
- ГИК – глубинно-измерительный комплекс
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГПСМП – геофизический провод со сталемедной токопроводящей жилой
- ДП – диспетчерский пункт
- КПД – коэффициент полезного действия
- НВ – нефтеводяная (смесь)
- НВГ – нефтеводогазовая (смесь)
- НГДУ – нефтегазодобывающее управление
- НГКП – нефтегазоконденсатный промысел
- НТУ – нормативно – технологические услуги
- ПДГТМ – постоянно действующая геолого - технологическая модель
- ПТК – программно-технический комплекс
- ПЭД – погружной электродвигатель
- СКЖ – счетчик количества жидкости
- СУ – станция управления
- ТМС – термоманометрическая система
- ТП – технологический процесс
- ТПП – топливно-промышленное предприятие
- УУН – узел учета нефти
- ФСА – функциональная схема автоматизации

ХАЛ – химико-аналитическая лаборатория

ЧРЭП – частотно - регулируемый электропривод

ШГН – штанговый глубинный насос

ЭЦН – электроцентробежный насос

Matlab – Matrix laboratory

SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Издание: Институт компьютерных исследований, Москва-Ижевск, 2004 г., 416 с.
2. Алаева Н.Н. К вопросу измерения состава жидкости в добывающей скважине // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. 2009. № 1. С. 148-150.
3. Алаева Н.Н., Муравьева Е.А., Зарипова Р.Н. Оценка погрешности устройства по определению расчетной обводненности жидкости // Научно-технический вестник Поволжья. 2019. № 10. С.16-19.
4. Алаева Н.Н., Сагадеев Д.Н. К вопросу определения обводненности продукции нефтедобывающих скважин // В книге: Сборник тезисов VIII Научно-практической конференции Материалы VIII Межрегиональной научно-практической конференции, посвященной 25-летию Института нефти и газа им. М.С. Гущериева. 2018. С. 8-12.
5. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Алгоритм отдельной идентификации модели скважинной системы // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. Материалы IV Международной научно-практической конференции. 2019. С. 560-563.
6. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Влияние режимов течения восходящих потоков в стволе скважин при автоматизации их работы // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2018. Т. 17. С. 164-167.
7. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Глубинный влагомер для определения содержания воды в водонефтяной смеси в стволе скважины // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2018. С. 232-234.

8. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. К вопросу контроля за влагосодержанием жидкости в скважине // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2015. Т. 13. № 1. С. 288-291.
9. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Комплекс для оперативного управления режимом работы нефтяных добывающих скважин // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2015. Т. 14. С. 92-96.
10. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Контроль обводненности продукции с целью управления нефтяной добывающей скважиной // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2018. С. 234-238.
11. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Необходимость измерения характеристик смеси на всех участках скважины (забой-насос, межтрубье, НКТ) // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли Материалы Международной научно-практической конференции. 2018. С. 496-498.
12. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Необходимый и достаточный объем информации для удовлетворительной точности системы управления работой нефтяных скважин // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2019. Т. 18. С. 103-106.
13. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Применение метода расчета забойного давления с целью управления нефтедобывающей скважиной // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 1. С. 73-81.
14. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Система для оперативного управления режимом работы нефтяных добывающих скважин // Труды Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли», посвященной 60-летию высшего нефтегазового

образования в Республике Татарстан. Альметьевский государственный нефтяной институт. – Альметьевск, 2016 – С. 74–76.

15. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б., Думлер Е.Б. Давление и плотность смеси - параметры системы контроля и управления режимом работы нефтяной скважины // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 3. С. 6-14.

16. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б., Ситдикова И.П. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных месторождений // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли Материалы Международной научно-практической конференции. 2018. С. 499-501.

17. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б., Тугашова Л.Г. Непрерывный контроль давления по стволу скважины для оперативного управления режимом работы нефтяных добывающих скважин // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. 2016. № 2. С. 8-10.

18. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б., Тугашова Л.Г. Разработка и применение стационарного скважинного прибора в системе управления процессом нефтедобычи // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2020. – Т. 331. – № 1. – С. 87-96.

19. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин // Учебное пособие. Часть 2. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 272с.

20. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в продуктивных пластах. – М: Недра, 1984. – 211 с.

21. Бармин А. Устройства локальной автоматики. Микроконтроллеры. М.: Современные технологии автоматизации. №4. 2003.

22. Блок системы погружной телеметрии *Phoenix ISP/ISU* производства «REDA» (*Shlumberger*) [Электронный ресурс] // URL: <http://slb.ru/> (Дата обращения 11.06.2019).

23. Бренц А.Д. и др. Автоматизированные системы управления в нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1982.
24. Брилл Дж. П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. – Библиотека нефтяного инжиниринга, 2006. – 384 с.
25. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование пластов и скважин при упругом режиме фильтрации. – М.: Недра, 1964. – 242 с.
26. Вахитов Г.Г., Максимов В.П., Булгаков Р.Т. и др, Разработка месторождений при забойном давлении ниже давления насыщения. М., Недра, 1982 - с. 229.
27. Внутренний регламентирующий документ ОАО «Татнефть» ЕРБ 01-657-1.0-2011. Временный регламент по использованию систем автоматизации при эксплуатации скважин с УЭЦН в ОАО «Татнефть».
28. Воронин С.Г., Курносков Д.А., Корабельников М.И., Коробатов Д.В., Запунный В.В. Математическое моделирование эксплуатационной скважины в процессе оптимизации нефтедобычи // Вестник ЮУрГУ, №9, 2005. С. 70-74.
29. Габдуллин Т.Г., Габдуллин Ш.Т., Алаева Н.Н. К вопросу исследования скважин в поздний период разработки нефтяных месторождений // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. 2011. – № 1. – С. 138-140.
30. Галицков С.Я., Галицков К.С., Масляницын А.П. Математическое моделирование промышленных объектов управления // Под общ. ред. Галицкова С.Я. Учеб. пособие. - Самара: СамГАСА, 2004. – 149с.
31. Галицков С.Я., Масляницын А.П. Автоматизация процесса добычи нефти погружным центробежным насосом. / Труды межвуз. науч.-практ. семинара-выставки / Самара, 1997 – С.37-38.

32. Ганеев А. Р. Управление процессом добычи нефти на основе математического моделирования: автореферат дис. ... кандидата технических наук: 05.13.01 / Уфим. гос. авиац.-техн. ун-т. - Уфа, 2004 - 16с.
33. Гизатуллин Ф.А., Хакимьянов М.И. Анализ режимов работы электроприводов штанговых скважинных насосных установок // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2017. – № 1. – Т. 13. – С.11-18.
34. Горшкова К.Л., Алаева Н.Н., Орехова Л.Г. К вопросу выбора режима работы скважинного насоса при нестационарном отборе жидкости // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 5. – С.145-152.
35. Горшкова К.Л., Орехова Л.Г., Алаева Н.Н. К вопросу управления режимами работы добывающих скважин для нестационарного способа отбора жидкости // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции. Альметьевский государственный нефтяной институт. – 2018. С. 203-205.
36. Гумеров О.А., Гумеров К.О. Опыт применения частотно-регулируемого привода для повышения эффективности эксплуатации установки электроцентробежного насоса на Арланском месторождении // Нефтегазовое дело. – 2014 – т. 12 – № 4. – С. 24-29.
37. Денисламов И.З., Гафаров Ш.А., Денисламова Г.И., Исаев И.З. Современные технические решения для интеллектуальной нефтедобывающей скважины // Нефтепромысловое дело. – 2016 – № 4 – С. 33-37.
38. Денисламов И.З., Камалтдинов А.Р., Денисламова Г.И., Ишбаев Р.Р. Режимная эксплуатация глубинного насосного оборудования нефтедобывающих скважин // Нефтегазовое дело. – 2017 – Т. 15 – № 1 – С. 75-79.

39. Денисламов И.З., Хасаншин В.Р., Денисламова А.И. Оценка системы "пласт-скважина-насос" по данным глубинной телеметрии // Сборник научных трудов: Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. – Уфа, 2018 – С. 259-262.
40. Дияшев Р.Н., Бакиров И.М., Чекалин А.Н., Новые системы разработки карбонатных коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 1994 – № 1 – С.37-40.
41. Дробков В. П., Мельников В. И., Лабутин С. А. Методы и средства измерения влажности нефти [Электронный ресурс]. – URL: <http://naukarus.com/metody-i-sredstva-izmereniy-vlazhnosti-nefti-obzor>
42. Зельдович Я.Б., Яглом И.М. Высшая математика для начинающих физиков и техников, М.: Наука, 1982, 512с.
43. Зюзев А.М. Нестеров К. Е. Исследование энергетических показателей электроприводов штанговых глубинно-насосных установок методами математического моделирования // Электротехника. - 2004. - N 9. - С. 25-28.
44. Ибрагимов Н.Г. и др. Совершенствование метода одновременно-раздельной эксплуатации пластов в ОАО «Татнефть» // «Нефтяное хозяйство», 2009г. – №7 – С.46 - 49.
45. Измерительная установка Спектр. ООО НПО "НТЭС". ГОСТ 8.615-2005. [Электронный ресурс] – URL: <http://nponts.ru/> (Дата обращения 11.06.2019).
46. Изюмченко Д.В., Николаев О.В., Шулепин С.А. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2013 - № 4 (15) - С.36-45.
47. Ильясов Б.Г., Комелин А.В., Тагирова К.Ф. Интеллектуальная автоматизированная система управления установкой электроцентробежного насоса // Вестник УГАТУ Т.9, №2(20). С.58-70.
48. Карнаухов М. Л. Гидродинамические исследования в открытом стволе, создание технологий испытания скважин в сложных геологических условиях:

Проблемы и решения: автореферат дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.15. / Тюмен. гос. нефтегаз. ун-т. - Тюмень, 2002. - 48 с.

49. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин: Справочник инженера по исследованию скважин. – М.: Инфра – Инженерия, 2010. – 432 с.

50. Ковшов В.Д., Латыпов А.Ф., Светлакова С.В. Обзор современных станций управления ШГН отечественного производства // Инженерная практика. 2011. № 10. С. 68-72.

51. Королев К. Б., Силкина Т. Н., Пугачев Е. В. Анализ применения адаптированного алгоритма пересчета забойного давления по данным устьевых замеров в скважинах механизированного фонда // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 11. – С. 12–15.

52. Кузьмичев Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин для добычи вязкой нефти с помощью УЭЦН // Neftegas.ru, 2015(3). С. 28-35.

53. Кучумов Р.Р. Алгоритмизация задачи расчета физических свойств нефти, газа и породы в пакете MODELINGSED // ОАО ВНИИСТ, г. Москва. Нефтегазовое дело, 2008.

54. Левитина Е.Е. Влияние плотности газожидкостной смеси на величину давления в скважине / Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2010. – № 1. – С. 35 – 40.

55. Лекомцев А.В. Методика подбора электроцентробежных насосов в скважины с высоким газовым фактором на месторождениях Верхнего Прикамья // Сборник научных трудов SWorld: материалы междунар. науч.- практ. конф. «Современные направления теоретических и прикладных исследований '2012» (г. Одесса, 20-31 марта 2012 г.): Вып. 1, т. 7. Технические науки. Одесса: Изд. Куприенко, 2012. - С. 89-93.

56. Лекомцев А.В., Мартюшев Д.А. Сравнительный анализ методик определения забойного давления при проведении гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – с. 37–39.
57. Лиссук Мишель. Разработка методики расчета давления на приеме погружного электроцентробежного насоса: автореферат дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 – Москва, 2001. – 23с.
58. Лихобабин Д. О. Повышение эффективности управления работой скважинной штанговой насосной установки: автореферат дис. ... кандидата технических наук: 05.13.01. - Волгоград, 2013. - 19 с.
59. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. Учебник. - М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2000. - 516 с
60. Люстрицкий В.М. Гидромеханика подъемников вязких и эмульсионных нефтей: автореферат дис. ... доктора технических наук: 05.13.01 / Москва, 1998. - 43 с.
61. Максименко В.В., Тугашова Л.Г., Алаева Н.Н. Аппаратно-программные средства для управления процессами нефтедобычи (на примере системы "МЕГА") // В сборнике: Большая нефть XXI века Материалы Всероссийской научно-практической конференции. 2006. С. 371-373.
62. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. Издание: Институт компьютерных исследований, Москва-Ижевск, 2004 г., 628 с.
63. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти Издание: Институт компьютерных исследований, Москва-Ижевск, 2004 г., 696 с.
64. Масляницын А. П. Автоматизация технологического процесса добычи нефти погружным центробежным насосом: автореферат дис. ... кандидата технических наук: 05.13.07 / Самарская гос. архитектурно-строит. академия. - Самара, 1999.
65. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. - 816 с.

66. Мордвинов А.А. Лабораторные работы на экспериментальном газлифтном стенде [Текст]: метод. указания / А.А. Мордвинов, А.И. Лодяной, О.А. Миклина. – Ухта: УГТУ, 2008. – 44 с.
67. Мордвинов А.А., Воронина Н.В., Каракчиев Э.И. Лабораторно-экспериментальные и практические методы исследования нефтегазопромысловых процессов: Учебное пособие. - Ухта: УГТУ, 2001. - 114 с.
68. Муравьева Е.А., Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Алгоритмическое обеспечение системы управления режимом работы нефтяной скважины // Научно-технический вестник Поволжья. 2019. № 10. С.23-26.
69. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. Казань: Татарское книжное изд-во. 1989. 136 с.
70. Непримеров Н.Н. Технология оптимальной выработки нефтяного пласта. Десятитомное собрание научных и литературных трудов. – Т.6. – Казань: Центр инновационных технологий, 2005. – 192 с.
71. Нечаева Е.В. Влияние снижения забойного давления ниже давления насыщения на эффективность выработки запасов: автореферат дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Москва, 2010. - 24с.
72. Нугаев И.Ф., Искужин Р.В. Динамическая модель нефтедобывающей скважины на базе УЭЦН как объекта управления // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2012. № 5. С. 31-46.
73. Отчет о выполнении нормативно-технологических услуг компании ПАО «Татнефть» «Разработка алгоритмов автоматического управления режимами работы добывающих скважин и подбор средств автоматизации для обеспечения способа нестационарного отбора жидкости», г. Альметьевск, 2017.
74. Отчет. Исследование способа определения обводнённости продукции скважины по пробе, отобранной с полного сечения потока:

[Электронный ресурс].URL:<https://nponts.ru/upload/iblock/520/520de489af06e807ceae738abdae663f.pdf>.

75. Паспорт, руководство по эксплуатации скважинного прибора САФ 181.00.00.000ПС. г. Набережные Челны, 2006.

76. Патент №2288352. Способ нестационарного извлечения нефти из пласта / Белов В.Г., Горшенин А.Ю., Иванов В.А., Козловский В.С., Мусаев Х.Ц., Федосеев А.И., Шелехов А.Л., приоритет от 18.10.2004, кл. Е 21 В 43/12.

77. Патент №2289019. Способ перевода скважин на оптимально эффективный режим эксплуатации / Белов В.Г., Горшенин А.Ю., Иванов В.А., Козловский В.С., Мусаев Х.Ц., Федосеев А.И., приоритет от 28.03.2005, кл. Е 21 В 43/16.

78. Патент №2320860. Способ разработки нефтяной залежи / Хисамов Р.С., Евдокимов А.М., Габдрахманов Р.А., Кандаурова Г.Ф., Файзуллин И.Н., Султанов А.С., приоритет от 29.03.2007, кл. Е 21 В 43/18.

79. Патент №2418942. Способ эксплуатации скважины / Хисамов Р.С., Ибрагимов Н.Г., Евдокимов А.М., Евдокимов С.А., Габдрахманов Р.А., Нуриев И.А., приоритет от 20.07.2010, кл. Е 21 В 43/00.

80. Патент №2453689. Способ разработки нефтяной залежи / Хисамов Р.С., Хамидуллин М.М., Шайдуллин Р.Г., Галимов И.Ф., Ванюрихин И.С., Галиев Ф.А., приоритет от 06.09.2011, кл. Е 21 В 43/20.

81. Патент на изобретение РФ №2700738. Способ повышения достоверности контроля обводненности продукции нефтедобывающих скважин, оборудованных ШГН / Алаева Н.Н., Горшкова К.Л., Баранков Е.Ю., опубл. 19.09.2019.

82. Патент на изобретение РФ №2568662. Способ определения содержания воды в водонефтяной смеси в стволе скважины и устройство для его осуществления / Алаева Н.Н., Ахметзянов Р.Р., Томус Ю.Б., опубл. 20.11.2015.

83. Патент на изобретение РФ №2652403. Устройство для одновременного измерения давления вне и внутри насосно-компрессорных труб / Алаева Н.Н., Томус Ю.Б., Темникова Л.И., Ситдикова И.П., опубл. 26.04.2018.
84. Патент на изобретение РФ №2676109. Способ контроля влагосодержания продукции нефтедобывающей скважины / Томус Ю.Б., Алаева Н.Н., Горшкова К.Л., Ситдикова И.П., опубл. 27.12.2018.
85. Патент на полезную модель №191412. Устройство для измерения содержания газа и жидкости в газожидкостном потоке трубопровода / Инсапов М.М., Алаева Н.Н., Макаров Г.В., опубл. 05.08.2019.
86. Патент на полезную модель №191423. Узел крепления корпуса датчиков измерения давления вне и внутри насосно-компрессорной трубы / Алаева Н.Н., Томус Ю.Б., Габдуллин М.М., опубл. 05.08.2019.
87. Патент на полезную модель РФ №150243. Комплекс для контроля влагосодержания и скорости перемещения среды в действующих нефтяных скважинах / Алаева Н.Н., Томус Ю.Б., Шайхлисламов К.М., опубл. 10.02.2015.
88. Патент на полезную модель РФ №76973. Скважинный влагомер / Алаева Н.Н., Габдуллин Ш.Т., Томус Ю.Б., опубл. 10.10.2008.
89. Патент РФ №22293176. Способ кратковременной эксплуатации скважины погружной насосной установкой с электроприводом (способ Кузьмичева) / Кузьмичев Н.П., опубл. 10.02.2007.
90. Патент РФ №2246003. Глубинная станция для измерения параметров добывающих нефтяных и газовых скважин / Белов В.Г., Иванов В.А., Соловьев В.Я., опубл. 10.02.2005, Бюл. №4.
91. Патент РФ №2396427. Способ определения обводненности продукции нефтяных скважин "ОХН++" / Милютин Л.С., Котлов В.В., Демьянов В.М., Гебель Т.А., опубл. 10.08.2010.

92. Райтер П.Н. Идентификация структуры и определение расхода фаз газоводонефтяного потока скважины // Нефтегазовое дело - №6 – с.38.
93. Руководства по эксплуатации, нормативные и технические документы компании АО «Новомет-Пермь» [Электронный ресурс] // URL: <http://www.povomet.ru/> (дата обращения: 28.06.2019).
94. Руководство по эксплуатации манометра-термометра «Союз-Фотон». ООО НПФ «Фотон», г. Набережные Челны, 2005.
95. Руководство по эксплуатации. Влагомеры сырой нефти ВСН-2 [Электронный ресурс] // URL: nsp-sar.ru (Дата обращения 18.06.2019).
96. Руководство эксплуатации ЦТКД 228 РЭ. СИСТЕМА ПОГРУЖНОЙ ТЕЛЕМЕТРИИ ЭЛЕКТОН-ТМС-3, 2019.
97. Руководство эксплуатации. СТАНЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ С ЧАСТОТНЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ ИРЗ-500, 2015.
98. Руководящий документ РД 153-39.0-920-15. Оптимальный комплекс и периодичность гидродинамических методов контроля за разработкой месторождений ПАО «Татнефть». - Бугульма: ТатНИПИнефть, 2016. - 42 с.
99. Руководящий документ РД 153-39.1-945-16. Основные требования по автоматизации и автоматизированному управлению нефтегазодобывающим производством ПАО «Татнефть».
100. Сагдиев Р.Ф. Особенности установления режима работы добывающей скважины при эксплуатации с забойным давлением ниже давления насыщения: автореф. дис. канд. техн. наук: 2003, 173с.
101. Самойлов Д.Ю. Информационно-измерительная и управляющая система для интенсификации добычи нефти и определения обводненности продукции скважин: автореф. дис. ... канд. тех. наук. – Уфа, 2019. – 23с.

102. Самойлов Д.Ю., Самойлов В.В., Воронков В.С., Галиев Ф.А. Разработка и применение автоматизированной системы управления скважиной с целью повышения нефтеотдачи пластов // Экспозиция Нефть Газ, 2015 - № 5 (44) - С. 32-34.
103. Светлакова С.В. Информационно-измерительная система динамометрирования скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами: автореф. дис. канд. техн. наук: 05.11.16 / Уфим. гос. авиац.-техн. ун-т. - Уфа, 2008. - 18 с.
104. Синайский Э.Г., Лапига Е.Я., Зайцев Ю.В. Сепарация многофазных многокомпонентных систем. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2002. – 621 с.
105. Соколов В.А. Нефть. М.: Недра, 1970. – 382с.
106. Соловьев В.Г. Вопросы информатизации и управления эксплуатацией скважин с погружными электронасосами // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности - 2010. №8. - С.43-47.
107. Соловьев И.Г., Говорков Д.А., Белашевский С.С., Ведерникова Ю.А. Модель переходных процессов в скважине с частотно-регулируемым электроцентробежным насосом // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2019. Т. 330. – № 1. – С.110-120.
108. Стариков В.А. Автоматизация технологического процесса вывода нефтяной скважины на стационарный режим работы после капитального ремонта. автореферат дис. ... канд. техн. наук: 05.13.06 / Самар. гос. техн. ун-т. - Самара, 2010. - 22 с.
109. Тагирова К.Ф. Повышение эффективности добычи на основе координации управления технологическими процессами и объектами // Вестник УГАТУ. Сер: Управление, вычислительная техника и информатика: науч. журн. Уфимск. гос. авиац. техн. ун-та. 2008. Т.10, № 2(27). С. 48–52.

110. Тагирова К.Ф. Управление нефтедобывающим производством по технико-экономическим критериям // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. М.: 2008. № 5. С. 33–39.
111. Тагирова К.Ф., Ильясов Б.Г., Михеев П.С., Исбер Ф.А. Информационная система управления группой скважин по гидродинамической модели нефтяного месторождения // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. М.: 2005. № 9. С. 17–22.
112. Томус Ю.Б., Алаева Н.Н. Управление режимом работы скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений // Методические указания по выполнению курсовой работы по дисциплине «Управление режимом работы скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений» для магистров направления подготовки 15.04.04 «Автоматизация технологических процессов и производств». – Альметьевск: АГНИ, 2016 – 40с.
113. Томус Ю.Б., Горшкова К.Л., Алаева Н.Н., Орехова Л.Г. Исследование переходных процессов при нестационарных режимах отбора жидкости на имитационном стенде // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2018. С. 199-203.
114. Томус Ю.Б., Таирова Г.Р. Автоматическое управление режимом работы действующих скважин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015 - № 2 - С.4-11.
115. Уразаков К.Р, Андреев В.В. и др. Справочник по добыче нефти / Под ред. К.Р. Уразакова. 2000. – 374с.
116. Фазлыев Р.Т., Хакимзянов И.Н., Бакиров И.М. Математическое моделирование разработки месторождений с применением горизонтальной технологии (на примере опытного участка Сиреневского месторождения) //

Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. Доклады юбил. конф.– В 3-х томах. Т. 1.– С.-Петербург, 1999.– С. 320–328.

117. Фархадзаде Э.М. Повышение эффективности работы оборудования глубинно-насосной установки при помощи регулируемых электроприводов: автореф. дис. ...д-ра. техн. наук: М.: МИНиГ, 1988. - 43с.

118. Фархуллин Р.Г. Комплекс промысловых исследований по контролю за выработкой запасов нефти. – Казань: Изд. «ТАТПОЛИГРАФЪ», 2002. – 304 с.

119. Хакимьянов М.И., Гузеев Б.В. Анализ использования частотно-регулируемого электропривода в нефтегазовой промышленности по результатам патентного поиска // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, № 3.

120. Хакимьянов М.И., Ковшов В.Д., Чикишев А.М., Максимов Н.С., Почуев А.И. Контроллеры автоматизации установок штанговых глубинных насосов // Электронный журнал «Нефтегазовое дело», Уфа, 2007. Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

121. Хисамов Р.С., Диков В.И., Абдулмазитов Р.Г. Опыт использования вычислительных средств в ОАО «Татнефть» для решения задач по контролю и регулированию процесса разработки на основе 3 D моделей // Контроль и регулирование разработки, методы повышения нефтеотдачи пластов - основа рациональной разработки нефтяных месторождений. Труды Всероссийского совещания по разработке нефтяных месторождений. - Часть II. 5 - 9 июня 2000 г. - Альметьевск, 2000 - С.200-204.

122. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Абдулмазитов Р.Г. Состояние и повышение эффективности разработки нефтяных месторождений Татарстана // 4-й конгресс нефтегазопромышленников России: Материалы конгресса. - Уфа, 2003 - С.58.

123. Хисамов Р.С., Фархутдинов Г.Н., Хисамутдинов А.И., Латифуллин, Ф.М., Ибатуллин Р.Р., Абдулмазитов Р.Г. Автоматизированный выбор проблемных участков для применения методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. - 2003 - № 10 - С.74-77.
124. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. М.: Наука, 1998 – 304с.
125. Шайхлисламов К.М., Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Измерительный комплекс для непрерывного контроля параметров добываемой продукции нефтяных скважин // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2016. С. 289-291.
126. Шайхутдинов И.К. Расчет забойного давления и давления на приеме насоса // Нефтяное хозяйство, 2004 -№11- С.82-85.
127. Шевченко Н.Г., Писковец В.И. Численная реализация модели течения газожидкостной смеси в вертикальных трубах. Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт», г.Харьков, 2012.
128. Шмидт С. А. Исследование нестационарной работы системы "Пласт - Скважина - УЭЦН": автореферат дис. ... канд. техн. наук: 05.13.06 / Самар. гос. техн. ун-т. - Самара, 2000. - 18 с.
129. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. – Москва, 2001 – 736 с.
130. Якимов А.С., Карпов В.Б., Кокорев В.И. и др. Устройство для одновременного измерения давления в трубном и межтрубном пространствах скважины // Патент РФ № 96915, опубл. 20.08.2010г.
131. Aliev T.A., Rzayev A.H., Guluyev G.A., Alizada T.A., Rzayeva N.E. Robust technology and system for management of sucker rod pumping units in oil wells //

Mechanical Systems and Signal Processing. 2018. URL: <http://www.sciencedirect.com/> (дата обращения: 19.10.2018).

132. Amin Gholami, Mohammad Afshar, Parisa Bagheripour, Mojtaba Asoodeh, Mohsen Vaezzadeh-Asadi. Smart correlation of composition aldatato saturation pressure // Journal of Natural Gas Science and Engineering. Volume 22, 2015, Pages 661-669.

133. Azad Jarrahian, Jamshid Moghadasi, Ehsan Heidaryan. Empirical estimating of black oils bubblepoint (saturation) pressure // Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 126, February 2015, Pages 69-77.

134. Coetano E.F., Shoham O., Brill J.P. Upward vertical two-phase flow through an annulus, part i: Single-phase friction factor, taylor bubble rise velocity and flow-pattern prediction, J. Energy Res. Tech. (March 1992) 114, 1

135. Daniel I. O., Manouchehr H., Matthew A. F., Mohammad A. Pressure and rate transient analysis of artificially lifted drawdown tests using cyclic Pump Off Controllers // Journal of Petroleum Science and Engineering. – Vol. 139 – 2016 – P. 240–253.

136. Djuraev U., Jufar Sh. R., Vasant P. A review on conceptual and practical oil and gas reservoir monitoring methods // Journal of Petroleum Science and Engineering. – Vol. 152 – 2017 – P. 586–601.

137. Gorshkova K.L., Alaeva N.N. and Sitdikova I.P. Efficient operation of oil producing wells in non-stationary fluid withdrawal mode // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, The International Conference on Advances in Energy Industry and Power Generation (AdvEnGen-2020) 12-14 February, Vol. 860 (2020) 012009.

138. Govorkov D.A., Solovyev I.G., Fomin V.V. Real-time adaptive observer technology of an oil - well hydrodynamic deep states // 2008 International Conference Modern Technique and Technologies. – Tomsk, 2008 – P. 100-104.

139. Hasan A.R., Kabir, C.S. A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells // SPE Prod. Engineering – 1988. – P. 263–272.
140. Hasan A.R., Kabir, C.S., Rahman, R. Predicting Liquid Gradient in a Pumping-Well Annulus // SPE Prod. Engineering. – 1988. – P. 113–119.].
141. Kabir C.S., Hasan A.R. Performance of a two-phase gas/liquid flow model in vertical wells // Journal of Petroleum Science and Engineering. – Vol. 4. – 1990. – P. 273–289.
142. Luiz H.S. Torres, Leizer Schntman. Sucker-Rod Pumping System of Oil Wells: Modelling, Identification and Process Control // IFAC Proceedings Volumes. – Vol. 46 – 2013 – P. 260–265.
143. Mário A. R. Talaia. Terminal Velocity of a Bubble Rise in a Liquid Column // International Journal of Mathematical, Computational, Physical, Electrical and Computer Engineering Vol:1 No: 4, 2007, P. C. 220-224.
144. Na W., Chaoyang X., Yingfeng M., Gao L., Anqi L. Numerical simulation of gas-liquid two-phase flow in wellbore based on drift flux model // Applied Mathematics and Computation. – 2018 – Vol. 338 – P. 175-191.
145. Roya Talebi, Mohammad M. Ghiasi, Hossein Talebi, Mehrdad Mohammadyian, Alireza Bahador // Journal of Natural Gas Science and Engineering, Volume 20, September 2014, Pages 8-15.
146. Sagdatullin A.M. Development and modeling of automation and control system of sucker-rod well pump with beam drive // Chemical and Petroleum Engineering. – 2016 – T. 52 – № 1 – C. 29-32.
147. Systems and methods for controlling low from a wellbore annulus // Sealing Technology. 2018. URL: <http://www.sciencedirect.com/> (дата обращения: 28.11.2018).

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2652403

**Устройство для одновременного измерения давления вне
и внутри насосно-компрессорных труб**

Патентообладатель: *Государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования "Альметьевский
государственный нефтяной институт" (RU)*

Авторы: *Алаева Наталья Николаевна (RU), Томус Юрий
Борисович (RU), Темникова Лилия Илиатовна (RU),
Ситдикова Ирина Петровна (RU)*

Заявка № 2017106690

Приоритет изобретения 28 февраля 2017 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 26 апреля 2018 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 28 февраля 2037 г.



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Исхив

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 191423

**Узел крепления корпуса датчиков измерения давления вне
и внутри насосно-компрессорной трубы**

Патентообладатель: *Публичное акционерное общество
«Татнефть» имени В.Д. Шашина (RU)*

Авторы: *Алаева Наталья Николаевна (RU), Томус Юрий
Борисович (RU), Габдуллин Марат Мубаракевич (RU)*

Заявка № 2019116118

Приоритет полезной модели 24 мая 2019 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре полезных

моделей Российской Федерации 05 августа 2019 г.

Срок действия исключительного права

на полезную модель истекает 24 мая 2029 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2676109

**Способ контроля влагосодержания продукции
нефтедобывающей скважины**

Патентообладатель: *Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Альметьевский государственный нефтяной институт" (RU)*

Авторы: *Томус Юрий Борисович (RU), Алаева Наталья Николаевна (RU), Горшкова Кристина Леонидовна (RU), Ситдикова Ирина Петровна (RU)*

Заявка № 2017140940

Приоритет изобретения **23 ноября 2017 г.**

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации **26 декабря 2018 г.**

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает **23 ноября 2037 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2700738

**СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ КОНТРОЛЯ
ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ
НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ
ШТАНГОВЫМИ ГЛУБИННЫМИ НАСОСАМИ**

Патентообладатель: *Публичное акционерное общество
"Татнефть" имени В.Д. Шашина (RU)*

Авторы: *Алаева Наталья Николаевна (RU), Горшкова
Кристина Леонидовна (RU), Баранков Евгений Юрьевич (RU)*

Заявка № 2018106604

Приоритет изобретения 21 февраля 2018 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 19 сентября 2019 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 21 февраля 2038 г.



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ивлиев

АКТ

**об использовании результатов диссертационной работы
Алаевой Натальи Николаевны, представленной на соискание
ученой степени кандидата технических наук,
в ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»**

Мы, нижеподписавшиеся, настоящим актом удостоверяем использование материалов диссертации Алаевой Н.Н., в учебном процессе кафедры автоматизации и информационных технологий ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт».

В результате выполнения диссертации разработана система управления процессом добычи нефти за счет измерения давления в контрольных точках скважины. Опубликовано несколько научных работ: статьи, рекомендованные ВАК; статьи, входящие в международную реферативную базу данных и систему цитирования *Scopus*; патенты РФ на изобретения и полезные модели.

Теоретические и практические результаты, примеры, материалы исследований, полученные в ходе работы над диссертацией, используются при преподавании дисциплин «Автоматизация технологическим процессом добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа» для бакалавров направления 15.03.04 – Автоматизация технологических процессов и производств, «Программно-технические комплексы управления интеллектуальной скважиной» и «Управление режимом работы скважин при разработке нефтегазовых месторождений» для магистров направления 15.04.04 – Автоматизация технологических процессов и производств.

Зам. зав. кафедрой АИТ АГНИ,

к.т.н., доцент

И.П. Ситдикова

И.о. ректора АГНИ,

к.п.н., доцент



А.Ф. Иванов



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «АРГОС»
Филиал ООО «АРГОС»-ПРОМЕТЕЙ

Центральная ул., 21/2, стр.1, Когалым, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, Тюменская область, 628463, ОГРН 78268991710006 ОГРН 1056311044998 ИНН/ОГРН 6311029117/660602002
Телефон: (34667) 4 96 76, www.arros.ru, e-mail: info@arros.ru



АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы
Алаевой Натальи Николаевны, представленной на соискание ученой степени
кандидата технических наук,
в нефтегазодобывающем управлении «Нефтегазоконденсатного промысла
Пякяхинского месторождения территориально-производственного
предприятия «ЯМАЛНЕФТЕГАЗ» публичного акционерного общества
«ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

Разработанный стационарный скважинный прибор для одновременного измерения давления внутри НКТ и межтрубного пространства, реализованный в системе управления процессом добычи нефти способствовал повышению добычи нефти на экспериментальных скважинах Пякяхинского месторождения нефти в НГДУ «НГКП Пякяхинского месторождения ТПП «ЯМАЛНЕФТЕГАЗ» ПАО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

Разработанный стационарный скважинный прибор позволил в режиме реального времени измерять давление на приеме и выкиде насоса, внутри НКТ и межтрубного пространства скважины, а также определять плотность и обводненность смеси внутри НКТ и межтрубного пространства, что до внедрения данной разработки было практически невозможно. С помощью разработанного прибора производится автоматический контроль за динамикой изменения перечисленных параметров в скважинах (ЭЦН, ШГН).

Реализация разработанного стационарного скважинного прибора в системе управления процессом нефтедобычи обеспечивает точность и быстродействие вывода скважины на стационарный режим работы, его стабилизацию и увеличение отбора добываемой продукции.

Руководитель отдела автоматизации



М. В. Вафин

Системы менеджмента ООО «АРГОС» соответствуют требованиям
ГОСТ Р ИСО 9001-2015 (ISO 9001 : 2015), сертификат соответствия СТ/СМК/ОС01 RU № 02/16-00510 от 31.08.2016 г.
ГОСТ Р ИСО 14001-2007 (ISO 14001 : 2004), сертификат соответствия СТ/СЭМ/ОС01 RU № 02/16-00080 от 31.08.2016 г.
ГОСТ Р 54934-2012/ОНБ 18001:2007, сертификат соответствия СТ/СМБТ/ОС01 RU № 02/16-00099 от 31.08.2016 г.