

На правах рукописи

МЕНЬШИКОВ АЛЕКСАНДР ГЕННАДЬЕВИЧ

**ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ
ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН,
ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЦН В УСЛОВИЯХ
ТПП «УРАЙНЕФТЕГАЗ»**

Специальность 05.13.01 - Системный анализ, управление и
обработка информации (нефтяной и
газовой отрасли)

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень 2004

Работа выполнена на кафедре «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи» государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» Министерства образования Российской Федерации.

Научный руководитель - кандидат технических наук
Кучумов Руслан Рашитович

Официальные оппоненты - доктор физико-математических наук,
профессор Федоров Константин Михайлович
- кандидат технических наук, с.н.с.
Попов Виктор Андреевич

Ведущая организация - НПО «Нефтегазтехнология», г. Уфа

Защита состоится 16 апреля 2004 г. в 14.00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.08 при Тюменском государственном нефтегазовом университете по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского государственного нефтегазового университета по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Автореферат разослан 15 марта 2004 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Т.Г. Пономарева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

РАБОТЫ

Актуальность работы. Большинство нефтяных месторождений Западной Сибири вступило в завершающую стадию разработки и характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции при низких объемах добычи, наличием осложнений, вызванных высокой минерализованностью добываемой жидкости, наличием мехпримесей, отложениями парафинов и солей, образованием гидратов и т.д. По этой причине значительным остается уровень отказов глубинно-насосного оборудования.

Существенное влияние на надежность работы скважинного оборудования оказывает кривизна скважин, неправильный подбор режимов работы установок, отключения электроэнергии и т.д., что отрицательно сказывается в эксплуатации фонда добывающих скважин. Поэтому обеспечение намеченных объемов добычи нефти предполагает не только проведение геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи, но и проведение значительного объема работ по подземному и капитальному ремонту скважин.

Подземные и капитальные ремонты скважин проводятся со значительными затратами времени и финансовых средств и приводят к невосполнимым потерям в добыче нефти. Поэтому задача снижения затрат и продолжительности ремонтно-восстановительных работ на основе организационных мероприятий на скважинах является актуальной и востребованной.

В разрезе территориального производственного предприятия «Урайнефтегаз» основная доля глубинно-насосного оборудования приходится на установки электроцентробежных насосов (УЭЦН), обеспечивающих до 70% объема добываемой продукции. Поэтому решение проблемы повышения надежности их работы в условиях старых нефтяных месторождений является важной научной задачей, имеющей практическое применение и требующей новых методических решений путем совершенствования методов и форм организации комплексных ремонтов на скважинах, предусматривающих проведение технического обслуживания и ремонта на основе анализа и обработки технико-технологических и геолого-промысловых данных с

применением математических методов и ПЭВМ.

Цель работы. Моделирование и управление технико-экономических показателей эксплуатации добывающего фонда скважин, оборудованных установками ЭЦН, на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений.

Основные задачи исследований:

- Анализ эффективности эксплуатации фонда скважин и работы бригад подземного ремонта скважин; исследования причин отказов УЭЦН и их полетов на забой.
- Моделирование динамики отказов установок ЭЦН в различных горно-геологических условиях их эксплуатации.
- Исследования эффективности существующей системы организации ремонтных работ и разработка новых схем их организации.
- Байесовская оценка вероятности безотказной работы установок ЭЦН основанная на процессах Дирихле, для параметрического семейства Вейбулла, а также для простейшего приближения функции распределения.
- Численное моделирование и управление технико-экономическими показателями организации ремонтных работ на скважинах при устранении отказов УЭЦН и извлечении установок с забоя.
- Оценка влияния системы технического обслуживания и ремонта на динамику добычи нефти.

Методы решения задач. Для решения поставленных задач использовались методы математической статистики и теории вероятностей, теории надежности и массового обслуживания сложных нефтепромысловых систем с широким применением возможности компьютерных технологий.

Научная новизна работы

1. Впервые в условиях ТПП «Урайнефтегаз» установлено, что отказы установок электроцентробежных насосов, обрывы и отвороты колонны насосно-компрессорных труб и полеты УЭЦН на забой описываются законом распределения Вейбулла.
2. На основе байесовских методов оценки функции распределения отказов установок ЭЦН определены верхние границы применимости глубинно-

насосных установок в условиях ТПП «Урайнефтегаз».

3. Обеспечение высокой выработки активной доли извлекаемых запасов нефти на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений на основе моделирования технико-экономических показателей системы ТОР.

Практическая ценность работы:

1. Обеспечивается уменьшение простоев добывающих скважин и увеличение наработки на отказ установок ЭЦН в условиях ТПП «Урайнефтегаз», а также выполнение проектных показателей по добыче нефти.
2. Обоснован выбор критериев оптимальности и установлены пороговые значения оптимальных периодов проведения ремонтных работ и интенсивности отказов скважин, при выполнении которых обеспечивается стабилизация коэффициентов технической готовности, удельных затрат и прибыли от организации восстановительных работ на скважинах, путем проведения технических (профилактических) обслуживаний с ликвидацией возникающих преждевременных отказов.
3. Разработано методическое руководство по моделированию показателей технико-экономической эффективности системы технического обслуживания и ремонта установок ЭЦН в наклонно направленных скважинах в условиях Шаимской группы нефтяных месторождений.

Реализация результатов работы

Методическое руководство по организации технического обслуживания и ремонта в наклонно направленных скважинах, оборудованных установками ЭЦН, применяется в условиях ТПП «Урайнефтегаз».

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы докладывались на: научно-технических советах ТПП «Урайнефтегаз», г. Урай, 2000-2002 г.; 3-ей Всероссийской научно-технической конференции «Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий», г. Тюмень, 2002 г.; первом инженерном форуме

«Конкурентоспособность как путь к эффективной экономике Тюменской области», г. Тюмень, 2003 г.; заседании секции «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений» научного совета НИЦ НК «ЛУКОЙЛ», г. Москва, 2003 г.; научно-техническом совете Управления Тюменского округа Госгортехнадзора России, г. Тюмень, 2002 г. и на научно-методических семинарах кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи» ТюмГНГУ, г. Тюмень, 2001-2003 гг.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 10 печатных работ, в том числе методическое руководство, 6 статей и 3 тезиса докладов на всероссийской научно-технической конференции.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, трех разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованной литературы, включающего 122 наименований, и приложения. Работа изложена на 213 страницах машинописного текста, включая приложение на 26 страницах, содержит 93 рисунка и 44 таблицы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении кратко охарактеризованы актуальность темы диссертации, цель работы, основные задачи исследований, научная новизна, практическая ценность, внедрение результатов и апробация работы.

Первый раздел посвящен анализу состояния эксплуатации добывающих скважин, оборудованных установками ЭЦН, в условиях Шаимской группы нефтяных месторождений.

На балансе ТПП «Урайнефтегаз», основного нефтедобывающего предприятия, разрабатывающего месторождения Шаимского района, находится 16 месторождений, основная масса которых была вовлечена в разработку более 20 лет назад и в настоящее время находится на завершающей стадии разработки.

Месторождения Шаимского района приурочены к ряду локальных поднятий одноименного мегавала, расположенного в западной части Западно-Сибирской низменности. Промышленные запасы нефти приурочены к

базальным песчано-алевролитовым отложениям горизонта II Абалакской свиты и породам Тюменской свиты. Тип залежей: литологически- и стратиграфически- экранированный. Естественный режим – упруговодонапорный. По геологическому строению месторождения делятся на два типа: месторождения *Даниловской свиты*, основные запасы нефти сосредоточены в пластах II (Трехозерное, Мортымья-Тетеревское, Толумское, Даниловское, Северо-Даниловское, Мулымьинское), и месторождения *Тюменской свиты*, основные запасы нефти сосредоточены в пластах Тюменской свиты (Убинское, Лазаревское, Филипповское, Шушминское, Ловинское, Яхлинское, Мансингьянское, Сыморьяхское).

Анализ состояния разработки показывает, что месторождения находятся на стадии падения добычи нефти и характеризуются высокой обводненностью продукции. Так, по Северо-Даниловскому месторождению обводненность достигла 85,7%, по Толумскому 89,7% и по Ловинскому месторождению - 81%. В целом по месторождениям можно отметить снижение доли активных и рост трудноизвлекаемых запасов. Это объясняется достаточно благоприятной выработкой высокопродуктивных горизонтов, а также введением в разработку месторождений с низкими емкостно-фильтрационными характеристиками.

Все месторождения были переведены на систему поддержания пластового давления и механизированный способ добычи путем применения штанговых скважинных насосов (ШСН) и электроцентробежных насосов (ЭЦН). Основную часть добывающего фонда скважин составляют скважины, оборудованные установками ЭЦН. Динамика фонда скважин и наличия аварий приведена на рис. 1.

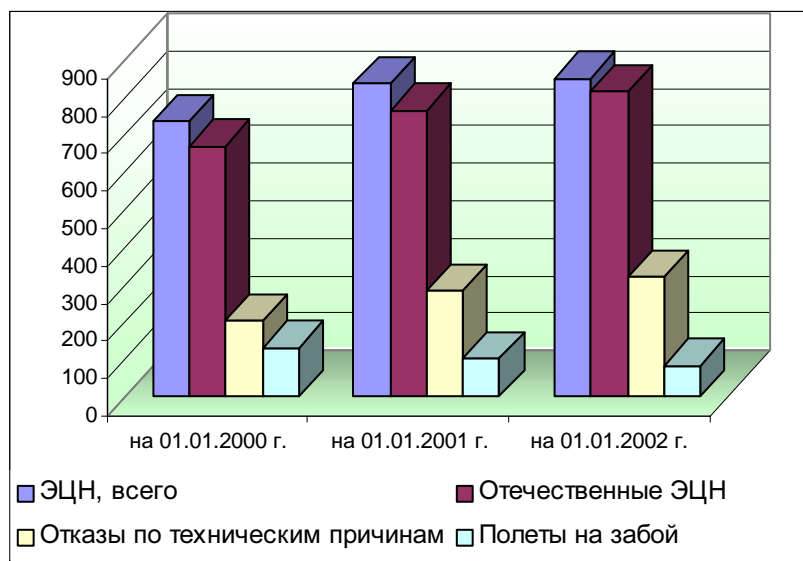


Рис.1. Динамика добывающего фонда скважин, оборудованных УЭЦН

Как видно из рис. 1, значительный объем составляют аварии, связанные с отказами ЭЦН по техническим причинам, и полеты установок ЭЦН на забой из-за разрушения составной конструкции насоса, а также обрыва или отворота колонны насосно-компрессорных труб.

Установки ЭЦН эксплуатируются в сложных условиях, вызванных наличием в перекачиваемой жидкости мехпримесей, особенно с твердостью, превышающей твердость пар трения, и обуславливают более интенсивный износ рабочих поверхностей. С ростом обводненности долговечность насосов также заметно снижается, причем в наклонных скважинах абсолютные величины долговечности на 19-23% ниже, чем в вертикальных; а при

обводненности свыше 70% долговечность насосов в наклонно направленных скважинах снижается почти в четыре раза. Повышение кривизны скважины приводит к дополнительному прогибу корпуса насоса и возникновению в радиальных опорах дополнительных сил, направленных в плоскости изгиба перпендикулярно упругой оси вала. Эти силы увеличивают износ радиальных пар трения и приводят к увеличению зазоров в сопряженных участках.

Количество капитальных ремонтов скважин ТПП «Урайнефтегаз» в нефтяном фонде из года в год растет. Например, если в 1995 году количество ремонтов составило 110, то уже с 1999 года - более 200 ремонтов, а в 2001 году ремонтов - 341. Эти цифры наглядно показывают наличие осложняющих факторов в эксплуатации скважин на поздней (завершающей) стадии разработки месторождений. Большое количество ремонтов связано с выполнением ловильных работ. Этот вид ремонтов в 1995 году составил одну треть (35 рем.) от общего числа ремонтов (110 рем.). В последующие годы количество ловильных работ колеблется от 45 до 68 ремонтов в год. Одновременно растет сложность ремонтов и колеблется в пределах от 27% в 1997г. до 46,3% в 2001 году.

До 1999 года в ТПП «Урайнефтегаз» не планировались суммарные значения времени для выполнения работ по ремонтно-изоляционным работам (РиР), обработке призабойной зоны (ОПЗ), ловильных работ, по подготовке скважин к гидравлическому разрыву пластов (ГРП) и т.д. Фактические же данные показывают, что для выполнения ловильных работ ежегодно затрачивается от 220 до 382 суток, РиР – от 141 суток в 1995г. до 605 суток в 2001 году, ОПЗ - от 145,3 до 272 сут. соответственно.

План работ по ПРС из года в год выполняется и перевыполняется. Отмечается тенденция медленного уменьшения количества ПРС (например, если 2486 ремонтов выполнены в 1995 году, то в 2001г. количество ремонтов составило 2320). Заметим, что фонд скважин, оборудованных ЭЦН и ШСН в ТПП «Урайнефтегаз», из года в год растет, количество ремонтов ЭЦН колеблется в пределах от 516 до 864. Наибольшее количество ремонтов в пределах 864 наблюдалось в 1997 году. В 2001 году количество ремонтов уменьшилось на 348 и составило 516 ремонтов. Аналогичная картина

наблюдается и по ремонту скважин, оборудованных ШСН. Например, если в 1995 году количество ремонтов составило 1813, то в 2001г. – на 383 ремонта меньше. При этом средняя продолжительность ремонтов увеличилась от 39,7 часов до 80 часов для ЭЦН и от 46 до 68,3 часов для ШСН. Средняя стоимость одного подземного ремонта скважин, оборудованных ЭЦН, за 7 лет увеличилась с 13,9 до 211,7 тыс. рублей, а в скважинах с ШСН - от 14,4 до 181,9 тыс. рублей.

Таким образом, уменьшение количества ремонтов в скважинах, оборудованных установками ЭЦН и ШСН, не привело к снижению затрат на ПРС. Это, прежде всего, связано с увеличением сложности ремонтов. Имеющиеся данные указывают на то, что необходимо пересмотреть систему организации ремонтных работ на скважинах, и требуют новых методических решений.

Анализ динамики показателей эффективности ПРС по ТПП «Урайнефтегаз» показал, что количество бригад ПРС за 7 лет уменьшилось от 25 до 20, то есть на 20%, количество ПРС - на 6,7%, а выработка на бригаду ПРС выросла на 15,4%. Выросли также продолжительность и стоимость одного ПРС, соответственно, на 73% и 12,9 раза. При этом количество скважин, ожидающих ПРС, колеблется от 80 до 100 скважин ежегодно и составляет от 4,7 до 5,2% от действующего фонда. Низкой остается и выработка на одну бригаду ПРС и капитального ремонта скважин (КРС) (соответственно, рост на 15,4 и 25% за 7 лет).

Для повышения эффективности работы бригад подземного ремонта скважин необходимо планировать организационно-технические мероприятия с учетом существующей техники и технологии, применяемой в отрасли, разработать новые методические решения на основе законов распределения отказов скважин (по причинам отказов) с целью снижения затрат, сокращения бездействующего фонда скважин и повышения производительности труда бригад подземного ремонта скважин.

Второй раздел посвящен научному обоснованию направлений повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками ЭЦН.

Система технического обслуживания и ремонта (ТОР) скважин состоит из комплекса положений и нормативов, определяющих стратегию проведения ремонтных работ по поддержанию и восстановлению работоспособности и ресурса находящихся в эксплуатации скважинных установок.

При решении задачи обоснования требуемого уровня обобщенного показателя надежности работы нефтепромысловых систем обычно выбирают показатель эффективности технического обслуживания и ремонта скважин, характеризующий эффективность проводимых мероприятий \mathcal{E} , определяемый по формуле

$$\mathcal{E} = \frac{\mathcal{E}_i - \mathcal{E}_{\text{тор}}}{\mathcal{E}_i},$$

где $\mathcal{E}_{\text{тор}}$ - показатель эффективности применения системы технического обслуживания и ремонта скважин

$$\mathcal{E}_{\text{тор}} = 1 - \frac{C_{\text{и}} + \Delta C}{C_{\text{и}}} \frac{\text{Ln}(1 - \beta_n)}{\text{Ln}(1 - (p_{\text{и}} + \Delta p)\beta_0)};$$

\mathcal{E}_i - показатель эффективности существующей (базовой) системы выполнения ремонтных работ на скважинах

$$\mathcal{E}_i = \frac{C_{\text{и}} \text{Ln}(1 - \beta_n)}{\text{Ln}(1 - p_{\text{и}}\beta_0)};$$

$C_{\text{и}}$ - затраты на ремонты скважин в исходной базовой системе;

$p_{\text{и}}$ - надежность исходной базовой системы;

β_0, β_n - вероятность выполнения плана одной и n бригадами при условии отсутствия отказов скважин.

Показатель эффективности применения системы технического обслуживания и ремонта скважин объединяет в себя всю информацию о надежности и эффективности базовой и внедряемой систем и может быть использован для обоснования требований по надежности на основе сравнительного анализа эффективности рассматриваемых систем. Если $\mathcal{E}_{\text{тор}} \geq 0$, то применение ТОР будет эффективнее базовой системы. Поэтому относительное приращение надежности должно удовлетворять условию

$$\Delta \geq \{(1 - \pi\beta_0)/\pi\beta_0\} [1 - (1 - \pi\beta_0)^\delta],$$

где $\delta = \frac{\Delta C}{C_{и}}$; $\Delta = \frac{\Delta p}{p_{и}}$.

Правая часть последнего соотношения задает минимально допустимую величину относительного приращения показателя p , при превышении которого целесообразно применять систему ТОР. Анализ формулы $\Delta = \Delta \delta$ показывает, что с повышением затрат на ТОР минимально допустимый уровень требуемого относительного приращения надежности возрастает и при $\delta \rightarrow \infty$ определяется соотношением

$$\Delta \geq \frac{(1 - p_{и} \beta_0)}{p_{и} \beta_0}.$$

Преобразуем выражение к виду

$$P_{\text{тор}} \geq \frac{1}{\beta_0} [1 - (1 - p_{и} \beta_0)^d], \quad (*)$$

где $P_{\text{тор}}$ - требуемый уровень надежности ТОР;

$$d = \frac{C_{и} + \Delta C}{C_{и}}.$$

Из этого соотношения следует, что внедрение системы ТОР с уровнем надежности $P_{\text{тор}}$ целесообразно, если при данном d выполняется условие (*). Поэтому неравенство (*) задает минимально допустимый уровень надежности, который должен быть достигнут при применении системы ТОР, чтобы ее внедрение вместо существующей (базовой) было целесообразно.

Проведенные исследования для условий Урало-Поволжья и Среднего Приобья показывают, что для обеспечения эффективности существующей на нефтяных промыслах системы технического обслуживания необходимо обеспечивать надежность системы не ниже 0,8 и 0,9 для ШСН и ЭЦН соответственно, при этом коэффициент эксплуатации не должен опускаться ниже 0,93. В современных условиях, когда фонд скважин старый, а месторождения введены в разработку в 70-х годах прошлого столетия, для обеспечения требуемой надежности работы необходимо принять новую схему организации ремонтных работ. При этом необходимо в качестве критерия оптимальности использовать коэффициент технической готовности и

стремиться обеспечить максимальную прибыль при снижении затрат и количества отказов до минимума.

Исчерпывающей характеристикой надежности нефтепромыслового оборудования является закон распределения времени безотказной работы. По результатам обработки промысловых данных по отказам установок ЭЦН с применением существующих методов анализа были получены законы распределения отказов по месторождениям Даниловской и Тюменской свит, которые описываются распределением Вейбулла (табл.1). Для оценки близости статистического и теоретического распределений были применены критерии К, Пирсона (χ^2 -хи-квадрат) и А.Н. Колмогорова.

На поздней стадии разработки нефтяных месторождений интенсивность отказов растет по криволинейному закону, вызвана старением, износом деталей и условиями их эксплуатации. Показано, что для обеспечения допустимой нижней границы надежности работы установок ЭЦН интенсивность отказов не должна превышать критических величин, например: 0,0055 для отворотов и обрывов труб на месторождениях Даниловской свиты; 0,0035 - на месторождениях Тюменской свиты.

Таблица 1

Закон распределения отказов УЭЦН

Вид отказа	Вероятность безотказной работы	Интенсивность отказов
Отказ УЭЦН, Даниловская свита, Северо-Даниловское месторождение	$P(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{428,4}\right)^{1,9}\right]$	$\lambda(t) = 0,0044\left(\frac{t}{428,4}\right)^{0,9}$
Отказ УЭЦН, Даниловская свита, Мортымья-Тетеревское месторождение	$P(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{330,4}\right)^{1,5}\right]$	$\lambda(t) = 0,0045\left(\frac{t}{330,4}\right)^{0,5}$
Отказ УЭЦН, Даниловская свита, Толумское месторождение	$P(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{358,7}\right)^{1,7}\right]$	$\lambda(t) = 0,0047\left(\frac{t}{358,7}\right)^{0,7}$
Отказ УЭЦН, Тюменская свита, Ловинское месторождение	$P(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{399,1}\right)^{1,6}\right]$	$\lambda(t) = 0,0040\left(\frac{t}{399,1}\right)^{0,6}$
Отказ УЭЦН, Тюменская свита, Убинское месторождение	$P(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{266,2}\right)^{1,4}\right]$	$\lambda(t) = 0,0060\left(\frac{t}{266,2}\right)^{0,4}$
Отвороты (обрывы) насосно-компрессорных труб на месторождениях Даниловской свиты	$P(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{284,7}\right)^{1,6}\right]$	$\lambda(t) = 0,0056\left(\frac{t}{284,7}\right)^{0,6}$

Отвороты (обрывы) насосно-компрессорных труб на месторождениях Тюменской свиты	$P(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{528}\right)^{1,9}\right]$	$\lambda(t) = 0,0036\left(\frac{t}{528}\right)^{0,9}$
Ловильные работы по извлечению УЭЦН с забоя на месторождениях Даниловской свиты	$P(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{274,8}\right)^{1,3}\right]$	$\lambda(t) = 0,0051\left(\frac{t}{274,8}\right)^{0,3}$

Анализ интенсивности отказов УЭЦН по месторождениям ТПП «Урайнефтегаз» подтверждает утверждение о снижении надежности глубинно-насосного оборудования во времени и показывает в целом рост интенсивности отказов. Это объясняется особенностями геологического строения месторождений и достаточно старым фондом скважин, пробуренным с частичным нарушением требований по строительству скважин.

Полученные функции распределения отказов УЭЦН дают исчерпывающую характеристику рассматриваемого процесса как интегральный показатель, но требуют оценки адекватности физическим процессам. Существуют различные методы и способы байесовской оценки показателей надежности. В данной работе использованы непараметрические байесовские оценки, основанные на процессах Дирихле и оценка надежности для параметрического семейства Вейбулла (табл. 2).

Таблица 2

Расчетные формулы байесовской оценки

Метод	Точечная оценка ВБР	Апостериорная дисперсия
Непараметрическая оценка на процессах Дирихле	$R^*(t) = E[R(t) (\tau, \delta)]$	$\sigma_{R^*} = E[R^2(t) (\tau, \delta)] - \hat{R}^*(t)$
Оценка для параметрического семейства Вейбулла (при известном α)	$\hat{R}_9^*(t_0) = \frac{\sum_{j=1}^N n_j \hat{R}_j^{\omega_N(\alpha)+1} \ln \hat{R}_j ^{d_N}}{\sum_{j=1}^N n_j \hat{R}_j^{\omega_N(\alpha)} \ln \hat{R}_j ^{d_N}}$	$\delta^2 \hat{R}_9^*(t_0) = \frac{\sum_{j=1}^N n_j \hat{R}_j^{\omega_N(\alpha)+2} \ln \hat{R}_j ^{d_N}}{\sum_{j=1}^N n_j \hat{R}_j^{\omega_N(\alpha)} \ln \hat{R}_j ^{d_N}} - \hat{R}_9^{*2}(t_0)$
Оценка для параметрического семейства Вейбулла (при неизвестном α)	$\hat{R}_9^*(t_0) = \frac{\sum_{j=1}^N n_j \hat{\alpha}_j^{\frac{d_N}{\mu_N} \hat{\alpha}_j - 1} \hat{R}_j^{\omega_N(\hat{\alpha}_j)} \ln \hat{R}_j ^{d_N}}{\sum_{j=1}^N n_j \hat{\alpha}_j^{\frac{d_N}{\mu_N} \hat{\alpha}_j - 1} \hat{R}_j^{\omega_N(\hat{\alpha}_j)} \ln \hat{R}_j ^{d_N}}$	$\sigma^2 \hat{R}_9^*(t_0) = \frac{\sum_{j=1}^N n_j \hat{\alpha}_j^{\frac{d_N}{\mu_N} \hat{\alpha}_j - 1} \hat{R}_j^{\omega_N(\hat{\alpha}_j+2)} \ln \hat{R}_j ^{d_N}}{\sum_{j=1}^N n_j \hat{\alpha}_j^{\frac{d_N}{\mu_N} \hat{\alpha}_j - 1} \hat{R}_j^{\omega_N(\hat{\alpha}_j)} \ln \hat{R}_j ^{d_N}} - \hat{R}_9^{*2}(t_0)$

Примечание: расшифровка переменных, использованных в расчетных формулах, виду ограниченности объема автореферата приведена в диссертационной работе.

Анализ точечных байесовских оценок вероятности безотказной работы показал, что предложенные методы дают удовлетворительную для практики сходимость фактических и расчетных показателей. В то же время зависимость оценок среднеквадратического отклонения показывает более высокую устойчивость байесовской оценки отклонения σ_{R^*} при методе параметрического семейства Вейбулла, чем при применении непараметрической оценки, основанной на процессе Дирихле.

Для организации ремонтных работ на скважинах предлагается использовать систему технического обслуживания и ремонта при критериях оптимальности, характеризующих основные технико-экономические показатели работы фонда скважин (табл. 3).

Таблица 3

Алгоритм определения технико-экономических показателей ТОР

Показатель	Система ТОР, предусматривающая выполнение плановых и аварийных ремонтов	Система плановых ТОР
Максимум коэффициента готовности - $\max K_z(\tau)$	$\frac{1}{1 + (\tau_a - \tau_n)\lambda(\tau_0)}$	$\frac{P(\tau_0)}{1 + (\tau_a - \tau_n)f(\tau_0)}$
Минимальные удельные затраты - $\min C^*(\tau)$	$(C_a\tau_a - C_n\tau_n)\lambda(\tau_0)$	$C_c \frac{F(\tau_0)}{P(\tau_0)} + (C_a\tau_a - C_n\tau_n)\lambda(\tau_0)$
Максимальная удельная прибыль - $\max S^*(\tau)$	$\frac{C_0 - (C_a\tau_a - C_n\tau_n)\lambda(\tau_0)}{1 + (\tau_a - \tau_n)\lambda(\tau_0)}$	$\frac{C_0P(\tau_0) - C_0F(\tau_0) - (C_a\tau_a - C_n\tau_n)f(\tau_0)}{1 + (\tau_a - \tau_n)f(\tau_0)}$

где τ_0 - оптимальный период проведения ремонтов; τ_a, τ_n – продолжительность аварийного и планового ремонта; C_a, C_n – стоимость аварийного и планового ремонта; $\lambda(\tau)$ - интенсивность отказов; $f(\tau)$ - функция распределения отказов, $P(\tau)$ - вероятность безотказной работы, $F(\tau)$ - вероятность отказа, C_c – стоимость скрытого отказа.

Третий раздел посвящен моделированию и управлению технико-экономических показателей эффективности технического обслуживания и ремонта в добывающих скважинах в условиях ТПП «Урайнефтегаз».

По результатам анализа особенностей геологического строения продуктивных пластов и состояния разработки месторождений ТПП «Урайнефтегаз» выделено две группы месторождений – Даниловская и

Тюменская свиты. Поэтому численное моделирование технико-экономических показателей эффективности системы ТОР установок ЭЦН проведено в разрезе этих свит.

Ранними исследованиями стратегий технического обслуживания и ремонта, проведенными Кучумовым Р.Я., Пчелинцевым Ю.В., Кучумовым Р.Р., Пяльченковым Д.В. и рядом других исследователей, была обоснована целесообразность применения стратегии технического обслуживания и ремонта, основанной на проведении плановых ремонтов (профилактик) с ликвидацией преждевременных отказов добывающих скважин.

Анализ применения различных стратегий организации ТОР установок ЭЦН в ТПП «Урайнефтегаз» показал, что при использовании вышеуказанной стратегии достигаются более высокие показатели по коэффициенту готовности (на 4-11% выше) и наблюдается рост оптимального периода проведения технических обслуживаний (до 243 суток).

Сводные данные по эффективности применения системы технического обслуживания и ремонта (планово-аварийные ТОР) установок ЭЦН на скважинах приведены в табл. 4.

Таблица 4

Технико-экономические показатели эффективности системы ТОР

Месторождение	K_r , д.е.	$T_{\text{опт}}$, сут.	Затраты, у.е.	Прибыль, у.е.
<i>Даниловская свита</i>				
Северо-Даниловское	0,9712	224	196,7	6122
Мортымья-Тетеревское	0,9571	223,3	296,7	5937
Толумское	0,9631	203,8	253,6	6016
<i>Тюменская свита</i>				
Ловинское	0,9655	243,3	236,8	6047
Убинское	0,9457	210,3	380,5	5787

Из таблицы видно, что самый высокий коэффициент готовности - на Северо-Даниловском месторождении, самый низкий - на Убинском, а оптимальный период проведения ремонтов варьируется в пределах от 203,8 до 243,3 суток.

Используя полученные данные, можно сделать вывод о том, что применение стратегии плановых профилактик и внеплановых ремонтов в

условиях месторождений ТПП «Урайнефтегаз» наиболее эффективно. Использование этой стратегии позволяет получить высокие показатели надежности работы насосов УЭЦН при больших периодах проведения ТОР, в среднем превышающих в 3,4 раза периоды проведения ТОР при использовании стратегии плановых профилактик. Так, коэффициент готовности увеличивается в среднем на 4,5%; при этом позволяет увеличить рентабельность работы скважины за счет снижения удельных затрат и увеличения удельной прибыли.

Сравнение полученных минимальных удельных затрат показывает эффективность проведения планово-аварийных ТОР насосов ЭЦН. Это позволило уменьшить удельные затраты на обслуживание скважин Северо-Даниловского месторождения на 39%; на Мортимья-Тетеревском месторождении - на 53%; на Толумском месторождении - на 45%; на Ловинском месторождении - на 59%; на Убинском месторождении - на 48%. Расчеты показали также, что проведение планово-аварийных ТОР в скважинах вышеперечисленных месторождений позволяет получить дополнительную удельную прибыль в размере от 4,3% до 10,5%. Но при этом уровень интенсивности отказов остается несколько выше, чем при использовании стратегии плановых профилактик.

Использование в качестве критерия оптимальности максимума коэффициента готовности дает возможность увеличить межремонтный период работы скважин, следовательно, позволяет обеспечить дополнительную добычу скважинной продукции. Так, оптимальная периодичность ремонтов увеличивается в среднем на 54% для затрат и на 22% для прибыли.

Как отмечалось выше, отказы установок ЭЦН часто сопровождаются полетом глубинного насоса на забой. При этом на забое могут оказаться как сами установки, так и их элементы, например, при разрушении конструкции насоса. В последнее время на месторождениях с высокой агрессивностью пластовых вод при наличии искривления скважины свыше допустимых пределов и высоком уровне обводненности наблюдаются полеты установок ЭЦН вместе с элементами подвески (обрывы и отвороты колонны насосно-компрессорных труб) за счет коррозионно-механического изнашивания.

Результаты численного моделирования эффективности системы ТОР установок ЭЦН при ликвидации полетов ЭЦН, обрывов и отворотов колонны

НКТ показали, что коэффициент готовности скважин на месторождениях Тюменской свиты выше на 2.5 – 7.5%, чем на месторождениях Даниловской свиты. При чисто плановых обслуживаниях скважин мы не достигаем максимума коэффициента готовности. Хотя имеем при плановых обслуживаниях ниже интенсивность отказов в 2 – 5 раз для месторождений Даниловской свиты и в 2.5 – 6.7 раз для месторождений Тюменской свиты. При этом $T_{\text{опт}}$ меньше в 3 - 8 раз (Даниловская свита) и в 2.8 - 6 раз (Тюменская свита) по сравнению с первой методикой. Также на месторождениях Даниловской свиты при использовании первой методики коэффициент готовности на 4.7 – 13% выше по сравнению с системой, предусматривающей проведение только плановых ремонтов вне зависимости от наличия аварийных отказов, а для месторождений Тюменской свиты коэффициент готовности выше на 2.5 – 7.5%. Эти результаты наглядно показывают эффективность первой методики организации технического обслуживания на скважинах. Но даже если по каким-то причинам применяется вторая методика, то целесообразно будет увеличивать отношение $T_a/T_{\text{п}}$, т.е. снижать продолжительность планового ремонта.

При плановых обслуживаниях скважин (ППР) наблюдаются удельные затраты выше, чем при использовании плановых профилактик при внеплановых ремонтах (в 1.64 – 2.85 раза для Даниловской свиты и в 1.73 – 2.87 раза для Тюменской свиты). Оптимальные периоды проведения ловильных работ $T_{\text{опт}}$ меньше в 2.3 – 7.8 раз (Даниловская свита) и в 2.2 – 5.2 раз (Тюменская свита), хотя имеем при плановых обслуживаниях ниже интенсивность отказов в 1.6 – 3.5 раз и в 1.9 – 4.6 раз, соответственно. Эти результаты наглядно показывают эффективность плановых профилактик при внеплановых аварийных ремонтах. При этом целесообразно будет увеличивать отношение $T_a/T_{\text{п}}$ за счет снижения продолжительности планового ремонта, а также увеличивать отношение $C_a/C_{\text{п}}$ путем уменьшения потери при проведении этих ремонтов. Замечено, что на месторождениях Тюменской свиты минимальные удельные затраты меньше, чем на месторождениях Даниловской свиты в 1.8 – 2.2 раза и в 1.8 – 2.1 раза для первой и второй методик соответственно.

Рассмотрена эффективность применения системы технического обслуживания и ремонта для обеспечения уровня добычи нефти на примере Северо-Даниловского месторождения (Даниловская свита).

Месторождение введено в разработку в 1984 году. Разработка опытного участка велась изначально с ППД. Средний темп отбора нефти от НИЗ по опытному участку составляет 6,2%. Темп отбора в первый год (1985г.) промышленной эксплуатации залежи составил около 3%. Высокие темпы отбора нефти из высокопродуктивных пластов П Северо-Даниловского, а также более интенсивные системы разработки (плотная сетка скважин, высокие темпы разбуривания и площадное заводнение) низкопродуктивных пластов остальных месторождений позволили выйти на стадию максимальной добычи за шесть лет.

Добывающий фонд скважин, оборудованных УЭЦН, по Северо-Даниловскому месторождению составляет 53 скважины. Законы распределения отказов УЭЦН по техническим причинам и вследствие полетов на забой были приведены в табл. 1.

Анализ показывает, что наибольшая вероятность безотказной работы характерна для установок ЭЦН при прочих равных условиях (отсутствие технических проблем при условии выполнения требований по спуску в скважину и запуску насоса). В то же время самая высокая интенсивность отказов - по отворотам (обрывам) колонны НКТ, что подтверждается и характером кривой вероятности безотказной работы.

Расчетный оптимальный период проведения профилактических ремонтов и обслуживаний составляет для критерия оптимальности максимум технической готовности - 278 сут., фактическая средняя наработка на отказ составляет 241 сут. при коэффициенте эксплуатации 0,66, что является крайне низким показателем.

Предполагается, что 20% фонда скважин переходящего с предыдущего года, и они являются первыми на очереди для проведения профилактики.

Расчет технологической эффективности применения системы ТОР проводился исходя из прироста коэффициента эксплуатации, с использованием формулы, описывающей связь коэффициента готовности и коэффициента эксплуатации:

$$\Delta k = k_3^2 - k_3^1 = k_2 \frac{t_{\text{эксн}} + t_{\text{восст}}}{t_{\text{кал}}} - k_3^1,$$

$$\Delta Q = \Delta k \times N \times q$$

где k_3^1, k_3^2 - коэффициент эксплуатации до и после внедрения системы ТОР, д.е.; $t_{\text{кал}}, t_{\text{эксн}}, t_{\text{восст}}$ - соответственно календарное, эксплуатационное время и время на восстановление (ремонт), сут.; k_2 - коэффициент готовности, д.е.

Прирост коэффициента готовности за счет внедрения системы ТОР составит

$$\Delta k = k_3^2 - k_3^1 = k_2 \frac{t_{\text{эксн}} + t_{\text{восст}}}{t_{\text{кал}}} - k_3^1 = 0.9461 \frac{278.7 + 5}{365} - 0.661 = 0.735 - 0.661 = 0.074.$$

Учитывая принятые условия (20% фонда является переходящим из прошлого года), а также отсутствие мгновенной индикации об отказах приемом повышающий коэффициент 1,2 для определения прироста коэффициента эксплуатации.

Тогда прирост добычи нефти от организационных мероприятий по ремонту составит

$$\Delta Q = \Delta k \times 1.2 \times N \times q = 0.074 \times 1.2 \times 53 \times 90 = 425.68 \text{ тонн.}$$

Таким образом, лишь по одному небольшому месторождению, находящемуся на поздней стадии разработки, только за счет изменения системы организации ТОР мы получили дополнительную добычу в объеме 425,68 тонн.

Экономическую эффективность определим по формуле

$$\mathcal{E} = \Delta Q \times (C - C_c) + (Z_p^1 - Z_p^2) = \Delta Q \times (C - C_c) + (t_p^1 - t_p^2) \times C_{\sigma-ч},$$

где C - цена тонны нефти на внутреннем рынке без НДС, руб.; C_c - себестоимость добычи и подготовки одной тонны нефти, руб.; Z_p^1, Z_p^2 - затраты на ремонт до и после введения системы технического обслуживания и ремонта, руб.; t_p^1, t_p^2 - среднее время ремонта до и после введения системы технического обслуживания и ремонта, час; $C_{\sigma-ч}$ - стоимость 1 бригадо-часа работы бригады ПРС, руб.

Тогда экономическая эффективность по Северо-Даниловскому месторождению без учета налогов и обязательных платежей составит

$$\Delta = \Delta Q \times (C - C_c) + (t_p^1 - t_p^2) \times C_{\text{б-ч}} = 425.68 \times (2000 - 1100) + (7 - 5) \times 24 \times 54\,000 = 2\,975\,112$$

рублей (в ценах на 01.04.2003 г.).

Итак, внедрение системы технического обслуживания и ремонта позволяет в условиях Северо-Даниловского месторождения достигнуть технологического эффекта в объеме 425,68 тонн дополнительной добычи нефти и экономического эффекта в размере 2 975 112 рублей без привлечения дополнительного финансирования.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Установлено, что ремонтные работы становятся более затратными и продолжительными при низкой выработке бригад и требуют применения более эффективных и прогрессивных способов и форм организации ремонтных работ на скважинах.
2. Разработан алгоритм и программа расчета выбора оптимального периода проведения технического обслуживания и ремонта скважин при критериях оптимальности – максимум коэффициента технической готовности, максимум удельной прибыли и минимум удельных затрат.
3. Результатами обработки геолого-промысловых данных по отказам установок ЭЦН на месторождениях Шаимской группы установлены законы распределения отказов насосного оборудования, обрывов (отворотов) насосно-компрессорных труб, которые описываются распределением Вейбулла. Для оценки близости статистического и теоретического распределений применены критерии К. Пирсона (χ^2 -хи-квадрат) и А.Н. Колмогорова.
4. Байесовские оценки функций распределения отказов установок ЭЦН по методам параметрического семейства Вейбулла и непараметрической оценки, основанной на процессах Дирихле, предлагаются как верхние границы применимости УЭЦН и проведения ловильных работ в условиях ТПП «Урайнефтегаз».
5. Показано, что использование стратегии проведения ТОР с ликвидацией преждевременных отказов оборудования дает возможность получить наиболее высокие показатели надежности работы насосов УЭЦН при больших периодах проведения ТОР, в среднем превышающих в 3,4 раза

периоды проведения ТОР при использовании стратегии плановых профилактик. При этом коэффициент готовности увеличивается в среднем на 4,5%, что позволяет увеличить рентабельность работы скважины за счет снижения удельных затрат и увеличения удельной прибыли.

6. Исследования критерия минимальные удельные затраты показали, что применение ТОР обеспечивает уменьшение удельных затрат на обслуживание скважин Северо-Даниловского месторождения на 39%; Мортымья-Тетеревского месторождения - на 53%; Толумского месторождения - на 45%; Ловинского месторождения - на 59%; Убинского месторождения - на 48% и позволяет получить дополнительную удельную прибыль от 4,3% до 10,5% на один ремонт установки ЭЦН.
7. Имитационное моделирование системы технического обслуживания и ремонта на 53 добывающих скважинах Северо-Даниловского месторождения показало возможность обеспечения высокого технологического и экономического эффекта за счет увеличения объема добычи нефти без привлечения дополнительного финансирования. Технологический эффект составил 425,68 тонн, а экономический эффект - 2 975 112 рублей.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Меньшиков А.Г. Методологические основы технико-экономического анализа эффективности использования механизированного фонда нефтяных скважин/ Кучумов Р.Р., Меньшиков А.Г., Пустовалов М.Ф. // Моделирование технологических процессов нефтедобычи: Сб. науч. тр., Вып. 3., ч1. – Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2002. – С.50-56.
2. Меньшиков А.Г. Анализ уровня удельных затрат при проведении ТОиР УЭЦН в условиях ТПП «Урайнефтегаз» / Меньшиков А.Г., Кучумов

- Р.Р.// Моделирование технологических процессов нефтедобычи: Сб. науч. тр., Вып. 3., ч1. – Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2002. – С.56-64.
3. Меньшиков А.Г. Исследования критерия технической готовности установок ЭЦН при проведении ТОиР в условиях ТПП «Урайнефтегаз» / Меньшиков А.Г., Пустовалов М.Ф.// Моделирование технологических процессов нефтедобычи: Сб. науч. тр., Вып. 3., ч. 1. – Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2002. – С.64-74.
 4. Меньшиков А.Г. Исследование показателей эффективности применения системы технического обслуживания и ремонта скважин, оборудованных УЭЦН, в условиях Шаимской группы месторождений/Пустовалов М.Ф., Кучумов Р.Р., Меньшиков А.Г. //Моделирование технологических процессов нефтедобычи: Сб. науч. тр., Вып. 3., ч2. – Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2002. – С.45-49.
 5. Меньшиков А.Г. Методика анализа эффективности работы механизированного фонда нефтяных скважин // Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий: Материалы III Всероссийской научно-технической конференции. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. -С.39-40.
 6. Меньшиков А.Г. Исследование удельных затрат при проведении ТОиР установок ЭЦН // Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий: Материалы III Всероссийской научно-технической конференции. –Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. -С.40-41.
 7. Меньшиков А.Г. Исследование технической надежности работы установок ЭЦН // Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий: Материалы III Всероссийской научно-технической конференции. –Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. -С.42-43.
 8. Меньшиков А.Г. Методика байесовской оценки показателей надежности установок ЭЦН / Кучумов Р.Р., Иксанова Г.Н., Меньшиков А.Г., Муфтахутдинова Э.Б., Наместников С.В. // Моделирование

- технологических процессов нефтедобычи: Сб. науч. тр., Вып. 4. – Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2003. – С. 76 – 82.
9. Меньшиков А.Г. Анализ байесовской оценки показателя надежности установок ЭЦН / Кучумов Р.Я., Иксанова Г.Н., Кучумов Рубин Р., Меньшиков А.Г., Наместников С.В.// Моделирование технологических процессов нефтедобычи: Сб. науч. тр., Вып. 4. – Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2003. – С. 171 – 179.
10. Меньшиков А.Г. Методическое руководство по организации технического обслуживания и ремонта наклонно направленных скважин, оборудованных установками ЭЦН, в условиях Шаимской группы нефтяных месторождений / Кучумов Р.Я., Пчелинцев Ю.В., Кучумов Р.Р., Пустовалов М.Ф., Меньшиков А.Г., Кучумов Рубин Р. – М.: НИЦ НК «ЛУКОЙЛ», 2003 – 40 с.

Подписано к печати _____.2004 г.
Заказ № _____
Формат 60x84 ¹/₁₆
Отпечатано на RISO GR 3750

Бум. писч. №1
Уч.- изд.л. 1.2
Усл.печ..л. 1.2
Тираж 100 экз.

Издательство «Нефтегазовый университет»
Государственного образовательного учреждения
высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»
625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38
Отдел оперативной полиграфии издательства «Нефтегазовый университет»
625039, г. Тюмень, ул. Киевская, 52