

Работа выполнена в государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования "Тюменский государственный нефтегазовый университет" на кафедре "Техническая кибернетика".

Портнягин Алексей Леонидович

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ АНАЛИЗА
ПРОЦЕССОВ РЕМОНТНО-ТЕХНИЧЕСКОГО
ОБСЛУЖИВАНИЯ СКВАЖИННЫХ СИСТЕМ
НЕФТЕПРОМЫСЛА**

Специальность 05.13.06 – Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (нефтегазовая отрасль)

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель - кандидат технических наук, доцент
Соловьёв Илья Георгиевич
Официальные оппоненты - доктор технических наук, профессор
Кицис Станислав Ильич
- кандидат технических наук, доцент
Козодоев Леонид Васильевич
Ведущая организация - ОАО "Гипротюменнефтегаз", г.Тюмень

Защита состоится "___" _____ 2005 г. в _____ часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.02 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: 625039, г.Тюмень, ул.Мельникайте, 72.

Автореферат разослан "___" _____ 2005 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета

С.И. Челомбитко

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. В настоящее время большинство месторождений Западной Сибири эксплуатируются преимущественно механизированным способом, причем основная доля добываемой нефти приходится на погружные установки центробежных электронасосов (УЭЦН). Так, по опубликованным данным на 2000 год, до 60% нефти в России и до 70% нефти в Западной Сибири добыто с использованием УЭЦН. В частности, для месторождений ТПП "Ураинефтегаз" – 55% (2000 г.), ОАО "Самотлорнефтегаз" – 70% (2001 г.), ОАО "ТНК-Нижневартовск" – 91,9% (2003 г.).

Очевидно, что вследствие простоя нефтедобывающих скважин предприятие несет значительные убытки, равно, как и при выделении лишних ремонтных ресурсов.

Таким образом, для получения максимальной прибыли от добычи нефти требуется расчет оптимальных ресурсов ремонтных служб, включая объемы запасного оборудования. Кроме того, при ограниченных ресурсах необходимо обоснование схемы приоритетного обслуживания скважин месторождения.

Существующие методы и модели анализа процессов ремонтно-технического обслуживания (РТО) скважинных систем нефтепромысла, в частности, опубликованные в работах Хачатурова В.Р. и Овчарова Л.А., не соответствуют современному уровню информационной обеспеченности нефтегазодобывающих предприятий. Обозначенные подходы используют среднюю наработку на отказ погружного оборудования, среднее время ремонта, причем без разделения процесса на спуско-подъемные операции и ремонтно-восстановительные работы на базе производственного обслуживания (БПО).

Учет информации о параметрах каждой скважины, погружной установки, состоянии бригад и линий по ремонту оборудования, текущих запасов склада позволит с большей точностью определять значения

характеристик эффективности организации системы РТО, следовательно, принимать наиболее верные решения при планировании и оперативном управлении ресурсами ремонтных служб.

Цель работы. Совершенствование методов анализа и разработка моделей процессов РТО нефтепромыслового оборудования на основе детального учета информации об эксплуатационных характеристиках скважинных систем и ресурсов ремонтных служб.

Основные задачи исследования.

1. Выявление проблемных вопросов планирования и регулирования процессов РТО скважин с УЭЦН.
2. Определение структурных схем ремонта погружного оборудования эксплуатационного фонда нефтяных скважин и базовых переменных состояния процессов РТО.
3. Разработка аналитических моделей процессов РТО механизированного фонда скважин, оборудованных УЭЦН.
4. Планирование ремонтных ресурсов системы обслуживания скважин с УЭЦН.
5. Имитационное моделирование процессов обслуживания и ремонта скважин, оборудованных УЭЦН, на основе прогноза динамики освоения остаточного ресурса погружного оборудования и времени работы ремонтных подразделений.

Методы решения задач. Поставленные задачи решаются методами теории массового обслуживания, динамики средних и имитационного моделирования.

Научная новизна работы.

1. В развитие метода динамики средних разработаны *новые аналитические модели процессов РТО механизированного фонда скважин*, отличающиеся детальностью учета информации о функциональной надежности групп

изделий, комплектующих блоков УЭЦН, условиях эксплуатации и видах отказов.

2. Разработана *оригинальная имитационная модель и технология комплексного вычислительного анализа процессов РТО для скважин с УЭЦН* на основе объединения созданной информационной модели предметной области и метода факторного прогнозирования остаточных ресурсов каждой единицы оборудования, ремонтных бригад и линий.

Практическая ценность работы. Разработанные модели и методы анализа процессов РТО, рассмотренные на их основе примеры ресурсного регулирования позволяют с необходимой на практике детальностью планировать объемы запасов различных по надежности групп изделий и комплектующих УЭЦН с определением оптимальной производительности ремонтно-восстановительных стадий. Рассмотренные в примерах критерии рационального регулирования сочетают показатели доходности нефтедобычи с капитальными и эксплуатационными затратами на организацию и ресурсное обеспечение ремонтно-технических служб нефтепромыслов.

Вычислительные технологии и модели прогнозирования ресурсных характеристик работающего оборудования, рабочего времени ремонтных бригад и линий в условиях действующих факторов эксплуатации создают основу для реализации функций оперативного управления ремонтно-восстановительными процессами в рамках действующих корпоративных информационных систем нефтепромыслов.

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались на следующих конференциях: межвузовской студенческой научной конференции "Нефть: наука, экология и экономика" (Альметьевск, 2001 г.); межвузовской научно-методической конференции "Межсессионный контроль и качество обучения" (Тюмень, 2001 г.); Всероссийской научно-технической конференции "Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе" (Тюмень, 2001 г.); научно-технической конференции,

посвященной 90-летию со дня рождения В.И. Муравленко "Нефть и газ: проблемы недропользования, добычи и транспортировки" (Тюмень, 2002 г.); научно-практической конференции студентов, аспирантов и научных работников "Международные и отечественные технологии освоения природных минеральных ресурсов" (Астрахань, 2002 г.); областной научно-методической конференции "Роль информационных технологий в обучении: проблемы, перспективы, решения" (Тюмень, 2003 г.); международной научно-технической конференции "Новые информационные технологии в нефтегазовой промышленности и энергетике" (Тюмень, 2003 г.); международной научно-технической конференции, посвященной 40-летию Тюменского государственного нефтегазового университета (Индустриального института) "Нефть и газ Западной Сибири" (Тюмень, 2003 г.).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 13 печатных работ, в числе которых 5 статей и 8 тезисов докладов на научно-технических конференциях.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 разделов, заключения, списка использованных источников, включающего 114 наименований и 1 приложения. Работа изложена на 133 страницах машинописного текста, содержит 39 рисунков и 10 таблиц.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность исследований, определены цели и задачи диссертации, сформулированы положения о научной новизне и практической ценности работы.

В первом разделе проведен анализ состояния вопросов в области задач планирования и управления РТО скважинных систем нефтепромыслов.

Эффективность эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, является предметом многочисленных исследований. Среди "советских" ученых можно

отметить работы Филиппова В.Н. о надежности УЭЦН на этапах конструирования, изготовления, эксплуатации, ремонта, а также при реализации определенной технической политики потребителя. Вопросы совершенствования контроля и защиты погружных электронасосов рассматривались в работах Хохлова В.К. Результаты исследований Ляпкова П.Д. лежат в основе современных программ по подбору погружного оборудования к скважине. Широко известными являются работы Богданова А.А., посвященные расчету и конструкции УЭЦН. Следует выделить работы Мищенко И.Т., направленные на исследование процессов нефтедобычи.

В настоящее время многие авторы занимаются восстановлением моделей ресурсов погружных установок путем определения степени влияния конструктивных и эксплуатационных факторов на продолжительность безотказной работы УЭЦН. В частности, интересные результаты опубликованы в работе Генералова И.В., где разработана математическая модель наработки УЭЦН на отказ для Самотлорского месторождения.

В области гидродинамических и диагностических исследований скважин достаточно интересными являются работы специалистов компании "СИАМ".

На сегодняшний день основные направления анализа эффективности эксплуатации скважин связаны с теорией надежности. Известные результаты в этом направлении получены и опубликованы Пчелинцевым Ю.В., Кучумовым Р.Я., Сушковым В.В. В подобных работах определяется вероятностная модель отказов погружного оборудования, и полученная информация используется для планирования межремонтного периода. Такое направление исследований оказывается более содержательным, если в технологии процесса нефтедобычи предусмотрены планово-предупредительные ремонты. В этом случае используется критерий эффективности, формируемый затратами на профилактические ремонты и потерями от аварий.

На практике система планово-предупредительных ремонтов, применительно к скважинам с УЭЦН, не приживается по причине

значительных затрат на спускоподъемные операции, сравнимых со стоимостью погружного оборудования. Имеют место случаи изъятия оборудования из скважины до отказа, как правило, в случае проявления аномального режима работы установки сразу после запуска. Подобная ситуация рассматривается скорее как исключение из правила.

По причине отсутствия профилактических ремонтов аналитическая мощность методов теории надежности ограничена при исследовании эффективности организации обслуживания скважин с УЭЦН. Эти методы отделены от вопросов планирования и управления производственными процессами, где требуется определять такие параметры, как число бригад подземного ремонта скважин, объемы склада, требуемая пропускная способность БПО, процент обновления нефтедобывающего оборудования. Для оценки эффективности планирования следует знать время простоя скважин, очереди на ремонт, простои ремонтных бригад и линий на БПО. Кроме этого, в методы теории надежности плохо вписывается технология приоритетного обслуживания и т.д.

Вопросы планирования ресурсов РТО осложняются фактором стохастичности отказов погружного нефтедобывающего оборудования, а также политикой некоторых нефтяных компаний, направленной на ликвидацию "неработающих" материальных средств, что приводит к отсутствию запасных УЭЦН на складе и, соответственно, дополнительному времени простоя скважин вследствие ожидания ремонта.

Изучение существующих подходов к планированию и управлению РТО скважинных систем показало, что в процессе принятия решений используются далеко не все данные, собираемые в современных информационных промышленных системах предприятий.

Второй раздел посвящен исследованию процессов РТО скважинных систем с УЭЦН методами теории массового обслуживания. Данные методы

нашли отражение в работах Хачатурова В.Р. при проектировании системы обслуживания нефтепромысла.

В отличие от рассматриваемой в работе Хачатурова В.Р. одностадийной схемы ремонта скважин с УЭЦН (размерность системы решающих уравнений $N+M+1$, где N – число скважин, M – число запасных погружных установок), в диссертации разработана вероятностная модель состояний системы обслуживания, учитывающая две стадии ремонта погружного оборудования. Первая - это спуско-подъемные операции, проводимые бригадами подземного ремонта скважин (ПРС), и вторая - это ремонтно-восстановительные работы на линиях БПО.

Следует признать, что трудоемкость анализа полученной модели расчета вероятностей состояний системы при двухстадийной схеме обслуживания размерностью $(N+M+1)(N+M+2)/2$ несоизмеримо возрастает в сравнении с повышением точности исходных данных.

Более практичным оказалось развитие метода теории массового обслуживания в сторону детального учета информации о различной интенсивности отказов эксплуатационного оборудования λ_i , $i = \overline{1, R}$ при делении всего фонда скважин и погружных установок на группы. Использование данной информации предполагает повышение точности расчетов основных характеристик РТО скважинных систем нефтепромысла и позволяет анализировать приоритетную схему обслуживания.

В основе нового подхода лежит идея распараллеливания анализа по группам с параметрами $\langle \lambda_i, \mu_i, N_i, L_i \rangle$ при ограничениях на мощности единой ремонтной службы $\sum_{i=1}^R \mu_i L_i \leq \mu L$, где μ - интенсивность обслуживания; L – число ремонтно-восстановительных линий.

Для оценки эффективности организации РТО скважинных систем нефтепромысла разработан показатель J , который учитывает прибыль от

добычи нефти, расходы на ремонтные службы и закупку нового оборудования, следующего вида:

$$J = c_1 N_{\text{раб}} - c_2 L - c_3 M - c_4 L_{\text{раб}} - c_5 (N - N_{\text{раб}}) \rightarrow \max, \quad (1)$$

где $N_{\text{раб}}$ – среднее число работающих скважин;

$L_{\text{раб}}$ – среднее число занятых ремонтно-восстановительных линий;

c_1 – стоимость нефти;

c_2 – размер капитальных затрат на ввод ремонтной линии;

c_3 – стоимость новой УЭЦН;

c_4 – размер эксплуатационных затрат при ремонте УЭЦН на линии;

c_5 – размер "штрафа" за нарушение режима эксплуатации месторождения.

При этом учитывается отрицательное влияние простаивающих скважин на режим эксплуатации месторождения, отдельно выделены эксплуатационные и капитальные затраты на ремонтные службы.

На рис. 1 показана зависимость показателя эффективности J от назначенных приоритетов обслуживания для трех групп оборудования. Назначение приоритетов выражено в выделении ремонтных ресурсов L_r ($\sum_{r=1}^3 L_r = L$) для обслуживания r -ой группы оборудования.

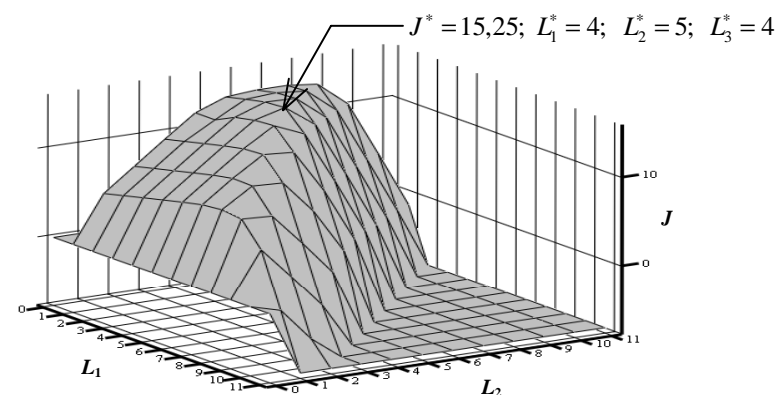


Рис. 1. Зависимость показателя J от приоритетов в обслуживании

Пример расчета выполнен при следующих условиях. Рассматривались три группы скважин численностью $N_1=N_2=N_3=100$ с долевым содержанием нефти в добываемой продукции $\beta_{n1}=0,1$; $\beta_{n2}=0,5$; $\beta_{n3}=1,0$. За каждой группой скважин закреплена соответствующая группа погружного оборудования со средней наработкой на отказ $T_{раб1}=100$ сут., $T_{раб2}=150$ сут., $T_{раб3}=200$ сут. и средним временем ремонта на БПО $T_{рем1}=T_{рем2}=T_{рем3}=7$ сут. Общее число ремонтных линий $L=13$, число запасного оборудования $M_1=M_2=M_3=5$.

Максимальное значение показателя эффективности организации ремонта $J=15,25$ наблюдается при следующем распределении ремонтных ресурсов между группами: $L_1=4$, $L_2=5$ и $L_3=4$, которое отличается от равноприоритетного ($L_1=6$, $L_2=4$ и $L_3=3$).

Таким образом, на основе методов теории массового обслуживания получены аналитические модели системы РТО механизированного фонда скважин, учитывающие две стадии ремонта и разнотипность используемого оборудования, что позволяет исследовать приоритетную схему обслуживания.

В третьем разделе приводится развитие аналитических схем исследования процессов РТО на основе метода динамики средних. Применительно к задачам нефтедобывающих производств данный подход рассматривался в работах Овчарова Л.А.

Метод динамики средних выгодно отличается от методов теории массового обслуживания в случае, когда число возможных состояний системы слишком велико. Идея метода состоит в том, чтобы составлять и решать уравнения непосредственно для интересующих нас средних характеристик, минуя вероятности состояний.

В отличие от "классического" подхода, апеллирующего осредненными параметрами интенсивности отказов по всем эксплуатируемым УЭЦН, в данном разделе развиваются более точные методы анализа, учитывающие детальную информацию о свойствах изделий и условиях их эксплуатации в конкретных скважинах месторождения.

Следует отметить, что метод динамики средних позволяет рассчитать оптимальный баланс ресурсов РТО нефтепромысла, т.е. когда производительность ремонтных служб и объемы склада в точности соответствуют потребностям эксплуатационного фонда скважин.

В работе получены расчетные выражения для средних численностей состояний системы РТО нефтепромысла. В частности, при исследовании системы с *одной стадией ремонта* выражения для линейной зоны имеют вид:

$$m_1 = \frac{N+M}{1+\psi} \leq N, \quad m_3 = \frac{\psi(N+M)}{1+\psi} \leq L, \quad \psi = \frac{\lambda}{\mu}, \quad (2)$$

где m_1 – среднее число исправных УЭЦН, включая склад;

m_3 – среднее число УЭЦН в стадии ремонта на БПО, включая очередь.

Общепринятые характеристики системы обслуживания скважин вычисляются, исходя из полученных значений m_i , $i=1,3$. Например, среднее

$$\text{число работающих скважин } N_{раб} = \begin{cases} N & \text{при } m_1 \geq N, \\ m_1 & \text{при } m_1 < N. \end{cases}$$

$$\text{Оптимальный баланс ресурсов наблюдается при } L_{онм} = M_{онм} = \psi N. \quad (3)$$

Применительно к *двухстадийной схеме обслуживания* (ПРС и БПО) расчетные выражения средних численностей состояний погружного оборудования в линейной зоне принимают вид:

$$m_1 = \frac{N+M}{1+\psi_1+\psi_2} \leq N - m_2, \quad m_2 = \frac{\psi_1(N+M)}{1+\psi_1+\psi_2} \leq Q, \quad m_3 = \frac{\psi_2(N+M)}{1+\psi_1+\psi_2} \leq L, \quad (4)$$

где m_2 – среднее число УЭЦН в стадии ПРС, включая очередь;

Q – число бригад ПРС; $\psi_i = \lambda / \mu_i$, $i = 1,2$;

μ_1 – интенсивность обслуживания бригадой ПРС;

μ_2 – интенсивность ремонта на линии БПО.

При этом оптимальный баланс ресурсов наблюдается при

$$Q_{онм} = \frac{\psi_1}{1+\psi_1} N, \quad L_{онм} = \frac{\psi_2}{1+\psi_1} N, \quad M_{онм} = \left(\frac{1+\psi_1+\psi_2}{1+\psi_1} - 1 \right) N, \quad (5)$$

Как правило, на практике *учет материально-технических ресурсов* (центробежного насоса, погружного электродвигателя и силового кабеля) *ведется раздельно*. Причем, в процессе анализа причин отказа разделение становится более детальным. Тем не менее, основные причины отказов УЭЦН можно сгруппировать по трем вышеуказанным составляющим. Отказ установки по причине разгерметизации гидрозащиты, по мнению автора, представляется возможным отнести к выходу из строя погружного электродвигателя.

Отличительной особенностью вышеизложенного является то, что состояния ПРС и ремонта на БПО имеют более детальную структуру представления. Все изделия, вышедшие из строя, предлагается разбить на две группы, связанные с последствиями выхода из строя:

- скважины с отказом УЭЦН без осложнений;
- скважины, отказ которых сопровождается разрывом целостности погружной установки, такие отказы именуется в технической литературе "полетами" и по ситуациям "полета" ведется строгий учет.

Такой учет не случаен, так как:

- изделие, участвующие в "полете" не подлежит ремонту и требует замены, но это не относится к кабелю, который вторично может использоваться;
- процедура ПРС усложняется и затягивается, оказывается более дорогостоящей.

Для анализа вышеозначенной ситуации необходимо учитывать обстоятельство, при котором составные элементы УЭЦН участвуют в основном и профилактическом ремонте. Если выход из строя произошел по причине отказа насоса, то он подвергается основному ремонту, а электродвигатель и силовой кабель – профилактическому.

Таким образом, анализ осуществляется по трем переменным: $m_3(1)$, $m_3(2)$ и $m_3(3)$, где $m_3(1)$ – количество центробежных насосов, участвующих в ремонте на БПО, причем $m_{31}(1)$ – в основном ремонте, $m_{32}(1)$ – в профилактическом;

аналогично $m_3(2)$ и $m_3(3)$ применительно к электродвигателю и силовому кабелю соответственно.

Суммарная производительность полного цикла РТО определяется наименьшими скоростными характеристиками указанной распределенной группы изделий ($m_3(1)$, $m_3(2)$ или $m_3(3)$).

Цикл ремонтных мероприятий заканчивается стадией "выходного" контроля собранных УЭЦН.

Отсутствие очередей на обслуживание и запасов склада обеспечивается следующим условием:

$$M_{omn}(i) = \left(\frac{1 + \psi_{\Sigma}(i)}{1 + \alpha_2 \psi_{21} + (1 - \alpha_2) \psi_{22}} - 1 \right) N, \quad Q_{omn} = \frac{\alpha_2 \psi_{21} + (1 - \alpha_2) \psi_{22}}{1 + \alpha_2 \psi_{21} + (1 - \alpha_2) \psi_{22}} N,$$

$$L_{omn}(j) = \frac{\alpha_{41}(\alpha_{31} + \alpha_{32}) \psi_{31}(j) + (1 - \alpha_{42}(\alpha_{31} + \alpha_{33})) \psi_{32}(j)}{1 + \alpha_2 \psi_{21} + (1 - \alpha_2) \psi_{22}} N, \quad (6)$$

$$L_{0omn} = \frac{\psi_4}{1 + \alpha_2 \psi_{21} + (1 - \alpha_2) \psi_{22}} N, \quad i, j = 1, 2, 3,$$

где $M(i)$ – запас составных блоков УЭЦН (насос, электродвигатель, кабель);

$L(j)$ – число ремонтных линий для обслуживания составных блоков УЭЦН;

L_0 – число линий "выходного" контроля собранных УЭЦН;

$$\psi_{\Sigma}(1) = \psi_4 + \alpha_2 \psi_{21} + (1 - \alpha_2) \psi_{22} + \alpha_2 \alpha_{41}(\alpha_{31} + \alpha_{32}) \psi_{31}(1) + (1 - \alpha_2 \alpha_{41}(\alpha_{31} + \alpha_{32})) \psi_{32}(1);$$

$$\psi_{\Sigma}(2) = \psi_4 + \alpha_2 \psi_{21} + (1 - \alpha_2) \psi_{22} + \alpha_2 \alpha_{42}(\alpha_{31} + \alpha_{33}) \psi_{31}(2) + (1 - \alpha_2 \alpha_{42}(\alpha_{31} + \alpha_{33})) \psi_{32}(2);$$

$$\psi_{\Sigma}(3) = \psi_4 + \alpha_2 \psi_{21} + (1 - \alpha_2) \psi_{22} + \alpha_{43} \psi_{31}(3) + (1 - \alpha_{43}) \psi_{32}(3); \quad \psi_i = \lambda / \mu_i;$$

μ_i – интенсивность обслуживания соответствующей стадии ремонта;

α_k – коэффициенты, которые находятся посредством статистического анализа данных о причинах отказов составных блоков УЭЦН.

Учитывая тот факт, что промышленные и технологические данные куда точнее характеризуют динамические показатели износа по каждой скважине и изделию, чем используемые выше средние характеристики, в диссертации предложена многоканальная модель процесса эксплуатации оборудования

скважинных систем с возможностью учета факторов надежности, присущих каждой отдельно взятой группе скважин.

В основе группового деления лежат показатели "производительности" и "нефтенасыщенности" газожидкостной смеси. Полагается, что между группами скважин и оборудования наблюдается устойчивое соответствие. Это позволяет отдельно анализировать и регулировать ресурсные характеристики системы РТО.

Из ранее выведенных отношений следует, что ресурсы и службы системы РТО будут точно сбалансированы, если выполнено

$$M_{omm}(r, i) = \left(\frac{1 + \psi_1(r, i) + \psi_2(r, i)}{1 + \psi_1(r, i)} - 1 \right) N(r, i), \quad Q_{omm}(i) = \sum_{r=1}^R \frac{\psi_1(r, i)}{1 + \psi_1(r, i)} N(r, i),$$

$$L_{omm}(r) = \sum_{i=1}^{nI} \frac{\psi_2(r, i)}{1 + \psi_1(r, i)} N(r, i), \quad (7)$$

где $r = \{1 \dots R\}$ - группа скважин; $i = \{1 \dots nI\}$ - номер месторождения.

В том случае, если имеющиеся ресурсы не достигают балансовых уровней, т.е. существуют такие i, r , что $Q(i) < Q_{omm}(i)$ и $L(r) < L_{omm}(r)$, то обеспечить непрерывную работу всего фонда скважин не удастся, однако, использование ресурсов может быть отрегулировано желаемым образом. Пусть $q_n(r, i)$ - объемный суточный расход нефти, обеспечиваемый r -й группой скважин i -го месторождения, тогда задача максимизации нефтедобычи имеющимися ресурсами служб РТО может быть записана как экстремальная в виде

$$J = \sum_{r, i} q_n(r, i) \cdot m_1(r, i) \rightarrow \max. \quad (8)$$

Приведенная экстремальная задача является типовой задачей линейного программирования, численные методы решения которых достаточно хорошо развиты.

В разделе приводится сравнительный анализ результатов расчета ресурсного обеспечения служб РТО для разного уровня информационной

обеспеченности на примере ТПП "Урайнефтегаз" [Пустовалов М.Ф. // Нефтяное хозяйство 10/2000].

Так, для типовой схемы обслуживания с одной стадией ремонта назначены следующие исходные данные. Эксплуатационный фонд добывающих скважин, оборудованных УЭЦН, составляет $N=673$. Средняя наработка на отказ УЭЦН $T_{раб}=330$ сут., среднее время ремонтно-восстановительных операций $T_{рем}=7$ сут. Средняя прибыль, полученная от добычи нефти из одной скважины, $c_1=4,38$ млн.руб./год. Капитальные затраты на ввод в эксплуатацию одной ремонтной единицы $c_2=5$ млн.руб. Стоимость новой УЭЦН $c_3=0,3$ млн.руб. Эксплуатационные затраты на ремонт погружного оборудования $c_4=13,036$ млн.руб./год. "Штраф" за нарушение режима разработки месторождения, вследствие простоя скважины $c_5=1$ млн.руб.

Расчет оптимальных значений ресурсов ремонтных служб дал следующие результаты: $L_{omm}=M_{omm}=14,276$. Очевидно, что назначение ремонтных ресурсов предполагает целые значения. При полной ресурсной обеспеченности ($L=M=15$) показатель эффективности организации обслуживания $J=2,48$ млрд.руб.

Учет двух стадий обслуживания (ПРС и БПО) требует дополнительного назначения таких исходных данных, как среднее время спуско-подъемных операций $T_{рем1}=3$ сут., ремонта на БПО $T_{рем2}=4$ сут., капитальные затраты на ввод в эксплуатацию одной ремонтной линии $c_2=4$ млн.руб., эксплуатационные затраты при функционировании линии БПО $c_4=4,563$ млн.руб./год, капитальные затраты на обеспечение техническим оборудованием бригады ПРС $c_6=1$ млн.руб., стоимость ПРС $c_7=2,433$ млн.руб./год.

В результате получаем требуемое число бригад ПРС $Q_{omm}=6,063$ и ремонтных линий БПО $L_{omm}=8,084$. Оптимальное значение объема запасных УЭЦН уменьшилось по сравнению с расчетом на одну стадию ремонта и составляет $M_{omm}=8,084$. Для выбранных целых значений ($Q=7, L=M=9$)

показатель эффективности $J=2,823$ млрд.руб., который также отличается от предыдущего расчета.

В случае детального учета надежности составных блоков УЭЦН, получаем более подробные ответы. Требуемое число бригад ПРС $Q_{omm}=6,863$, линий по ремонту центробежных насосов $L_{omm}^{ЦН}=3,109$, погружных электродвигателей $L_{omm}^{ПЭД}=3,815$, силового кабеля $L_{omm}^{каб}=2,402$, стендов для испытания собранных установок $L_{omm}^{БК}=2,019$. Рассчитанные объемы запасного оборудования $M_{omm}^{ЦН}=4,673$, $M_{omm}^{ПЭД}=4,619$, $M_{omm}^{каб}=4,037$. При целых значениях ремонтных ресурсов показатель эффективности организации РТО $J=2,81$ млрд.руб.

Учет того факта, что на месторождениях ТПП "Урайнефтегаз" используется оборудование различного исполнения и производителя, позволил рассчитать необходимые объемы запасных УЭЦН и число ремонтных линий для соответствующих групп, а также количество бригад ПРС для каждого месторождения. Так, при исследовании трех месторождений ($N_1=379$, $N_2=228$, $N_3=66$) и трех используемых типов погружного оборудования, закрепленных за соответствующими группами скважин, было вычислено, что оптимальные ресурсы ремонтных служб наблюдаются при количестве ремонтных линий и запасных УЭЦН обычного исполнения $L_{об}=M_{об}=4,145$, износостойкого – $L_{изн}=M_{изн}=3,23$, импортного – $L_{имп}=M_{имп}=0,367$, бригад ПРС для каждого месторождения $Q_1=3,297$, $Q_2=3,342$, $Q_3=0,919$. Полученные значения, как и прежде, округляются до целых в большую сторону.

Кроме этого, появилась возможность рассчитать значения ремонтных ресурсов при использовании однотипного (обычного) оборудования во всех скважинах: $L_{об}=M_{об}=10,656$, $Q_1=3,644$, $Q_2=5,572$, $Q_3=1,439$.

Рассмотренный пример иллюстрирует различную детальность ответов в расчетах ресурсов ремонтных служб при соответствующей информационной обеспеченности исходных данных.

Разработанные в разделе новые аналитические модели процессов РТО скважин с УЭЦН существенно уточняют особенности оптимальной организации РТО, учитывая расширенный синтез факторов по группам оборудования, условиям эксплуатации и функциональной надежности составных блоков УЭЦН.

Четвертый раздел посвящен разработке имитационных моделей процессов РТО эксплуатационного фонда скважин, оборудованных УЭЦН.

Широкое распространение информационных ресурсов, контрольно-измерительных средств, систем локальной автоматики, в том числе и в нефтяной промышленности, создало объективные предпосылки перехода к новым высокоинформативным технологиям управления на основе эксплуатационных моделей ресурса оборудования. Возможность регистрации и накопления в базах данных индивидуальной режимной информации о работе погружного оборудования требует создания адекватных схем анализа и управления с высокой "разрешающей способностью". Удачным, в этой связи, видится развитие методов имитационного моделирования.

Согласно принятой схеме РТО скважина может находиться в одном из следующих состояний: в работе; остановлена в ожидании подъема УЭЦН бригадой ПРС; в состоянии ремонта по подъему УЭЦН; "пустая" в ожидании спуска УЭЦН; в состоянии ремонта на стадии спуска УЭЦН.

Дальнейший цикл процесса РТО связывается с оборудованием, которое после подъема из скважины проходит следующие состояния: ожидание ремонта на БПО; ремонт на линиях БПО; отгрузка на склад и ожидание вывоза установки на месторождение. Этап анализа причин отказов и этап послеремонтных испытаний здесь явно не выделяются, а включаются условно в технологический цикл работы линий БПО.

Технология моделирования эволюции указанных дискретных состояний для каждой единицы оборудования и каждой скважины основана на введении непрерывных количественных моделей ресурса скважинных систем с УЭЦН –

$r_1(j,t) \in]0,1]$, соответствующих схем учета ресурсов времени работы бригад ПРС на стадии подъема УЭЦН – $r_3(q,t) \in [0,1]$, на стадии спуска – $r_5(q,t) \in [0,1]$ и стадии ремонта на линиях БПО $r_7(l,t) \in [0,1]$.

В модели используется линейная квазистационарная схема расчета ресурса действующих скважин $r_1(j,t) = r_1(j,t_n(j)) + \lambda(j,z_1(\cdot))(t - t_n(j))$ ¹, с уже освоенным начальным ресурсом $r_1(j,t_n(j))$ и скоростью эксплуатационного освоения ресурса $\lambda(j,z_1(\cdot))$. Параметр скорости освоения ресурса $\lambda(j,z_1(\cdot))$ является функцией многих факторов, которые отнесены в вектор $z_1(\cdot)$.

По аналогичной схеме записываются модели учета ресурса времени на ремонтно-восстановительные процессы. Для стадии подъема отказавшего оборудования $r_3(q,t) = r_3(q,t_n(q)) + \mu_3(q,z_3(\cdot))(t - t_n(q))$, для стадии установки отремонтированной системы $r_5(q,t) = r_5(q,t_n(q)) + \mu_5(q,z_5(\cdot))(t - t_n(q))$, для стадии ремонта на линиях БПО $r_7(l,t) = r_7(l,t_n(l)) + \mu_7(l,z_7(\cdot))(t - t_n(l))$.

Для описания алгоритма моделирования дискретных состояний системы используется инструментарий языка реляционных баз данных. Суть моделирования в этом случае заключается в построении базовых отношений между доменами, к которым относятся:

- номера полного фонда УЭЦН для зоны обслуживания: $i \in \{1 \dots nI\}$;
- номера полного фонда эксплуатационных скважин, отдельно для каждого месторождения: $j \in \{1 \dots nJ(m)\}$, $m \in IM$;
- номера бригад ПРС для каждого месторождения: $q \in \{1 \dots nQ(m)\}$, $m \in IM$;
- номера ремонтных линий на БПО: $l \in \{1 \dots nL\}$.

Кроме этого, к доменам будем относить вычисляемые значения времен начала – t_n и окончания работы – t_k объектов, а также идентификатор вида

¹ точка в аргументе означает любой из ранее используемых на этой позиции символов, либо непроявленную систему аргументов.

работы, проводимой бригадой ПРС: $k \in \{0,3,5\}$, где $k=0$ – бригада не задействована в ремонтных операциях, $k=3$ – бригада осуществляет подъемные операции по извлечению оборудования из скважины, $k=5$ – бригада производит спуск (монтаж) оборудования на скважине. Моделирование осуществляется на основе пересчета семи видов отношений.

Эффективное применение разработанных имитационных моделей видится в оперативном управлении материальными и ремонтно-техническими ресурсами нефтедобывающего предприятия при обслуживании механизированного фонда скважин с УЭЦН.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Определены важнейшие направления совершенствования моделей и методов анализа РТО, основанные на возможно большем учете информации о реальной структурной организации производств и контролируемых параметрах эксплуатации погружного оборудования.
2. На основе методов теории массового обслуживания *получены новые расчетные схемы (модели) анализа процессов РТО скважин с УЭЦН*, учитывающие две стадии ремонта, разнотипность используемого оборудования, приоритетное обслуживание, однако, данный механизм оказался неэффективным для решения задач оптимального планирования, вследствие избыточной детальности вероятностного описания при достаточно "грубых" исходных данных.
3. В развитие положений метода динамики средних *получены оригинальные расчетные выражения*, позволяющие учитывать детальную структуру многостадийной организации ремонтных производств, причины отказов погружного оборудования, факторы надежности, присущие отдельно взятым группам изделий, и различные условия эксплуатации в скважинах.

4. Разработана и программно реализована в классе реляционных структур данных *оригинальная имитационная модель процессов РТО механизированного фонда скважин* на основе применения расчетных схем прогнозирования остаточного ресурса погружного оборудования и времени работы ремонтных служб, которые эффективно объединяют данные информационной нефтепромысловой системы о режиме эксплуатации, конструктивных параметрах каждой скважины, нормативной надежности каждой единицы нефтепромыслового оборудования и функциональной надежности ремонтных служб и производств.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Портнягин А.Л. Методы оценки остаточного ресурса УЭЦН, учитывающие режим работы установки // Нефть: наука, экология и экономика: Матер. межвузовской студенческой научной конф. – Альметьевск: 2001. – С.88.
2. Портнягин А.Л. Изучение алгоритмов управления процессом добычи нефти на кусте скважин с УЭЦН на учебном стенде с применением современных технологий / А.Л. Портнягин, В.А. Ведерников // Межсессионный контроль и качество обучения: Матер. межвузовской научно-методической конф. – Тюмень: Издательство "Вектор Бук", 2001. – С.44-45.
3. Портнягин А.Л. Модель оценки остаточного ресурса УЭЦН, учитывающая доминирующие факторы эксплуатации / А.Л. Портнягин, И.Г. Соловьев // Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе: Матер. Всероссийской научно-технической конф. – Тюмень: Издательство "Вектор Бук", 2001. – С.91-92.
4. Соловьев И.Г. Имитационное моделирование процессов ремонтно-технического обслуживания эксплуатационных скважинных систем / И.Г. Соловьев, А.Л. Портнягин // Нефть и газ: проблемы недропользования, добычи и транспортировки: Матер. научно-технической конф. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. – С.209.

5. Портнягин А.Л. Разработка имитационной модели ремонтно-технического обслуживания / А.Л. Портнягин, И.Г. Соловьев // Международные и отечественные технологии освоения природных минеральных ресурсов: Матер. научно-практической конф. студентов, аспирантов и научных работников. – Астрахань: Изд-во АГПУ, 2002. – С.117-118.
6. Портнягин А.Л. Модель оценки остаточного ресурса погружного оборудования / А.Л. Портнягин, И.Г. Соловьев // Вестник кибернетики. – Тюмень: ИПОС СО РАН, 2002, вып.1. – С.103-108.
7. Портнягин А.Л. Программный комплекс имитационного моделирования и анализа эффективности системы ремонтно-технического обслуживания скважинных систем нефтепромыслов / А.Л. Портнягин, Е.В. Власов // Роль информационных технологий в обучении: проблемы, перспективы, решения: Матер. областной научно-методической конф. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – С.99-101.
8. Портнягин А.Л. Задачи оптимального обслуживания нефтепромыслового оборудования на основе имитационного моделирования // Новые информационные технологии в нефтегазовой промышленности и энергетике: Матер. международной научно-технической конф. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – С.100-101.
9. Портнягин А.Л. Расчет балансовой нагрузки процессов ремонтно-технического обслуживания скважинных систем нефтедобычи / А.Л. Портнягин, И.Г. Соловьев // Нефть и газ Западной Сибири: Матер. междунар. научно-техн. конф. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – Т2. – С.73-74.
10. Портнягин А.Л. Вопросы имитационного моделирования процессов ремонтно-технического обслуживания механизированного фонда скважин // Вестник кибернетики. – Тюмень: ИПОС СО РАН, 2003, вып.2. – С.157-164.
11. Соловьев И.Г. Вычислительная технология моделирования процессов ремонтно-технического обслуживания скважинных систем / И.Г. Соловьев, А.Л. Портнягин // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень, ТюмГНГУ, 2004, №3. – С.30-38.
12. Портнягин А.Л. Сравнительный анализ моделирования процессов ремонтно-технического обслуживания механизированного фонда скважин / А.Л. Портнягин, В.В. Полозков // Вестник кибернетики. – Тюмень: ИПОС СО РАН, 2004, вып.3. – С.128-135.
13. Соловьев И.Г. Расчет эксплуатационных параметров системы обслуживания глубинных насосов нефтепромысла методом средних / И.Г. Соловьев, А.Л. Портнягин // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень, ТюмГНГУ, 2005, №2. – С.34-41.

