

На правах рукописи

ГУЛЕВИЧ ОЛЬГА ЮРЬЕВНА

**МОДЕЛИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ
СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПРИ
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ
ТПП «УРАЙНЕФТЕГАЗ»**

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

Автореферат 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 - доктор технических наук, профессор,
Заслуженный работник Высшей школы РФ,
Заслуженный деятель науки Республики
Башкортостан Кучумов Рашит Ямгитдинович
- Официальные оппоненты - доктор физико-математических наук,
профессор Федоров Константин Михайлович
- кандидат технических наук, доцент
Алексеев Глеб Афанасьевич
- Ведущая организация - Центр химической механики нефти Академии
наук Республики Башкортостан,
г. Уфа

Защита состоится 16 апреля 2004 г. в 16.00 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. Особенности геологического строения Шаимской группы месторождений и системы их разработки, многообразие геолого-промысловых условий и характеристик продуктивных пластов требуют в конкретных условиях применения эффективных методов воздействия на призабойную зону скважин и дальнейшее совершенствование соответствующих методов.

Несмотря на достаточно высокую эффективность применяемых физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Территориального производственного предприятия «Урайнефтегаз», проводимые геолого-технические мероприятия не всегда обеспечивают достижение оптимальных объемов дополнительной добычи нефти. В результате проведенных обработок призабойной зоны скважин получены увеличения дебитов скважин. Однако имеются скважины, в которых после применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) дебиты скважин не только не увеличились, но и, более того, отмечено их уменьшение и увеличение обводненности скважин. Прирост дебитов скважин после обработок колеблется в широких пределах, различна и продолжительность их эффекта.

Эффективность применяемых химических методов увеличения нефтеотдачи пластов при прочих равных условиях колеблется в широких пределах. Поэтому достижение намечаемых объемов добычи нефти на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, предусматривает проведение значительного объема работ по интенсификации добычи.

Исследование проблемы моделирования эффективности организации работ на скважинах по обработке ПЗП и скважин требует принципиально новой постановки и новых методических решений. Оно должно проводиться с учетом экономической целесообразности применения различных форм и способов организации работы на скважинах, предусматривающих проведение технического обслуживания на основе анализа и обработки геолого-промыслового материала с применением математических методов и вычислительной техники.

В этой связи применение методологии системного подхода для анализа и регулирования эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений является актуальной задачей и предполагает создание моделей, позволяющих значительно повысить степень достоверности и надежности процедуры обоснования и планирования организации работ на скважинах по применению прогрессивных технологий воздействия на пласты.

Цель работы. Обеспечение эффективности применения химических методов увеличения нефтеотдачи пластов путем диагностирования и применения систем технического обслуживания при интенсификации добычи нефти.

Основные задачи исследований:

- анализ геологического строения Шаимской группы нефтяных месторождений и текущего состояния их разработки;
- оценка эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов на основе факторного анализа;
- сравнительная оценка эффективности физико-химических методов обработки призабойной зоны (ОПЗ) скважин по критерию Хи-квадрат;
- исследование и классификация факторов, определяющих эффективность химических методов воздействия на пласт, с помощью сглаженных частотей;
- прогнозирование и управление эффективностью химических методов увеличения нефтеотдачи пластов;
- численное моделирование и управление технико-экономическими показателями эффективности технического обслуживания при организации работ на скважинах по интенсификации добычи нефти.

Проблема организации и обеспечения надежности работы добывающего фонда скважин решена при ограничениях, обусловленных применением системы технического обслуживания:

- каждая скважина обслуживается только одной бригадой и каждая бригада одновременно проводит ОПЗ на одной скважине;
- обработки призабойной зоны скважин не прерываются до полного их завершения;
- при определении очередности обслуживания приоритет отдается той скважине, которая имеет больший потенциальный дебит и кратчайшее расстояние;
- при кустовом расположении скважин не допускается расположение на кусте более одной бригады ОПЗ;
- выполняемые ОПЗ могут быть переходящими, то есть начинаться на текущем отрезке планирования, а заканчиваться на последующем;
- при определении оптимальных периодов проведения ОПЗ скважин предполагается, что длительность внеплановых ОПЗ много больше длительности плановых обработок.

Методы решения задач. При решении задач использовались методы факторного и сравнительного анализа, вероятно-статистические, теории надежности и массового обслуживания с широким применением компьютерных технологий. Решение задач осуществлялось на основе обработки статистической информации по ТПП «Урайнефтегаз».

Научная новизна.

1. Ранжирована эффективность физико-химических методов интенсификации добычи нефти на основе обработки статистических данных с применением методов факторного и сравнительного анализа.

2. На основе обработки информации об эффективности ОПЗ скважин химическими методами впервые установлено, что продолжительность эффекта на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз» описывается распределением Вейбулла.
3. Определены пороговые значения оптимальных периодов проведения ОПЗ и интенсивности (частоты) обработок, при соблюдении которых обеспечиваются высокие коэффициенты технической готовности, удельные затраты и прибыли при интенсификации добычи нефти на скважинах.

Достоверность научных результатов. Сформулированные в диссертационной работе положения, выводы и рекомендации обоснованы корректным применением методов факторного и сравнительного анализа, математической статистики и теории вероятностей, теории надежности и массового обслуживания на основе обработки информации на ПЭВМ и наличием положительного эффекта от промышленного внедрения.

Практическая ценность работы. Результаты исследования использованы в методическом руководстве по диагностированию эффективности применения физико-химических методов ОПЗ на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз», которое широко применяется на Даниловском, Северо-Даниловском, Ловинском и др. месторождениях. Годовой экономический эффект от внедрения методического руководства составил 2,35 млн. рублей.

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы докладывались: на всероссийской научно-технической конференции «Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе», г. Тюмень, 2001г.; на 3-й Всероссийской научно-технической конференции «Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий», г. Тюмень, 2002г.; на заседаниях научно-технического совета ТПП «Урайнефтегаз» 2000-2001 гг.; на научно-методических семинарах кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи» ТюмГНГУ, 2000-2003 гг.

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 22 печатные работы, в том числе 10 статей, 11 тезисов докладов и 1 методическое руководство.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованной литературы, включающего 120 наименований. Работа изложена на 203 страницах машинописного текста, содержит 86 рисунков и 87 таблиц.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность проблемы моделирования и управления эффективностью системы технического обслуживания при интенсификации добычи нефти на Шаимской группе месторождений.

В *первом разделе* приведена краткая геолого-физическая характеристика Шаимской группы месторождений и состояние их разработки.

Нефтяные месторождения Шаимского района приурочены к ряду локальных поднятий одноименного мегавала, расположенного в западной части Западно-Сибирской низменности. Основные запасы нефти сосредоточены в пластах Даниловской и Тюменской свит.

Северо-Даниловское месторождение относится к **Даниловской свите**. Продуктивные отложения представлены двумя пластами. Пласт П1 имеет улучшенную по сравнению с пластом П2 фильтрационную характеристику, наибольшее распространение по площади и является основным коллектором нефти, сложен кварц-полевошпатовыми песчаниками с включением галек с подчиненными прослоями алевролитов, гравелитов и реже известняков. Песчаники слабо сцементированы карбонатным цементом с большим содержанием обломочного материала (до 75%). Алевролиты близки к песчаникам, но более карбонатны и имеют повышенное содержание слюды. Все выявленные залежи пласта имеют довольно сложное начертание, что обусловлено наличием зон полного отсутствия коллекторов в сводах поднятий и литологического замещения при погружении.

Пласт П2 имеет более ограниченное площадное распространение, чем П1. В пределах площади развития пласт по составу неоднороден. На отдельных участках пласт представлен разнозернистыми, плохо отсортированными песчаниками, на контакте с породами фундамента конгломератами, с прослоями аргиллитов и алевролитов. На других участках разрез пласта слагается плотными разностями терригенных пород, причем замещение происходит довольно быстро на небольших по протяженности участках.

Эффективная толщина пласта П1 изменяется от 0,6 м до 18,4м, в среднем по залежам от 5,2 до 10,1м. Средняя величина эффективных толщин пласта П2 по залежам - 2,9–5,8м, при диапазоне изменения - 0,6–13,4м.

Песчаность пласта П1 по залежам изменяется от 0,423 до 0,698. Расчлененность пластов изменяется от 1,9 до 4,3 по пласту П1 и от 1,4 до 2,5 - по пласту П2, максимальная расчлененность пласта П1 — 9, П2 — 7, средняя величина - 2–3.

Отличительной особенностью геологического строения пластов является наличие в разрезе значительной доли пропластков коллектора толщиной до 2м. Доля таких пропластков по пласту П1 — 64%, по П2 — 67,5%. Пропластки толщиной до 1м в пласте П1 составляют 35,8%, а в пласте П2 — 38,5% от общего числа пропластков каждого из пластов. Диапазон изменения толщин пропластков по пласту П1 шире (0,4–18м), чем по пласту П2 (9,4–11м). Доля пропластков толщиной 5 и более метров по пласту П1 почти вдвое выше (12,2%), чем по пласту П2 (6,5%).

Средневзвешенная величина проницаемости для пласта П1 составляет 0,414 мкм², для пласта П2 — 0,115 мкм². Разница в значениях проницаемости между

пластами П1 и П2 изменяется в 2–6 раз, что вызывает неоднородность в выработке запасов нефти, и темп выработки запасов пласта П1 выше, чем по пласту П2.

Пласты П1 и П2 характеризуются значительной неоднородностью по проницаемости. Доля коллектора П1 с проницаемостью до $0,01 \text{ мкм}^2$ составляет 13,3–15,8%. Коллекторы с проницаемостью от 0,01 до $0,2 \text{ мкм}^2$ составляют 33,5–53,4% в общем объеме пласта П1. Доля высокопроницаемых коллекторов (более $0,2 \text{ мкм}^2$) по залежам изменяется от 27,5% до 51,8%.

Доля низкопроницаемых ($<0,01 \text{ мкм}^2$) коллекторов по пласту П2 составляет 11,5–38,5%, среднепроницаемых ($0,01–0,2 \text{ мкм}^2$) коллекторов — 46,5–59,8%. Доля высокопроницаемых ($>0,2 \text{ мкм}^2$) коллекторов незначительна - 8,7–20,2%.

Таким образом, основной особенностью геологического строения пласта П2, осложняющей процесс разработки, является его линзовидное строение с ухудшенной фильтрационной характеристикой по сравнению с П1.

Разработка месторождения велась изначально с ППД. Средний темп отбора нефти от НИЗ составляет 6,2%. Максимальный темп отбора нефти — 11,2% приходится на 1990 год при КИЗ, равном 51,1%. Максимальная добыча нефти достигается в основном вводом в эксплуатацию новых высокодебитных скважин и более оптимальным режимом (снижение объема закачки при росте нагнетательного фонда) и составляет 641,3 тыс. тонн. Снижение добывающего фонда, частые отключения скважин, а также недокомпенсация закачкой в предыдущем году привели к дальнейшему падению объемов добычи нефти. Ввод в эксплуатацию новых добывающих скважин удержал добычу нефти на уровне предыдущего года, но закачка не компенсировала добычу жидкости. В 1995–96гг. стабилизировалась добыча нефти из-за роста фонда скважин и объемов закачки, но несколько увеличилась обводненность. Последующий период характеризовался более медленным падением добычи нефти и даже небольшим ее ростом, который объясняется применением методов воздействия на пласт. Темп отбора составил 3,2% от НИЗ.

Отсутствие безводного периода добычи нефти говорит о близости к ВНЗ. Начальная обводненность составила около 0,4%. В период разработки она имела устойчивую тенденцию к росту. К концу 1999г. обводненность составила 85,7%.

Таким образом, месторождение разрабатывается с опережением проектных показателей и находится на III стадии разработки (стадии падения добычи нефти); ВНФ по участку достиг значения 1,85; обводненность продукции - 85,7%.

Ловинское месторождение. Промышленные запасы нефти Ловинского месторождения приурочены к коллекторам **Тюменской свиты**. Породы Тюменской свиты представлены континентальными и прибрежно-морскими отложениями с преобладанием глин. Пласты песчаников имеют резкую фациальную изменчивость по разрезу и площади.

Нижние пласты песчаников отлагались в погруженных зонах, примыкающих к эрозионным палеовыступам доюрской поверхности. В связи с этим на структурном плане пласты имеют значительные по площади «окна», обусловленные стратиграфическим несогласием. Вверх по разрезу отмечается сокращение «окон», что связано с заполнением врезов отложениями Тюменской свиты. По разрезу выделяются залежи пластов Ю2-4 и Ю5-6.

Продуктивные отложения пласта Ю2-4 представлены залежами, приуроченными к песчаникам и алевролитам прибрежно-морских, озерно-аллювиальных и склоновых фаций, неравномерным переслаиванием мелко- и среднезернистых песчаников и крупно-среднезернистых алевролитов. По вещественному составу обломочной части коллекторы классифицируются как полимиктовые. Основными породообразующими минералами являются кварц и полевые шпаты.

В разрезе пласта большая часть пород (70%) имеет пористость от 0,14 до 0,2 — их 22%. Пористость нефтенасыщенной части пласта составляет 0,172. Фильтрационные свойства пласта Ю2-4 характеризуются средней проницаемостью $0,021 \text{ мкм}^2$, проницаемость варьирует в широком диапазоне от 0,0001 до $0,349 \text{ мкм}^2$.

Продуктивный пласт Ю5-6 по литологическому составу отличается от пласта Ю2-4, представлен неоднородным переслаиванием гравелитов, разномерных песчаников, реже алевролитов и глин. Как и в пласте Ю2-4, породы со сравнительно высокой пористостью (0,20) встречаются редко (18%). Нефтенасыщенная часть характеризуется пористостью 0,175.

Фильтрационные свойства пласта Ю5-6 выше, чем по пласту Ю2-4, коэффициент проницаемости составляет в среднем $0,049 \text{ мкм}^2$. Основную долю составляют низкопроницаемые пропластки с проницаемостью 0,001–0,005 мкм^2 : пласт Ю2-4 - 70–90%, Ю5-6 — 60–65%; высокопроницаемые коллекторы (более 0,1 мкм^2) - от 2,8 до 8,9%.

Отличительной особенностью строения продуктивных пластов является их низкая песчаность. Наиболее выдержанный пласт Ю2-4 характеризуется песчаностью 0,179. Нижний пласт Ю5-6 имеет не повсеместное распространение и характеризуется средней песчаностью 0,163. Разрезы пластов характеризуются высокой расчлененностью: по пласту Ю2-4 - 6–9, по пласту Ю5-6 - 5–9. Низкая песчаность продуктивных пластов определяется тем, что в общем объеме толщин значительную долю составляют пропластки с толщиной менее 1 м — от 41,5% до 69,3%. Толщины пропластков более 4 м составляют очень незначительную долю, в пределах 2,4–6,6% от общего количества пропластков.

Разрез Тюменской свиты характеризуется частым чередованием аргиллитов с прослоями песчаников и алевролитов. Характерной особенностью является обильное содержание в породах растительного детрита. Иногда наблюдаются тонкие прослойки и линзы каменного угля. Тюменская свита развита в основном на пониженных

участках структур и сложена песчаниками, алевролитами и глинами. Мощность свиты достигает 50 м. Отложения верхнеюрского возраста представлены Абалакской, Трехозерной и частично Мулымьинской свитами.

Промышленная разработка Ловинского месторождения началась в 1989 году. Разработка практически сразу велась с поддержанием пластового давления (с 1990г.). Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 1990 году и составил около 52,75 тыс. т. В последующий период добыча нефти неуклонно снижалась. В 1991–92 гг. отмечалось резкое (более чем в 2 раза) падение добычи нефти. В период с 1992 по 1999 год добыча нефти снижалась более медленно.

Первый пик добычи жидкости приходится на третий год разработки. Снижение добычи жидкости в последующие два года, очевидно, связано как с отключением скважины, так и с недокомпенсацией закачки. Второй пик добычи и максимальный отбор жидкости приходится на 1995 г. и составляет 88,76 тыс. т. Последующий период (1996–99 гг.) характеризовался резким снижением добычи жидкости, что связано со снижением количества добывающих скважин. В 1998 г. добыча составила 10,55 тыс. т.

Вода в добываемой продукции впервые появилась на второй год разработки. В последующий период (1991–92 гг.) отмечается резкий рост обводненности продукции с 1% до 56,4%. Максимальное значение обводненности было достигнуто в 1995 г. На конец 1999г. она составила 79,5%.

Таким образом, несмотря на сравнительно небольшой срок эксплуатации Урайской группы нефтяных месторождений, они вступают в позднюю стадию разработки, что связано с естественным режимом истощения залежей и специфичностью коллекторов нефти.

В последние годы разработка ряда обводнившихся месторождений была затруднена, что привело к резкому падению темпов добычи нефти.

Анализ показывает, что основные проблемы низкой эффективности разработки месторождений сводятся к следующему:

- потере ценных запасов нефти в низкопроницаемых, тупиковых и застойных зонах залежей ввиду низкого охвата послойно-неоднородных пластов, что приводит к резкому снижению темпов добычи нефти задолго до потенциально возможного уровня ее отбора; в результате преждевременно используются методы механизированной эксплуатации скважин, резко растет объем попутно-добываемой и закачиваемой воды, увеличиваются эксплуатационные затраты и ускоряется истощение экономического предела эксплуатации;
- отсутствию нефтепромыслового оборудования, технических средств и материалов для ввода в эксплуатацию бездействующего фонда, бурения новых скважин и использования передовых технологий для выработки остаточных запасов нефти, интенсификации нефтедобычи и экологически безопасной эксплуатации месторождений;

В диссертационной работе приводится также анализ геологического строения и состояния разработки Толумского и Даниловского месторождений

Второй раздел посвящен сравнительной оценке эффективности применяемых методов увеличения нефтеотдачи на Урайской группе месторождений.

Проведенные ранее исследования позволили определить основные направления и тенденции развития методов ОПЗ, а также установить современный научно-технический уровень разработок в данной области. Анализ литературных и патентных источников позволил выделить следующие наиболее эффективные и перспективные к применению на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз» методы ОПЗ: ГРП, HCL+ИВВ-1, HCL+HF+ИВВ-1, СКО, HCL+HF, ДОН-52, ДОН-52+HF.

Эффективность отмеченных методов ОПЗ на месторождениях Западно-Сибирского региона (в частности на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз») достаточно высока. Успешность работ с их применением определяется в пределах 60-90%, дебиты нефти увеличиваются в 1.2 – 4.0 раза при продолжительности эффектов до 14 месяцев, дополнительная добыча нефти составляет от 500 до 2000 тонн в среднем на каждую обработку. Сравнительный анализ данных по эффективности показал, что все анализируемые методы ОПЗ экономически целесообразны, так как дают положительный эффект.

Поскольку практически все применяемые в ТПП «Урайнефтегаз» методы ОПЗ экономически эффективны и имеют достаточно высокие средние удельные эффекты по дополнительной добыче нефти, реальным путем дальнейшего повышения технико-экономической эффективности использования методов является увеличение их технологической успешности. Для разделения результатов обработок на успешные и неуспешные первоначально рассматривался комплекс параметров, характеризующих изменение работы скважины после ОПЗ. Этими параметрами были выбраны: коэффициент продуктивности скважины, дебит нефти и обводненность продукции. Результат ОПЗ при этом должен относиться к категории успешных работ, если одновременно увеличиваются коэффициент продуктивности скважины и дебит нефти, а обводненность скважины снижается или остается на прежнем уровне.

Оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов на основе факторного анализа показала, что они обладают рядом преимуществ. Основное его преимущество заключается в том, что здесь опыты ставятся так, что одновременно варьируются все переменные. Поэтому каждый коэффициент регрессии определяется по результатам всех N экспериментов, а дисперсия при оценке коэффициентов регрессии оказывается в N раз меньше дисперсии для ошибки опыта. При традиционном, классическом, подходе к исследованию опыты ставят в некоторой последовательности так, чтобы при переходе от одного опыта к другому изменялся только один фактор, а все остальные оставались на каком-то постоянном уровне. Естественно, что в оценке каждого из коэффициентов регрессии при этом участвует только малая часть опытов.

Применение факторного анализа предполагает получение уравнения регрессии

$$\hat{y} = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + \dots + b_nx_n,$$

где коэффициенты регрессии определяются по формулам:

$$b_i = \frac{\sum_{u=1}^N x_{iu} y_u}{N}, i = 0, 1, \dots, k; \quad \sigma^2\{b_i\} = \frac{\sigma^2\{y\}}{N}, i = 0, 1, \dots, k;$$

$$\text{cov}\{b_i, b_j\} = 0, i \neq j, j = 0, 1, \dots, k; \quad S_R = \sum_{u=1}^N y_u^2 - N \cdot \sum_{i=0}^k b_i^2, \quad f_R = N - K - 1.$$

Оценка значимости (проверка нуль-гипотезы $\beta_i = 0$) может производиться с помощью t - или F -критерия, результаты при этом, конечно, не изменяются. Если мы хотим воспользоваться t -критерием, то должны написать

$$t_i = \frac{b_i - 0}{s\{b_i\}} = \frac{b_i \sqrt{N}}{s\{y\}}$$

и сопоставить t_i с критическим значением t , найденным в соответствующей таблице, при том числе степеней свободы, с которым была определена ошибка эксперимента $s\{y\}$. Пользуясь F -критерием, нужно будет найти $F_i = Nb_i^2 / S^2\{y\}$. Для этого дисперсионного отношения $f_1 = 1$ f_2 равно числу степеней свободы, с которыми была определена $S^2\{y\}$. В числителе здесь стоит дисперсия $S_i^2 = Nb_i^2 / f_1$, определяющая вклад, вносимый i -м коэффициентом регрессии в суммарную дисперсию, создаваемую всеми коэффициентами регрессии. В соответствии с общим правилом

дисперсионного анализа сумма квадратов $N \sum_{i=0}^k b_i^2$ с числом степеней свободы $f = k + 1$ здесь разлагается на $k + 1$ составляющих. Такое разложение возможно в силу того, что все коэффициенты регрессии некоррелированы.

Схема полнофакторного планирования обладает свойствами:

- ортогональности

$$\sum_{u=1}^N x_{iu} x_{ju} = 0, i \neq j, j = 0, 1, \dots, k;$$

- условие симметричного расположения всех независимых переменных относительно центра эксперимента

$$\sum_{u=1}^N x_{iu} = 0, i = 1, 2, \dots, k;$$

- равенство сумм квадратов элементов для всех столбцов

$$\sum_{u=1}^N x_{iu}^2 = N, i = 0, 1, \dots, k,$$

где k - номер последнего столбца в матрице планирования.

Из первого условия следует, что матрица коэффициентов нормальных уравнений X^*X диагональна. Из третьего условия следует, что все диагональные

элементы этой матрицы равны числу наблюдений N , а диагональные элементы обратной матрицы - $c_{ij}=1/N$.

Изучение рассматриваемых схем планирования показало, что они являются оптимальными в широком смысле.

Однако оценка эффективности методов путем сравнения процентов «успешности» работ не учитывает количества проводимых испытаний и часто оказывается неправомерной и ошибочной, т.к. объемы проведенных обработок могут отличаться на порядок. Такой подход к оценке сравнительной эффективности может привести к риску принять «неэффективный» метод за «эффективный», и наоборот. Следовательно, сравнение процентов «успешности» может привести к ошибочным выводам и отказу от ранее применяемых материалов, наработанных технологий. В этой связи для объективного сравнения широкой номенклатуры различных методов ОПЗ разработана методика сравнительной оценки эффективности на основе критерия точной вероятности Фишера или критерия χ^2 (хи-квадрат).

Для объективного сравнения широкой номенклатуры различных методов ОПЗ разработана методика сравнительной оценки эффективности на основе критерия χ^2 . Рассмотрим совокупность данных по применению 2-х различных методов увеличения нефтеотдачи объемом $N < 30$. При этом известны количества успешных и неуспешных работ для сравниваемого и конкурирующего методов.

Построим табл. 1 (2x2), в которой по строкам размещены основной (I) и конкурирующий (II) методы, а по вертикали - «успешные» и «неуспешные» операции.

Таблица 1

Таблица сопряженности двух методов ОПЗ

	Успешные	Неуспешные	Сумма
I метод	n_{11}	n_{12}	n_1
II метод	n_{21}	n_{22}	n_2
Сумма	$n_{.1}$	$n_{.2}$	N

В табл.1 приняты следующие обозначения: n_{11} и n_{12} – количество успешных и неуспешных операций с применением первого метода; n_{21} и n_{22} – количество успешных и неуспешных операций по конкурирующему методу; $n_{.1}$ и $n_{.2}$ – суммарное количество операций I и II-ого метода.

Вероятность осуществления сопряженности двух методов ОПЗ при известных частотах $n_{11}, n_{12} \dots$ равна:

$$P = \frac{n_{.1}!n_{.2}!n_1!n_2!}{N!n_{11}!n_{12}!n_{21}!n_{22}!}$$

Задача формулируется следующим образом: каково должно быть значение n_{22} при известных значениях $n_{11}, n_{12}, n_{21}, n_1, n_2, n_{.1}, n_{.2}$, чтобы признать гипотезу о том, что II метод более эффективен по сравнению с первым методом по критерию успешности χ^2 .

Формула для вычисления критерия χ^2 для таблицы сопряженности (2x2) имеет вид

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^r \sum_{j=1}^c \frac{(|f_{0j} - f_{e0j}| - 0.5)^2}{f_{e0j}},$$

где r и c - число столбцов и строк таблицы сопряженности; f_{0j} - наблюдаемая частота (известные данные по успешности методов); f_{e0j} - ожидаемая частота (расчетная величина); двойная сумма указывает на то, что суммирование ведётся по строкам и столбцам; 0,5 - поправка на непрерывность.

Для решения задачи сравнительной оценки эффективности по критерию χ^2 используются гипотезы:

Нулевая гипотеза (H_0): в генеральной совокупности доли неуспешных операций для I и II методов совпадают.

Альтернативная гипотеза (H_1): в генеральной совокупности эти доли не совпадают, т.е. второй метод эффективнее первого.

Если вычисленное значение критерия χ^2 больше или равно критическому значению $\chi^2_{\text{таб}}$ ($\chi^2 \geq \chi^2_{\text{таб}}$), то гипотеза H_0 отклоняется. Это означает, что между методами существует разница, т.е. по успешности операций второй метод превосходит первый.

Если вычисленное значение $\chi^2 < \chi^2_{\text{таб}}$, то принимается гипотеза H_0 - это означает, что между методами нет никакой разницы, т.е. по успешности операций первый метод не уступает второму.

В последние годы на многих месторождениях прирост дополнительной добычи нефти снижается из-за высокой обводненности скважин, из-за роста бездействующего фонда скважин, из-за неэффективного применения методов увеличения нефтеотдачи. В связи с этим существует множество различных МУН, поэтому их принято делить на 5 групп: тепловые, газовые, гидродинамические, химические и физические. В настоящее время наибольшую часть всех методов увеличения нефтеотдачи занимают физико-химические.

Месторождения ТПП "Урайнефтегаз", как было показано в первом разделе, представлены различными типами залежей: массивные, литологически и стратиграфически экранированные. Общие размеры месторождения 15x30 км, этаж нефтеносности - 100м. Ширина водонефтяной зоны - 0,5-1,5 км. Нефть залегает на глубинах 1660-1760м. Режим залежей - упруговодонапорный, начальное пластовое давление - 17,6-16,8 МПа. Пластовая температура - 64-76°C. Особенностью месторождений является большое количество низкопроницаемых пропластков, что сильно замедляет добычу нефти.

В связи с малой проницаемостью пластов и высокой обводненностью месторождений в данной работе было проведено оценивание следующих методов, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов: СКО, HF+HCL+ИВВ-1,

НСL+ИВВ-1, HF+НСL, Дон-52, Дон-52+HF и ГРП, применяемых на месторождениях ТПП "Урайнефтегаз", по трем годам - 1999-2001. Сравнение методов проводилось на основе двух алгоритмов: многофакторного анализа и сравнительной оценки по критерию χ^2 квадрат, при разных вероятностях.

Факторный анализ химических методов ОПЗ на месторождениях ТПП "Урайнефтегаз" показал, что более эффективными с точки зрения получения дополнительной добычи нефти являются ГРП, HF+НСL+ ИВВ -1, НСL+ ИВВ -1, СКО, HF+НС1 и ДОН -52. Анализ эффективности методов по отношению общих затрат к дополнительной добыче показал, что наиболее эффективными оказались СКО, HF+НСL+ ИВВ-1, НСL+ ИВВ -1. На месторождениях Тюменской свиты не эффективными оказались HF+НСL и ГРП. По Яхлинскому месторождению из двух применяемых методов ГРП и HF+НСL ни один не оправдал свою эффективность.

Сравнивая результаты факторного анализа по Даниловской и Тюменской свитам, можно сделать следующие выводы. За 1998 год по Даниловской свите оказались эффективными HF+НСL+ИВВ-1 и ГРП. Если не учитывать ГРП, то эффективными являются HF+НСL+ИВВ-1 и НСL+ИВВ-1. По Тюменской свите за 1998 год самым не эффективным методом является Дон-52+HF, методами с незначительными эффектами являются HF+НСL и СКО, остальные методы (HF+НСL+ИВВ-1, НСL+ИВВ-1 и Дон-52) дают наилучший эффект. За 1999 и 2000 г.г. по Даниловской свите самыми эффективными являются НСL+ИВВ-1 и ГРП, по Тюменской свите самыми не эффективными по двум годам (1999, 2000) являются СКО, HF+НСL и НСL+ИВВ-1.

Из анализа видно, что в течение трех лет эффективность МУН на одном и том же месторождении меняется, т.е. в 1998 году по Даниловскому месторождению эффективными были СКО и ГРП, а в 1999-2000 годах - НСL+ИВВ-1 и ГРП. Аналогичные изменения эффективности методов увеличения нефтеотдачи наблюдаются и по остальным месторождениям и свитам. Это связано со следующими причинами:

- из-за использования новых методов увеличения нефтеотдачи, в связи с увеличением обводненности месторождений;
- из-за изменения коллекторских свойств пластов, связанных с применением гидрофобизаторов, которые направлены на увеличение смачиваемости нефти с породой и уменьшение смачиваемости воды, что, в свою очередь, приводит к увеличению проницаемости нефти;
- из-за совершенствования технологии обработки месторождений интенсификационными методами.

Таким образом, применяемые методы по эффективности можно расположить в следующей последовательности (начиная с более эффективных): ГРП; HF+НСL+ИВВ-1; НСL+ИВВ-1; Дон-52; СКО и HF+НСL имеют одинаковую эффективность, Дон-52+HF.

По результатам сравнительного анализа за три последних года показано, что на месторождениях Даниловской свиты наиболее эффективным МУН является ГРП, за ним следуют Дон-52, Дон-52+HF и HF+HCL, далее - СКО и HF+HCL+ИВВ1. Менее эффективным из всех методов оказался HCL+ИВВ-1. На месторождениях Тюменской свиты наиболее эффективным методом также является ГРП, за ним следуют Дон-52 и два сравнительно одинаковых метода Дон-52+HF и HF+HCL. Менее эффективными являются композиции HCL+ИВВ-1, СКО и HF+HCL+ИВВ1.

В *третьем разделе* рассмотрены результаты исследований по диагностированию эффективности химических методов увеличения нефтеотдачи HCL+HF+ИВВ-1, HCL+HFT, HCL+ИВВ-1, HF+HCL+СИН на скважинах.

Для диагностирования эффективности химических методов воздействия на призабойную зону скважин применим последовательный анализ Вальда. Метод основан на рассмотрении упорядоченных рядов признаков в сравниваемых группах наблюдений.

Рассмотрим алгоритм процедуры Вальда. Первая часть задачи - определение информативности признаков и построение диагностической таблицы. Пусть имеется две группы объектов А и В и общий для них какой-либо признак. Если в дифференцируемых состояниях объектов А и В этот признак отличается для каждой группы объектов, то значит он информативен, т.е. по этому признаку можно отличить группу А от объектов группы В. Если же признак не информативен, то отличие по этому признаку сделать не удастся.

Предварительный отбор информативных признаков производится с помощью критерия Вилкоксона -Манна -Уитни. Анализ по этому критерию заключается в подсчете нарушений расположения чисел по сравнению с идеальными. Одним нарушением (инверсией) считается такое расположение, когда перед некоторым числом первого столбца стоит одно число второго столбца, если же стоят два числа, то это две инверсии и т.д. После этого максимальное число инверсии (расчетное) сравнивается с табличным. Если фактическое число инверсии больше табличного, то признак считается информативным, т.е. различия между группами наблюдений можно считать значительными.

После того, как по непараметрическому критерию определены информативности признаков, отбираются малоинформативные признаки и осуществляется переход к расчету информативности по более сильному методу Кульбака.

Диапазон изменения признака разбивается на интервалы и подсчитывается число наблюдений из группы А и группы В, попавших в данный интервал, т.е. частоты данного признака. Затем вычисляют относительные частоты в процентах, принимая за 100% сумму частостей А во всех диапазонах и такую же сумму частостей В.

Для того, чтобы свести к минимуму влияние выбора границ диапазонов, в каждом из них вычисляются средневзвешенные сглаженные частоты методом скользящей средней. При этом учитывают частоты данного признака в 4-х соседних диапазонах:

$$\overline{y_3} = \frac{y_1 + 2y_2 + 4y_3 + 2y_4 + y_5}{10}; \quad \overline{y_4} = \frac{y_2 + 2y_3 + 4y_4 + 2y_5 + y_6}{10},$$

где y_1 - член выборки, ближайший к ее краю; y_2 - второй от края член выборки; y_3 - третий от края член выборки и т.д.; $\overline{y_3}, \overline{y_4}$ - средневзвешенный (сглаженный) член выборки.

Далее определяется величина отношения сглаженных частот A и B ($\overline{y_A} / \overline{y_B}$) и по этому отношению вычисляется диагностический коэффициент (ДК):

$$\text{ДК} = 10 \text{Lg} (\overline{y_A} / \overline{y_B}).$$

Для диагностирования в группах A и B по рассматриваемому признаку строится зависимость распределения частот по диапазонам. Если в результате в каждом диапазоне получается приблизительно одинаковое число эффективных и неэффективных скважин, то сделать диагностику не удастся, в противном случае диагностика скважины по рассматриваемому признаку возможна.

Порядок вычислений при последовательной диагностической процедуре построен на основных теоремах теории вероятности. Формула Байеса в последовательной диагностической процедуре принимает вид

$$\text{порог } B < \frac{P(\frac{X_1^1}{A}) P(\frac{X_2^2}{A}) \dots P(\frac{X_j^i}{A})}{P(\frac{X_1^1}{B}) P(\frac{X_2^2}{B}) \dots P(\frac{X_j^i}{B})} < \text{порог } A,$$

где $P(\frac{X_j^i}{A}) / P(\frac{X_j^i}{B})$ - отношение частоты, обнаруженной у i -го диапазона j -го признака группы A , к частоте того же диапазона и признака, но группы B .

В общем случае для принятия решения с требуемым уровнем надежности при использовании процедуры Вальда пороги определяют по следующим формулам:

$$\text{порог } A = 10 \lg \frac{1 - \alpha}{\beta}; \quad \text{порог } B = 10 \lg \frac{\alpha}{1 - \beta},$$

где α, β - вероятности, значения которых колеблются в пределах от 0,05 до 1,00 (ошибки первого и второго рода).

Сбор диагностической информации и перемножение отношений вероятностей признаков продолжают до тех пор, пока справедливо данное неравенство, т.е. пока не достигнут один из порогов. Как только он достигнут, последовательную процедуру останавливают и принимают решение: осуществлять или не осуществлять данный метод воздействия в зависимости от того, какой порог достигнут. Если при использовании всей имеющейся диагностической информации порог не достигнут, то

считается, что для принятия решения информации недостаточно, т.е. получается неопределенный ответ.

Величины порогов можно получить и из обучающей выборки построением распределения сумм диагностических коэффициентов для групп А и В. Неравенство через диагностический коэффициент примет вид

$$10\lg \frac{\alpha}{1-\beta} < ДК(x_1) + ДК(x_2) + \dots + ДК(x_j) < 10\lg \frac{1-\alpha}{\beta}.$$

Диагностическая таблица, данные которой используются для прогнозирования исхода планируемых работ на вновь выбранном объекте, строится по результатам анализа, проведенного указанным выше методом, на обучающей выборке объектов.

Из рассмотренных факторов по результатам применения статистики Манна-Уитни и анализа сглаженных частот наиболее значимыми были определены следующие: объем закачки реагента, т; давление нагнетания, МПа; ежесуточный прирост, т./сут.; эффективная мощность, м; дебит скважины, т./сут.; коэффициент расчлененности, ед.; коэффициент пористости, %; коэффициент проницаемости, мД; коэффициент продуктивности, ед.

Исходная информация об эффективности технологии химической обработки скважин разделена на два класса с учетом прироста дебитов скважин после обработки призабойной зоны и объектов испытания. Для принятия решения вычислены пороги, значения которых приведены в табл. 2.

Таблица 2

Сводные данные эффективности прогноза

Технология	Классы		Пороги		Точность прогноза, %
	А	В	А	В	
1	2	3	4	5	6
НСL+HF+ИВВ-1 (общий)	$\Delta q > 4$ т./сут.	$\Delta q < 4$ т./сут.	-1	-2	90
НСL+HF+ИВВ-1 ($\Delta q > 4$)	$\Delta q > 10,6$ т./сут.	$\Delta q < 10,6$ т./сут.	0	-1	93,55
НСL+HF+ИВВ-1 ($\Delta q < 4$)	$\Delta q > 0,87$ т./сут.	$\Delta q < 0,87$ т./сут.	-2	-1	87,8
НСL+HFТ (общий)	$\Delta q > 4,6$ т./сут.	$\Delta q < 4,6$ т./сут.	-3	-2	92
НСL+ИВВ-1 (общий)	$\Delta q > 2,1$ т./сут.	$\Delta q < 2,1$ т./сут.	-1	0	83,33
HF+НСL+СИН (общий)	$\Delta q > 2$ т./сут.	$\Delta q < 2$ т./сут.	-1	-2	93,75

Из таблицы видно, что увеличение числа классов приводит к повышению точности прогноза. Полученные пороги позволяют сделать вывод о том, что данная скважина будет иметь прирост дебита после проведения химической обработки, относящийся к классу А или В. В самом деле, если сумма диагностических коэффициентов окажется внутри порогов А и В, то необходимо провести какое-либо

воздействие на управляемые параметры, чтобы эта скважина имела прирост дебита, относящийся к классу А. Если оказанные воздействия не позволяют перевести эту скважину из зоны неопределенности к одному из классов А или В, то этот метод не дает ответа на поставленный вопрос. Отметим, что при этих порогах процент распознавания достаточно высок и колеблется в пределах от 83 до 93,75%.

В работе приведены диагностические коэффициенты для диагностирования эффективности применяемых химических методов увеличения нефтеотдачи (НСL+HF+ИВВ-1, НСL+НFT, НСL+ИВВ-1, HF+НСL+СИН) с использованием вышеперечисленных информативных факторов. Полученные пороги и диагностические коэффициенты дают возможность с вероятностью более чем 0,83 произвести прогноз ожидаемой эффективности ОПЗ до его фактического проведения, а также подбор скважин для обработки.

Четвертый раздел посвящен численному моделированию технико-экономических показателей эффективности организации работ на скважинах по интенсификации добычи нефти на месторождениях Урайской группы.

Исчерпывающей характеристикой эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях является закон распределения продолжительности эффекта от ОПЗ. Под продолжительностью эффекта будем понимать интервал времени, в течение которого наблюдается прирост дебита скважин. По результатам обработки данных о продолжительности эффекта от химических методов увеличения нефтеотдачи пластов были получены законы их распределения, которые описываются распределением Вейбулла. Законы распределения получены с применением известных методов анализа промысловых данных о продолжительности эффекта по месторождениям Даниловской и Тюменской свит. Для оценки близости статистического и теоретического распределений были применены критерии К. Пирсона (χ^2 -хи-квадрат) и А.Н. Колмогорова (табл. 3).

Таблица 3

Закон распределения продолжительности эффекта от ОПЗ

Метод ОПЗ	Функция вероятности P(t)	Функция интенсивности $\lambda(t)$
1	2	3
Даниловская свита		
НСL+ИВВ-1	$\exp\left[-\left(\frac{t}{262,6}\right)^{1,9}\right]$	$0,0072\left(\frac{t}{262,6}\right)^{0,9}$
НСL+HF+ИВВ-1	$\exp\left[-\left(\frac{t}{253}\right)^{1,3}\right]$	$0,0051\left(\frac{t}{253}\right)^{0,3}$

1	2	3
СКО	$\exp\left[-\left(\frac{t}{239,3}\right)^{1,4}\right]$	$0,00585\left(\frac{t}{239,3}\right)^{0,4}$
Тюменская свита		
HCL+ИВВ-1	$\exp\left[-\left(\frac{t}{246,3}\right)^{1,8}\right]$	$0,0073\left(\frac{t}{246,3}\right)^{0,8}$
HCL+HF+ИВВ-1	$\exp\left[-\left(\frac{t}{261,2}\right)^{1,7}\right]$	$0,0065\left(\frac{t}{261,2}\right)^{0,7}$
СКО	$\exp\left[-\left(\frac{t}{275,1}\right)^{1,9}\right]$	$0,0069\left(\frac{t}{275,1}\right)^{0,9}$
ДОН-52	$\exp\left[-\left(\frac{t}{253}\right)^{2,1}\right]$	$0,0094\left(\frac{t}{253}\right)^{2,1}$

Анализируя полученные результаты, можно сказать, что вполне естественно выглядит снижение функции вероятности $P(t)$ от продолжительности эффекта, так как эффект от проведенной обработки постепенно падает и соответственно вероятность того, что скважина в заданный промежуток времени работает эффективно, снижается. При этом увеличивается интенсивность (частота) ОПЗ от продолжительности эффекта.

Для организации ОПЗ на скважинах рекомендовано использовать систему технического обслуживания при критериях оптимальности, характеризующих основные технико-экономические показатели работы фонда скважин. Алгоритм определения технико-экономических показателей предложенной системы приведен в табл. 4.

Таблица 4

Алгоритм определения технико-экономических показателей ТОР

Показатель	Система ТО, предусматривающая выполнение как плановых, так и вне плановых ОПЗ	Система плановых ТО
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 - $\max S^*(\tau)$	$\frac{C_0 - (C_a\tau_a - C_n\tau_n)\lambda(\tau_0)}{1+(\tau_a - \tau_n)\lambda(\tau_0)}$	$\frac{C_0P(\tau_0) - C_0F(\tau_0) - (C_a\tau_a - C_n\tau_n)f(\tau_0)}{1+(\tau_a - \tau_n)f(\tau_0)}$

здесь τ_0 - оптимальный период проведения ОПЗ; τ_a, τ_n – продолжительность внепланового и планового ОПЗ; C_a, C_n – стоимость внепланового и планового ОПЗ; $\lambda(\tau)$ - интенсивность; $f(\tau)$ - функция плотности распределения, $P(\tau)$ - функция вероятности, $F(\tau) = 1-P(\tau)$.

Определим технико-экономическую эффективность ОПЗ, применяемых в ТПП «Урайнефтегаз». На основе обработки промысловых данных установлены законы распределения продолжительности эффекта от обработок скважин, которые описываются законом распределения Вейбулла. Для решения задачи используем полученные законы распределения, нормативное время ОПЗ, максимально допустимое время ОПЗ, нормативные затраты на ОПЗ, максимально допустимые затраты на ОПЗ, потери при проведении ОПЗ в случаях преждевременного снижения эффекта от обработки и прибыль, получаемую от ОПЗ.

Анализ результатов исследования показал, что коэффициент готовности снижается как с увеличением оптимального периода проведения ОПЗ τ_0 , так и интенсивности обработок $\lambda(\tau)$. При этом уменьшение коэффициента готовности зависит от технологии и химического состава применяемой композиции интенсификации добычи.

Исследования проводились для двух способов технического обслуживания и, как видно, наиболее лучшие технико-экономические показатели при ОПЗ дает система внепланового технического обслуживания. Наиболее высокий $K_g=0,9926$ на месторождениях Даниловской свиты наблюдается при ОПЗ скважин составом HCL+ИБВ-1. Наибольший $T_{опт}=1378,3$ суток имеем при обработке призабойной зоны скважин (ПЗС) составом HCL+HF+ИБВ-1. По Тюменской свите наибольший $T_{опт}=382,3$ суток достигается при обработке ПЗС составом HCL+HF+ИБВ-1, а наибольшие K_g - при СКО и обработке составом ДОН-52. Показатели коэффициента готовности для обеих свит достаточно высоки.

При анализе результатов показателей технического обслуживания с точки зрения достижения минимальных удельных затрат и максимальной удельной прибыли можно сделать следующие выводы: при увеличении $T_{опт}$ затраты возрастают, а прибыль уменьшается. Это связано с тем, что расходы на подготовительные мероприятия с течением времени увеличиваются, эффект от проведенных обработок ПЗС падает и соответственно наблюдается постепенное снижение дебита.

На месторождениях Даниловской свиты с точки зрения достижения минимальных удельных затрат и оптимального периода проведения ОПЗ наилучшие результаты наблюдаются при обработках ПЗС соляной кислотой: $S^*=45$ долл., а $T_{опт}= 1013,8$ суток. На месторождениях Тюменской свиты также наилучшие результаты достигаются при ОПЗ соляной кислотой ($S^*=38$ долл., $T_{опт}= 378,7$ суток).

С точки зрения обеспечения максимальной удельной прибыли на месторождениях Даниловской свиты эффективна обработка ПЗС составом HCL+ИБВ-1 ($S^*=7900$ долл.), а по оптимальному периоду проведения обработки

ПЗС - составом HCL+HF+ИВВ-1 (Топт=1027,7). На месторождениях Тюменской свиты - при обработках ПЗС соляной кислотой ($S^*=7910$ долл., Топт= 343,5 суток) и ДОН-52 ($S^*=7899$ долл.).

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Показано, что существенной особенностью месторождений Даниловской и Тюменской свит, значительно осложняющей процесс выработки их запасов, является наличие значительного количества прерывистых низкопроницаемых пропластков. Для вовлечения слабо выработанных зон пласта, восстановления и повышения абсолютной проницаемости призабойной зоны рекомендовано применять физико-химические методы воздействия на пласт на основе соляной кислоты и ее композиции.
2. На основе факторного анализа установлено, что наиболее эффективными методами интенсификации добычи нефти на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз» с точки зрения получения дополнительной добычи нефти являются ГРП, HF+HCL+ ИВВ –1, HCL+ ИВВ –1, СКО, HF+HCL и ДОН –52, а по величине затрат на 1т дополнительной добычи являются СКО, HCL+HF+ИВВ-1, HCL+ИВВ-1. Менее эффективными оказались ГРП, HF+HCL и др.
3. На основе сравнительного анализа эффективности применяемых МУН по критерию χ^2 на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз» показано, что наиболее эффективным методом по дополнительной добыче является гидроразрыв пласта, за ним следуют ДОН-52, ДОН-52+HF и HF+HCL. Менее эффективными являются композиции HCL+ИВВ-1, СКО и HF+HCL+ИВВ-1.
4. Для ранней диагностики и управления эффективностью применяемых методов интенсификации добычи нефти рекомендована последовательная диагностическая процедура Вальда, применение которой обеспечило прогнозирование эффективности методов более чем на 80%.
5. Для повышения эффективности организации работ на скважинах по интенсификации добычи нефти физико-химическими методами рекомендовано применить систему технического обслуживания, обеспечивающую наиболее рациональные технико-экономические показатели и длительный технологический эффект, при критериях оптимальности: максимум - коэффициента технической готовности, минимум удельных затрат и максимум удельной прибыли.
6. Высокие показатели технической готовности скважин ($Kг = 0,9930 - 0,9915$) на месторождениях Даниловской свиты достигнуты при организации работ по интенсификации добычи нефти составами HCL+ИВВ-1 и HF+HCL+ИВВ-1, а на месторождениях Тюменской свиты – при обработке скважин соляной кислотой и гидрофобизатором ДОН-52.

7. Наилучшие экономические показатели ($C^*=35-57$ долл., $S^*=7910-7875$ долл.) при применении системы технического обслуживания достигнуты при организации работ по интенсификации добычи нефти гидрофобно-кислотным составом HF+HCL+ИВВ-1 и соляной кислотой на месторождениях Даниловской свиты и при обработке скважин гидрофобизатором ДОН-52 и соляной кислотой в условиях месторождений Тюменской свиты.

**ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДИССЕРТАЦИИ ОПУБЛИКОВАНЫ
В СЛЕДУЮЩИХ РАБОТАХ:**

1. Гулевич О.Ю. Методика выбора эффективных методов ОПЗ скважин в ТПП «Урайнефтегаз» / М.Ф. Пустовалов, А.В. Третьяков и др. // Проблемы развития топливно- энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе: Материалы всероссийской научно-технической конференции. – Тюмень: Вектор – Бук, 2001. – С.46-47.
2. Гулевич О.Ю. Особенности геологического строения и анализ текущего состояния разработки Северо–Даниловского месторождения / Р.Я. Кучумов, М.Ф. Пустовалов // Моделирование технологических процессов нефтедобычи. – Тюмень: Вектор – Бук, вып. 3, часть 1, 2002. – С. 3-9.
3. Гулевич О.Ю. Анализ геологического строения и состояния разработки Ловинского месторождения / М.Ф. Пустовалов Р.Я. Кучумов // Моделирование технологических процессов нефтедобычи. – Тюмень: Вектор – Бук, вып. 3, часть 1, 2002. – С. 9-15.
4. Гулевич О. Ю. Оценка эффективности МУН, применяемых на Шаимской группе месторождений / Рубин Р. Кучумов, М.Ф. Пустовалов // Моделирование технологических процессов нефтедобычи. – Тюмень: Вектор – Бук, вып. 3, часть 1, 2002. – С. 15-21.
5. Гулевич О.Ю. Применение методов планирования эксперимента при оценке эффективности МУН пластов / Р.Р. Кучумов , Э.Б. Муфтахутдинова и др. // Моделирование технологических процессов нефтедобычи. – Тюмень: Вектор – Бук, вып. 3, часть 1, 2002. – С. 22-28.
6. Гулевич О.Ю. Методика сравнительной оценки эффективности МУН по критерию Хи – квадрат / Р.Я. Кучумов, Р.Р. Кучумов, М.Ф. Пустовалов // Моделирование технологических процессов нефтедобычи. – Тюмень: Вектор – Бук, вып. 3, часть 1, 2002. – С. 28-34.

7. Гулевич О.Ю. Численное моделирование успешности операций ОПЗ на скважинах Даниловской и Тюменской свит / М.Ф. Пустовалов, Р.Р. Кучумов // Моделирование технологических процессов нефтедобычи. – Тюмень: Вектор – Бук, вып. 3, часть 2, 2002. – С. 3-7.
8. Гулевич О.Ю. Выбор теоретических законов распределения продолжительности эффектов МУН в ТПП «Урайнефтегаз» / Р.Я. Кучумов, Рубин Р. Кучумов и др.// Моделирование технологических процессов нефтедобычи. – Тюмень: Вектор – Бук, вып. 3, часть 2, 2002. – С. 8-13.
9. Гулевич О.Ю. Численное моделирование показателя технической готовности скважин при плановых ТО / М.Ф. Пустовалов, Рубин Р. Кучумов, Р.Р. Кучумов // Моделирование технологических процессов нефтедобычи. – Тюмень: Вектор – Бук, вып. 3, часть 2, 2002. – С. 13-22.
10. Гулевич О.Ю. Численное моделирование минимальных удельных затрат при ОПЗ физико-химическими методами / М.Ф. Пустовалов, Рубин Р. Кучумов, Р.Р. Кучумов // Моделирование технологических процессов нефтедобычи. – Тюмень: Вектор – Бук, вып. 3, часть 2, 2002. – С. 22-32.
11. Гулевич О.Ю. Численное моделирование успешности операций ОПЗ на скважинах Даниловской и Тюменской свит / Р.Р. Кучумов, Рубин Р. Кучумов, Э.Б. Муфтахутдинова // Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий: Материалы III Всероссийской научно-технической конференции.- Тюмень: Вектор-Бук, 2002. – С. 68-69.
12. Гулевич О.Ю. О законах распределения продолжительности эффектов от ОПЗ скважин ТПП «Урайнефтегаз» / Рубин Р. Кучумов, Э.Б. Муфтахутдинова, Р.Р. Кучумов // Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий: Материалы III Всероссийской научно-технической конференции.- Тюмень: Вектор-Бук, 2002. – С. 70-71.
13. Кучумов Р.Я., Пустовалов М.Ф., Вятчинин М.Г., Кучумов Р.Р., Гулевич О.Ю. Методическое руководство по диагностированию эффективности технологии гидроразрыва пластов на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз». - Урай: ТПП «Урайнефтегаз», 2000, - 59 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