

На правах рукописи

МОРОЗЮК ОЛЕГ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕРМОШАХТНОЙ
РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ АНОМАЛЬНО ВЯЗКОЙ НЕФТИ
(НА ПРИМЕРЕ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

Специальность 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Ухта – 2011

Работа выполнена в ФГБОУ ВПО "Ухтинский государственный технический университет"

Научный руководитель: доктор технических наук, с.н.с.
Рузин Леонид Михайлович

Официальные оппоненты: доктор технических наук, доцент
Чупров Илья Федорович

кандидат технических наук, доцент
Мордвинов Виктор Антонович

Ведущая организация: Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

Защита состоится 14 октября 2011 г. в 10 часов на заседании диссертационного совета Д 212.291.01 при Ухтинском государственном техническом университете по адресу: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного технического университета по адресу: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

Автореферат размещен на интернет-сайте Ухтинского государственного технического университета www.ugtu.net в разделе "Диссертационный совет".

Автореферат разослан 12 сентября 2011 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,
кандидат технических наук,
профессор



Н.М. Уляшева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

По мере опережающей выработки запасов легких нефтей из года в год становится все более актуальной проблема вовлечения в активную разработку огромных ресурсов аномально вязких нефтей и битумов. Это обусловлено, во-первых, большими запасами этих углеводородов, а во-вторых, многогранностью, сложностью, наукоемкостью задач, решаемых при их освоении. Не менее актуальной проблемой является и освоение эффективных технологий для извлечения таких углеводородов, поскольку традиционные, широко применяемые методы добычи нефти, не могут применяться для извлечения высоковязких нефтей, так как не позволяют увеличить нефтеотдачу пласта свыше 15 %. Накопленный к настоящему времени опыт лабораторных и промысловых исследований показывает, что наиболее эффективной и промышленно освоенной технологией разработки подобных ресурсов являются термические методы добычи нефти.

Одним из уникальных объектов в мире, где в промышленном масштабе применяются термические методы воздействия на пласт в шахтных условиях, является Ярегское нефтяное месторождение. К его основным характеристикам можно отнести: небольшая глубина залегания до 250 м, трещиновато- поровый коллектор, вязкость нефти при начальной температуре пласта 6-8°C составляет 12 тыс. мПа·с, средняя эффективная толщина залежи 26 м. В процессе эксплуатации месторождения установлено, что основными путями фильтрации добываемых и закачиваемых флюидов являются трещины, в то время как основные запасы нефти содержатся в пористой части пласта. Для таких условий эксплуатации залежи наиболее актуальной задачей становится разработка эффективной термошахтной технологии, но решение ее возможно лишь в случае детального изучения механизмов прогрева и нефтеизвлечения неоднородных трещиноватых коллекторов.

Как известно, нефтеотдача пласта при тепловом воздействии зависит в основном от температуры нагрева пласта. В свою очередь, температура пласта зависит от объема закачки пара на единицу прогреваемого объема и тепловой эффективности процесса. Также не менее существенное влияние на степень выработки запасов оказывают и геолого-технологические параметры пласта, среди которых: коэффициент песчаности и расчлененности, эффективная толщина пласта, плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин и др. Таким образом, количественное определение степени влияния этих параметров на нефтеотдачу пласта на разных стадиях термошахтной разработки является крайне важной задачей, решение которой позволит эффективно управлять процессом теплового воздействия в условиях Ярегского месторождения.

Главная специфическая особенность термошахтной разработки – одновременный прогрев и отбор нефти на всей разрабатываемой площади. При этом практически отсутствуют последовательно перемещающиеся гидродинамические и тепловые фронты, как при традиционной технологии разработки с поверхности. Это обусловлено применением очень плотных сеток пологовосходящих скважин, вскрывающих многочисленные тектонические нарушения и образующих вместе с ними единую дренажную систему, которая используется и для закачки пара, и для отбора нефти. Учитывая вышесказанное, применение классических моделей расчета технологических показателей и законов фильтрации жидкости в пласте при термошахтной разработке не представляется возможным. В этом случае одним из наиболее эффективных методов прогнозирования основных технологических показателей разработки является статистический метод. Таким образом, можно сделать вывод, что совершенствование методики прогнозирования параметров термошахтной разработки является важной и актуальной задачей.

Цель работы

Повышение эффективности термошахтной разработки залежей аномально вязких нефтей путем учета влияния геолого-технологических параметров разработки на закономерности и эффективность теплового воздействия на пласт.

Основные задачи исследования

1. Сопоставление основных термошахтных технологий и обоснование направлений их дальнейшего совершенствования.

2. Определение влияния расположения подземных скважин и температуры пласта на закономерности нефтеизвлечения при разных технологиях теплового воздействия на пласт.

3. Оценка влияния геолого-технологических параметров разработки блоков на степень выработки запасов при термошахтной разработке залежи.

4. Разработка методики прогнозирования технологических показателей термошахтной разработки залежей высоковязких нефтей.

Методы решения поставленных задач

Для решения поставленных задач в диссертации широко применялись методы математической статистики с использованием специализированного программного комплекса «Statistica 6.0» компании Stat Soft.

Научная новизна

1. Установлены закономерности нефтеизвлечения и изменения температуры в верхней и нижней частях пласта в зависимости от способа подачи пара при термошахтной разработке Ярегского месторождения.

2. Выявлены закономерности механизма прогрева и выработки запасов нефти при тепловом воздействии на неоднородный трещиновато-пористый пласт.

3. Дана научно обоснованная, количественная оценка влияния геологических (эффективная толщина пласта, коэффициент песчаности и расчлененности и др.) и технологических (плотность сетки нагнетательных и

добывающих скважин) параметров разработки уклонных блоков на степень выработки пласта на разных стадиях термошахтной разработки.

4. Разработан новый стадийный алгоритм прогнозирования основных технологических показателей термошахтной разработки Ярегского месторождения.

Защищаемые положения

1. Закономерности влияния расположения скважин и температуры пласта на эффективность извлечения нефти для разных технологий теплового воздействия на пласт;

2. Методика оценки влияния геолого-технологических параметров пласта на степень выработки запасов при термошахтной разработке;

3. Методика прогнозирования технологических показателей термошахтной разработки месторождений, содержащих высоковязкие нефти.

Практическая ценность работы

1. Впервые оцифрована архивная промысловая информация за весь период применения тепловых методов, и на ее основе создана электронная база технологических показателей подземных скважин, применение которой позволяет проводить более детальный анализ разработки Ярегского месторождения.

2. Созданная компьютерная программа, позволяющая рассчитывать добычу нефти, воды и средневзвешенную температуру пласта для различных групп скважин, предназначена для интерактивной обработки и анализа ежесуточных геологических замеров уклонных блоков Ярегского месторождения.

3. Разработанная автором методика позволяет количественно оценить влияние основных геолого-технологических параметров на технологические показатели разработки залежей, а полученные результаты дают возможность эффективнее управлять процессом теплового воздействия и могут использоваться при совершенствовании термошахтных систем разработки.

4. Разработанная методика прогнозирования технологических показателей может использоваться при проектировании термощахтной разработки нефтяных месторождений.

Апробация работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на: научно-технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (г. Ухта, 2009, 2010, 2011 гг.); научно-технических конференциях преподавателей и сотрудников Ухтинского государственного технического университета (г. Ухта 2009, 2010 гг.); научно-техническом семинаре «Моделирование технологических процессов» (Украина, г. Ивано-Франковск, 2011 г.).

Публикации результатов работы

По теме диссертации опубликовано 9 работ, в том числе 1 статья в журнале, который входит в перечень рекомендованных ВАК РФ периодических изданий.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и заключения. Общий объем работы составляет 137 страниц, в том числе 27 таблиц, 37 рисунков и списка литературы из 120 наименований.

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю, член корреспонденту РАЕН Л.М. Рузину за помощь на всех этапах подготовки диссертационной работы.

Автор выражает искреннюю благодарность ректору УГТУ профессору Н.Д. Цхадая за содействие и постоянное внимание к работе, к.т.н. Н.А. Петрову за ценные замечания по диссертации. Автор благодарит коллектив кафедры РЭНГМ и ПГ УГТУ за внимательное и благожелательное отношение.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении содержится общая характеристика работы, обоснована ее актуальность, поставлена цель и определены задачи исследований, показаны научная новизна и практическое значение.

В первой главе приводится характеристика, сопоставление и оценка эффективности применяемых на Ярегском месторождении термошахтных систем разработки.

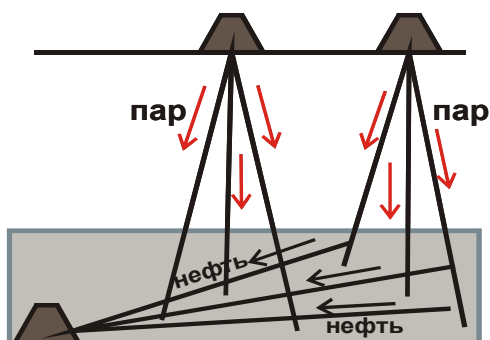
Большой вклад в развитие тепловых, шахтных и термошахтных методов добычи нефти внесли: Абасов М.Т., Антониади Д.Г., Байбаков Н.К., Боксерман А.А., Вахитов Г.Г., Гарушев А.Р., Желтов Ю.П., Жданов С.А., Закс С.Л., Здоров С.Ф., Зубов Н.В., Коробков Е.И., Кочешков А.А., Кудинов В.И., Максутов Р.А., Малофеев Г.Е., Мирзаджанзаде А.Х., Намиот А.Ю., Оганов К.А., Раковский Н.Л., Розенберг М.Д., Рубинштейн Л.И., Рузин Л.М., Сергеев А.И., Степанов В.П., Табаков В.П., Тарасов А.Г., Теслюк Е.В., Цхадая Н.Д., Шейнман А.Б., Якуба С.И., Ялов Ю.Н., Бурже Ж., Ловерье Х.А., Сурно П., Пратс М., Фарук-Али С.М., Шнейдерс Г. и другие.

Промышленная разработка нефтяной залежи Ярегского месторождения путем строительства горных выработок непосредственно в нефтяном пласте – это уникальное явление в мировой практике эксплуатации нефтяных месторождений. Нефтешахты Яреги следует оценивать как подземную лабораторию, где можно визуально изучить сложное строение нефтяного пласта, а интерес к ним обусловлен, прежде всего, решением проблемы максимального извлечения запасов высоковязкой нефти.

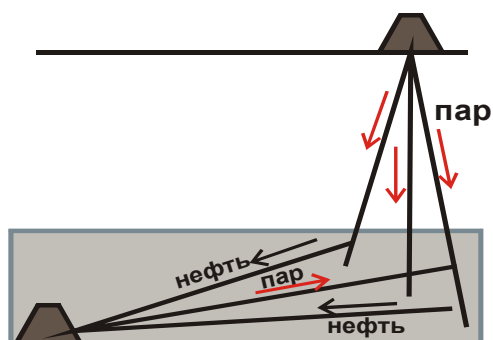
На первом этапе с 1939 по 1971 гг. Ярегское месторождение разрабатывалось шахтным методом на естественном режиме, при котором было добыто 7,5 млн. т. нефти, что составило 4% от запасов в пласте. С 1972 г. разработка залежи осуществляется по термошахтной технологии. На месторождении за весь период разработки применялись следующие системы

термошахтной разработки: двухгоризонтная, одногоризонтная с оконтуривающими штреками, одногоризонтная и подземно-поверхностная (рисунок 1).

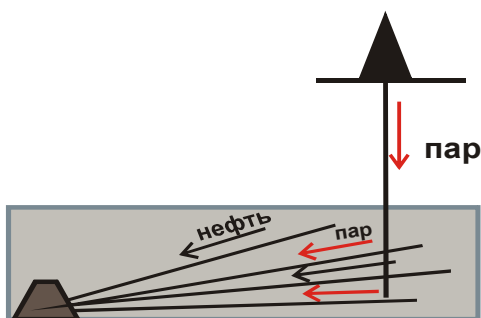
а) Двухгоризонтная система



б) Одногоризонтная система с оконтуривающими штреками



в) Подземно-поверхностная система



г) Одногоризонтная система



Рисунок 1 – Термошахтные технологии применяемые на Ярегском месторождении

Во всех применяемых системах отбор нефти осуществляется через систему пологонаклонных восходящих скважин, пробуренных из буровой галереи, расположенной в нижней части нефтяного пласта. Все перечисленные системы отличаются друг от друга только способом паровоздействия на пласт.

При *двухгоризонтной системе* пар закачивается через плотную сетку скважин, расположенных через 20-25 м и пробуренных равномерно по всей разрабатываемой площади из выработок надпластового (туффитового) горизонта (рисунок 1а).

При *одногоризонтной системе с оконтуривающими штреками* пар закачивается одновременно через часть пологонаклонных скважин,

пробуренных из буровой галереи, и через скважины туффитового горизонта, пробуренных только по контуру разрабатываемого блока (рисунок 1б).

При *одногогоризонтной системе* пар закачивается только через часть пологонаклонных скважин буровой галереи (рисунок 1г).

Закачка пара при *подземно-поверхностной системе* осуществляется через поверхностные скважины, пробуренные по контуру блока через 50 м. Средняя плотность нагнетательных скважин, буримых с поверхности, - 1,6 га/скв. (рисунок 1в).

В настоящее время в качестве основных альтернативных термошахтных технологий для промышленного внедрения рассматриваются одногогоризонтная и подземно-поверхностная системы, которые характеризуются минимальным объемом горно-подготовительных работ. Сопоставление и оценка эффективности систем разработки выполняется по следующим основным критериям:

- нефтеотдача пласта;
- накопленное паронефтяное отношение;
- темпы разработки участков залежи;
- затраты на обустройство площадей.

Учитывая существенное различие геолого-промысловых характеристик различных площадей месторождения, для объективного сопоставления технологий рассмотрен уклонный блок, где в близких геолого-промысловых условиях применяли разные технологии.

Согласно общепринятым регламентирующим документам для сравнения разных систем разработки должны использоваться безразмерные зависимости технологических показателей от закачки пара в поровых объемах пласта.

На рисунке 2 приведено сопоставление кривых нефтеотдачи пласта и накопленных паронефтяных отношений для уклона 1Т-2 НШ-2, где применяются одногогоризонтная и подземно-поверхностная системы.

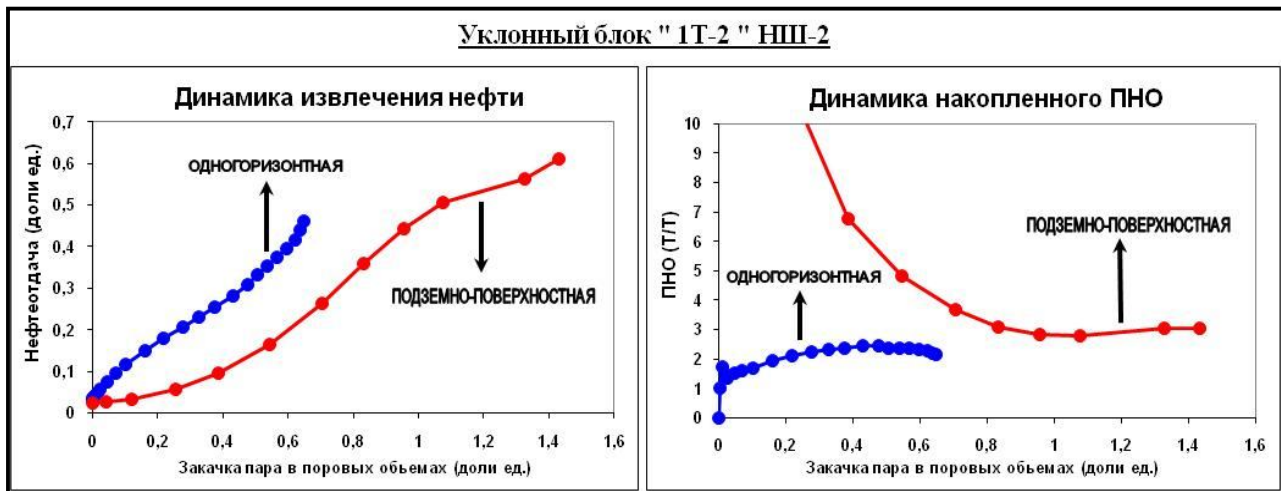


Рисунок 2 – Сравнение динамики технологических показателей для разных систем разработки

Сопоставление безразмерных кривых нефтеотдачи по уклону 1Т-2 показывает, что для достижения одной и той же нефтеотдачи (порядка 40%) при подземно-поверхностной технологии было закачано в 1,5 раза больше пара на единицу объема пласта, чем при одногоризонтной.

Лабораторные исследования и опыт разработки месторождения показали, что существует корреляционная зависимость между средней температурой пласта и достигнутой нефтеотдачей. Температура пласта пропорциональна количеству накопленного в пласте тепла, которое в свою очередь пропорционально накопленной закачке пара на единицу объема пласта и тепловой эффективности процесса (отношению количества тепла, накопленного в пласте, к количеству тепла, закачанного в пласт). Таким образом, чем выше тепловая эффективность процесса и меньше теплотери при одном и том же количестве введенного в скважины тепла, тем выше температура и соответственно нефтеотдача пласта.

Сравнение промысловых кривых нефтеотдачи, приведенное на рисунке 2, показывает, что меньшими потерями тепла и большей тепловой эффективностью характеризуется одногоризонтная система.

При этом накопленные паронефтяные отношения должны быть обратно пропорциональны тепловой эффективности процесса. Этому подтверждением

являются кривые, характеризующие динамику накопленных паронефтяных отношений для сравниваемых систем разработки, показанные на рисунке 2.

Приведенное сопоставление по основным критериям эффективности систем разработки свидетельствует о том, что наиболее эффективной и перспективной термошахтной технологией является одногоризонтная система.

Во второй главе исследован характер влияния угла наклона скважин и температуры пласта на технологические параметры работы скважин для разных термошахтных систем разработки.

Впервые выполнен анализ промысловых данных, характеризующих работу подземных скважин при разных системах разработки Ярегского месторождения. На первом этапе была произведена оцифровка архивных геологических журналов за весь период применения тепловых методов, и создана электронная база технологических показателей подземных скважин для 5-и представительных участков залежи с разными технологиями теплового воздействия на пласт: ЮГ-3 (171 скв.), 343-ЮГ (303 скв.) – двухгоризонтная система, 1Т-2 подз.-поверх. (53 скв.), 1Т-1 (57 скв.) – подземно-поверхностная система, 1Т-2 одногор. (301 скв.) – одногоризонтная система.

Для установления влияния угла наклона скважин на закономерности нефтеизвлечения все скважины были разбиты на два яруса: в нижний ярус включены скважины, расположенные в нижней части пласта, в верхний ярус – скважины расположенные в верхней части пласта. Затем оценивался вклад каждого яруса в общую добычу нефти участка на разных стадиях разработки для рассматриваемых термошахтных систем (рисунок 3).

Как видно из рисунка для блоков двухгоризонтной и одногоризонтной системы динамика распределения добычи нефти между ярусами скважин имеет более стабильный характер. В течение всего периода разработки этих участков основная часть нефти (65-70%) добывается из скважин нижнего яруса, а из верхнего яруса отбирается лишь 30-35% нефти. При подземно-поверхностной системе большую часть нефти (56%) добывают из верхнего яруса скважин.

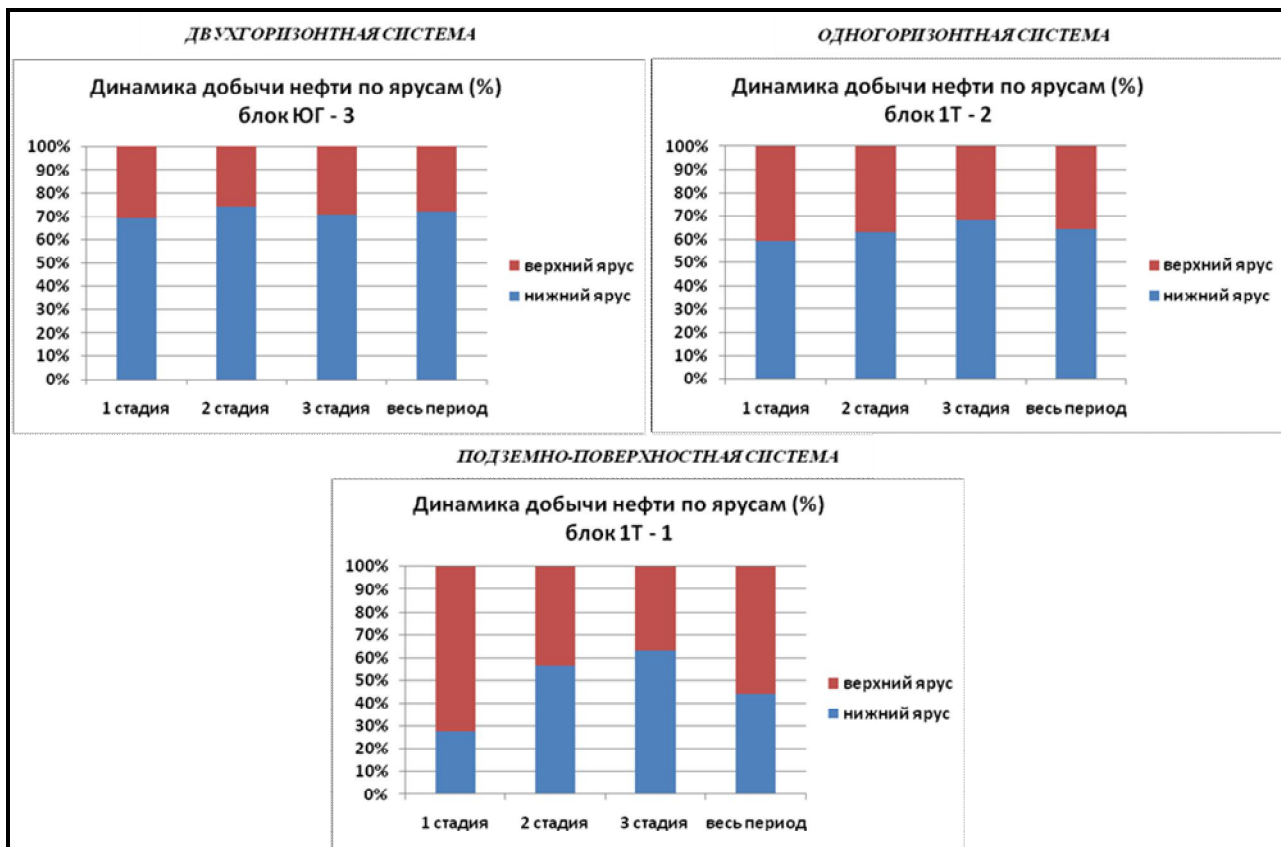


Рисунок 3 – Вклад ярусов в общую добычу нефти на разных стадиях разработки блоков

Особенно характерным для этой технологии является период разогрева пласта (1 стадия), во время которого из верхних скважин отбирается до 75% нефти. Такие закономерности в динамике распределения добычи нефти по ярусам скважин объясняются, прежде всего, отличием механизмов прогрева пласта для рассматриваемых термошахтных систем разработки.

Как известно, передача тепла при тепловом воздействии на неоднородные залежи осуществляется в основном за счет конвекции по высокопроницаемым коллекторам (трещинам), в то время как низкопроницаемые коллектора (пористая матрица) прогреваются за счет теплопроводности со значительно меньшей скоростью. Таким образом, закачка пара более высоких параметров по контуру блока в верхнюю часть пласта при подземно-поверхностной системе приводит к определяющей выработке только верхней части пласта, в то время как нижняя часть практически не вырабатывается. При двухгоризонтной и одногоризонтной системах, которые имеют схожий механизм прогрева пласта,

пар закачивается равномерно по всему разрезу и площади блока. Это способствует равномерному распределению по пласту тепла и вовлечению всей его толщины в процесс нефтеизвлечения. Такой механизм прогрева позволяет стабильно отбирать до 75% нефти скважинами нижнего яруса на протяжении всего срока разработки, верхним же ярусом перехватывается лишь 25-35% от всей добытой нефти.

Следующим этапом исследования было установление закономерностей изменения температуры на разных стадиях теплового воздействия. При этом учитывалось, что температура добываемой жидкости отражает динамику изменения температуры пласта.

Исходя из опыта термошахтной разработки Ярегского месторождения и результатов экспериментальных исследований, были определены характерные интервалы температур добываемой жидкости: 0 - 8, 9 - 29, 30 - 59, 60 - 79, 80 - 109°C, более 109°C – интервал, характеризующий скважины, в которые периодически прорывается пар.

Затем определялись динамика изменения количества скважин, попавших в один из температурных интервалов, и динамика изменения их суммарных отборов нефти и воды. Таким образом, была получена текущая и накопленная добыча нефти и воды по стадиям и за весь период разработки, соответствующая каждому температурному интервалу. На рисунке 4 показана динамика распределения накопленной добычи нефти между скважинами с разной температурой, для различных технологий теплового воздействия.

Из рисунка видно, что при двухгоризонтной системе идет равномерный прогрев пласта и постепенный рост температуры. Этому способствуют низкие темпы закачки пара для этой технологии, которые позволяют использовать все накопленное в пласте тепло для его равномерного прогрева. Одногоризонтная система, несмотря на применение низких темпов закачки пара имеет более высокий темп прогрева пласта и рост температуры (по сравнению с

двухгоризонтной системой). Это говорит о ее высокой эффективности, с точки зрения охвата пласта процессом прогрева.

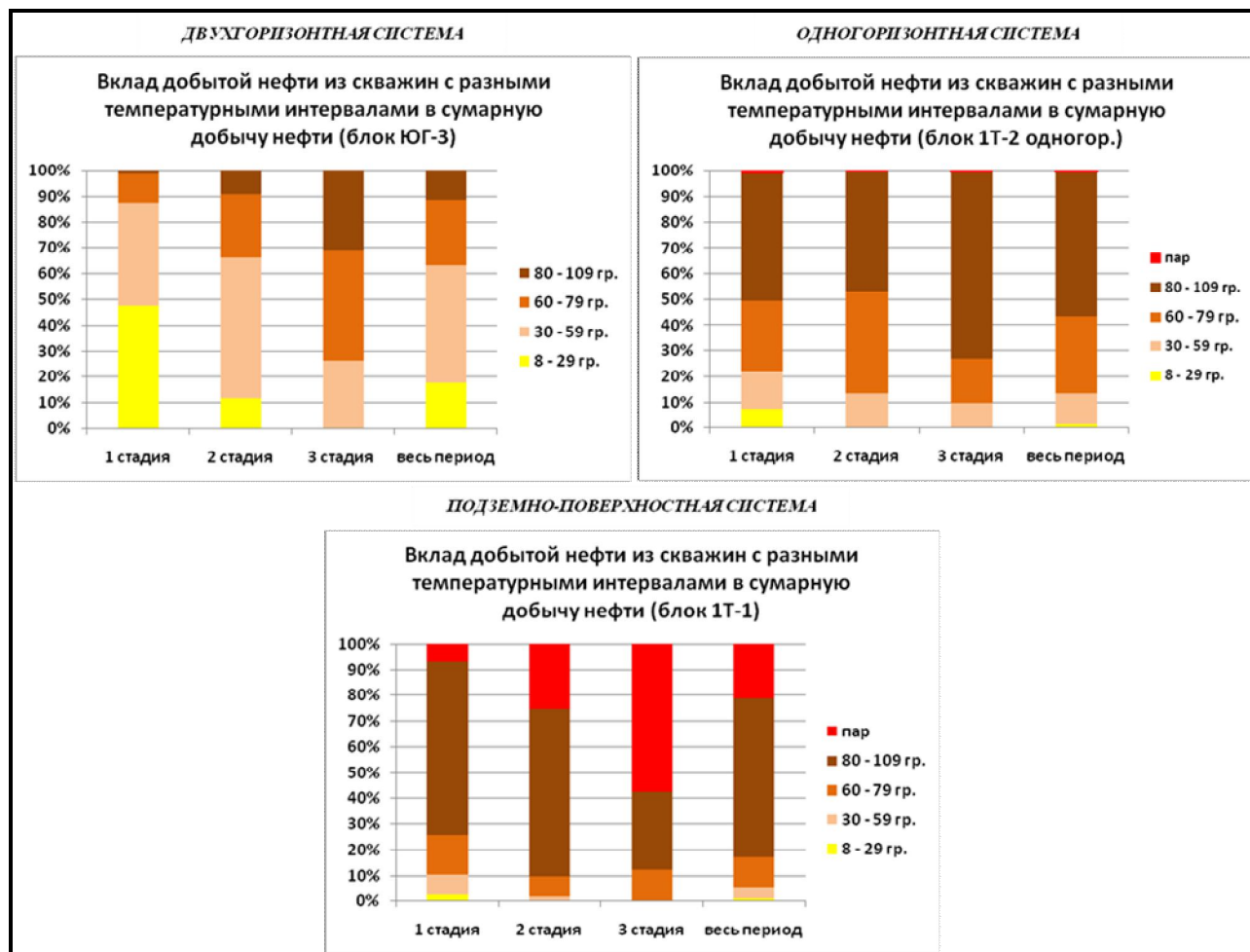


Рисунок 4 – Распределение накопленной добычи нефти между скважинами с разной температурой

При подземно-поверхностной системе уже на первой стадии разработки основная доля (75%) нефти отбирается из скважин с температурой 80-109°C., при этом происходит выработка лишь верхней части пласта (рисунок 3). Таким образом, применение высоких темпов закачки пара (особенно на первой стадии) при этой технологии, не приводит к постепенному и равномерному прогреву пласта, а лишь способствует большим потерям тепла за пределы участка и с добываемой жидкостью.

На завершающем этапе исследований сравнивалась динамика средневзвешенной температуры и динамика нефтеизвлечения в верхней и нижней части пласта для различных систем разработки (рисунок 5).

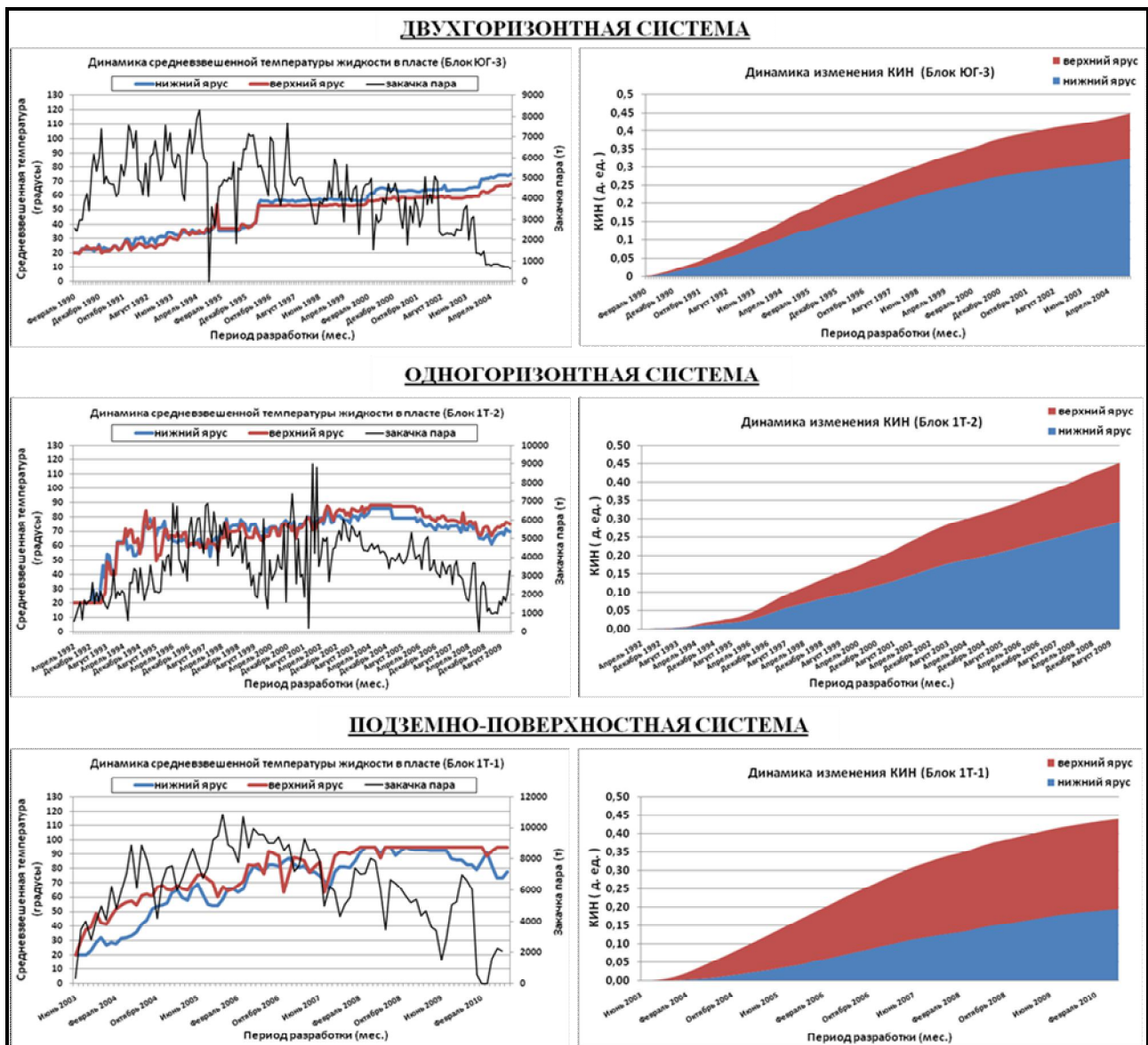


Рисунок 5 – Сравнение динамики средневзвешенной температуры и нефтеотдачи нижней и верхней части пласта

Анализируя динамику изменения средневзвешенной температуры и коэффициента извлечения нефти (КИН) верхней и нижней части пласта при разных системах термощахтного воздействия на пласт, можно сделать ряд важных выводов, касающихся механизма нефтеотдачи неоднородных коллекторов:

- в период разогрева пласта до оптимальной температуры (первая стадия), когда в пористой части пласта еще велико фильтрационное сопротивление, вертикальная фильтрация жидкости происходит по трещинам. Основным режимом вытеснения нефти в этот период является режим

растворенного газа и термоупругое расширение пластовой жидкости, за счет которых нефть поступает в трещины, а из них в скважины. За счет этих факторов коэффициент извлечения нефти достигает 20-25%. В этот период нефтеотдача практически пропорциональна росту средневзвешенной температуры пласта.

- на второй и третьей стадиях средняя температура добываемой жидкости в пласте стабилизируется на уровне 70-80°C и поддерживается на этом уровне за счет уменьшения темпов закачки пара и перехода на циклический режим. Дальнейшее извлечение уже разогретой нефти из пласта происходит, в основном, на режиме гравитации и частично, на режиме гидродинамического вытеснения. При увеличении средней температуры пласта свыше 70-80°C, пар распространяясь по высокопроницаемым зонам не успевает отдавать тепло и прорывается в добывающие скважины, что приводит к резкому снижению добычи нефти.

В третьей главе предложен алгоритм количественной оценки степени влияния геолого-технологических параметров уклонных блоков на коэффициент извлечения нефти на разных стадиях термошахтной разработки.

Первой технологией теплового воздействия на пласт в шахтных условиях применявшейся на Ярегском месторождении в 70-х годах была двухгоризонтная система. На сегодняшний день имеется более 20 блоков выведенных из разработки или эксплуатируемых на гравитационном режиме по этой системе. Для проведения исследований из их числа были выбраны блоки, показатели которых являются представительными для общей характеристики потенциала термошахтной разработки. Зависимость прироста нефтеотдачи от темпов закачки пара, выраженных в поровых объемах пласта для представительных блоков показана на рисунке 6.

Из приведенного рисунка можно увидеть, что в динамике добычи нефти прослеживаются характерные стадии термошахтной разработки:

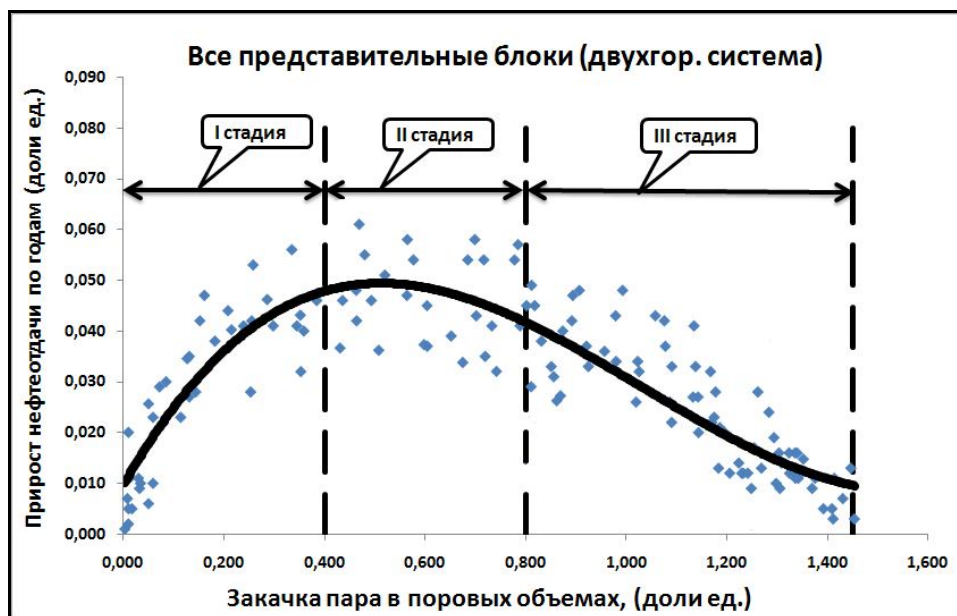


Рисунок 6 – Зависимость темпа отбора нефти от закачки пара

Первая стадия растущей добычи нефти и закачки пара. Средняя продолжительность этой стадии составляет 5-6 лет. К концу этой стадии объем закачки пара составляет $0,4 V_{\text{пор}}$, нефтеотдача 20-25%. *Вторая стадия* стабильной добычи нефти и закачки пара. Продолжительность стадии составляет 3-6 лет. К концу этой стадии объем закачки пара достигает $0,8 V_{\text{пор}}$, нефтеотдача 35-40%. *Третья, завершающая стадия* разработки характеризуется монотонным снижением добычи нефти и закачки пара. Продолжительность этой стадии в среднем составляет 10-15 лет.

Как показал последующий анализ, каждая стадия разработки характеризуется уникальным механизмом нефтевытеснения. Таким образом, главной задачей в этой главе, являлось научно обоснованное определение влияния геолого-технологических параметров на степень выработки пласта с учетом стадийности разработки уклонных блоков. Для этого была создана методика, состоящая из нескольких этапов:

1. Выбор уклонных блоков для анализа. Выбор уклонных блоков, которые сильно отличаются темпами ввода площадей в прогрев, приведет к искажению полученных результатов. Для исключения такого рода погрешностей в проводимом анализе, на данном этапе из числа наиболее

представительных блоков были выбраны те, площадь которых в течение 3 лет была полностью охвачена тепловым воздействием.

2. Выбор факторных переменных для включения в анализ. На этом этапе из числа геолого-технологических параметров уклонных блоков выбирались те, которые могут влиять на процесс нефтеизвлечения пласта исходя из теории и практики термошахтной разработки нефтяных месторождений.

3. Выбор формы связи между переменными. Величина КИН (коэффициента извлечения нефти) складывается под воздействием ряда факторов, между которыми также возможно наличие сложных связей. Поэтому для установления связи между зависимой переменной (КИН) и факторными признаками использовалась модель линейной множественной регрессии. Построению многофакторного уравнения предшествовал отбор факторов, который проводился в две стадии:

- на первой стадии исключались факторы, находящиеся в точной функциональной связи, и имеющие сильную корреляционную зависимость.
- на второй стадии отбор факторов осуществлялся на основе методов многомерного статистического анализа.

Поскольку целью исследования является количественная оценка влияния различных факторов на зависимую переменную, то наличие мультиколлинеарности (сильной коррелированности между факторами) искажает истинные зависимости между переменными. В этом случае мультиколлинеарность необходимо устранить.

Универсального метода устранения мультиколлинеарности не существует. В большей части случаев метод создается под условия решаемой задачи. Анализ существующих методов позволил автору разработать следующий алгоритм выявления и устранения мультиколлинеарности:

- На первом этапе строится таблица парных коэффициентов корреляции для всех рассматриваемых в анализе параметров и корректируется до тех пор,

пока не будут исключены все факторные переменные, имеющие высокий коэффициент корреляции (0,8 и больше) и одновременно являющиеся менее коррелируемыми с зависимой переменной;

- На втором этапе строится таблица частных коэффициентов корреляции, которая включает все параметры, отобранные на первом этапе. При выявлении высокого коэффициента корреляции (0,8 и выше) между факторными переменными, повторяется процедура исключения параметра.

На второй стадии, для отбора факторов методами многомерного статистического анализа, был использован специализированный программный продукт – «Statistica». Для построения модели был выбран метод с исключением переменных.

Результатом анализа является линейное уравнение множественной регрессии, с отобранными и включенными в него значимыми факторными параметрами.

4. Оценка степени влияния параметров. Для количественной оценки влияния факторов использовался стандартизованный *дельта коэффициент*, который характеризует вклад каждого фактора в суммарное влияние всех факторов на зависимую переменную.

В результате поэтапного выполненного анализа, для каждой стадии термощахтной разработки уклонных блоков, были выявлены параметры и степень их влияния на величину КИН (таблица 1).

Таблица 1 – Результаты анализа

Факторные параметры	Количественная оценка влияния факторных параметров на КИН (коэффициент извлечения нефти)		
	Степень влияния параметра (д.ед.), <i>I стадия разработки</i>	Степень влияния параметра (д.ед.), <i>II стадия разработки</i>	Степень влияния параметра (д.ед.), <i>III стадия разработки</i>
Закачка пара в объеме	0,9782	0,8557	0,0920
Коэффициент песчаности	0,0176	0,0330	0,1276
Коэффициент расчлененности	-	0,1155	0,0623
Нефтенасыщенная толщина (эфф.)	-	0,0041	-
Время разработки блока	-	-	0,7215
ср.Нн./S (1-я стадия)	0,0061	-	-
ср.Нд./S (1-я стадия)	0,0098	-	-
Отметка подошвы галереи	0,0078	-	0,0034

По результатам выполненного анализа можно сделать следующие выводы:

1. На первой стадии разработки блоков рост КИН в большей степени определяется количеством закачанного пара (98%). Чем больше тепла в пласт будет введено в этот период, тем быстрее будет происходить интенсификация различных процессов нефтеизвлечения, характерных для данной стадии, и тем выше будет КИН. Темп ввода тепла в пласт характеризуется давлением нагнетания пара, однако, опыт разработки показывает, что предельным давлением закачки пара является 0,5-0,6 МПа. Применение больших давлений приводит к прорывам пара в горные выработки, неизбежным потерям тепла и к снижению эффективности процесса.

2. На второй стадии продолжается прогрев пласта, и по-прежнему наиболее влияющим параметром на рост КИН является закачка пара (85%), значительный вес приобретает коэффициент расчлененности (12%). Таким образом, на второй стадии разработки блоков необходимо продолжать закачку пара с высоким темпом. При этом рост значимости параметра расчлененности пласта говорит о необходимости регулирования процесса теплового воздействия путем обеспечения адресной подачи пара в неохваченные тепловым прогревом пропластки. В противном случае КИН будет больше на том участке, где расчлененность пласта меньше.

3. На третьей стадии, после прогрева пласта до оптимальной температуры – 70-80°C и снижения фильтрационного сопротивления, преобладающим фактором влияющим на КИН становится время разработки, что подтверждает преимущественное проявление в этот период гравитационного режима извлечения нефти. Поэтому, чем больше время работы блока (72 %) и коэффициент песчаности (13 %), и чем меньше будет расчленен пласт непродуктивными пропластками, тем большего конечного КИН достигнет блок. Еще одним не менее важным процессом нефтеизвлечения после достаточного снижения вязкости пластовой нефти, является

гидродинамическое вытеснение нефти. Но влияние закачки пара (9 %) на КИН в этот период свидетельствует о неэффективности закачки пара как вытесняющего агента. Поэтому более эффективным является переход на завершающей стадии разработки блоков к закачке попутно добываемой горячей воды, что позволит увеличить конечный КИН и исключить затраты на подготовку пара.

В четвертой главе предложена методика прогнозирования технологических показателей термошахтной разработки залежей высоковязких нефтей.

Одним из наиболее перспективных методов прогнозирования технологических показателей разработки блоков Ярегского месторождения, являются статистические методы, основанные на изучении фактических закономерностей развития процессов в залежи за прошедший период.

В создании моделей использовались статистические данные наиболее представительных блоков Ярегского месторождения, которые в настоящий момент выведены из процесса разработки. Поскольку основные показатели разработки участков складываются под воздействием множества параметров, в таком случае для установления связей применялись линейные многофакторные модели. Для подготовки и обработки промысловых данных, а также для определения наилучшего многофакторного регрессионного уравнения автором использовался модуль «множественная регрессия» программного комплекса «Statistica».

При разработке моделей были применены два разных подхода:

1. Первый подход – «классический». В этом случае подбирались уравнения, которые «наилучшим» образом описывают динамику изменения основных показателей (КИН, время разработки) на весь период разработки уклонных блоков. Эти уравнения имеют следующий вид:

$$\eta = \exp(36,46 + 0,872 \cdot \ln(X_1) - 0,182 \cdot X_2 - 0,363 \cdot \ln(X_3) - 0,332 \cdot X_4 - 2,56 \cdot \ln(X_2) + 0,366 \cdot X_1 + 20,387 \cdot \ln(X_5) - 95,586 \cdot X_6 + 75,965 \cdot \ln(X_6) + 1,186 \cdot \ln(X_7) + 0,392 \cdot X_5 - 0,044 \cdot X_7) \quad (1)$$

$$T = \exp(-7,322 + 0,753 \cdot \ln(X_1) + 0,077 \cdot \ln(X_2) + 0,565 \cdot \ln(X_5) - 0,856 \cdot X_6 - 0,069 \cdot X_7 + 3,11 \cdot \ln(X_8) + 46,204 \cdot X_9 + 0,002 \cdot X_{10} - 0,029 \cdot X_{11} - 0,013 \cdot X_{12} - 0,114 \cdot \ln(X_4)) \quad (2)$$

где: η – коэффициент извлечения нефти, T – время разработки блока, X_1 – закачка пара в поровых объемах, X_2 – абсолютная отметка кровли пласта, X_3 – абсолютная отметка ВНК, X_4 – коэффициент расчлененности, X_5 – абсолютная отметка подошвы галереи, X_6 – коэффициент песчанности, X_7 – плотность нагнетательных скважин, X_8 – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, X_9 – отношение коэффициента песчанности к эффективной толщине пласта, X_{10} – среднее количество нагнетательных скважин, X_{11} – площадь уклонного блока, X_{12} – расстояние от подошвы буровой галереи до ВНК.

Коэффициенты детерминации по представленным уравнениям составили 0,96 и 0,94 соответственно.

2. Второй подход – «стадийный». Этот алгоритм расчета технологических показателей разработан автором, и его суть заключается в следующем: для каждой из ранее выделенных стадий разработки блоков, имеющей свой характер изменения показателей, были созданы регрессионные модели для прогнозирования КИН и времени разработки блоков. Затем рассчитанные для каждой стадии прогнозные значения суммируются, что дает возможность определить динамику изменения технологических показателей на весь период разработки блоков. Ниже приводятся уравнения для прогнозирования основных показателей на 1 стадии разработки блоков:

$$\eta = 0,282 + 0,481 \cdot X_1 - 0,002 \cdot X_2 + 0,002 \cdot X_8 + 0,001 \cdot X_5 - 0,014 \cdot X_4 - 0,195 \cdot X_6 - 0,0007 \cdot X_7 + 0,0014 \cdot X_3 - 0,0002 \cdot X_{13} - 0,0003 \cdot X_{11} \quad (3)$$

$$T = \exp(2,795 + 0,599 \cdot \ln(X_1) - 0,301 \cdot \ln(X_7^2) + 1,566 \cdot \ln(X_8) + 1,833 \cdot \ln(X_6) - 0,017 \cdot X_{12} + 0,001 \cdot X_{10} + 1,495 \cdot \ln(X_5) - 1,727 \cdot \ln(X_3) + 0,031 \cdot X_4 - 0,004 \cdot X_{11} - 0,04 \cdot X_7 + 0,003 \cdot X_2) \quad (4)$$

где: X_{13} – плотность добывающих скважин.

Коэффициенты детерминации по представленным уравнениям составили 0,93 и 0,96 соответственно.

Выразив из уравнений (2) и (4) закачку пара в поровых объемах через время T и подставив в уравнения (1) и (3) соответственно, получим уравнения позволяющие прогнозировать $Q_{\text{зак}}$ и КИН во времени. Таким образом, полученные регрессионные модели, позволяют прогнозировать во времени основные технологические параметры как для каждой в отдельности стадии, так и для всего периода термощахтной разработки уклонных блоков Ярегского месторождения.

На рисунке 7 показано сравнение фактических и прогнозных значений технологических показателей для одного из блоков Ярегского месторождения.

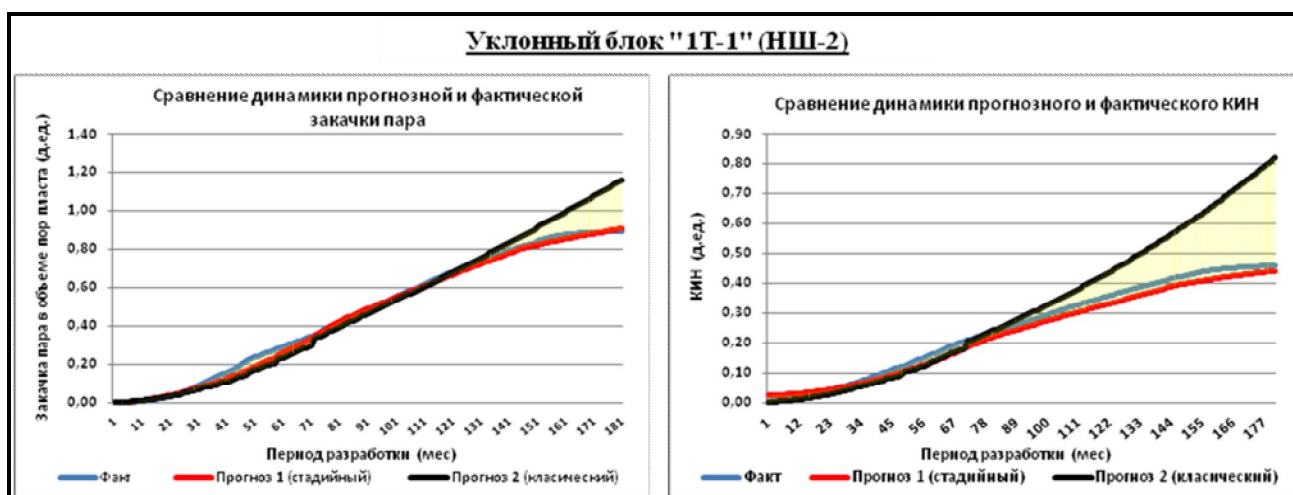


Рисунок 7 – Сравнение динамики фактических и прогнозных показателей для уклонного блока 1Т – 1 (НШ-2)

Из рисунка видно, что стадийный подход учитывающий характер изменения технологических параметров для каждой стадии, позволяет достаточно точно прогнозировать динамику закачки пара и КИН во времени.

Чтобы убедиться в возможности практического применения «стадийной» алгоритма прогнозирования технологических показателей, был выбран один из уклонных блоков Ярегского месторождения, находящийся в настоящее время в начальной стадии разработки. Используя регрессионные модели и геолого-технологические параметры участка, была получена прогнозная динамика закачки пара и КИН для уклонного блока «345 север ПЗ-2» (рисунок 8).

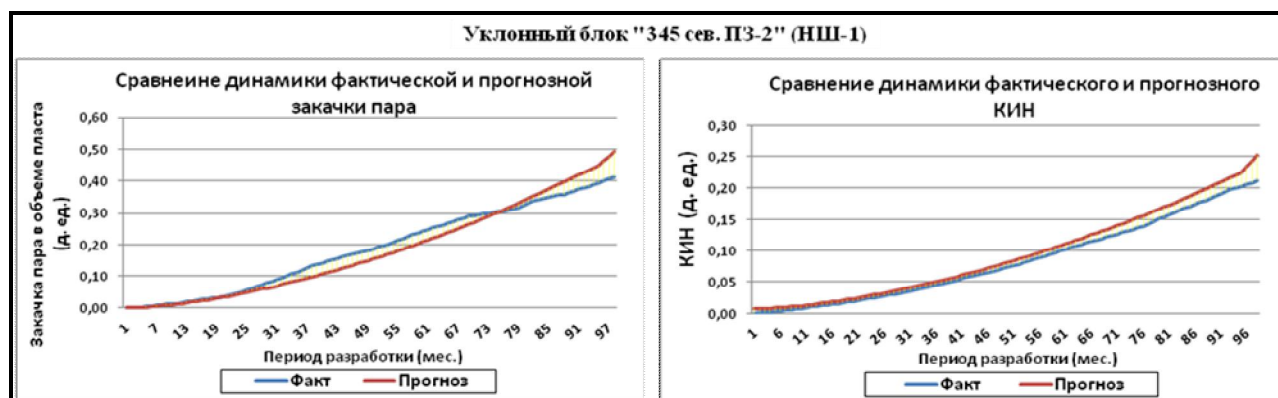


Рисунок 8 – Динамика фактических и прогнозных технологических показателей для уклонного блока 345 север ПЗ-2 (НШ-1)

Таким образом, разработанная методика «стадийного» прогнозирования основных показателей термошахтной разработки позволяет:

- прогнозировать объемы закачки пара во времени, а не задаваться ими;
- с высокой точностью прогнозировать динамику основных технологических показателей разработки уклонных блоков.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Оценка эффективности альтернативных термошахтных систем разработки по основным критериям показывает наибольшую эффективность одногоризонтной системы разработки.

2. На основе проведенного анализа промысловых данных, характеризующих работу подземных скважин, изучены и обоснованы закономерности процесса теплового воздействия на пласт при разных системах разработки Ярегского месторождения.

3. Установлены закономерности изменения температуры пласта и ее влияния на эффективность нефтеизвлечения. На их основе дана оценка роли различных процессов нефтеизвлечения при тепловом воздействии на неоднородный трещиновато-пористый пласт.

4. Создана методика определения влияния геолого-технологических параметров на степень выработки запасов и с ее помощью дана количественная оценка степени влияния геологических и технологических параметров уклонных блоков на КИН с учетом стадийности термошахтной разработки Ярегского месторождения.

5. С использованием методов многофакторного анализа получены регрессионные уравнения и разработана методика, позволяющая прогнозировать технологические параметры при термошахтной разработке месторождений высоковязких нефтей.

Содержание работы опубликовано в следующих научных трудах:

1. **Морозюк О. А. Анализ разработки Ярегского месторождения по термошахтной технологии // Нефтепромысловое дело. – 2010. - № 11. – С. 45–52.**

2. Морозюк О. А. Характеристика систем термошахтной разработки Ярегского месторождения // Межрегиональная научно-техническая конференция «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов»: материалы межрегиональной научно-технической конференции (20-21 ноября 2009 г.) / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2010. – С. 25–36.

3. Морозюк О. А. Исследования влияния температуры на добычу нефти при термошахтной разработке Ярегского месторождения // Сборник научных трудов: материалы научн.-техн. конференции (13 – 15 апреля 2010 г., Ухта) / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2010. – С. 96–100.

4. Рузин Л. М., Петров Н. А., Морозюк О.А., Дуркин С. М. Выбор эффективных технологий разработки залежей высоковязких нефтей и битумов // Межрегиональная научно-техническая конференция «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов»: материалы межрегиональной научно-технической конференции (18-19 ноября 2010 г.) / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2010. – С. 22–33.

5. Петров Н. А., Рузин Л. М., Морозюк О. А., Дуркин С. М. Особенности моделирования разработки месторождений высоковязких нефтей на примере Ярегского месторождения // Межрегиональная научно-техническая конференция «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов»: материалы межрегиональной научно-технической конференции (18-19 ноября 2010 г.) / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2010. – С. 49–54.

6. Петров Н. А., Рузин Л. М., Морозюк О. А., Дуркин С. М. Методика оптимизации параметров площадного паротеплового воздействия на залежи высоковязких нефтей // Межрегиональная научно-техническая конференция «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов»: материалы межрегиональной научно-технической конференции (18-19 ноября 2010 г.) / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2010. – С. 73–77.

7. Морозюк О. А., Рузин Л. М., Петров Н. А., Дуркин С. М. Оценка эффективности разработки Ярегского месторождения с применением различных термощахтных систем // Межрегиональная научно-техническая конференция «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов»: материалы межрегиональной научно-технической конференции (18-19 ноября 2010 г.) / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2010. – С. 92–99.

8. Морозюк О. А., Рузин Л. М., Петров Н. А., Дуркин С. М. Влияние геолого-технологических параметров на эффективность работы подземных скважин Ярегского месторождения // Межрегиональная научно-техническая

конференция «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов»: материалы межрегиональной научно-технической конференции (18-19 ноября 2010 г.) / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2010. – С. 111–118.

9. Петров Н. А., Рузин Л. М., Морозюк О. А., Дуркин С. М. О возможности применения многопроцессорных систем для решения больших задач моделирования термической разработки // Рассохинские чтения: материалы межрегионального семинара (3-4 февраля 2011 г., Ухта) / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2011. – С. 240–241.