

На правах рукописи



Васильев Дмитрий Михайлович

**ОБОСНОВАНИЕ ИЗБИРАТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ
СЛАБОВЫРАБОТАННЫХ ОБВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДА**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа – 2017 г.

Работа выполнена на кафедре «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель

доктор технических наук, профессор
Котенев Юрий Алексеевич

Официальные оппоненты:

Федоров Константин Михайлович
доктор физико-математических наук, профессор,
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего
образования «Тюменский государственный
университет» / физико-технический институт,
директор

Хатмуллин Ильдус Фанусович
кандидат технических наук,
Общество с ограниченной ответственностью
«Уфимский Научно-Технический центр» /
Департамент информационных технологий,
главный научный сотрудник

Ведущая организация

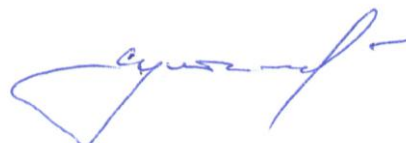
Татарский научно-исследовательский и
проектный институт нефти (ТатНИПИнефть)
Публичного акционерного общества
«Татнефть» имени В.Д. Шашина

Защита диссертации состоится «29» ноября 2017 года в 16-00 ч. на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФБГОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат разослан _____ «__» _____ 2017 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Ш.Х. Султанов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

В настоящее время более 70 % нефти в РФ и более 90 % в Западной Сибири добывают за счет применения заводнения. Для современного этапа разработки большинства нефтяных месторождений Западной Сибири характерны преимущественная выработка высокопродуктивных коллекторов и значительный рост доли трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ). Извлечение запасов традиционными методами заводнения либо путем бурения уплотняющих скважин часто сопровождается низкими технико-экономическими показателями, поэтому достижение плановых коэффициентов извлечения нефти происходит, в основном, за счет реконструкции либо совершенствования уже сформированных систем заводнения.

Эффективность выработки запасов нефти во многом зависит от взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин. Накопленный опыт разработки месторождений показывает, что на поздней стадии стабилизировать добычу нефти возможно за счет переноса фронта нагнетания воды, организации дополнительных нагнетательных рядов, очагов закачки воды, выделения зон самостоятельной разработки. При этом площадные и рядные системы трансформируются в избирательные системы заводнения.

Поскольку величина остаточных запасов весьма велика, исследования, направленные на изучение взаимодействия скважин и на обоснование избирательных систем заводнения, являются актуальными.

Степень разработанности темы

Вопросы обоснования систем разработки с применением заводнения освещены в трудах отечественных и зарубежных авторов: Абдулмазитова Р.Г., Абызбаева И.И., Аширова К.Б., Андреева В.Е., Алмаева Р.Х., Батурина Ю.Е., Баймухаметова К.С., Блажевича В.А., Боксермана А.А., Бейли Б., Владимирова И.В., Гарушева А.Р., Хазипова Р.Х., Гильмановой Р.Х., Глоговской М.М., Девликамова В.В., Дияшева Р.Н., Желтова Ю.В., Иванова М.М., Зейгмана Ю.В., Казакова А.А., Котенева Ю.А., Крейга Ф.Ф., Левченко В.С., Лысенко В.Д., Лысенковой Е.А., Манапова Т.Ф., Маскета М., Меркулова Л.И., Мирзаджанзаде А.Х., Мищенко И.Т., Муслимова Р.Х., Овнатанова С.Т., Пономарёва А.И., Сазонова Б.Ф., Санникова В.А.,

Сагтарова М.М., Сирайта Р.С., Соловьёва В.Н., Сонич В.П., Спарлина Д.Д., Сургучёва М.Л., Тимашева Э.М., Токарева М.А., Фахретдинова Р.Н., Халимова Э.М., Хасанова М.М., Хайрединова Н.Ш., Хисамутдинова Н.И., Чарного И.А., Черемисина Н.А., Шахвердиева А.Х., Щелкачёва В.Н. и других.

Обобщая опыт разработки месторождений Западной Сибири с применением заводнения, следует отметить, что наиболее часто прибегают к использованию внутриконтурного заводнения. При этом, как правило, отмечается, что при внутриконтурном заводнении возникают негативные моменты в виде отсечения части подвижных запасов нефти, формирования застойных, недренируемых зон залежи. В этой связи задача обоснования избирательной системы заводнения, учитывающей геологическое строение и текущее состояние разработки, является актуальной.

Цель работы

Обоснование избирательной системы заводнения и прогнозирование объема дополнительной добычи нефти в условиях высокой обводненности добываемой продукции.

Основные задачи исследования:

1 Анализ опыта разработки нефтяных месторождений с применением заводнения, а также эффективности площадных и рядных систем заводнения;

2 Изучение теоретических основ метода определения взаимодействия скважин на базе частотного анализа режимов работы добывающих и нагнетательных скважин;

3 Сравнение достоверности коэффициентов взаимодействия скважин полученных в результате частотного анализа с результатами промысловых исследований;

4 Выявление критериев для локализации слабодренируемых и недренируемых зон пласта в условиях неоднородного коллектора;

5 Разработка методики выбора геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на формирование избирательных систем заводнения с целью вовлечения в разработку зон со слабой выработкой запасов;

6 Анализ эффективности проведенных геолого-технических мероприятий на примере разработки Северо-Покурского и Ново-Покурского месторождений, а также

расчет прогнозируемого эффекта от назначения новых геолого-технических мероприятий.

Научная новизна

1 Для численной оценки характера и степени взаимодействия скважин введено понятие «квадрата модуля когерентности» (КМК-параметр) сигналов, определяемого на основе частотного анализа исторических данных добычи и закачки;

2 Определены критерии ранжирования участков нефтяных залежей исходя из степени взаимодействия скважин и величины остаточных подвижных запасов нефти;

3 На основе сравнения оценки взаимовлияния скважин с результатами промысловых исследований и результатами гидродинамического моделирования по нижнемеловым и юрским пластам установлено, что влияние нагнетательных скважин на добывающие происходит при величине КМК - параметра больше 0,2 д.ед., зоны со слабой выработкой запасов локализуются между парами добывающих и нагнетательных скважин и характеризуются величиной КМК - параметра от 0,2 до 0,5 д.ед., а при значениях более 0,5 д.ед. происходит дренирование запасов.

Теоретическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в разработке комплекса теоретических решений задач контроля и регулирования процесса добычи углеводородов нефтяных месторождений, основанных на теории цифровой обработки сигналов.

Практическая ценность

1 Результаты диссертационной работы используются при составлении проектно-технологической документации в ООО «РН-УфаНИПИнефть».

2 Внедрение геолого-технических мероприятий, направленных на изменение фильтрационных потоков пласта ЮВ₁² Ново-Покурского месторождения, позволило в 2013–2014 гг. дополнительно добыть 1300 т нефти.

Объект и предмет исследования

В качестве объекта исследования выбраны месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции; предмет исследования – процессы фильтрации жидкости, протекающие в нефтеносном пласте во время разработки.

Методология и методы исследований

Решение поставленных задач основывается на статистическом анализе динамики добычи жидкости и закачки воды по данным месячных эксплуатационных рапортов (МЭР) по скважинам, обобщении результатов промысловых исследований (трассерных исследований, гидропрослушивания), построении двумерных карт распределения геологических и технологических параметров. Новым методом исследований являлось проведение частотного анализа данных добычи и закачки с применением ЭВМ.

Положения, выносимые на защиту:

1 Методика оценки эффективности системы заводнения и локализации недренируемых либо слабо дренируемых зон продуктивных пластов на основе частотной изменчивости данных эксплуатации скважин;

2 Критерии выбора первоочередных участков пластов для формирования плана геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение выработки запасов;

3 Алгоритм планирования и расчета технологической эффективности предложенных геолого-технических мероприятий.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность и обоснованность подходов подтверждается сравнением значений коэффициентов частотного взаимодействия скважин с результатами трассерных исследований и гидродинамического моделирования, а также фактом успешно проведенных геолого-технических мероприятий, подобранных с использованием разработанных критериев.

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на: научно-технических советах ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (г. Мегион, 2014 г.), ООО «РН-УфаНИПИнефть» – ОАО «НК «Роснефть» (г. Москва, 2008-2014 гг.); XIV-й Международной научно-практической конференции «Энергоэффективность. Проблемы и решения» (г. Уфа, 23 октября 2014 г.); семинарах кафедры геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета (г. Уфа 2015-2017 гг.).

Соответствие паспорту специальности

Указанная область исследований соответствует паспорту специальности 25.00.17 - «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно пункту 5 «Научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования, эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов».

Публикации

По теме диссертации опубликовано 9 печатных работ, в том числе 6 статей в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ.

Личный вклад автора

В рассматриваемых исследованиях автору принадлежат анализ исходных данных, постановка задач исследования, их решение, обобщение полученных результатов, получение научных выводов, разработка методик и алгоритмов, организация внедрения рекомендаций на производстве.

Структура и объем диссертационной работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, списка литературы из 106 наименований. Работа изложена на 124 страницах, содержит 6 таблиц, 56 рисунков.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении показана актуальность проблемы, сформулированы цель и основные задачи исследования, приведены основные защищаемые положения, показана научная новизна и практическая ценность результатов работы.

Первая глава содержит аналитический обзор специализированной научной и технической литературы, посвященной обоснованию систем заводнения нефтяных

месторождений, а также методам контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений.

По опубликованным работам и обобщению опыта разработки месторождений Западной Сибири с применением заводнения отмечено, что наиболее часто прибегают к использованию внутриконтурного заводнения следующих разновидностей: рядных и площадных. В настоящее время это наиболее интенсивные и экономичные способы воздействия на продуктивные пласты, однако и им свойственны негативные моменты.

Такие системы не позволяют регулировать скорость продвижения жидкости к добывающим скважинам элемента системы разработки путем перераспределения объемов закачиваемой воды. В условиях неоднородного пласта возрастает вероятность преждевременного обводнения значительной части добывающих скважин. Этот процесс усугубляется одновременным вводом новых добывающих скважин в элемент, остановками отдельных скважин для подземного и капитального ремонта, отключением обводненных скважин, существенными различиями дебитов скважин и др. В конечном итоге совокупность всех факторов приводит к снижению суточной добычи нефти и выводу добывающих скважин в бездействие. С целью поддержания добычи проводят регулирование отборов нефти путем изменения системы заводнения и режимов закачки, управления соотношением и размещением фонда добывающих и нагнетательных скважин.

Избирательные системы являются разновидностью внутриконтурного заводнения, при которых местоположение нагнетательных скважин наиболее полно отвечает геологическому строению пластов. Особенность такого заводнения заключается в том, что вначале скважины бурят по равномерной сетке без деления на эксплуатационные и нагнетательные, а после исследования и некоторого периода разработки из их числа выбирают наиболее эффективные нагнетательные скважины. Благодаря этому при меньшем их числе реализуется максимально интенсивная система и достигается более полный охват заводнением всей площади залежи.

Для своевременного контроля эффективности системы заводнения и выбора скважин-кандидатов под нагнетание необходимо иметь информацию о характере вытеснения, распределении фильтрационных потоков в пласте, неоднородности по

толщине и проницаемости. Отсутствие или отказ от использования этой информации при анализе эффективности выработки запасов может привести к негативным последствиям, которые могут выражаться в виде отсечения части подвижных запасов нефти, формирования застойных, недренируемых зон залежи. Для контроля движения фильтрационных потоков существует целый ряд промысловых исследований, таких как гидропрослушивание, закачка индикаторных жидкостей и т.п. Однако для оперативной оценки состояния выработки запасов нефти по низкочастотной и скоротечной технологии получения информации существующие методы не обладают достаточной оперативностью, и во многих случаях не позволяют охватить весь фонд скважин.

В настоящей работе предложен алгоритм обоснования избирательных систем разработки, в основе которого лежит определение взаимодействия скважин по изменениям месячных технологических показателей. В результате проведения расчетов строится карта зон с высоким и низким взаимодействием. Такой подход позволяет определить направление фильтрационных потоков, сформировавшихся в пласте, выделить зоны со слабой выработкой запасов и выдать рекомендации по проведению геолого-технических мероприятий, направленных на вовлечение запасов в разработку.

Во второй главе рассмотрены вопросы, связанные с теоретическими аспектами определения степени взаимодействия скважин. Рассматривается возможность применения методов корреляционного анализа, которые являются одним из инструментов обработки различных цифровых и аналоговых сигналов.

В качестве исходной информации для определения степени взаимодействия соседних нагнетательных и добывающих скважин использованы показатели их закачки и добычи соответственно. Исследуется уровень согласованности входного сигнала $x(t)$, которым является месячный объем закачки, и выходного сигнала $y(t)$ – ежемесячные показатели обводненности добываемой продукции. В качестве системы, которая переводит входной сигнал $x(t)$ в выходной $y(t)$, выступает межскважинное пространство (продуктивный пласт). При подаче на вход сигнала $x(t)$ система выдает выходной сигнал $y(t)$ (рисунок 1).

Задача оценки взаимовлияния скважин сводится к сравнению сигналов $x(t)$ и $y(t)$ в частотной области с использованием теории спектрального анализа. Выходной сигнал $y(t)$ должен выражать реакцию системы (пласт – коллектор) на изменение

входного сигнала $x(t)$ (закачки в нагнетательной скважине). Чем ярче выражается эта реакция на выходном сигнале $y(t)$, тем достовернее результат диагностирования связи между скважинами. При сравнении параметров работы скважины обводненность продукции является более чувствительным показателем изменения закачки в соседней нагнетательной скважине по отношению к дебиту жидкости, поэтому в качестве выходного сигнала $y(t)$ автором приняты помесечные замеры обводненности.

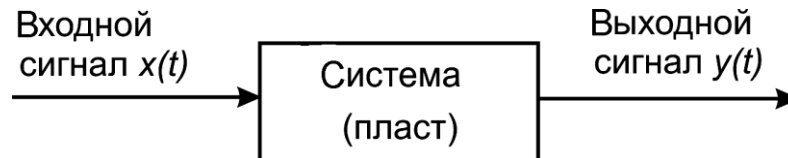


Рисунок 1 – Принципиальная схема оценки степени взаимодействия скважин

Для проведения полноценного спектрального анализа необходимо представить изменение добычи нефти, жидкости или закачки в виде колебательного процесса; но если принимать исходные данные без изменений, энергия спектра высокоамплитудных колебаний может скрыть существенные, но низкоамплитудные колебания исходных данных. С целью исключения данного недостатка в качестве сигналов в частотном анализе используются не исходные данные работы скважины, а их приращение по времени. Для статистического анализа скоррелированности двух сигналов в частотной области используется КМК-оценка (квадрат модуля когерентности):

$$C_{x,y}(f) = \frac{|P_{x,y}(f)|^2}{P_{xx}(f) \cdot P_{yy}(f)}, \quad (1)$$

где $P_{x,y}(f)$ – взаимная спектральная плотность мощности (СПМ) двух сигналов;

$P_{xx}(f)$, $P_{yy}(f)$ – функции СПМ входного и выходного сигналов, зависящие от частоты f .

На рисунке 2 показаны кривые распределения магнитуды по нормализованной частоте исходящего и входящего сигналов для пары скважин № 16281 и № 25913 пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения с установленной связью, которые показали достаточно высокую общность сигналов (КМК-оценка – 0,86).

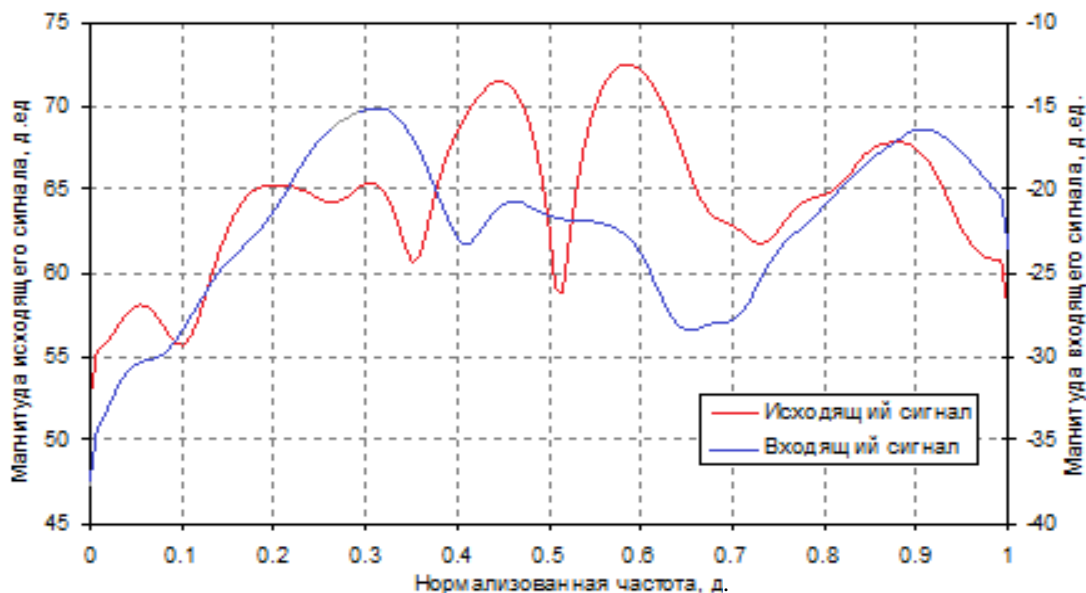


Рисунок 2 – Пример оценки взаимовлияния пары
«добывающая – нагнетательная скважины»

После расчета КМК-оценки строится карта взаимодействия скважин, по которой можно оценить распределение фильтрационных потоков по пласту и влияние нагнетательных скважин на соседние добывающие. Связь между скважинами на карте обозначена стрелками, направление которых будет соответствовать отрезку, соединяющему точки нагнетательной и добывающей скважин, а длина стрелки должна соответствовать величине КМК-оценки (рисунок 3).

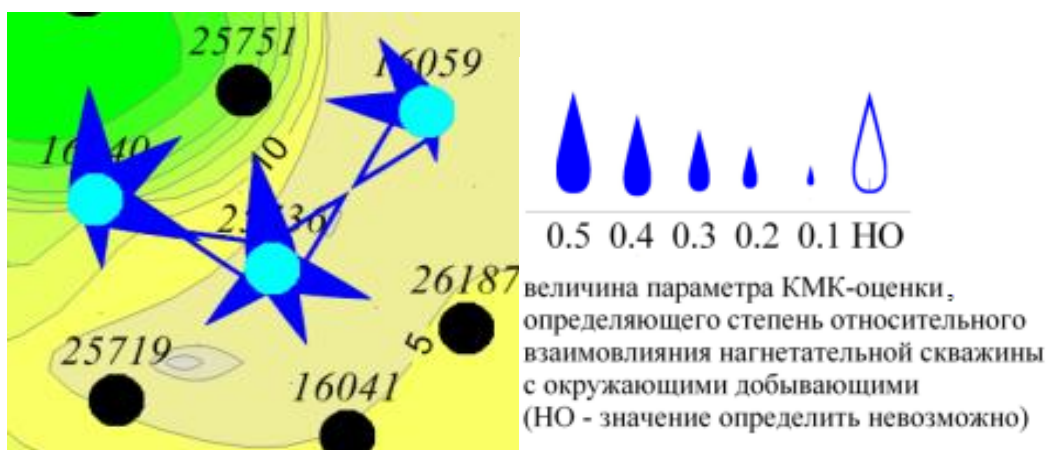


Рисунок 3 – Фрагмент карты проницаемости с нанесенными стрелками, длина которых соответствует величине КМК - оценки, т.е. степени взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин

В третьей главе проведен сравнительный анализ частотного метода с распространенными методами определения степени взаимодействия соседних нагнетательных и добывающих скважин с результатами трассерных исследований, оценки взаимовлияния скважин по методике Спирмена и гидропрослушивания.

Сравнение с трассерными исследованиями. Для оценки состояния заводнения пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₁² Ново-Покурского месторождения автором проведены расчеты параметра КМК-оценки по всем парам нагнетательных и соседних добывающих скважин в радиусе 500 м.

При сопоставлении результатов трассерных исследований с итогами частотного анализа, рассчитанного на соответствующий временной период, отмечается достаточно точное совпадение полученных результатов, что подтверждает достоверность когерентной оценки (рисунок 4).

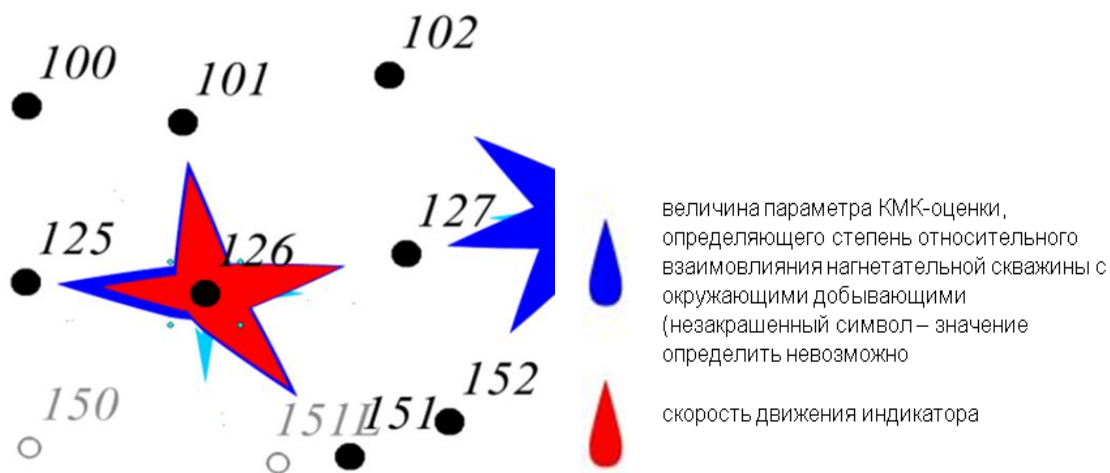


Рисунок 4 – Сопоставление карты взаимодействия скважин и трассерных исследований. Пласт ЮВ₁¹ Ново-Покурского месторождения

Анализ результатов исследований показал, что основные объемы меченой жидкости от нагнетательной скважины № 126 направлены к добывающим скважинам № 101 и № 125. В направлении этих скважин поступает 68,2 % закачиваемой в скважину № 126 воды и получаемой через исследованные добывающие. До 14,5 % индикатора поступает в направлении скважины № 151, по 9,4 % и 6,5 % – в направлении скважин № 160 и № 152. Незначительно сказывается влияние нагнетательной скважины № 126 на работе добывающих скважин №№ 127, 102 и 100. В направлении перечисленных скважин поступает не более 1,3 % закачиваемой воды.

Для апробации в промысловых условиях способа определения взаимодействия скважин расчеты по КМК-оценке также были сопоставлены с результатами трассерных исследований Самотлорского месторождения (район скважин № 16153 и № 16130; пласт АВ¹₃, таблица 1).

Таблица 1 – Сопоставление результатов КМК-оценки и трассерных исследований по пласту АВ¹₃ Самотлорского месторождения

Скважина-источник	Скважина-приемник	КМК-оценка (три экстремума)	Расстояние между скважинами, м	Общий объем проводящих каналов, м ³	Удельная скорость фильтрации трассера, м/(ч·МПа)	Проницаемость по воде, мД
16153	16554	0,1	405	2930	0,3	37
16130	16554	0,23	1560	529	0,3	130
16130	16552	0,33	450	485	0,1	137
16130	16131	0,34	750	2420	0,3	72
16153	16565	0,41	765	1509	0,3	69
16153	16131	0,44	840	6077	0,5	125
16153	16548	0,58	1095	1534	0,4	129
16153	16549	0,59	870	4021	0,7	165
16130	16176	0,64	1950	97	0,4	208
16153	16557	0,67	1245	16026	0,7	258
16130	16549	0,72	1170	8266	0,8	252

Сравнение с методом корреляции Спирмена. Следующим этапом работы стала проверка того, как согласуются результаты расчета КМК-параметра с общеизвестной методикой Спирмена, также позволяющей дать оценку сопоставимых методик по взаимовлиянию скважин. В качестве объекта-полигона для апробации возможности применения методики на объектах с большим изменением фильтрационно-емкостных свойств и неоднородности выбран пласт БС₁₀ Западно-Усть-Балыкского месторождения. Исследуемые параметры: среднесуточная закачка воды в нагнетательных и забойное давление в добывающих скважинах. Исследования показали, что влияние нагнетательных скважин на добывающие имеет различный характер. Осреднение полученных коэффициентов частотного взаимодействия и коэффициентов Спирмена по географическим направлениям продвижения воды от нагнетательной скважины к добывающей имеет вид, представленный на рисунке 5. Учитывая, что пласт БС₁₀ Западно-Усть-Балыкского месторождения имеет клиноформенное строение, можно отметить лучшее взаимодействие скважин в юго-западном и северо-восточном направлениях,

что свидетельствует о лучшей связанности коллекторов в направлении простирания склона клиноформы.



Рисунок 5 – Степень влияния закачки воды по направлению к добывающим скважинам

Сравнение с методом гидропрослушивания. На одном из месторождений Казахстана (название не приводится исходя из условий соглашения о конфиденциальности) были проведены исследования по гидропрослушиванию скважин, целью которых являлось определение гидродинамической связи между скважинами и фильтрационных характеристик продуктивного пласта в их окрестности. Всего для анализа было использовано шесть исследований с гидропрослушиванием с использованием коэффициента взаимодействия, определяемого по шкале Чеддока.

Сравнение показало, что для трех пар скважин, в которых реагирующая скважина не получила отклика на гидроимпульсы в возмущающей скважине, частотный анализ показал сопоставимый результат с низким коэффициентом частотного взаимодействия (рисунок б). Среди других пар совпадение результатов гидропрослушивания и частотного анализа было получено в двух из них. Учитывая субъективизм оценки результатов гидропрослушивания и неполную достоверность исходных данных для проведения частотного анализа, можно сказать, что результаты оценки уровня взаимодействия скважин обоими методами сопоставимы.

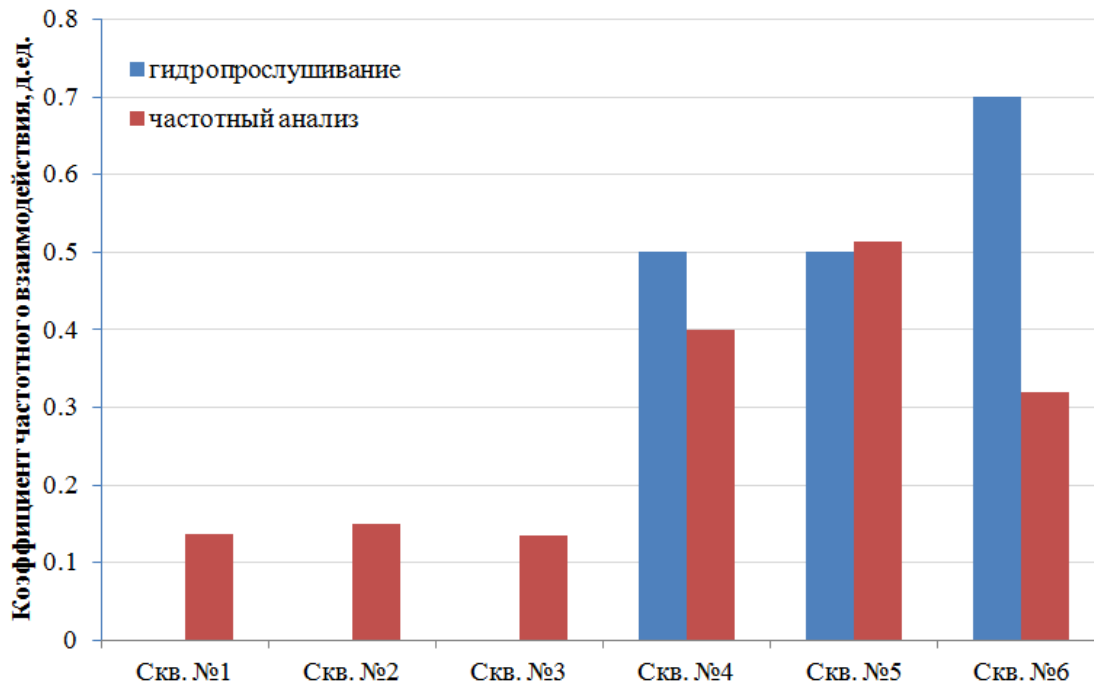


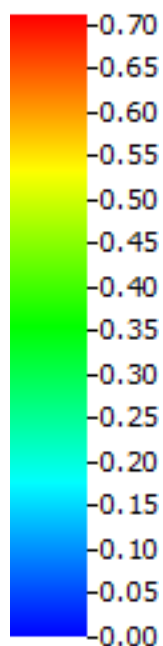
Рисунок 6 – Сравнение результатов гидропрослушивания скважин с результатами частотного анализа

Сравнение результатов гидродинамического моделирования с результатами расчета частотного взаимодействия скважин. Проверялись следующие теоретические предпосылки: целики нефти должны формироваться между парами нагнетательных и соседних добывающих скважин, демонстрирующих низкие значения параметра КМК-оценки; и наоборот, зоны приоритетных направлений фильтрационных потоков пластовых флюидов в межскважинном пространстве маркируются парами скважин с высоким коэффициентом частотного взаимодействия.

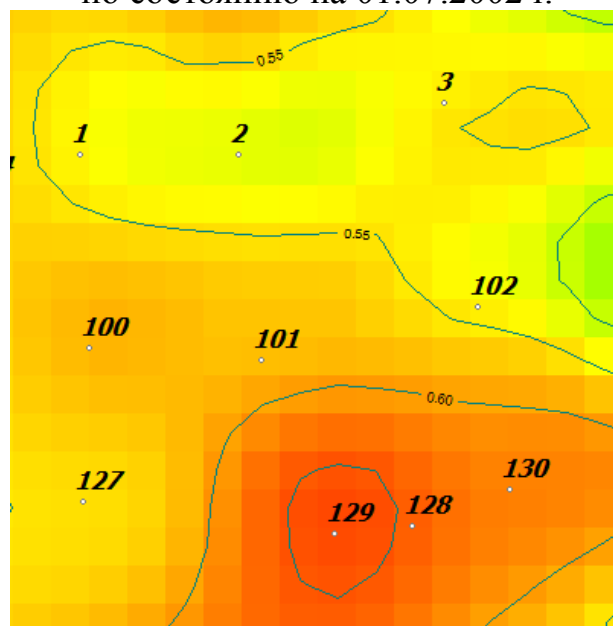
На рисунке 7 показаны карты нефтенасыщенности, сформированные из трехмерного куба гидродинамической модели пласта ЮВ₁² Ново-Покурского месторождения.

Как видно, после вступления в работу скважины № 101, продвижение нагнетаемой ею в пласт воды происходит в большей степени в северо-восточном направлении к скважине № 3 (коэффициент частотного взаимодействия пары скважин № 101 – № 3 равен 0,779), чем к скважинам № 129, № 128 и № 130 (коэффициенты частотного взаимодействия со скважиной № 101 равны 0,403, 0,155 и 0,271 соответственно).

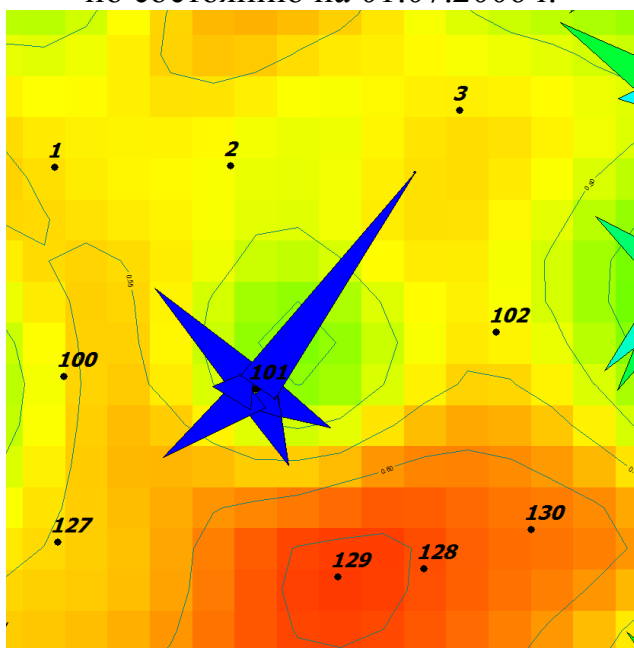
Нефтенасыщенность, д.ед.



Фрагмент карты нефтенасыщенности по состоянию на 01.07.2002 г.



Фрагмент карты нефтенасыщенности по состоянию на 01.07.2006 г.



Фрагмент карты нефтенасыщенности по состоянию на 01.07.2016 г.

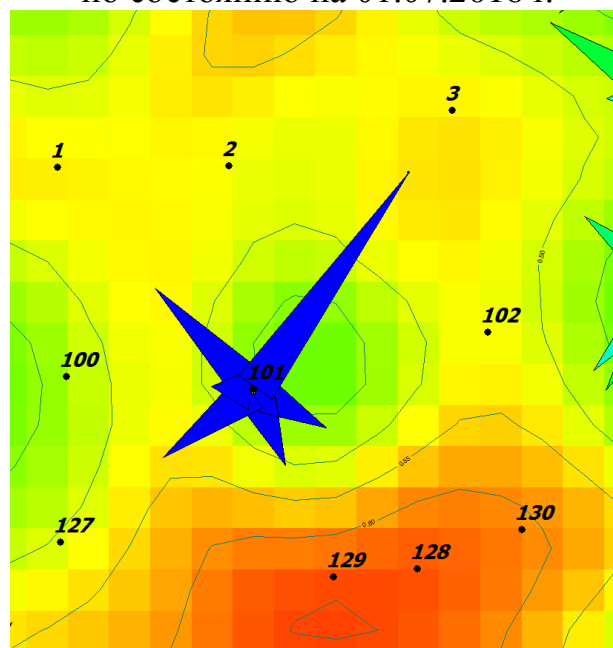


Рисунок 7 – Изменение коэффициента нефтенасыщенности пласта ЮВ₁² Ново-Покурского месторождения

Сравнительный анализ расчетов на гидродинамическом симуляторе и параметра КМК-оценки показал, что в действительности в ячейках сетки гидродинамической модели, расположенных между скважинами с выявленным взаимодействием, изменение нефтенасыщенности происходит более интенсивно, а большее количество остаточной нефти наблюдается между скважинами с низким взаимодействием.

В четвертой главе рассматриваются вопросы практического применения частотного анализа при формировании избирательных систем заводнения на нефтяных месторождениях Западной Сибири, а именно:

- выявление и ранжирование участков пластов, не охваченных заводнением;
- анализ эффективности ранее проведенных геолого-технических мероприятий;
- обоснование геолого-технических мероприятий и бурения новых скважин, направленных на формирование избирательных систем заводнения, с использованием результатов частотного анализа.

Результаты расчетов остаточных подвижных запасов нефти по пластам ЮВ₁² Ново-Покурского, АВ₁ и АВ₂ Северо-Покурского месторождений, представленные в таблице 2, показали неравномерность выработки. Усредняя коэффициенты частотного взаимодействия по группам скважин, возможно выделить первоочередные участки для назначения ГТМ либо нового бурения. Наибольший интерес при этом представляют участки с высокой плотностью запасов (выше среднего значения по полигонам запасов), низкими коэффициентами взаимодействия скважин (КМК от 0,2 до 0,5 д.ед.).

С помощью критериев, представленных на рисунке 8, произведен выбор скважин для проведения ГТМ, направленных на формирование избирательной системы заводнения, конечной целью которой является смена направлений фильтрационных потоков, сформировавшихся в продуктивных пластах. Разработана программа адресных ГТМ для Ново-Покурского и Северо-Покурского месторождений.

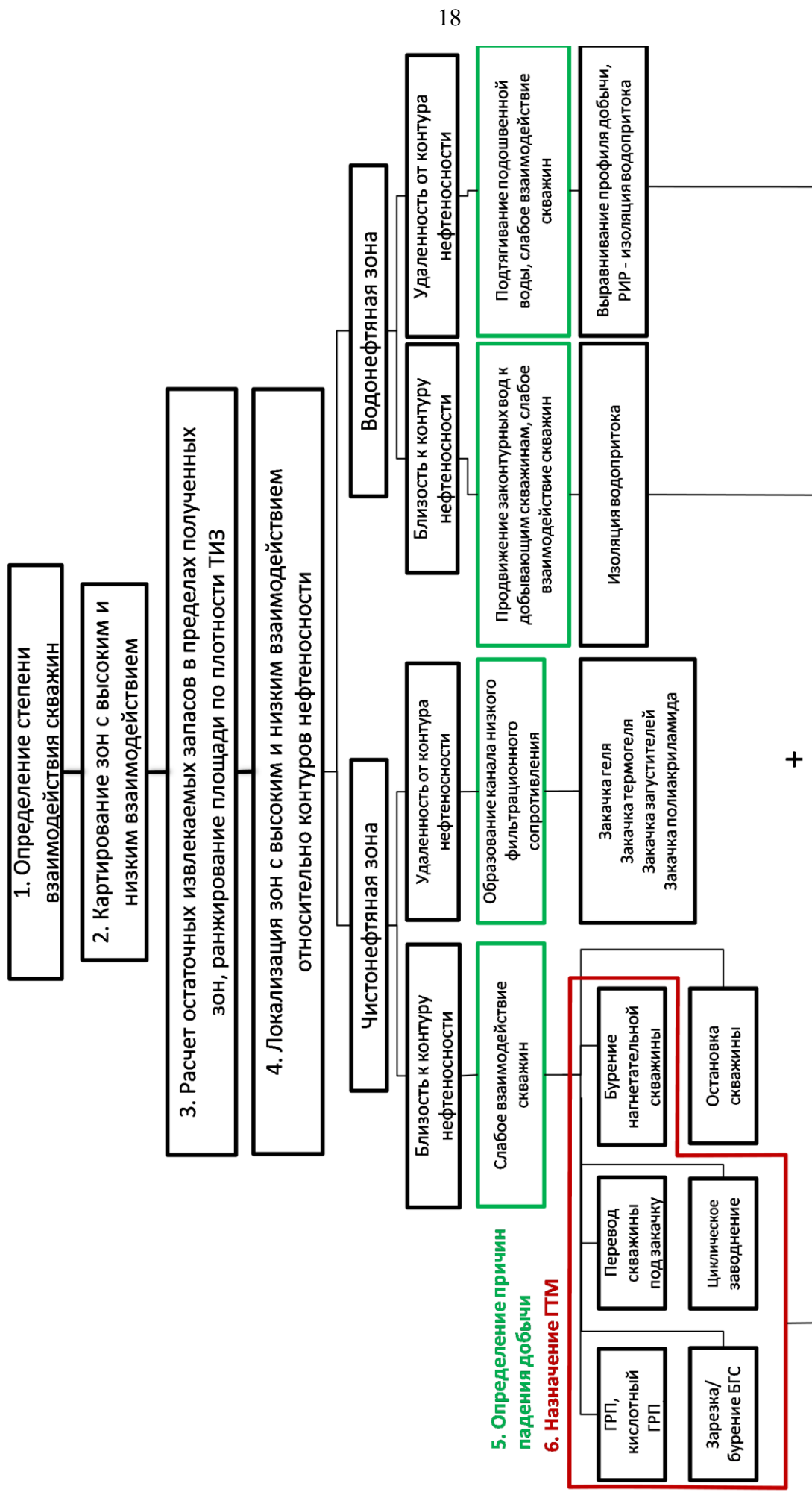


Рисунок 8 – Алгоритм планирования геолого-технических мероприятий (ГТМ)

Программа включала в себя следующие мероприятия: остановка обводнившихся скважин, перевод добывающих скважин в нагнетание, циклическое воздействие на пласт.

Таблица 2 – Выбор первоочередных участков для назначения ГТМ

ЮВ ₁ ² Ново-Покурское месторождение			АВ ₁₋₂ Северо-Покурское месторождение		
№ участка	КМК	Плотность ТИЗ, т/тыс. м ²	№ участка	КМК	Плотность ТИЗ, т/тыс. м ²
1	0,47	162	15	-	-
14	0,46	246	1	0,5	41
4	0,48	289	10	0,46	45
10	0,43	299	12	0,48	47
9	0,67	305	9	0,45	61
5	0,54	319	5	0,51	85
15	0,5	323	8	0,64	88
7	0,52	336	6	0,2	88
11	0,30	382	7	0,69	95
2	0,51	351	2	0,67	113
6	0,49	367	4	0,39	135
13	0,52	369	11	0,63	147
12	0,56	370	14	0,59	155
3	0,49	447	13	0,49	176
8	0,62	579	3	0,54	180

По объектам ЮВ₁² Ново-Покурского месторождения, АВ₁ и АВ₂ Северо-Покурского месторождения выдавалась рекомендация по переводу четырех скважин в нагнетательный фонд. Применение нестационарного заводнения рекомендовалось на трех участках, однако фактически реализована только на двух. Анализ результатов выполнения программы показал, что в случае переводов обводнившихся скважин в нагнетание, эффект от закачки воды проявляется в увеличении дебитов соседних скважин через 4-7 мес. после ГТМ. На рисунке 9 представлены прогнозная и фактическая динамики добычи по скважинам Ново-Покурского месторождения. Дополнительная добыча за счет перевода скважины № 103 в нагнетание составила 1300 т нефти. В целом прирост добычи от всех четырех переводов составил 14,9 тыс. т.

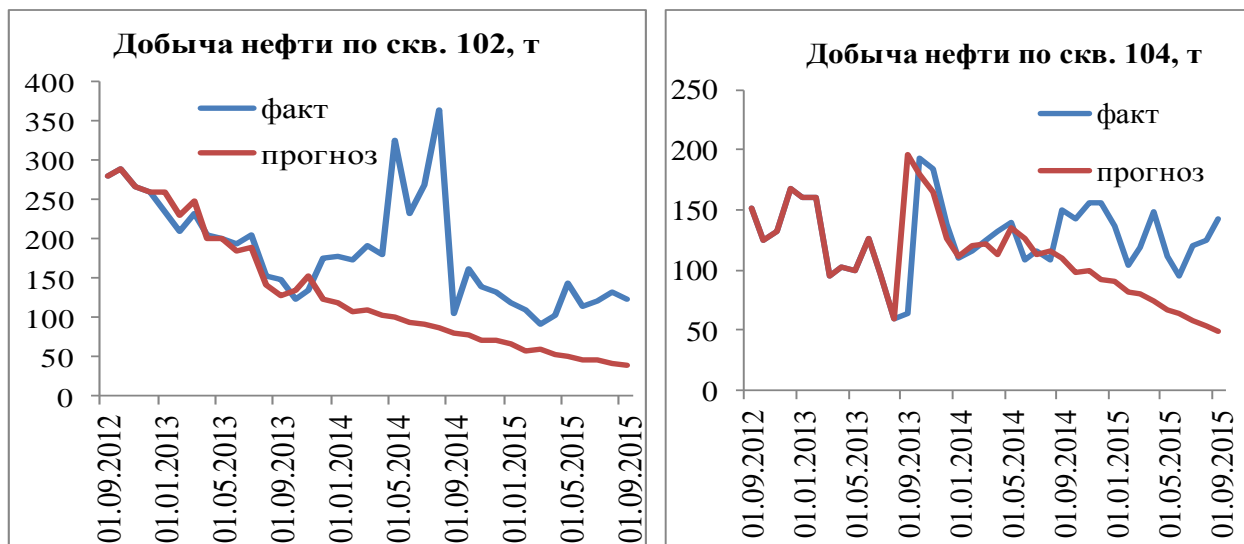


Рисунок 9 – Прирост добычи за счет перевода в нагнетание скважины № 103

Статистический анализ данных добычи также показал, что единичные нагнетательные скважины Северо-Покурского и Ново-Покурского месторождений, эксплуатирующиеся в режиме циклической закачки, в целом оказывают положительный эффект на работу добывающих скважин ближайшего окружения (рисунок 10).

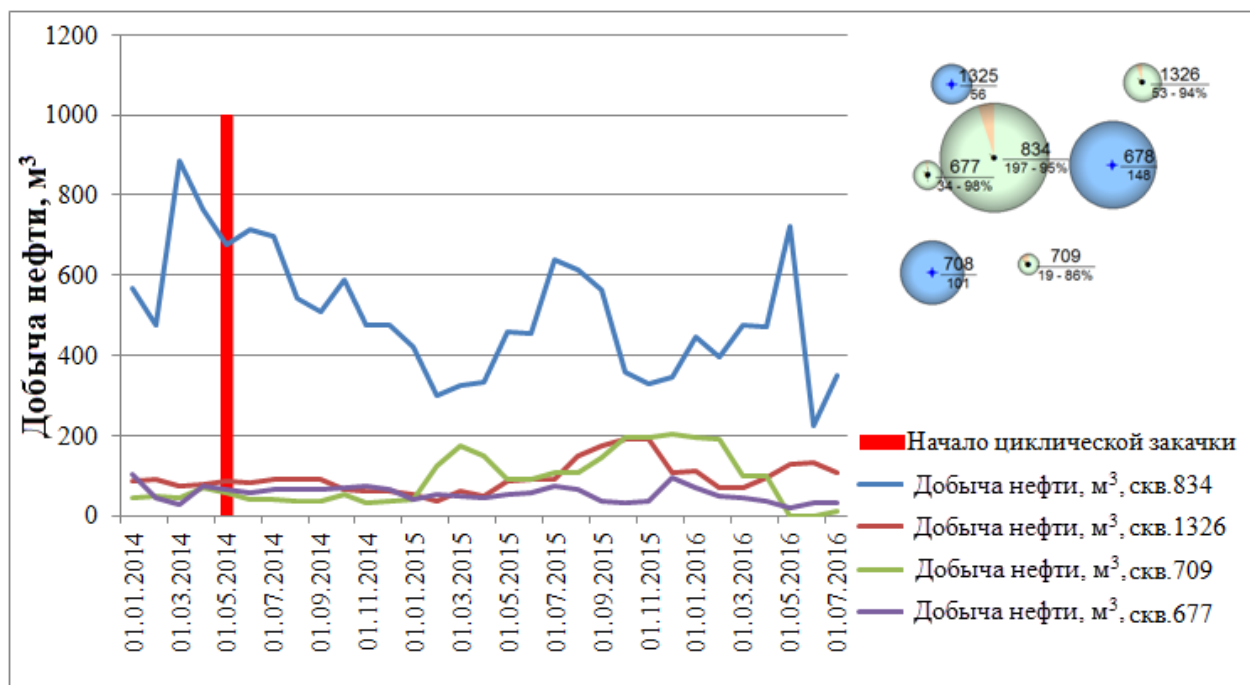


Рисунок 10 – Реакция добывающих скважин на изменение режима работы нагнетательной скважины № 678. Ново-Покурское месторождение, пласт ЮВ₁²

Запуск нагнетательных скважин после периодических остановок на 14-20 сут позволяет увеличить дебиты окружающих скважин в среднем на 30-40 %, что, в свою очередь, свидетельствует о значительной эффективности нестационарного заводнения.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1 По результатам анализа существующих систем заводнения доказана необходимость расширения инструментов контроля за фильтрацией флюида в межскважинном пространстве. Автором предложена новая методика определения уровня взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин, что позволяет оперативно принимать решения по переходу от площадных либо рядных систем заводнения к избирательным системам.

2 Разработан алгоритм частотного анализа оценки взаимодействия скважин, включающий в себя перевод входного (источник – нагнетательная скважина) и выходного сигналов (приемник – добывающая скважина) в частотную область. Частотный анализ позволяет идентифицировать влияние негативных факторов (послойная и зональная неоднородности, низкие фильтрационные свойства, непроизводительная закачка) на характер обводнения добывающих скважин и проводить оценку охвата залежи заводнением.

3 Сравнительный анализ результатов оценки взаимодействия скважин на базе частотного анализа показал высокую степень их сходимости с выходными результатами трассерных исследований, метода корреляции Спирмена и гидропрослушивания.

4 На основе статистического анализа промысловых данных по продуктивным пластам АВ₁, АВ₂ Северо-Покурского и ЮВ₁² Ново-Покурского месторождений установлено, что влияние нагнетательных скважин на добывающие происходит при величине КМК-параметра больше 0,2 д.ед., при этом зоны со слабой выработкой запасов локализуются между парами добывающих и нагнетательных скважин с величиной КМК-параметра от 0,2 до 0,5 д.ед.

5 По результатам применения частотного анализа на фонде скважин Ново-Покурского и Северо-Покурского месторождений выявлены участки пластов, не охваченных вытеснением существующей системой заводнения. Предложенные

карты проницаемости с нанесенными обозначениями взаимовлияния скважин совместно с картами текущей добычи использованы при оперативном планировании изменения режима работы скважин и проектирования ГТМ для формирования избирательных систем заводнения пласта.

6 Разработанная технология регулирования отбора и заводнения путем изучения динамики технологических показателей с применением частотного анализа оценки взаимовлияния скважин внедрена на Ново-Покурском нефтяном месторождении, что позволило сократить отбор попутной воды со скважин на 3,6 % и дополнительно добыть 1300 т нефти с экономическим эффектом 2,5 млн руб.

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в следующих научных трудах:

Материалы, опубликованные в ведущих рецензируемых журналах и изданиях, утвержденных ВАК РФ:

1 Абабков, К. В. Экспресс-метод оценки степени взаимодействия скважин с использованием частотного анализа данных истории эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин / К. В. Абабков, Д. М. Васильев, Н. И. Хисамутдинов и др. // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 7. – С. 10 – 13.

2 Черковский, Н. Л. Оценка введенных в разработку запасов нефти путем вейвлет-разложения промысловых данных эксплуатации скважин / Н. Л. Черковский, И. Р. Сафиуллин, А. А. Махмутов, Д. М. Васильев // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 10. – С. 11 – 14.

3 Сафиуллин, И. Р. Идентификация линейного динамического объекта как способ прогнозирования эффекта от изменения закачки в нагнетательной скважине / И. Р. Сафиуллин, Д. М. Васильев, А. А. Махмутов // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 12. – С. 9 – 12.

4 Гильманова, Р. Х. Особенности моделирования куба нефтенасыщенности сложнопостроенных залежей с переходной зоной «нефть – вода» на примере Северо-Покурского месторождения / Р. Х. Гильманова, Д. М. Васильев, А. А. Махмутов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 2014. – № 12. – С. 21 – 25.

5 Васильев, Д. М. Сравнительный анализ методов контроля режимов работы добывающих и нагнетательных скважин Ново-Покурского месторождения / Д. М. Васильев // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 12. – С. 35 – 37.

6 Васильев, Д. М. Обоснование выбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождения / Д. М. Васильев, Ю. А. Котенев // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 5 (выпуск 58). – С. 49 – 52.

Прочие печатные издания

7 Черковский, Н. Л. Метод снижения затрат энергии на заводнение пластов / Н. Л. Черковский, В. Э. Халикова, А. А. Махмутов, Д. М. Васильев, Т. Р. Вафин //

Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XIV Междунар. науч.-практ. конф. (Уфа, 23 октября 2014 г.) в рамках XIV Российского энергетического форума «Зеленая энергетика», XX Юбилейной специализированной выставки «Энергосбережение. Электротехника. Кабель» и Международной выставки «Энергетика ШОС». – Уфа, 2014. – С. 18 – 21.

8 Черковский, Н. Л. Оценка энергетических затрат на технологии повышения нефтеотдачи пластов / Н. Л. Черковский, В. Э. Халикова, Д. М. Васильев, Т. Р. Вафин // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XIV Междунар. науч.-практ. конф. (Уфа, 23 октября 2014 г.) в рамках XIV Российского энергетического форума «Зеленая энергетика», XX Юбилейной специализированной выставки «Энергосбережение. Электротехника. Кабель» и Международной выставки «Энергетика ШОС». – Уфа, 2014. – С. 22 – 24.

9 Черковский, Н. Л. Энергосберегающие технологии заводнения / Н. Л. Черковский, С. П. Круглов, В. Э. Халикова, А. А. Махмутов, Д. М. Васильев, Т. Р. Вафин // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XIV Междунар. науч.-практ. конф. (Уфа, 23 октября 2014 г.) в рамках XIV Российского энергетического форума «Зеленая энергетика», XX Юбилейной специализированной выставки «Энергосбережение. Электротехника. Кабель» и Международной выставки «Энергетика ШОС». – Уфа, 2014. – С. 25 – 27.