РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ и ГАЗА
имени И. М. ГУБКИНА
Базовый ВУЗ нефтегазового комплекса России

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ И ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ СКВАЖИН

Исполнители: **Хруленко А.А.**

Валеев А.М.

Мусорина А.Д.

Научный руководитель: **Золотухин А.Б.**

Работа выполнена по гранту компании British Petroleum

Москва, 2011 г.

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ И ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ СКВАЖИН

Отчет по результатам работ в рамках гранта компании BP

Участники:

А. Б. Золотухин

А. Хруленко

А. Валеев

А. Мусорина

МОСКВА

Декабрь, 2011 года

Содержание

Использованные сокращения и обозначения 5

Введение 6

1. Введение в проблематику и терминологию работы 8

1. 1. Высокотехнологичная скважина 8

2.2. Стратегии управления устройствами контроля притока 9

2. Задача 1 11

2.1. Краткое описание основных этапов исследования в рамках задачи 11

2.2. Создание геологической модели 13

2.3. Построение фильтрационной модели 14

2.4. Стратегия разработки 15

2.4. Оценка экономической эффективности применения ВТК 17

2.5. Реализация реактивной стратегии 17

2.6. Проактивная стратегия 19

2.7. Результаты применения реактивной стратегии для исходного ансамбля реализации модели 20

2.8. Результаты применения проактивной стратегии для исходного ансамбля реализации модели 26

2.9. Уточнение распределения ФЕС по данным ГДИ при помощи ансамблевого фильтра Калмана 28

2.10. Результаты применения реактивной стратегии для уточненного ансамбля реализации модели 32

2.11. Результаты применения проактивной стратегии для уточненного ансамбля реализации модели 35

2.12. Результаты применения стратегий, полученных для исходного и уточненного ансамблей, на истинной реализации 37

2.13. Сопоставление эффективности проактивной и реактивной управляющих стратегий 40

Выводы и результаты 41

Направления дальнейших исследований 42

Благодарности 42

Приложения 43

Приложение 1. Пример кода для реализации реактивной стратегии управления ICV..... 43

Приложение 2. Ensemble Kalman Filter (Ансамблевый Фильтр Калмана)..... 45

Приложение 3. EnOpt 49

Приложение 4. Сравнение результатов уточнения ансамблей моделей для задачи 1 по разным наборам измерений , полученных при ГДИ скважин, с использованием EnKF 51

Список использованных источников 52

Использованные сокращения и обозначения

ВНК – водонефтяной контакт;

ВТЗ – высокотехнологичное заканчивание;

ВТК – высокотехнологичная компоновка;

ВТС – высокотехнологичная скважина;

ГИС - геофизические методы исследований скважин;

ГДИ - гидродинамические исследования скважин;

ГНК – газонефтяной контакт;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

ОРЗ – одновременно-раздельная закачка;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ICV (inflow control valve) – устройство контроля притока активного типа, забойный клапан;

ICD (inflow control device) – устройство контроля притока пассивного типа, эквалайзер;

m - пористость;

S_{wcr} – критическая водонасыщенность;

S_{wl} – связанная водонасыщенность;

Введение

Данная работа выполнялась в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина в период с сентября по декабрь 2011 года в рамках программы исследовательских грантов компании BP.

Предметом данной работы является комплекс проблем разработки нефтяных месторождений, связанных с применением передовых подходов заканчивания скважин с использованием систем мониторинга и управления на забое (то есть так называемых «умных скважин»). Перечень этих проблем включает оценку прибавочной стоимости от применения подобных скважин и оптимизацию их работы.

Фоном исследования является неопределенность в описании свойств пласта (объективно присутствующая на всех стадиях разработки месторождения, являющаяся источником проблем и затруднений проектировании и ведении разработки месторождения), проблемы изучения ее влияния на качество принимаемых решений по управлению разработкой месторождения, подходы к принятию решений в условиях неопределенности и подходы для уменьшения этого влияния.

В качестве основного инструмента данной работы исследования выступало гидродинамическое моделирование, что, в свою очередь, потребовало использования новых подходов к заданию свойств пласта в условиях неопределенности (использование ансамблей моделей), уточнению модели по данным истории разработки (Ансамблевый Фильтр Калмана – EnKF) и методов реактивной и проактивной (EnOpt) оптимизации разработки.

Как будет показано далее на нескольких модельных задачах, передовые решения в области заканчивания скважин, новые подходы к построению гидродинамических моделей и их оптимизации взаимно дополняют друг друга, и их совместное использование позволяет сделать процесс разработки месторождения значительно более эффективным.

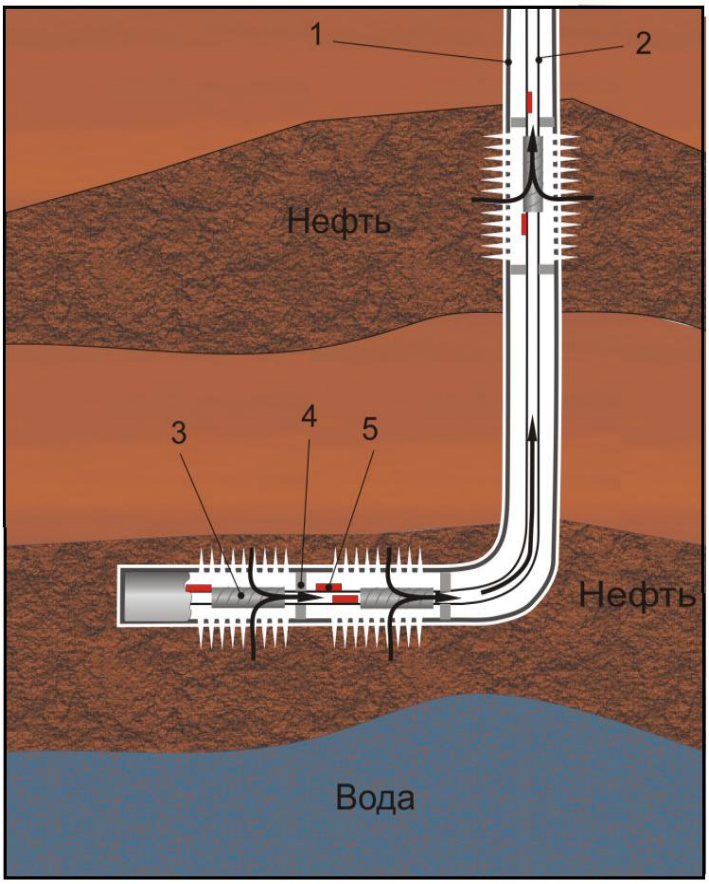
Ниже приведен краткий перечень проблем, которых касается данная работа:

- апробация и сопоставление реактивных и проактивных стратегий управления высокотехнологичными скважинами;
- анализ экономической эффективности применения высокотехнологичных скважин в условиях геологических неопределенностей;
- уточнение фильтрационных моделей по данным гидродинамических исследований;
- анализ влияния достоверности фильтрационных моделей на эффективность применения ВТС;

1. Введение в проблематику и терминологию работы

1. 1. Высокотехнологичная скважина

Скважина с высокотехнологичной компоновкой (*smart, intelligent well*[1]) – это скважина, в конструкции которой заложен ряд компонентов для сбора, передачи и анализа данных о добыче и пласте в режиме реального времени, и дающих возможность управлять притоком на отдельных интервалах перфорации в целях оптимизации добычи, без проведения внутрискважинных работ.



Условные обозначения:

1 – Эксплуатационная обсадная колонна;

2 – НКТ;

3 – Устройства контроля притока в НКТ;

4 – Изоляционные пакеры;

5 – Датчики температуры и давления

Рис.1.1 Схема скважины с высокотехнологичной компоновкой

Эти функции реализуются посредством дистанционно управляемых клапанов и систем измерения на забое, устанавливаемых в скважине.

[1] В отечественной специализированной литературе применяются также термины «умная» и «интеллектуальная скважина», являющиеся буквальным переводом англоязычных терминов smart и intelligent well.

Мотивация применения высокотехнологичного заканчивания, может быть сведена к следующим основным пунктам:

1. Интенсификация добычи нефти;
2. Повышение нефтеотдачи;
3. Сокращение эксплуатационных затрат;
4. Стремление смягчить влияние геологических неопределенностей на экономические и технологические показатели.

Однако у технологии есть существенные недостатки, напрямую происходящие из ее технической сложности и ограничивающие масштабы ее применения, основные из которых:

- высокая стоимость компонентов и их установки;
- опасность выхода из строя управляемых клапанов и систем измерения при установке или в ходе эксплуатации скважины.

Поэтому при проектировании «умных» скважин неизбежно возникают вопросы:

1. оценки эффекта от применения высокотехнологичного заканчивания и в общем случае целесообразности их применения;
2. эффективного управления устройствами контроля притока;
3. учета надежности функционирования ВТК;

В данной работе мы сосредоточили наше внимание на решении первых двух проблем.

2.2. Стратегии управления устройствами контроля притока

В общем случае, можно выделить две стратегии управления ICV, касающихся как проектирования, так и непосредственного управления скважиной на промысле: реактивную и проактивную.

Реактивная стратегия направлена на оптимизацию текущих показателей работы скважины. При использовании реактивной стратегии управление осуществляется в режиме реального времени на основе имеющихся данных, таких, как, например, результатов проведенных

испытаний интервалов при различных степенях открытости активных устройств контроля притока (Inflow Control Valve, или ICV). Решение может приниматься оператором интуитивно, методом проб и ошибок, или при помощи вспомогательных моделей.

Проактивная стратегия предполагает периодический подбор положений ICV для оптимизации показателей разработки на протяжении определенного прогнозируемого периода (например, с целью отсрочки прорывы воды и газа). Целевыми функциями могут служить добыча нефти за прогнозируемый период или чистый дисконтированный доход (NPV). Инструментом прогнозирования, как правило, служат гидродинамические модели. Необходимым условием их использования является их способность адекватно описывать показатели разработки в предшествовавший и прогнозируемый периоды.

2. Задача 1

2.1. Краткое описание основных этапов исследования в рамках задачи

Общий вид модели для первой задачи показан на рис. 2.1-2.3. Это модель небольшого элемента пласта, включающего две горизонтальных скважины - добывающую и нагнетательную, находящиеся друг напротив друга на расстоянии приблизительно 700 метров. Разработку этого элемента планируется вести на жестком искусственном водонапорном режиме. По условиям задачи на момент построения модели были доступны данные ГИС двух пробуренных эксплуатационных скважин. Этот набор исходных данных не позволяет полно охарактеризовать распределение свойств в межскважинном пространстве, которое является предметом предположений, допущений и субъективной интерпретаций исходных данных. В данной задаче было принято, что основным источником неопределенности является распределение пористости и проницаемости в межскважинном пространстве. Чтобы воспроизвести эту неопределенность был создан ансамбль из 40 равновероятных стохастических реализаций свойств геологической модели. Данный ансамбль был построен на основе гипотетических данных о распределении литологии (коллектор - неколлектор) и пористости продуктивного пласта вдоль двух горизонтальных скважин, полученных в результате геофизических исследований двух скважин. Еще одна, 41-я реализация свойств была принята соответствующей истинному распределению пористости и проницаемости в пласте.

Затем на 40 реализациях был рассчитан базовый вариант разработки (***вариант 1А***), предусматривающий использование скважин с обычным заканчиванием[2]. Следующим шагом было использование высокотехнологичной компоновки на добывающей скважине и реактивной стратегии контроля (***вариант 2В***). Такая стратегия контроля является

[2] В данной работе использовался симулятор Eclipse (Schlumberger)

наиболее простой, в ее рамках не используются гидродинамические модели для подбора оптимальных параметров. Реактивная стратегия предусматривает отключение отдельных интервалов перфорации при достижении ими граничных значений обводненности, то есть реально наблюдаемых данных. Таким образом этот расчетный вариант показывает каков был бы эффект от применения ВТЗ на добывающей скважине если бы она управлялась по данным текущих измерений без применения численной модели пласта, что является наиболее распространенной промысловой практикой.

Следующим этапом исследования (***вариант 3А***) была проактивная оптимизация ансамбля моделей при помощи метода EnOpt (см. приложение 3)[3]. Данная постановка задачи соответствует ситуации, когда в распоряжении инженеров-разработчиков имеется ансамбль моделей и нужно выбрать стратегию управления, которая обеспечивала бы максимум среднего значения целевых функций по ансамблю модели (т.е. провести так называемую робастную оптимизацию).

Затем ансамбль пористостей и проницаемостей был уточнен по данным гидродинамических исследований скважин, проведенных перед началом разработки месторождения, при помощи метода EnKF (см. приложение 2).

Проведение комплекса ГДИ перед пуском скважины в эксплуатацию является стандартной промысловой практикой, однако полученные данные достаточно редко используются для уточнения свойств пласта при построении фильтрационной модели пласта. Обычно распределения пористости и проницаемости задаются по данным ГИС. В нашей работе мы сделали попытку использовать данные ГДИ для уточнения пористости, проницаемости, а следовательно более точной оценки величины извлекаемых запасов и динамики их выработки. По итогам адаптации был получен уточненный ансамбль реализаций пористости и проницаемости.

[3] Программный контроллер был выполнен в пакете Matlab

Затем уточненный ансамбль был использован для расчета эффекта применения реактивной (***вариант 2B***) и проактивной (***вариант 3B***) стратегий.

Последним этапом был расчет эффекта от применения проактивной стратегии для истинной реализации свойств пласта (вариант ***4***), как если бы мы обладали их точным знанием о свойствах пласта. Кроме того, на истинной модели пласта были рассчитаны управляющие стратегии, полученные при оптимизации вариантов ***4A*** и ***4B*** – это делалось для того, чтобы выяснить какой эффект мог быть получен в реальности при использовании контролей, которые были получены в условиях неопределенностей (большей – для исходного ансамбля ***A***, меньшей – для уточненного ансамбля ***B)***.

2.2. Создание геологической модели

Распределение литологии моделировалось с помощью стохастического алгоритма «*Sequential indicator simulation*». На основе полученных распределений литологии и данных интерпретации пористости с помощью стохастического алгоритма «*Sequential Gaussian Simulation*» была сгенерирована 41 реализация пористостей. 40 реализаций составили исходный ансамбль ***A***, 41-я реализация была принята истинной. Проницаемость, критическая и неснижаемая водонасыщенности рассчитывались на основе следующих петрофизических зависимостей:

$$k = 10^{13,7m} - 1$$

$$S_{wcr} = S_{wl} = 0.05m^{-1}$$

где: ***k*** –проницаемость, мД;

m – пористость, доли ед.;

$\boldsymbol{Sw_{cr}}$ – критическая водонасыщенность, доли ед;

$\boldsymbol{S_{wl}}$ – связанная водонасыщенность, доли ед;

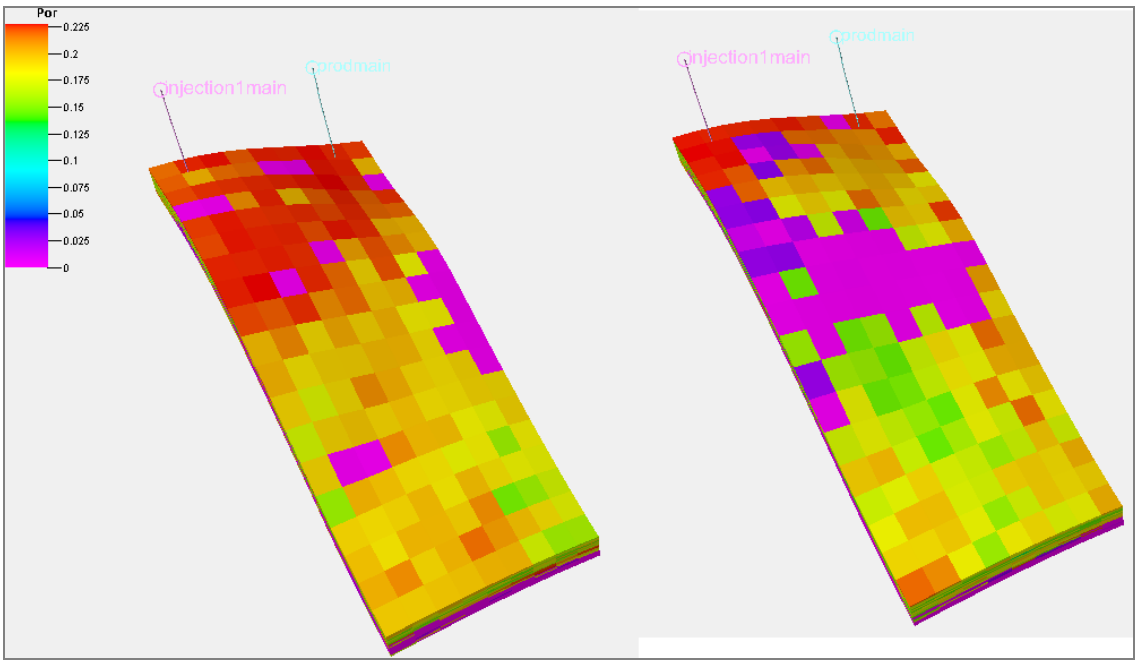


Рис. 2.1. Примеры разных реализаций пористости

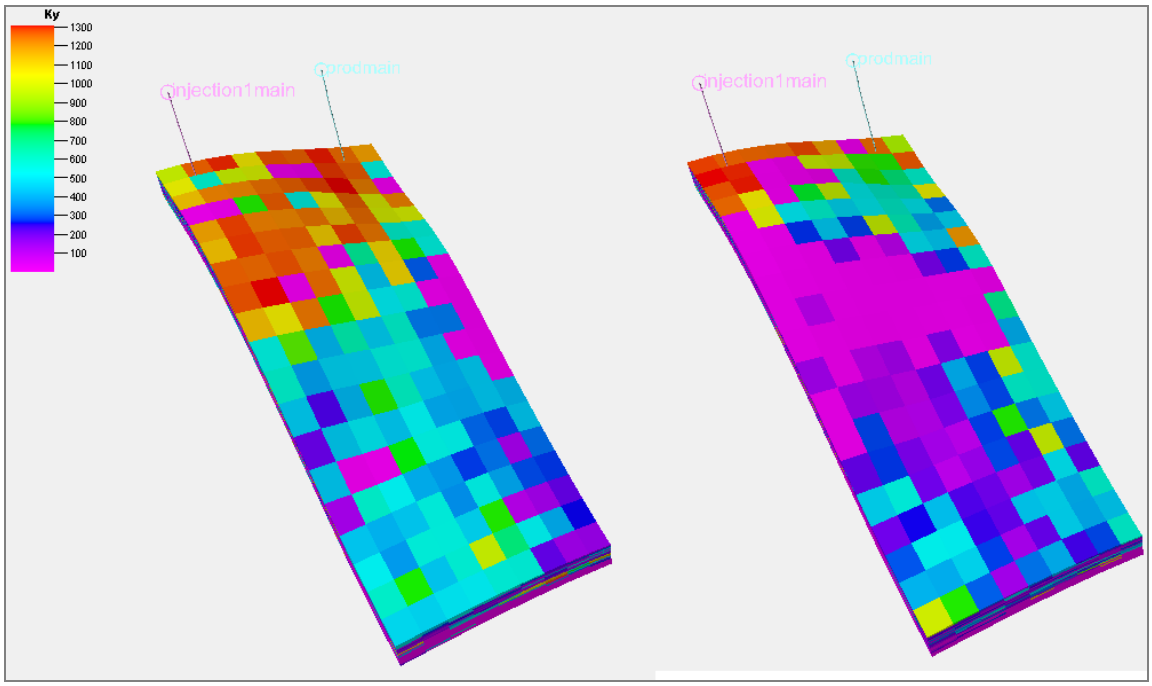


Рис. 2.2.Примеры разных реализации проницаемостей

2.3. Построение фильтрационной модели

Каждая модель ансамбля имеет размерность 19x9x18 блоков с типичным размером 100 × 100 × 1,25 м^3. Водонефтяной контакт расположен на глубине 3525 м с начальным пластовым давлением 352.5 атм.

Использовалась модель нелетучей нефти black oil со следующими свойствами:

- вязкость нефти в пластовых условиях: 0,76 сП;

- вязкость воды: 0,3 сП;
- давление насыщения нефти: 245 атм;
- газосодержание нефти: 50 м3/м3.

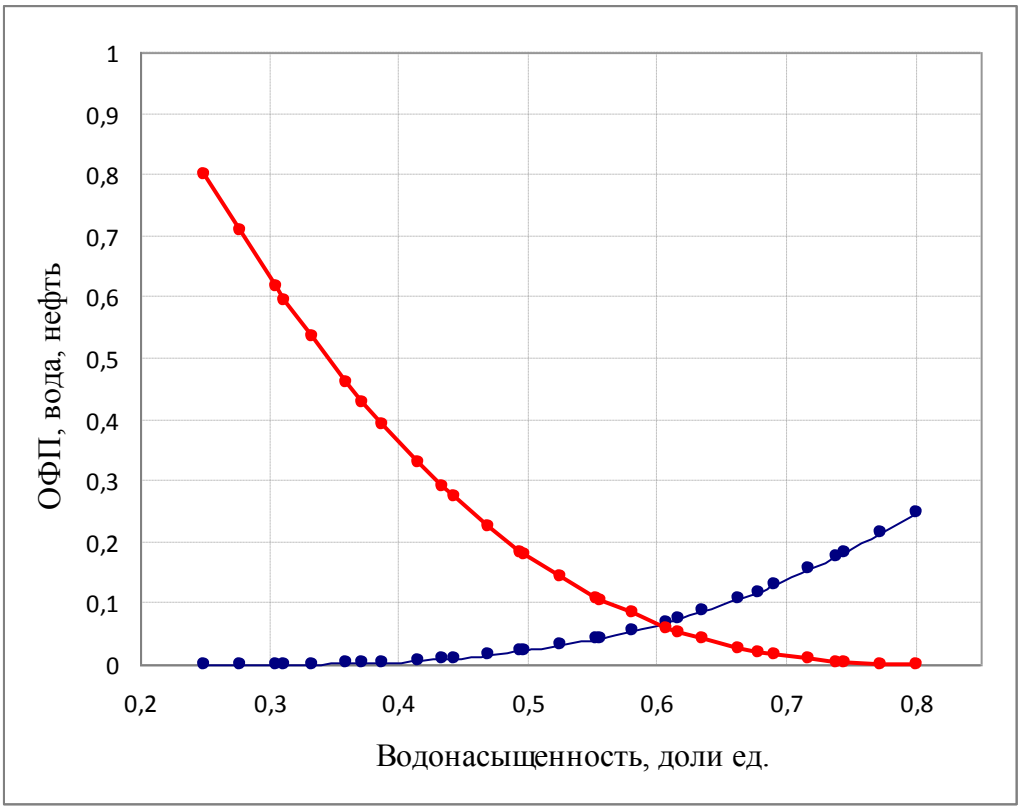


Рис. 2.3. Относительные фазовые проницаемости воды и нефти

2.4. Стратегия разработки

Во всех вариантах предполагалось использование двух горизонтальных скважин: одной добывающей и одной нагнетательной, изображенными на рис. 2.4, располагающихся параллельно друг другу на расстоянии 700 метров.

В качестве базового варианта рассматривалось заводнение без использования ВТС в течение 16 лет. При этом работа скважин контролировалась следующими параметрами:

- Постоянный дебит по жидкости равный 1500 м3/сут;
- Минимальное забойное давление на добывающей скважине 260 атм;
- Максимальное забойное давление нагнетательной скважины 430 атм;
- Компенсация отбора закачкой 105%.

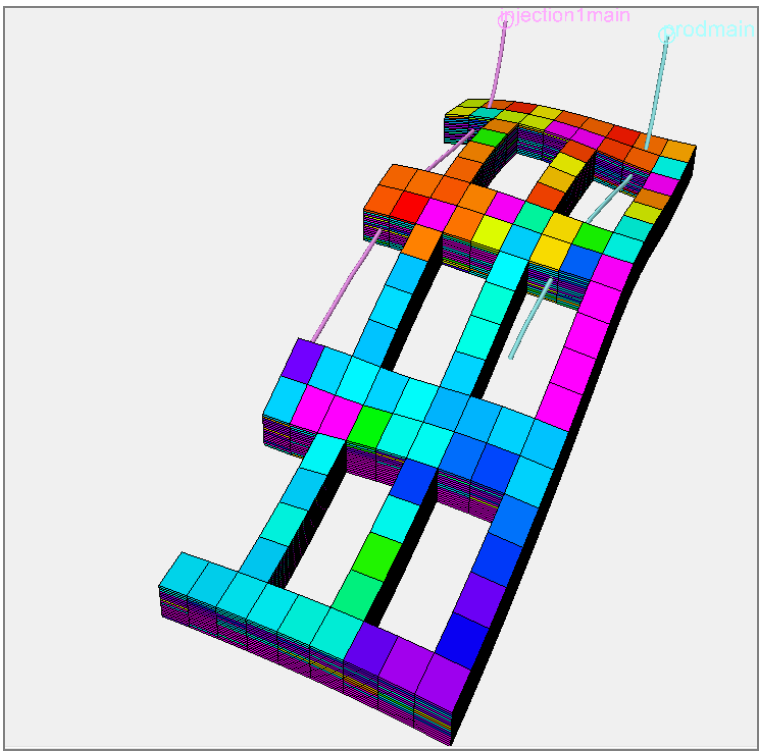


Рис. 2.4. Расположение скважин в пласте модельной задачи 1

На Рис. 2.5 представлена динамика накопленной добычи нефти по базовому варианту, при этом средняя накопленная добыча нефти составила 1175,92 тыс. м3, а средний КИН – 60,9%.

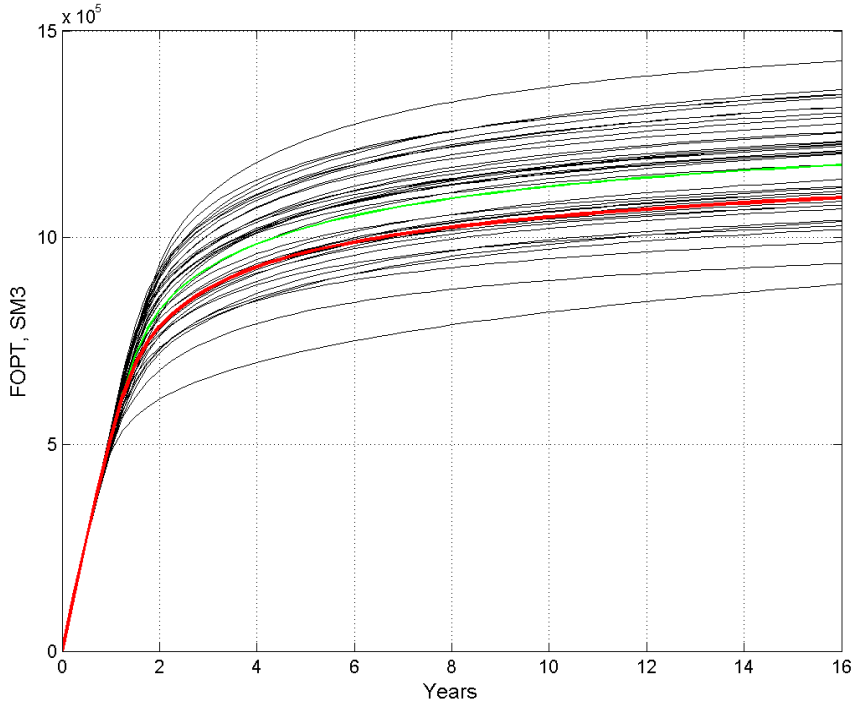


Рис. 2.5. Динамика накопленной добычи нефти по базовому варианту разработки: для исходного ансамбля ***А (черные линии);*** истинной реализации свойств (красная линия); зеленой линией показано среднее по ансамблю.

2.4. Оценка экономической эффективности применения ВТК

Экономический эффект от применения ВТК оценивался по следующей формуле:

$$\Delta NPV = \sum_{t=1}^{T} \frac{\Delta Q_o p_o - \Delta Q_w p_w}{(1+b)^t}$$

где

- i – норма дисконта, доли. ед;
- ΔQ_o – изменение годовой добычи нефти оптимизированного варианта по сравнению с базовым, ст. м^3;
- ΔQ_w – изменение годовой добычи воды оптимизированного варианта по сравнению с базовым, ст. м^3;
- p_o – доход, получаемый при реализации 1 м^3 нефти, долл./ м^3 (по умолчанию использовалась цена 50 \$/bbl≈312,5 \$/м3)
- p_w – затраты на утилизацию 1 м^3 попутно добываемой воды, долл./ м^3 (1 \$/bbl≈6,25 \$/м3).

Данная целевая функция была использована, чтобы: во-первых, учесть эффект от дополнительной добычи нефти; во-вторых, учесть выгоду от сокращения добычи воды; в-третьих, учесть эффект от более ранней добычи нефти и более поздней добычи воды. Кроме того, данная функция косвенно выражает экономический критерий рентабельности добычи нефти, так как при высоких значениях обводненности, расходы на сепарацию и утилизацию воды могут превышать доход от добычи нефти[4].

2.5. Реализация реактивной стратегии

Схема высокотехнологичного заканчивания добывающей скважины, использованного для реализации реактивной стратегии, показана на рис. 2.5.

[4] При цене нефти 50\$/bbl и стоимости утилизации воды, равной 1 \$/bbl, экономически рентабельное значение обводненности должно быть меньше приблизительно 98%

Моделирование реактивной стратегии проводилось с помощью использования ключевых слов: ACTIONX, COMPLUMP, WECON и WELOPEN (см. приложение 1). Использование реактивной стратегии управления работой ВТС.

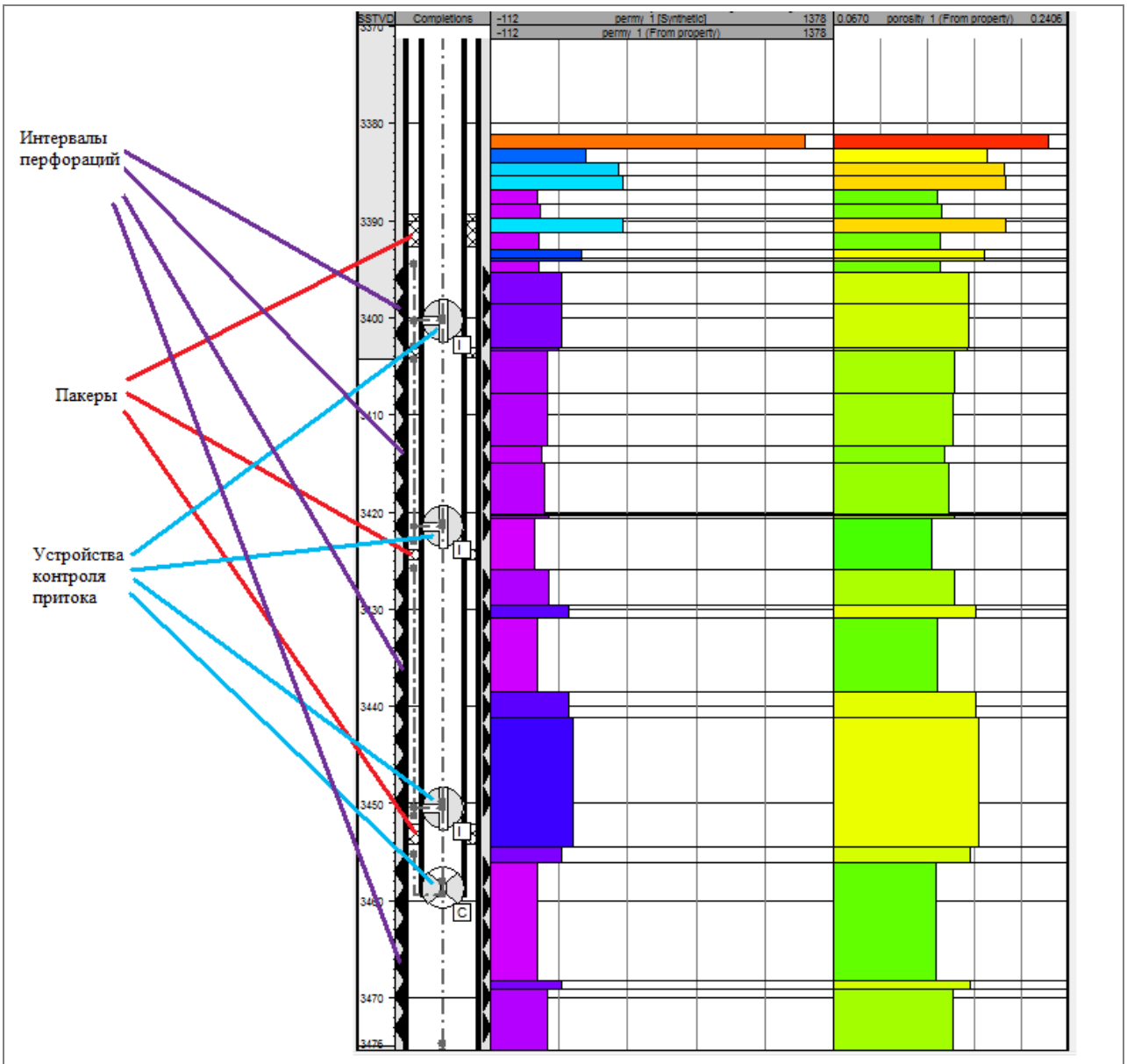


Рис.2.6. Схема заканчивания скважины с высокотехнологичной компоновкой. Слева изображен синтетический каротаж проницаемости, справа – пористости. На шкале показана длина по стволу добывающей скважины.

Нами был рассмотрен следующий вариант реализации реактивной стратегии (см. приложение 1): режим работы скважин изменяется при достижении определенной критической обводненности. Когда обводненность скважины становится равной 10% , отключается сегмент с самой высокой

обводненностью. Скважина продолжает работать с постоянным дебитом по жидкости, по достижении обводненности 10%, отключается сегмент, из числа оставшихся в работе, с самой высокой обводненностью. Так продолжается до тех пор, пока в скважине не останется один работающий сегмент с обводненностью 10%. Далее все сегменты скважины открываются, и цикл повторяется вновь для обводненностей 85 и 90 %. После того как в скважине остается один работающий сегмент с обводненностью 90%, все сегменты открываются, и скважина до конца разработки работает без ограничений.

2.6. Проактивная стратегия

В рамках проактивной стратегии нагнетательная скважина также была оснащена высокотехнологичной компоновкой с тремя отдельно управляемыми интервалами. Таким образом, при проактивной стратегии стало возможным контролировать не только добычу с отдельных интервалов перфораций добывающей скважины, но и перераспределять закачку воды между отдельными участками ствола нагнетательной. Кроме того, устройства контроля притока способны принимать промежуточные положения, в отличии от двухпозиционных ("открыто-закрыто") устройств, использованных выше для реализации реактивной стратегии.

Как уже говорилось выше, проактивная оптимизация предполагает использование фильтрационных моделей и сопряженного с гидродинамическим симулятором программного контроллера, реализующего оптимизационный алгоритм. Программный контроллер осуществляет многократные запуски моделей и использует информацию о получаемых откликах целевой функции для поиска управляющих переменных, обеспечивающих ее максимум.

Для проведения оптимизации был выбран метод EnOpt [1] (метод был несколько модифицирован по сравнению с оригинальной работы, см. приложение 3), в котором используется статистическая аппроксимация

градиента целевой функции по управляющим переменным. В качестве управляющих переменных выступали степени открытости ICV нагнетательных и добывающих скважин. Время разработки месторождения (16 лет) было разбито на 32 полугодовых интервала оптимизации. В пределах каждого интервала оптимизации положения ICV оставались постоянными.

Кроме того, положение каждого устройства контроля притока для каждого оптимизационного шага считалось отдельной переменной. Таким образом, оптимизация целевой функции (см. 2.4) осуществлялась по 7×32=224 переменным, каждая из которых может принимать значение от 0 (соответствует закрытому положению ICV) до 1 (соответствует полностью открытому положению ICV).

Устройства контроля притока моделировались при помощи ключевого слова WSEGVALV.

2.7. Результаты применения реактивной стратегии для исходного ансамбля реализации модели

На рис. 2.7-2.9 представлено сопоставление динамики технологических показателей разработки для базового варианта разработки и при использовании реактивной стратегии контроля. Зеленым цветом во всех случаях изображено среднее по всем моделям ансамбля значение. Красным цветом выделены показатели для истинной реализации.

Как хорошо видно по рисункам 2.7 и 2.8, применение реактивной стратегии управления на добывающей скважине не привело к сколько-нибудь заметному увеличению ни накопленной добычи нефти, ни КИН.

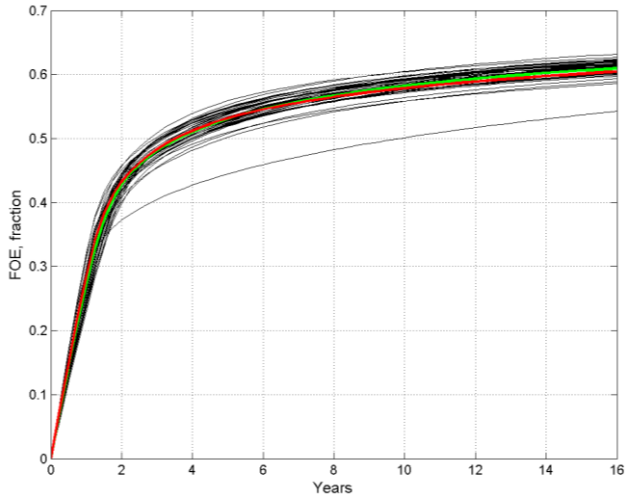
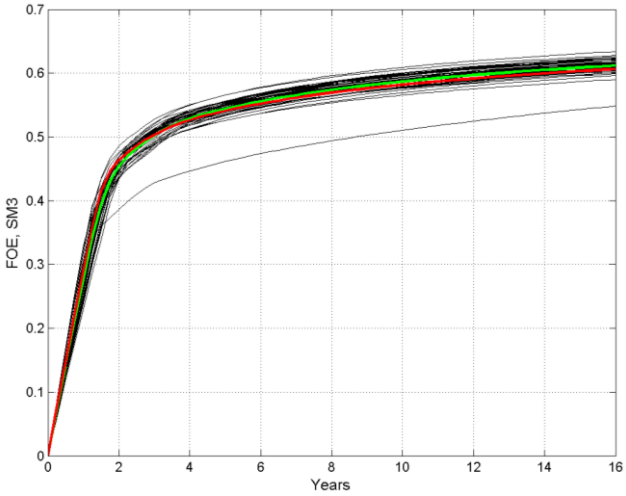
Базовый вариант	Реактивная стратегия
	

Рис. 2.7. Динамика КИН по моделям ансамбля при реализации базового варианта разработки (справа) и реактивной стратегии разработки (справа)

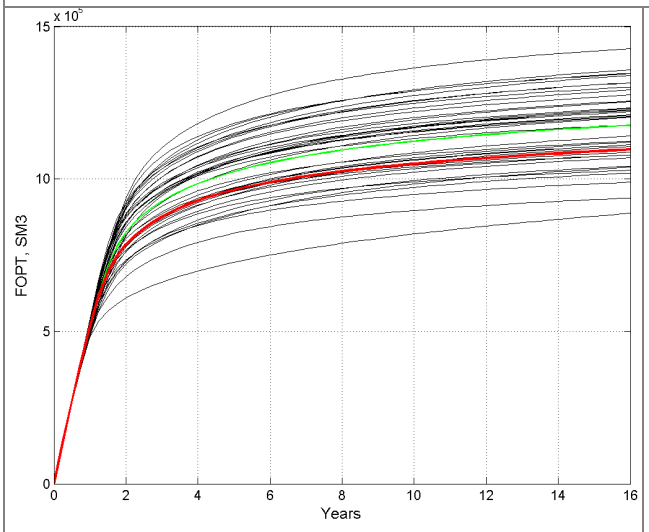
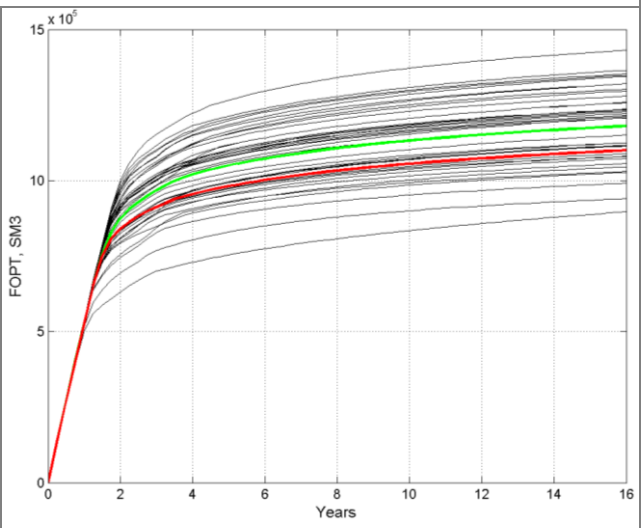
	

Рис. 2.8. Динамика накопленной добычи по моделям ансамбля

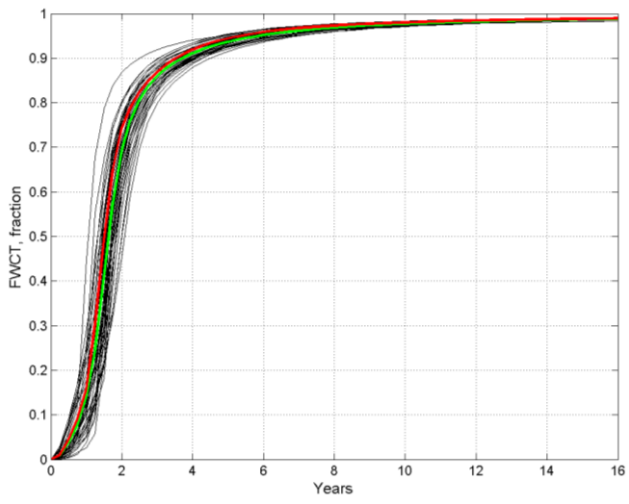
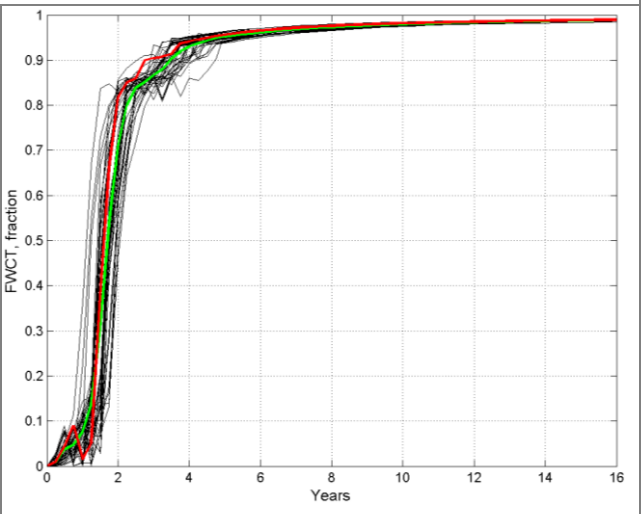
	

Рис. 2.9. Динамика обводненности добычи по моделям ансамбля

На рис. 2.10 и 2.11 изображены плотности вероятностей накопленной добычи нефти нефтеотдачи на конец разработки по базовому варианту и варианту с использованием реактивной стратегии соответственно. Эти величины имеют нормальное распределение (для всех распределений, полученных в результате расчетов, было доказано, с помощью критерия согласия Пирсона-Фишера, что они имеют нормальное распределение). Для этих распределений были проверены гипотезы о равенстве средних и о равенстве дисперсий, на основе чего можно сказать, что соответствующие выборки были получены из генеральных совокупностей имеющих нормальное распределение с одинаковыми математическими ожиданиями и дисперсиями. Следовательно, применение реактивной стратегии разработки дает такую же накопленную добычу нефти и КИН на конец разработки, что и базовый вариант. Это вызвано следующими причинами:

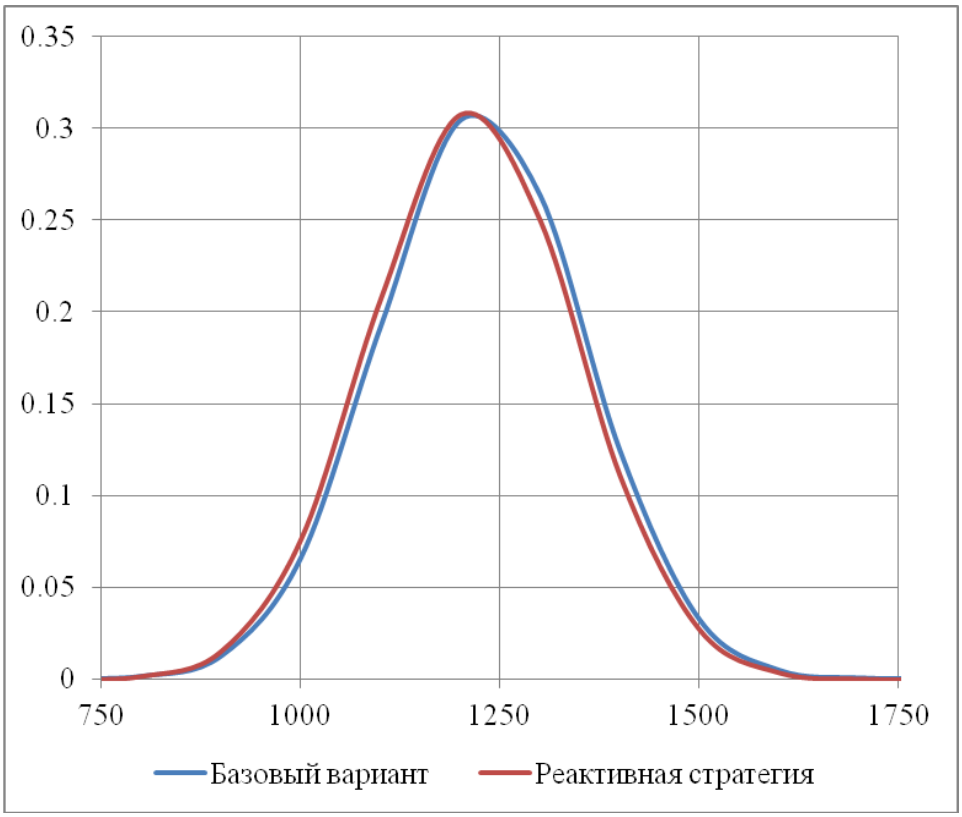


Рис.2.10. Плотности распределения накопленной добычи нефти для базового варианта и для варианта с использованием реактивной стратегии

- Применяя ВТК, мы не никак не изменяем вытесняющий агент, следовательно, не изменяем коэффициент вытеснения;
- Гидродинамические симуляторы не чувствительны к коэффициенту охвата: если период разработки – достаточно длительный, то будет тот же коэффициент охвата и по базовому варианту, и по варианту с использованием реактивной стратегии.

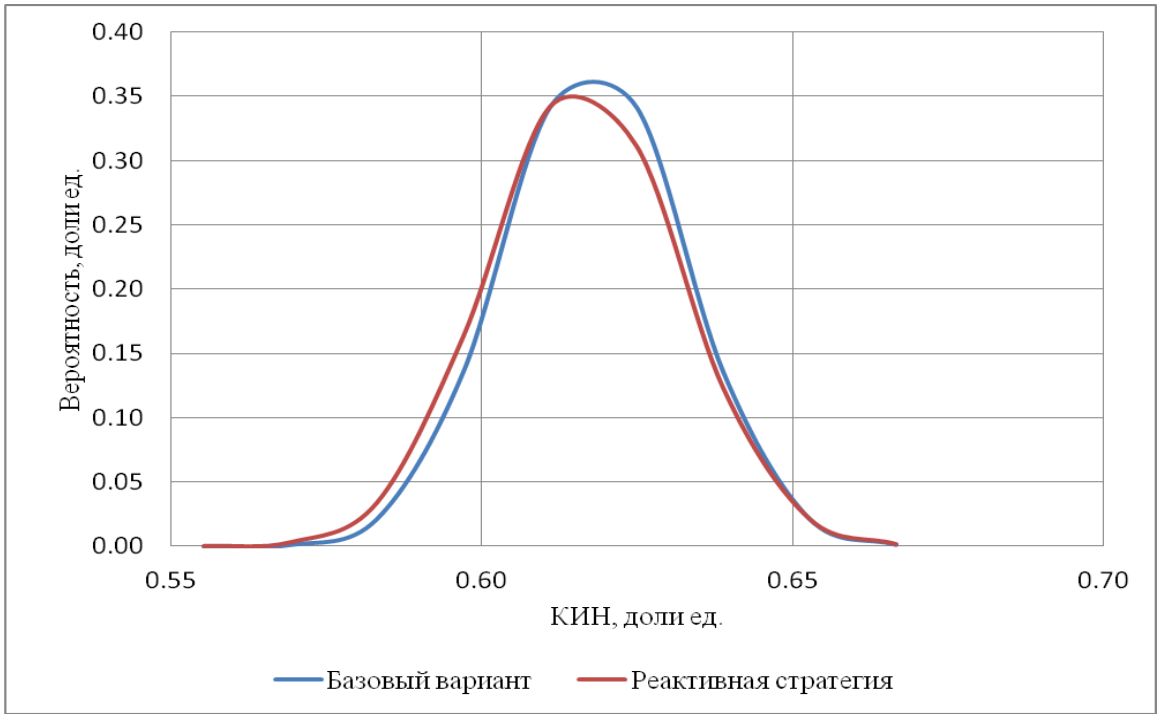


Рис.2.11. Плотности распределения КИН для базового варианта и для варианта с использованием реактивной стратегии

Однако, как можно видеть на рис. 2.9, за счет применения реактивной стратегии удалось добиться заметного улучшения профиля обводненности, поэтому использование даже самой простой стратегии управления принесло экономический эффект за счет более раннего отбора тех же объемов нефти, что и для базового варианта, и более позднего отбора тех же объемов воды.

На рис. 2.12 показано распределение экономического эффекта от применения реактивной стратегии по исходному ансамблю при различных ценах на нефть. В таблице 2.1 приведены значения среднего эффекта при различных ценах на нефть.

Таблица 2.1.

Цена на нефть, долл/баррель	30	40	50	60	70
Средний эффект, млн долл.	3,10	4,10	5,10	6,10	7,10
Стандартное отклонение, млн долл.	1,34	1,78	2,24	2,64	3,08

С ростом цены на нефть, происходит как увеличение математического ожидания, так и увеличение стандартного отклонения: с ростом цены возрастает разброс в ЧДД между вариантами при одной и той же разнице в добытой нефти. Это увеличение происходит линейно (Таблица 2.1) , так как ЧДД линейно зависит от цены на нефть.

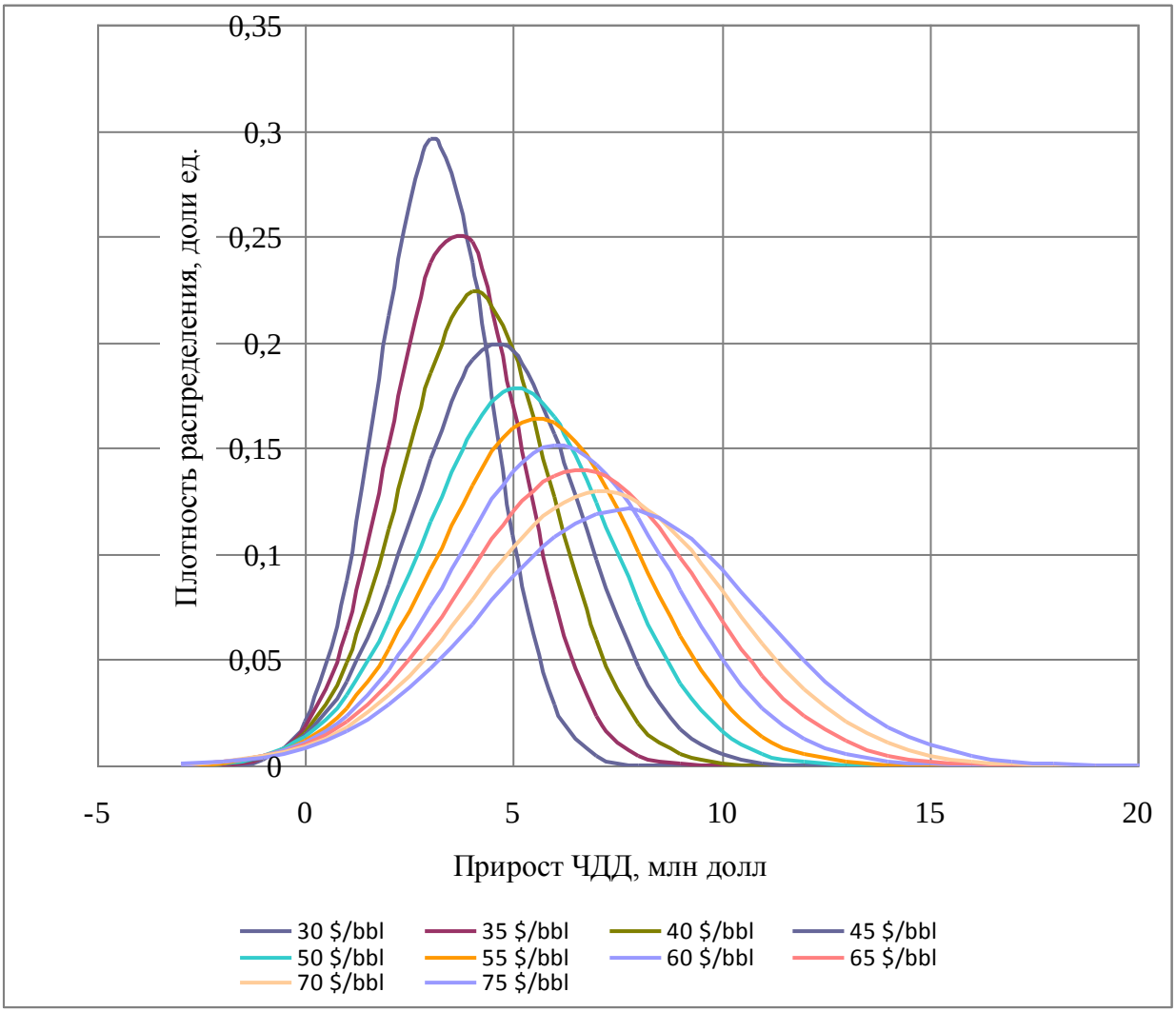


Рис. 2.12. Плотности распределения прироста ЧДД за счет использования ВТС при реализации реактивной стратегии управления в зависимости от цены на нефть.

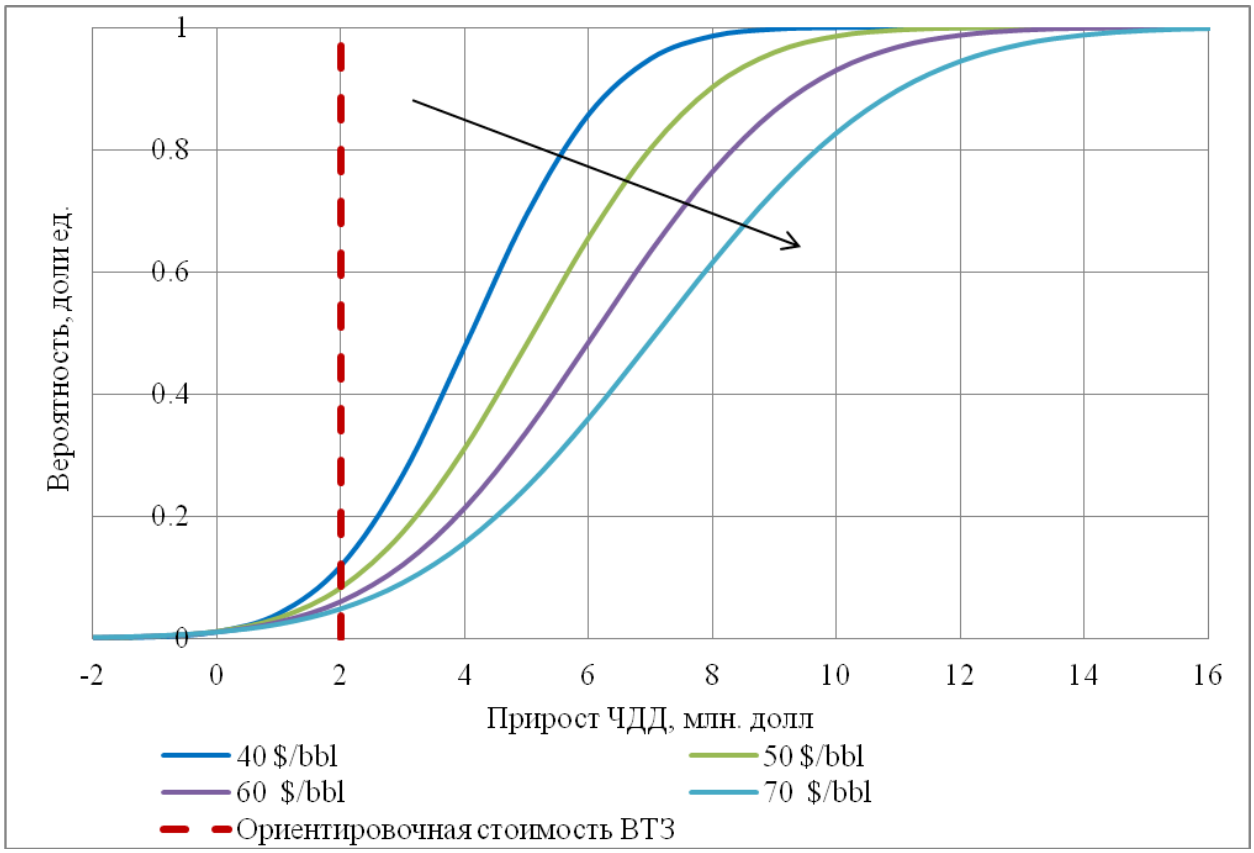


Рис. 2.13. Распределение вероятности достижения экономического эффекта от применения ВТК при реализации реактивной стратегии управления

На рис. 2.13 показано распределение вероятности эффекта от применения ВТК при реализации реактивной стратегии управления, вертикальной пунктирной линией показана ориентировочная стоимость ВТК. Как видно рисунка вероятность экономически оправданного применения ВТК крайне высока даже для пессимистичного прогноза цены на нефть (40 $/bbl).

Таким образом, можно сказать, что использование реактивной стратегии управления работой ВТС позволяет:

- Увеличить выработку запасов в первые годы разработки без уменьшения конечного значения КИН;
- Снизить добычу воды в первые годы разработки;
- Достичь за счет предыдущих двух пунктов значительного экономического эффекта.

2.8. Результаты применения проактивной стратегии для исходного ансамбля реализации модели

По итогам проактивной оптимизации управления устройствами контроля притока были получены следующие результаты

- средний прирост КИН по моделям ансамбля по сравнению - 0,96%;
- средний прирост накопленной добычи нефти - 18,7 тыс. м3,
- средний экономический эффект - 12,22 млн. долл.,

Проактивная оптимизация принесла более значительный и заметный эффект, чем реактивная. На приведенных на рис. 2.14-2.15 графиках хорошо заметно небольшие изменения КИН и накопленной добычи нефти, которое не наблюдалось в варианте реактивного управления.

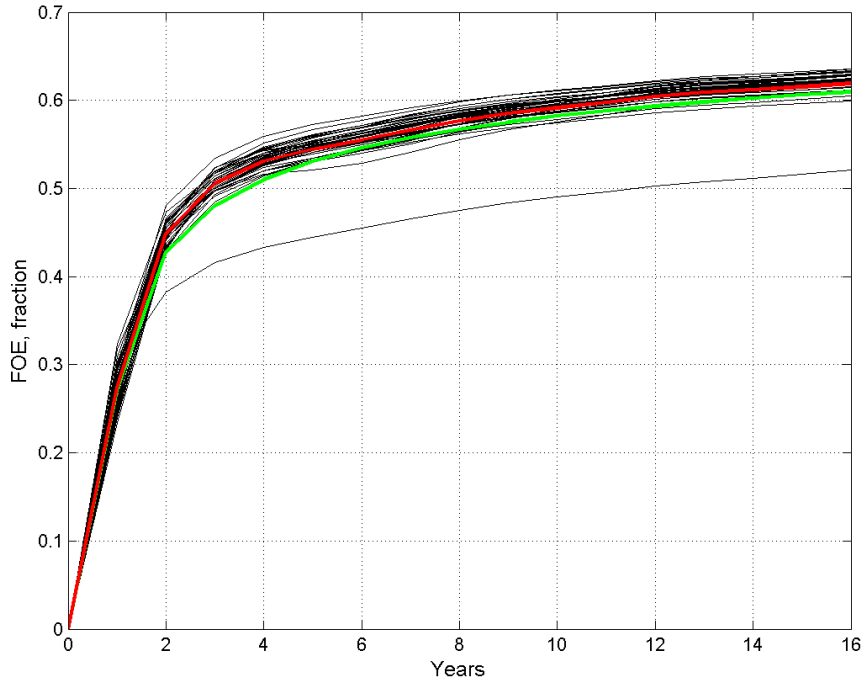


Рис. 2.14. динамика КИН для моделей исходного ансамбля после проведения оптимизации (черные линии), среднего по ним (красная линия) и среднего по базовому варианту (зеленая линия)

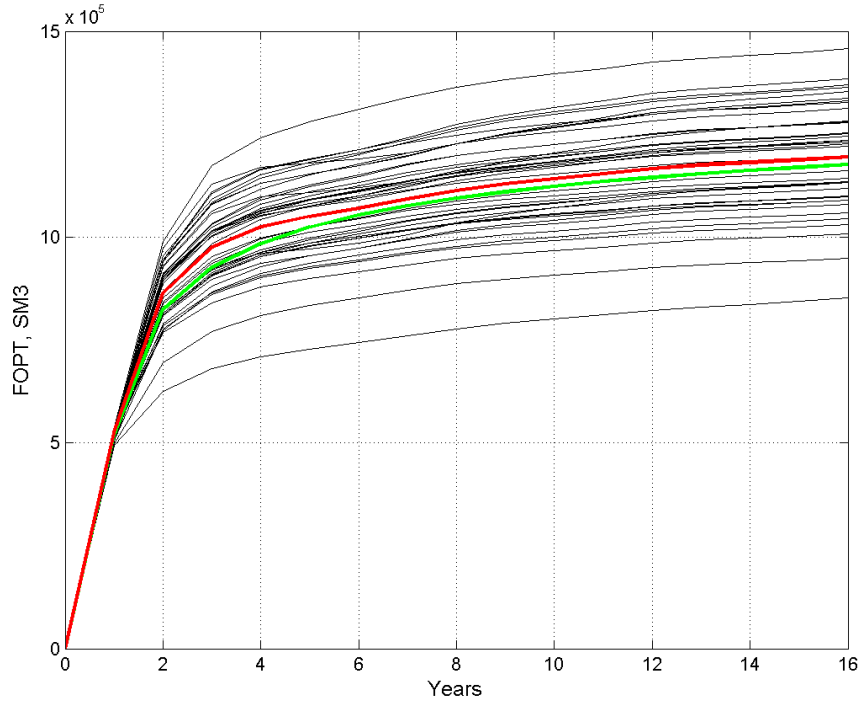


Рис. 2.15. динамика накопленной добычи нефти для моделей исходного ансамбля после проведения оптимизации (черные линии), среднего по ним (красная линия) и среднего по базовому варианту (зеленая линия)

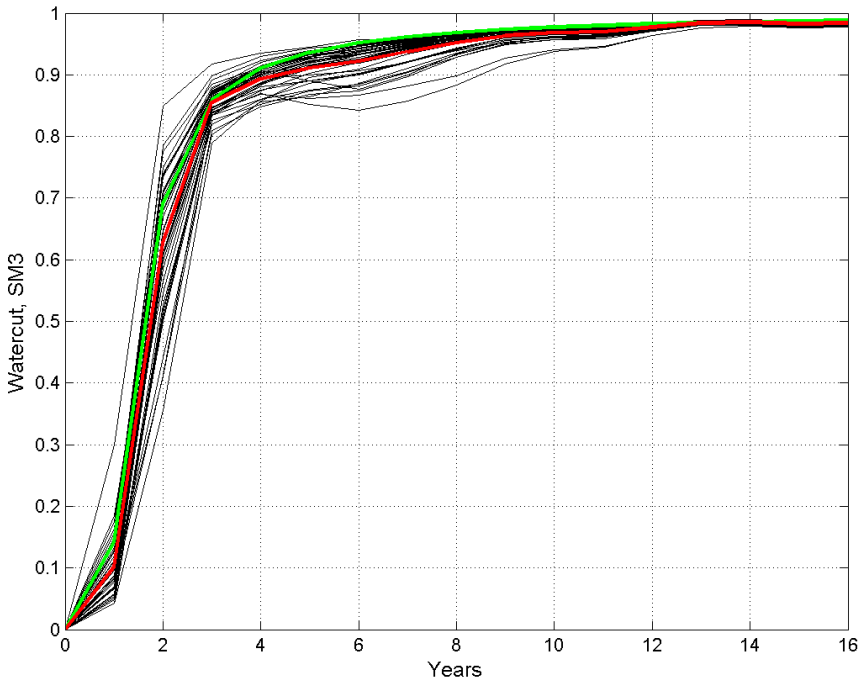


Рис. 2.16. динамика обводненности для моделей исходного ансамбля после проведения оптимизации (черные линии), среднего по ним (красная линия) и среднего по базовому варианту (зеленая линия)

2.9. Уточнение распределения ФЕС по данным ГДИ при помощи ансамблевого фильтра Калмана

Проведение комплекса ГДИ перед пуском скважины в эксплуатацию является стандартной промысловой практикой, однако полученные данные достаточно редко используются в процессе построения фильтрационной модели пласта. Обычно распределения пористости и проницаемости задаются по данным ГИС (через каротажи пористости и петрофизическую зависимость проницаемости от пористости), и внесение данных ГДИ в фильтрационную модель остается достаточно сложной задачей. В нашей работе мы сделали попытку использовать алгоритм EnKF (Ансамблевый фильтр Калмана) для уточнения пористости, проницаемости, а следовательно более точной оценки величины извлекаемых запасов и динамики их выработки. EnKF (для более подробного описания см. приложение 1) – достаточно новый и бурно развивающийся метод адаптации гидродинамических моделей. Этот метод использует множественные реализации свойств модели (т.е. ансамбль свойств модели). EnKF последовательно, шаг за шагом, от начала до конца, проходит через все моменты времени, на которых доступны измерения. На каждом шаге метод сначала выполняет расчет всех моделей ансамбля, для того чтобы получить статистику, описывающую взаимосвязь измерений и адаптируемых параметров, а затем использует эту статистику для их уточнения.

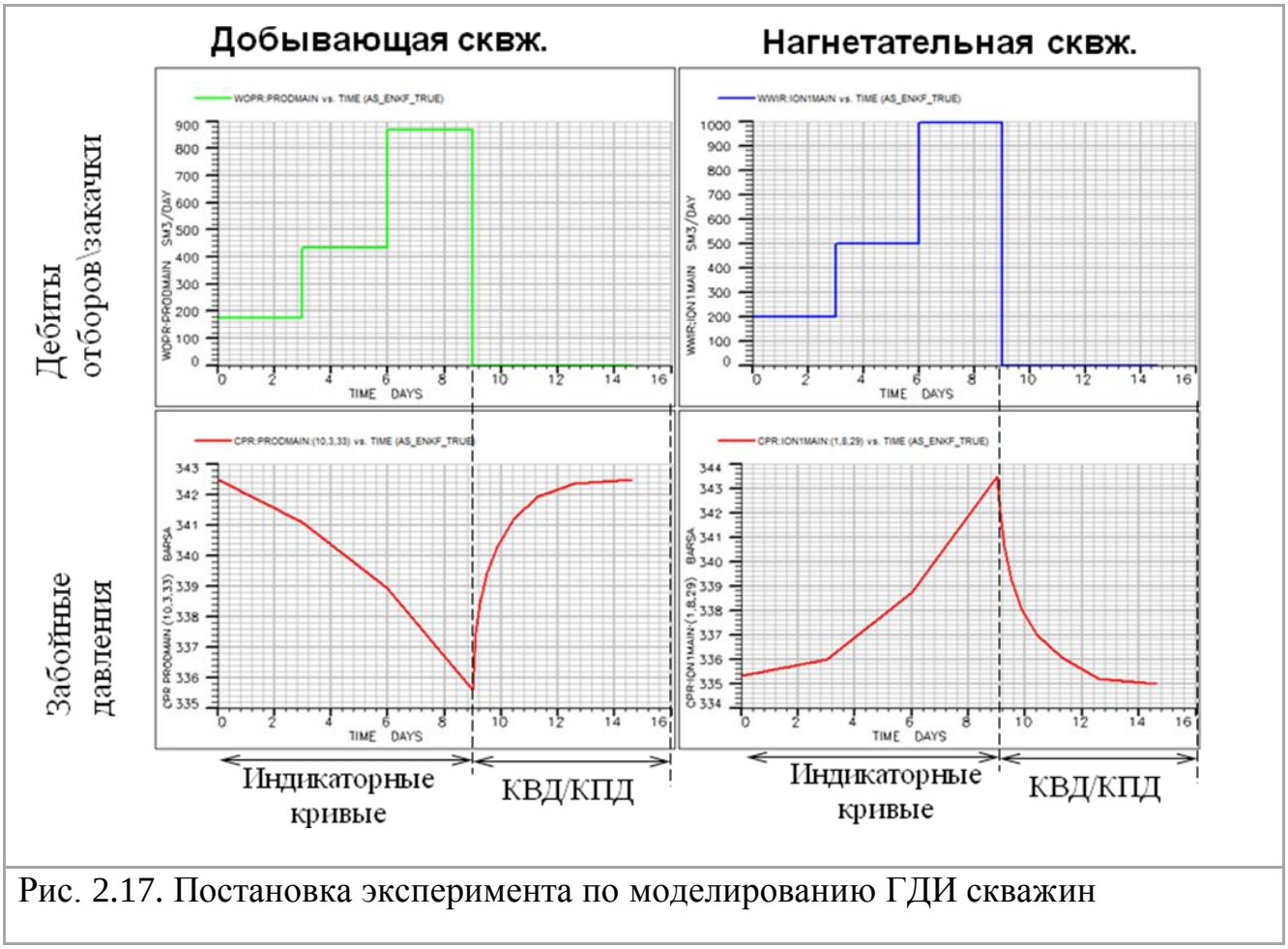


Рис. 2.17. Постановка эксперимента по моделированию ГДИ скважин

Как уже упоминалось ранее, 41-я реализация ФЕС была принята истинной и эта реализация была использована для того, чтобы сгенерировать «истинные» данные гидродинамических исследований скважин. Моделировалось два этапа ГДИ, общей продолжительностью 15 дней: исследования на стационарных и нестационарных режимах. На первом этапе снимались индикаторные кривые добывающей и нагнетательной скважин, на втором – скважины были закрыты и были воспроизведены замеры кривой падения давления (КПД) для нагнетательной и кривой восстановления давления (КВД) – для добывающей (см. рис. 2.17). Давления снимались на протяжении всей длины обеих скважин, в точках их сопряжения с модельной сеткой, чтобы таким образом можно было получить косвенное распределение притока и закачки по стволам скважин.

Индикаторные кривые были сняты на трех режимах работы скважин.

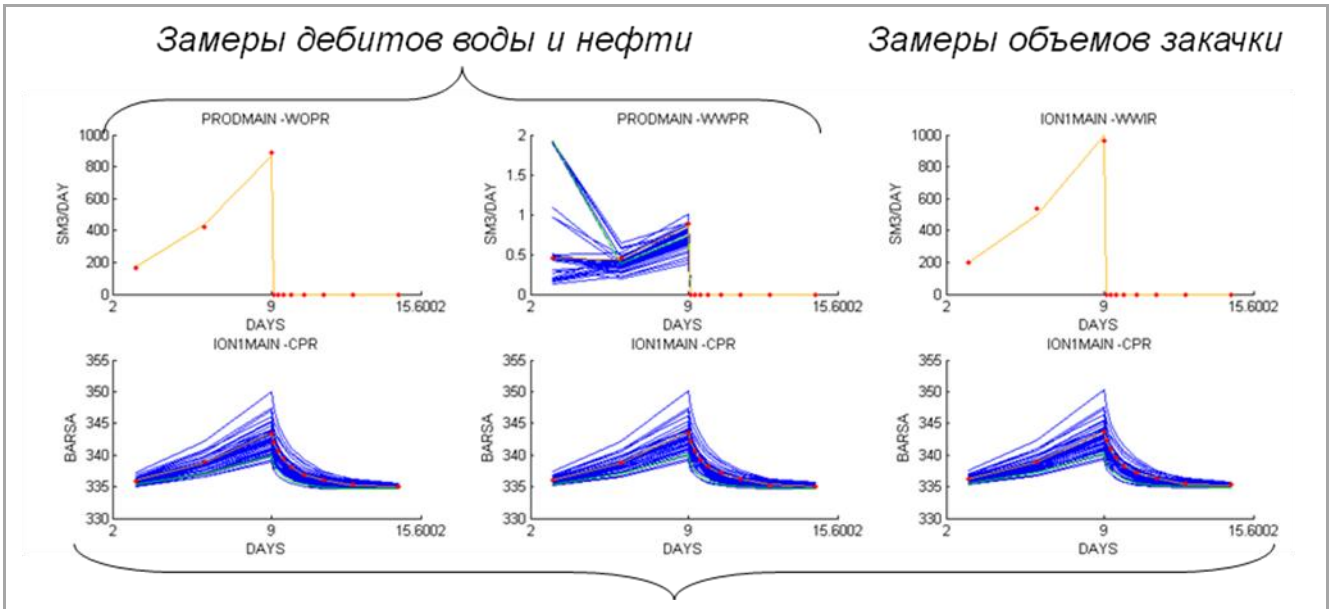


Рис. 2.18. Результаты воспроизведения ГДИ скважин задачи 1.
Красными точками показаны замеры, включающие ошибки измерения;
Оранжевая линия – замеры, очищенные от шумов;
Синие линии – результаты по моделям исходного ансамбля реализаций свойств

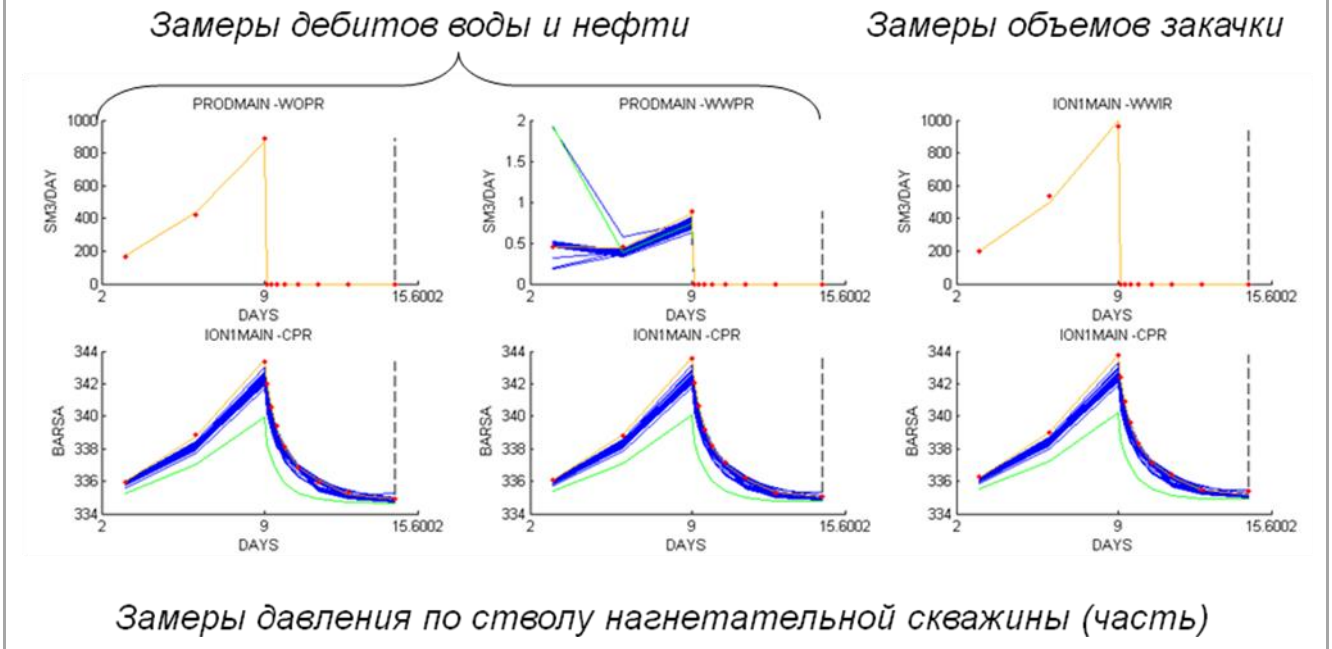


Рис. 2.19. Схема проведения гидродинамических исследований
Красные точки – замеры, включающие ошибки измерения
Оранжевая линия – замеры, очищенные от шумов;
Синие линии – результаты по моделям уточненного ансамбля реализаций свойств

После уточнения геологических моделей ансамбля, снова были проведены расчеты базового варианта и реактивной стратегии разработки на уточненных геологических моделях. Результаты расчетов представлены на рис 2.20-22.

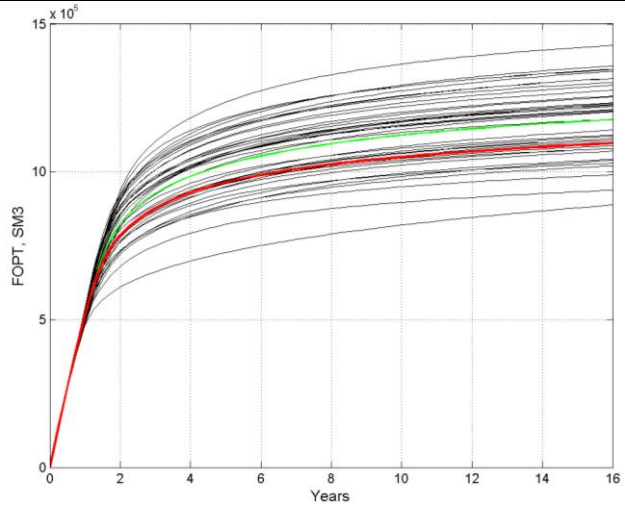
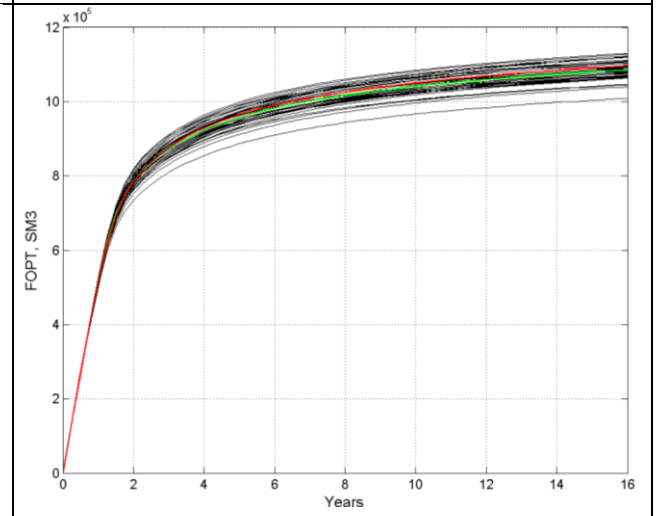
До уточнения	После уточнения
	

Рис. 2.20 Графики накопленной добычи нефти для моделей исходного и уточненного ансамблей

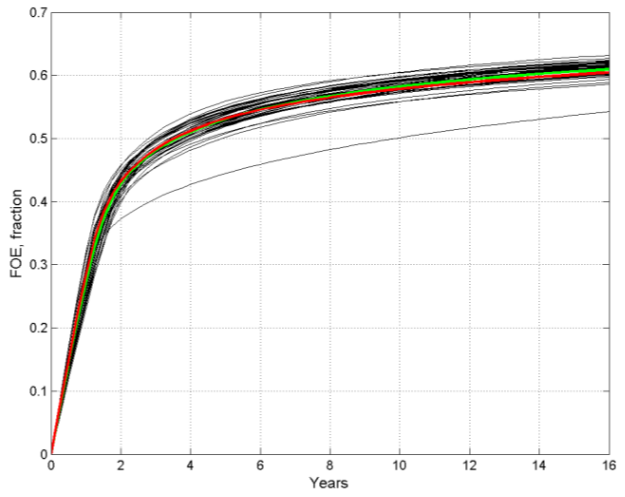
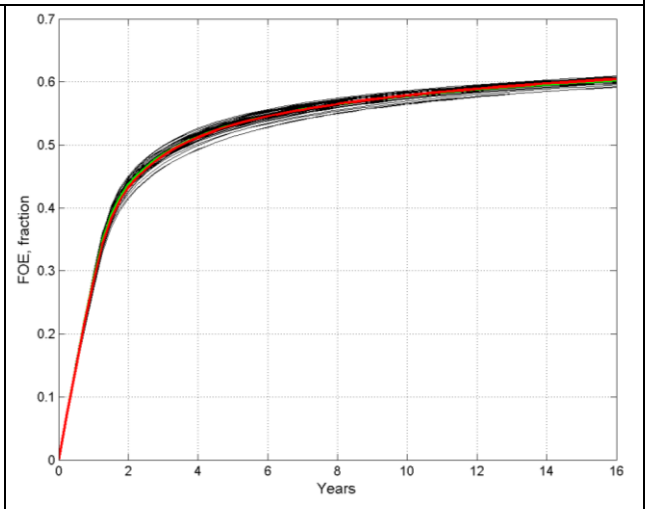
	

Рис. 2.21 Графики КИН для моделей исходного и уточненного ансамблей

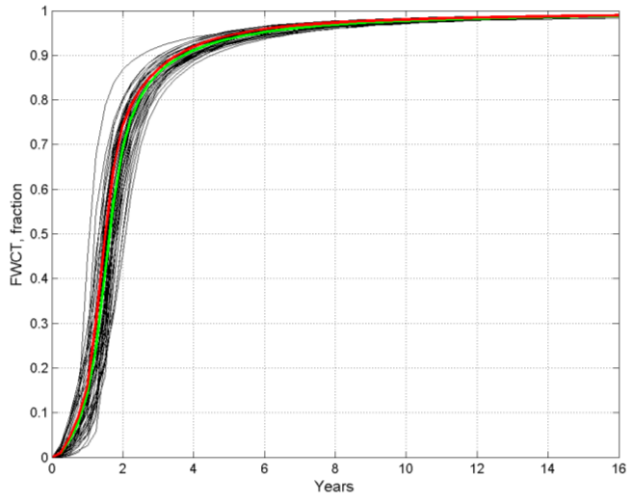
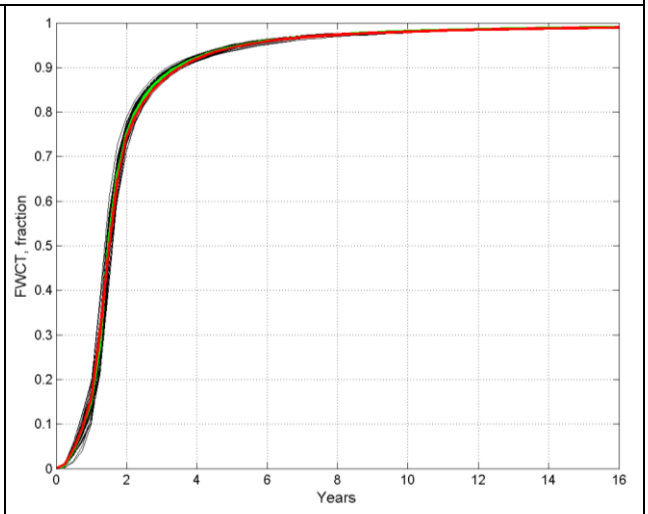
	

Рис. 2.22 Графики обводненности для моделей исходного и уточненного ансамблей

Также был выполнен вариант уточнения модели по стандартному объему измерений при ГДИ скважин (замеры дебитов и забойных давлений, см. приложение 3). Этот вариант показал несколько меньшее качество прогноза по уточненному ансамблю, чем первый вариант: разброс показателей по ансамблю оказался приблизительно тем же, однако заметно снизилась точность прогноза накопленной добычи нефти (рис. П.4.2).

2.10. Результаты применения реактивной стратегии для уточненного ансамбля реализации модели

Как и до уточнения ФЕС пласта, на основе гипотез о равенстве средних и равенстве дисперсий, можно сказать что и накопленная добыча нефти и КИН по базовому варианту и по варианту с использованием реактивной стратегией имеют одинаковое распределение, и, следовательно равны (рис. 2.23).

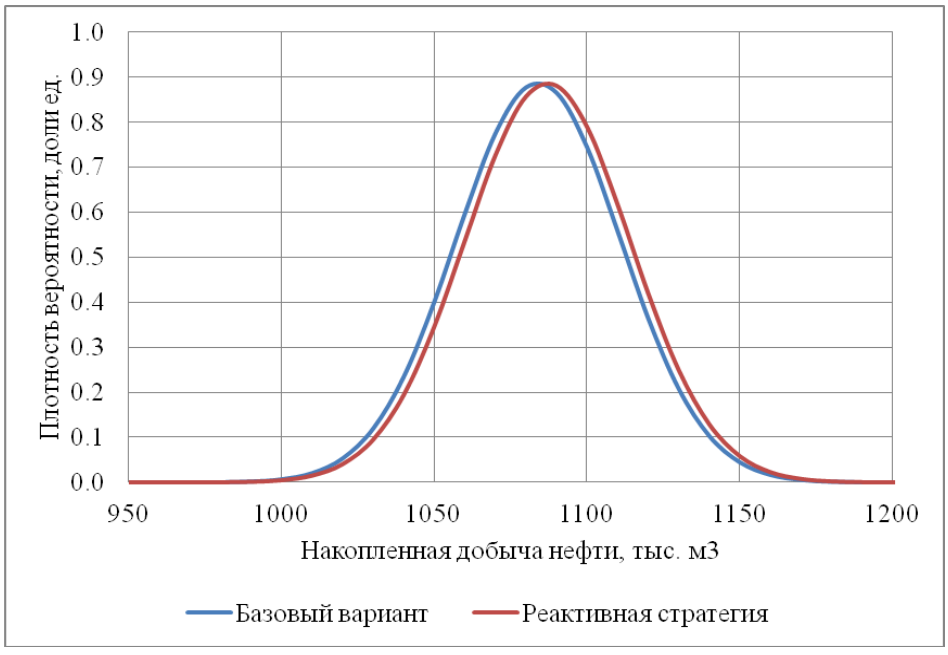


Рис.2.23. Плотности распределения накопленной добычи нефти для базового варианта и для варианта с использованием реактивной стратегии при использовании уточненного ансамбля

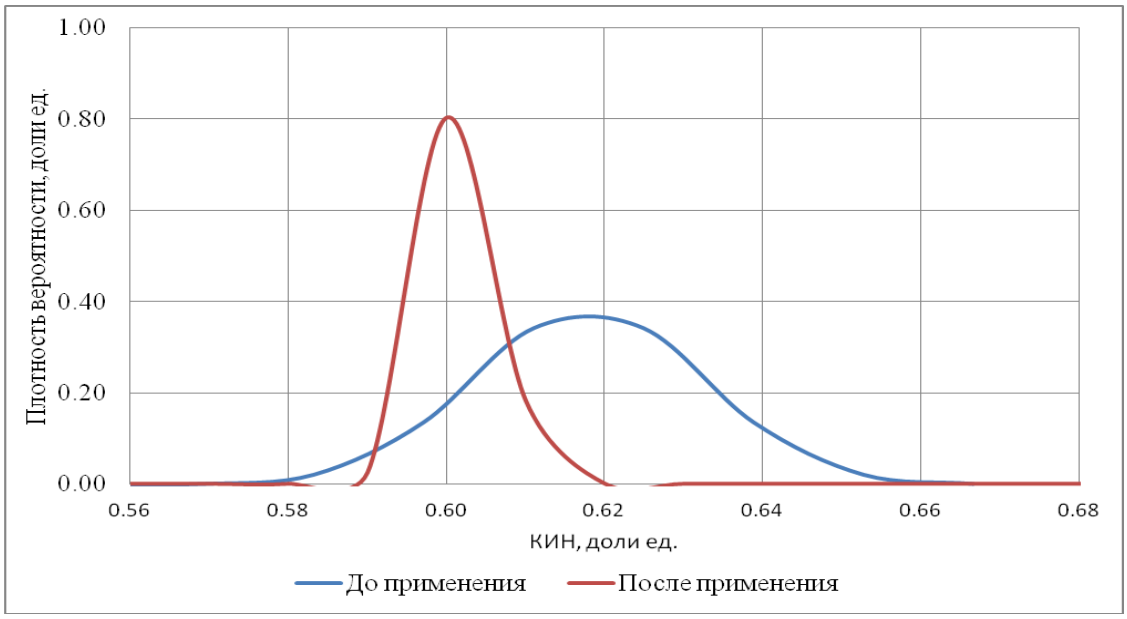


Рис. 2.24. Сравнение плотностей распределения КИН до и после применения фильтра Калмана

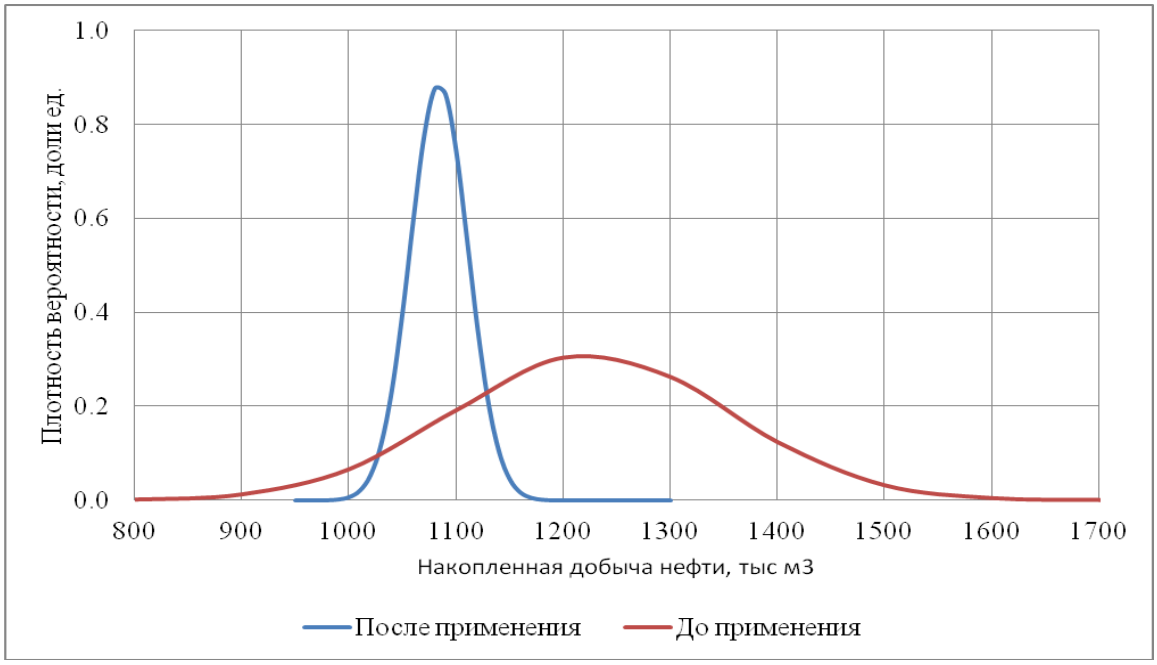


Рис. 2.25. Сравнение плотностей распределения накопленной добычи нефти до и после применения фильтра Калмана

По динамикам технологических показателей разработки до и после использования фильтра Калмана, а также по рис. 2.24 и 2.25 видно, что уточнение модели информации позволило значительно снизить геологические неопределенности, причем полученные значения могут отличаться от наших исходных представлений (математические ожидания распределений после фильтра Калмана стали меньше).

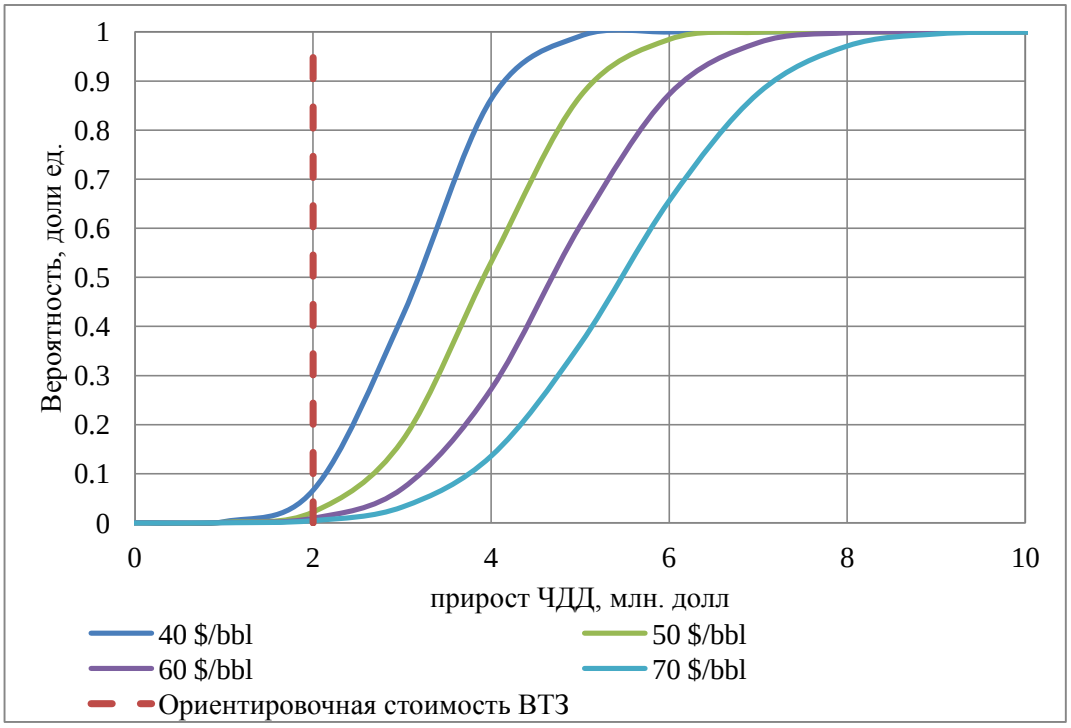


Рис. 2.26. Сравнение функций вероятности достижения прироста ЧДД при различных ценах на нефть.

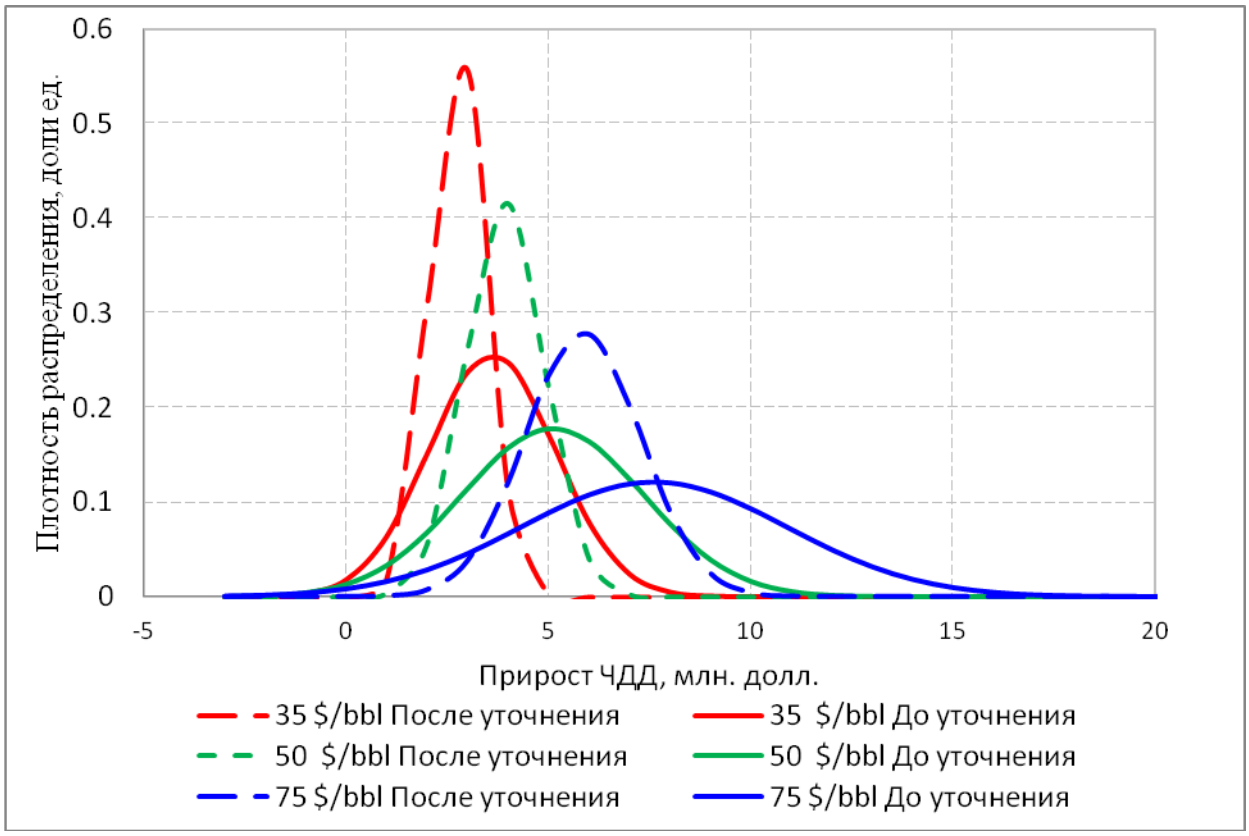


Рис. 2.27. Сравнение плотностей распределения накопленной добычи нефти до и после применения фильтра Калмана

Таблица 2.2. Экономический эффект от применения реактивной стратегии для уточненного ансамбля

Цена на нефть, долл./баррель	35	40	45	50	55	60	65	70	75
Среднее, млн долл.	2,769	3,154	3,538	3,923	4,307	4,692	5,076	5,461	5,845
Стандартное отклонение, млн долл.	0,677	0,771	0,865	0,958	1,052	1,146	1,240	1,3343	1,429

2.11. Результаты применения проактивной стратегии для уточненного ансамбля реализации модели

По итогам проактивной оптимизации были получены следующие результаты:

- средний прирост КИН - 1,16%;
- средний прирост накопленной добычи нефти - 20,8 тыс. м3,
- средний экономический эффект - 13,85 млн. долл.

Проактивная оптимизация принесла более значительный и заметный эффект, чем реактивная. Сопоставление динамики изменения КИН, накопленной добычи и обводненности по сравнению с базовым вариантом приведено на рис. 2.28 – 2.30.

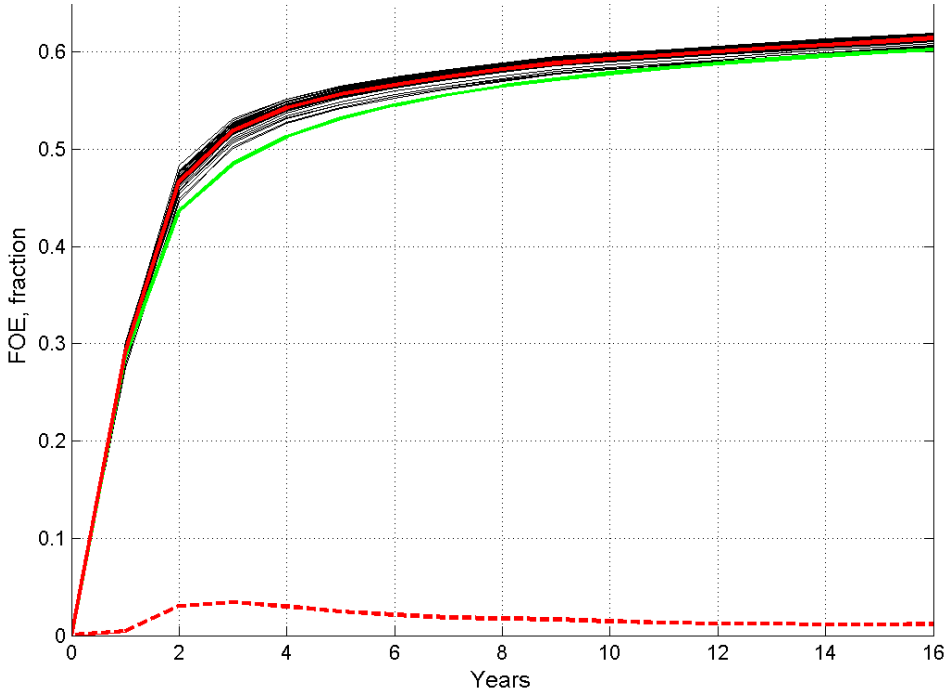


Рис. 2.28. Динамика КИН для моделей исходного ансамбля после проведения оптимизации (черные линии), среднего по ним (красная линия) и среднего по базовому варианту (зеленая линия). Пунктирной красной линией показан прирост среднего КИН

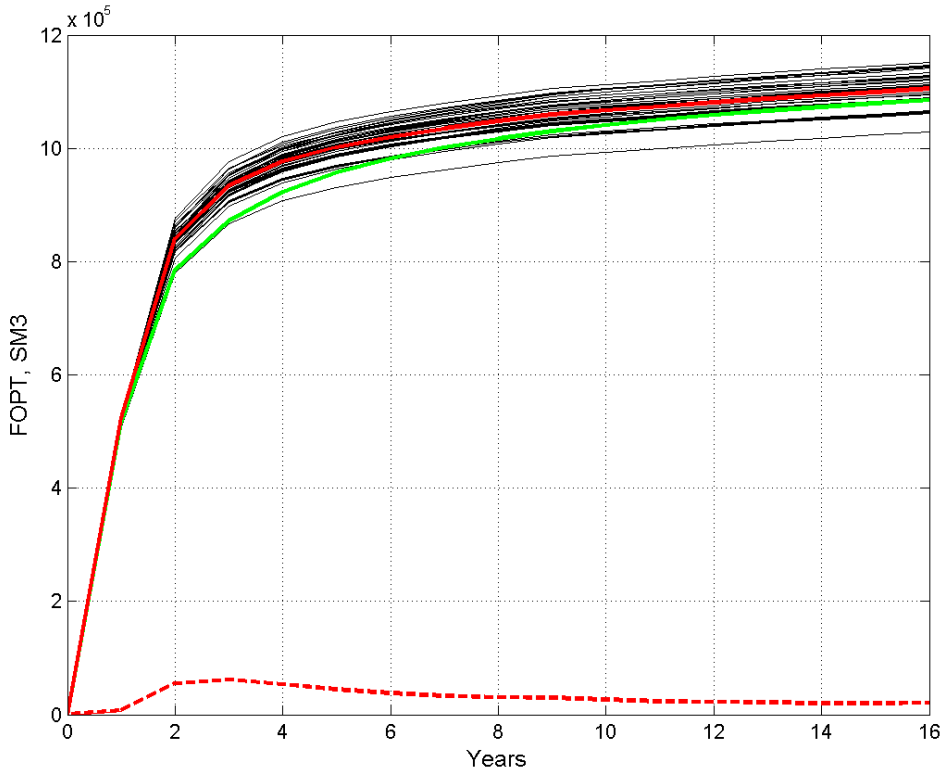


Рис. 2.29. Динамика накопленной добычи нефти для моделей исходного ансамбля после проведения оптимизации (черные линии), среднего по ним (красная линия) и среднего по базовому варианту (зеленая линия). Пунктирной красной линией показан прирост средней накопленной добычи нефти.

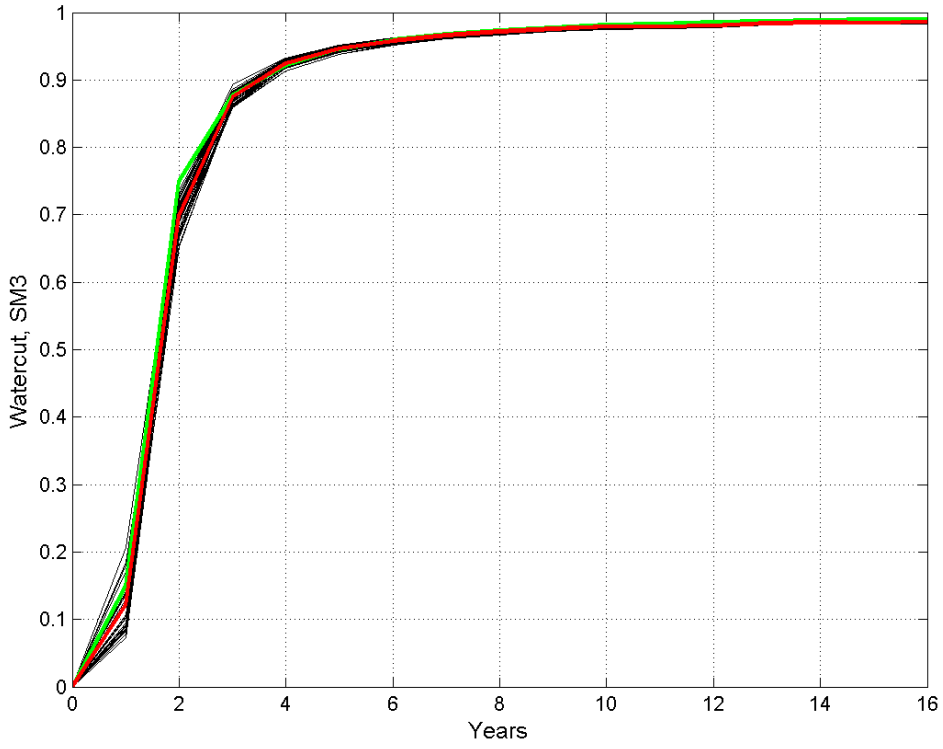


Рис. 2.30. Динамика обводненности для моделей исходного ансамбля после проведения оптимизации (черные линии), среднего по ним (красная линия) и среднего по базовому варианту (зеленая линия)

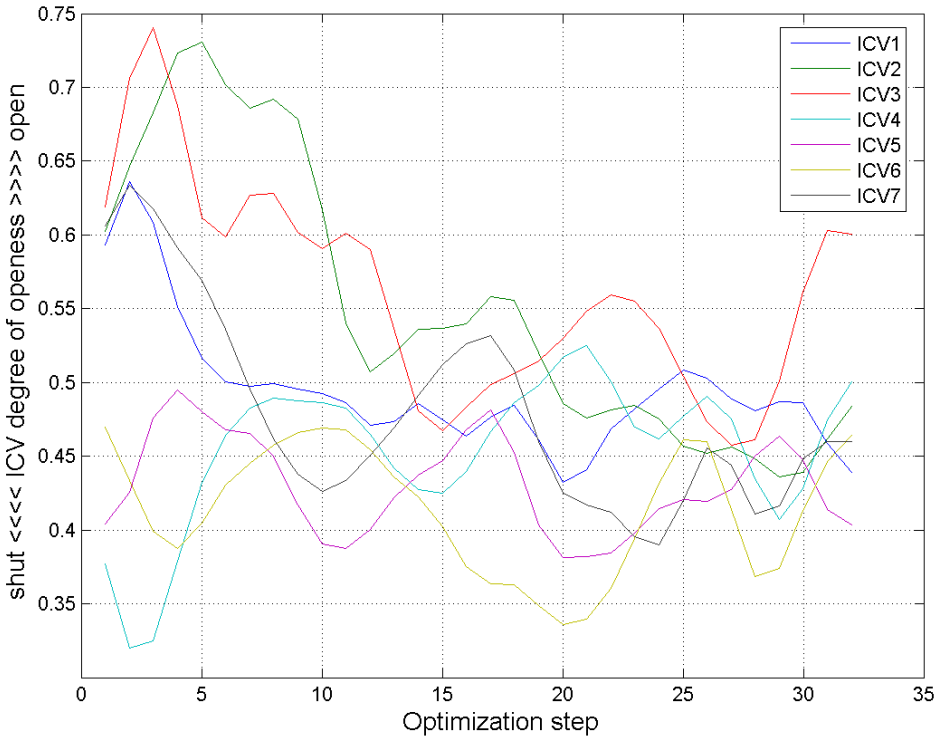


Рис. 2.31. Динамика положений устройств контроля притока для варианта 3А

2.12. Результаты применения стратегий, полученных для исходного и уточненного ансамблей, на истинной реализации

Полученные выше в разделах оптимальные стратегии управления ICV для ансамблей моделей *A* и *B* были выработаны для условий геологических неопределенностей. То есть условий, когда нет точных представлений о свойствах пласта и неопределенность аппроксимируется ансамблем реализаций моделей.

Логично предположить, существование взаимосвязи между размером неопределенности и результатом оптимизации. Поэтому интересно проделать эксперимент, в котором бы стратегии управления, выработанные в условиях неопределенностей, применялись бы для истинной реализации модели. Иными словами, целью этого численного эксперимента является определение эффекта, который бы мог быть получен в реальности, если бы мы не обладали точным знанием свойств пласта.

Таблица 2.3. Результаты применения различных управляющих стратегий для истинной реализации

№	Вариант	Экономический эффект, млн. $	Прирост добычи нефти, м3	КИН (прирост КИН), %
1	стратегия управления, полученная для истинной реализации	12,92	11863	61,10 (+0.656 %)
2	стратегия управления, полученная для исходного ансамбля ***B***	12,93	18244	61,44 (+1.007%)
3	стратегия управления, полученная для исходного ансамбля ***A***	11,89	19490	61,51 (+1.076%)

Полученные, весьма неоднозначные, результаты сведены в таблицу 2.3. Так как оптимизация осуществлялась с целью максимизации экономического эффекта, то варианты 1 и 2 показали приблизительно одинаковый экономический эффект, однако разные коэффициенты нефтеотдачи. Причем на истинной реализации модели был достигнут наименьший КИН. В то же время вариант 3, с наибольшей степенью неопределенности, показал результаты в целом не слишком отличающиеся от вариантов, в которых присутствовала гораздо меньшая степень неопределенности. Динамика вариантов также различается достаточно существенно (рис. 2.32).

Это можно объяснить: во-первых, стохастической природой оптимизационного метода; во-вторых, сложной поверхностью целевой функции, с большим количеством локальных максимумов; в-третьих, чувствительностью оптимизационного алгоритма к размеру шага; в-четвертых, тем, что среднее показателей и по уточненному, и исходному ансамблям, было близким к значению для истинной модели (см., например, рис. 2.6 - 2.8).

Динамика изменения управляющих переменных показана на рис. 2.33.

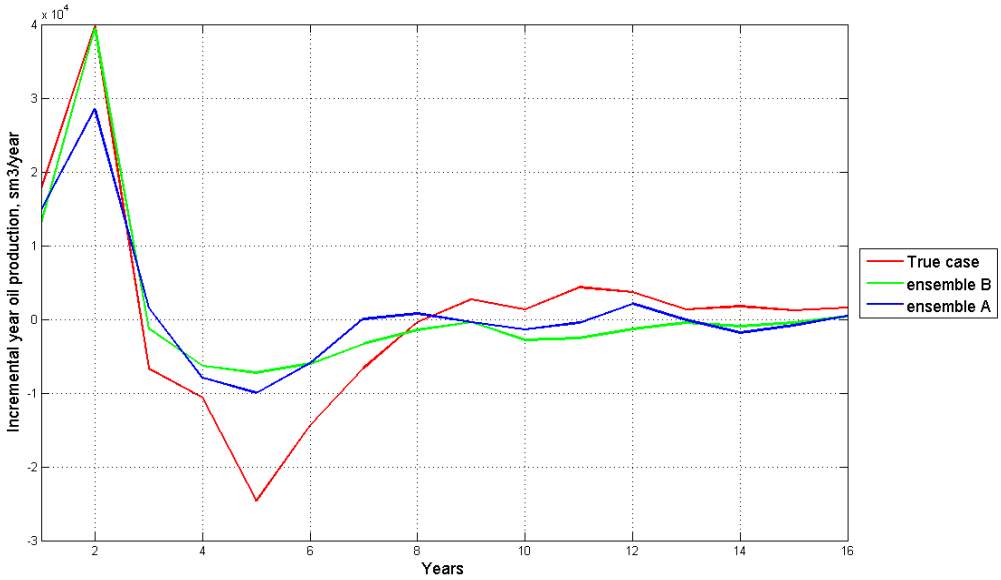


Рис. 2.32. Дополнительная добыча нефти для трех вариантов со стратегиями контроля выработанных при различных степенях неопределенности: красная линия – эталонная реализация, зеленая – для ансамбля ***B***, синяя – для ансамбля ***A***

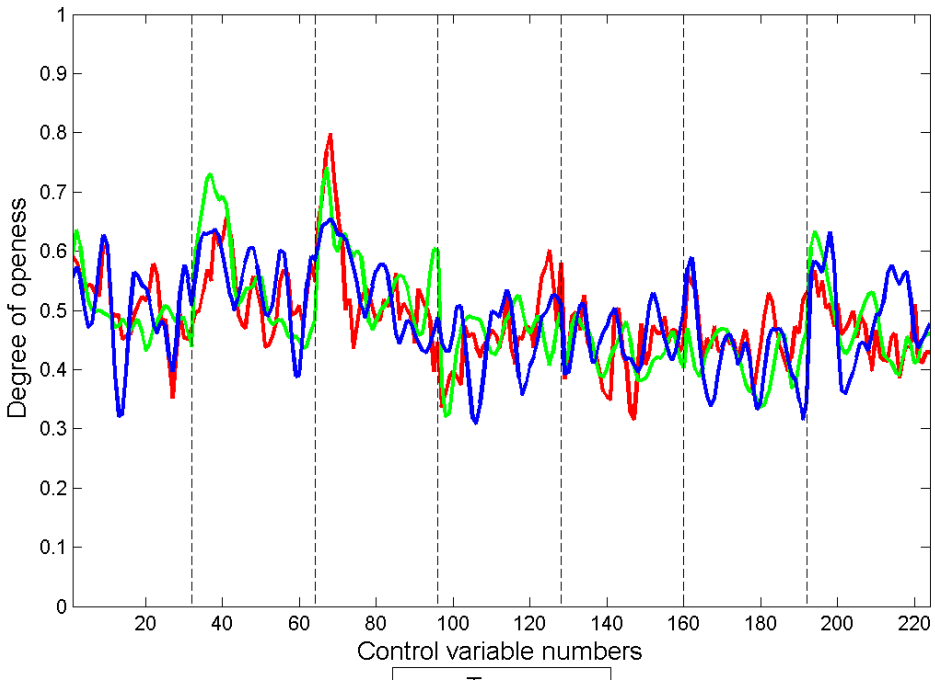


Рис. 2.33. Графики векторов[5] управляющих переменных для различных вариантов (красным показан вариант 1, зеленым - для варианта 2, синим - для варианта 3). Вертикальными пунктирными линиями показаны разделители между отдельными ICV. Первые (справа) 4 переменные соответствуют ICV добывающей скважине, 3 (слева) - нагнетательной

[5] В алгоритме положения устройств контроля притока на все моменты времени задавались в виде вектора, в котором последовательно перечислялись положения для каждого клапана в каждый момент времени: $[x_{1,1}; x_{1,2}; \ldots; x_{1,Nt}; \ldots; x_{Nv,1}; \ldots; x_{Nv,2}; \ldots, x_{Nv,Nt}]$, где N_t – количество шагов оптимизации, N_v – количество управляющих переменных

2.13. Сопоставление эффективности проактивной и реактивной управляющих стратегий

В таблице 2.4. приводится сравнение показателей эффективности двух стратегий применительно к эталонной модели и ансамблям. Проактивная стратегия, оказалась намного более эффективной, чем реактивная. Однако при сравнении экономической эффективности обеих необходимо учитывать, что:

- для реактивной стратегии использовались наиболее простые и недорогие двухпозиционные устройства контроля, установленные только на добывающей скважине, тогда как …
- в рамках проактивной управляющей стратегии использовались более сложные и дорогие ICV, установленные на обеих скважинах.

Таблица 2.4.

Вариант	Реактивная стратегия		Проактивная стратегия	
	Прирост КИН[6], %	Прирост ЧДД, млн. $	Прирост КИН, %	Прирост ЧДД, млн. $
Эталонная модель	0,2	4,290	+0.656 %	12,92
Ансамбль ***B***	-	3,923	+1,16%;	13,85
Ансамбль ***A***	-	5,10	+0,96%	12,22

Поэтому если принять суммарные стоимости высокотехнологичного заканчивания, равными: для реактивной стратегии – 1,5 млн. $, а для проактивной – 4 млн. $ (то есть, по 2 млн. $ на скважину)[7], то при их учете получатся иные цифры (табл. 2.5):

[6] Выше было показано, что значимого, с точки зрения статистики, приращения КИН в реактивном варианте по обоим ансамблям получено не было

[7] Для сравнения, на месторождении Champion West стоимость высокотехнологичного заканчивания на аналогичной горизонтальной скважине была оценена в 1,8 млн. $ [6]

Таблица 2.5. Экономический эффект от применения реактивной и проактивных стратегий управления, с учетом стоимости ВТЗ.

Вариант	Реактивная стратегия	Проактивная стратегия
	Прирост ЧДД, млн. $	Прирост ЧДД, млн. $
Эталонная модель	2,79	8,92
Ансамбль ***B***	2,423	9,85
Ансамбль ***A***	3,6	8,22

Таким образом, экономическая эффективность проактивной стратегии по всем вариантам оказалась в 2-4 с лишним раза больше, чем реактивной.

Выводы и результаты

- При использовании реактивной стратегии технологический эффект, выраженный в приросте КИН, оказался незначительным, однако экономический эффект от перераспределения отборов нефти и воды во времени оказался весьма существенным;
- Проактивная стратегия управления показала более эффективной, чем реактивная, и позволила достигнуть ощутимого прироста КИН;
- Уточнение пористостей и проницаемостей ансамбля моделей по данным ГДИ позволили значительно снизить «разброс» параметров модели ансамбля; причем качество уточнения ансамбля модели зависит количества доступных измерений;
- Использованный оптимизационный алгоритм EnOpt показал зависимость результата от размера шага и от вариации добавляемых возмущений;
- Результаты проактивной оптимизации не позволили сделать какого-либо однозначного вывода о связи степени неопределенности и качества оптимизации, этот вопрос остается предметом дальнейшего исследования.

Направления дальнейших исследований

- Интеграция методов ансамблевой оптимизации (EnOpt) и EnKF для моделирования применения концепции замкнутого цикла разработки месторождения;
- Совершенствование реактивной стратегии – использование модели скважины, сопряженной с симулятором, для выбора оптимальных положений ICV;
- Обобщение методов ансамблевой оптимизации на класс задач целочисленного программирования (например, задач выбора траектории скважины на модельной сетке);
- Изучение влияния количества клапанов и их функциональности (кол-ва позиций) на эффект от их применения;
- Совместная оптимизация параметров закачки горячей воды и технологии разобщения закачки.

Благодарности

Алексей Хруленко выражает благодарность IRIS Bergen AS: в лице Айны Берг, Кристин Флорнес и Геира Неэдала за предоставление кода EnKF, использованного в данной работе, а также Ян Чен за терпеливые и чрезвычайно полезные консультации по алгоритму EnOpt.

Коллектив авторов выражает благодарность компании BP за создание необходимых условий для выполнения данной работы.

Приложения

Приложение 1. Пример кода для реализации реактивной стратегии управления ICV

```
ACTIONX
ACT2 /
WWCT 'PRODMAIN' >= 0.099  AND /
CWCTL '*' = FWCT /
/
WELOPEN /
PRODMAIN OPEN 0 0 0 /
/
WCONPROD
   PRODMAIN 1* LRAT 1* 1* 1* 1500.00 1* 260.0000 /
/

WECON
PRODMAIN 1* 1* 0.8500 1* 1* CON 3* .999 LAST  /
/
ENDACTIO

ACTIONX
ACT4 /
WWCT 'PRODMAIN' >= 0.84999  AND /
CWCTL '*' = FWCT /
/
WELOPEN /
PRODMAIN OPEN 0 0 0 /
/
WCONPROD
   PRODMAIN 1* LRAT 1* 1* 1* 1500.00 1* 260.0000 /
/
WECON
PRODMAIN 1* 1* 0.9000 1* 1* CON 3* .999 LAST  /
/
ENDACTIO

ACTIONX
ACT5 /
WWCT 'PRODMAIN' >= 0.8999  AND /
CWCTL '*' = FWCT /
/
WELOPEN /
PRODMAIN OPEN 0 0 0 /
/
WCONPROD
   PRODMAIN 1* LRAT 1* 1* 1* 1500.00 1* 260.0000 /
/
```

```
WECON
PRODMAIN 1* 1* 0.9999 1* 1* CON /
/
ENDACTIO
```

Приложение 2. Ensemble Kalman Filter (Ансамблевый Фильтр Калмана)

Ансамблевый фильтр Калмана предназначен для обновления моделей по данным новых наблюдений. Он позволяет эффективно решать ряд очень важных с практической точки зрения задач таких как: оценка распределения добычи по пластам и автоматизированная адаптация гидродинамических моделей по данным истории разработки.

Фильтр Калмана - это алгоритм для оценки (т. е. подгонки) переменных состояний математической модели по данным зашумленных измерений. ФК широко используется, например, в радиотехнике и системах навигации.

Ансамблевый фильтр Калмана – это изящная модификация фильтра Калмана, которая изначально была разработана как инструмент для создания адекватных численных моделей в метеорологии и океанографии. Т.е. задач некорректных (ill-posed problems) с точки зрения математики. Задач, в которых присутствует большое число зачастую сильно зашумленных, но проводимых с большой частотой, измерений в отдельных точках, а в описании начального состояния системы существует большая доля неопределенности.

Первая работа с описанием принципов EnKF была опубликована 1994 году Гером Эвенсоном, сотрудником *Nansen Environmental and Remote Sensing Center* (Норвегия, Берген). Как уже говорилось выше, изначально EnKF разрабатывался для решения проблем моделирования в метеорологии и океанографии.

EnKF позволяет получать более точные описания реальности, которые могут быть использованы для прогнозирования, за счет использования множества репрезентаций ее параметров (т.е. описаний ее состояний, например, поля начального распределения давлений, иными словами, представлений о реальности), каждая из которых постепенно, по мере поступления новой информации, уточняется. Все вместе эти реализации дают возможность получить статистику, описывающую взаимосвязи параметров моделей, их откликов и соответствия моделей реальным данным. Математический аппарат, применяемого для этой цели, в конечном счете сводится к (1) теореме Байеса, (2) методу Монте-Карло (3) методу наименьших квадратов. При этом количество оцениваемых параметров может составлять многие тысячи, при сравнительно небольшом числе модельных реализаций (считается достаточным ансамбль из 100 моделей). Это позволяет проводить адаптацию не только отдельных значений параметров, но и полей их распределения.

Глубинное сходство проблем моделирования динамики атмосферы, гидросферы и нефтегазоносных пластов предопределило начавшееся применение EnKF для решения задач бурения и разработки. Первая работа с описанием применения EnKF применительно к задачам бурения была опубликована сотрудниками *International Research Institute of Stavanger* (Берген, Норвегия) в 2001 году. Затем последовал ряд работ, также выполненных в IRIS, в которых EnKF впервые был применен для адаптации фильтрационных моделей и оценке распределения добычи по продуктивным горизонтам. За прошедшие десять лет это направление приобрело очень большую популярность, численное выражение которой – в десятках, если не сотнях публикаций, посвященных применению EnKF для решения самых разных проблем, главным образом для уточнения гидродинамических моделей.

EnKF осуществляет уточнение модели согласно следующему алгоритму [24,5]:

1. Создается ансамбль реализаций модели, состоящего из N_e элементов[8]. Каждая реализация имеет свой набор свойств. В него могут входить:
   - Динамические свойства[9]: давления p, насыщенности фаз s_w, s_o, s_g;
   - Статические свойства: пористость m, проницаемость k, концевые точки фазовых проницаемостей, распределения фаций;

Статические и динамические свойства могут задаваться полями распределения для всех блоков модели. Эти распределения могут быть построены на основе проведенных ГИС, 3D или 4D сейсморазведки, априорных знаний о характере осадконакопления, характерных особенностях и др. при помощи стохастических алгоритмов (например, *Sequential Gaussian Simulation*). Неполнота охвата пласта отборами керна и ГИС, недостаточная точность 3D и 4D сейсмики предполагает многовариантность распределения свойств в межскважинном пространстве. Т.е. одному и тому же набору исходных данных может соответствовать бесконечное множество свойств пласта. Использование ансамбля реализаций свойств позволяет воспроизвести эту неопределенность.

Также могут уточняться: концевые точки относительных фазовых проницаемостей (заданные для всей модели или для отдельных регионов), множители гидропроводности разломов, положения фазовых контактов, скин-факторы скважин и др.

[8] Теоретически для получения достоверной статистики необходим бесконечно большой ансамбль реализаций, однако практика использования EnKF показала, что достаточным является ансамбль из N_e =100 членов. Для небольших моделей удовлетворительные результаты могут получены при использовании ансамбля из 40 реализаций [].

[9] Использование массивов динамических свойств в качестве уточняемых переменных может быть полезным в случае если неизвестно начальное распределение флюидов и пластовых давлений

2. Затем выполняется шаг прогноза, на котором производится расчет каждой модели ансамбля на симуляторе, чтобы получить значения наблюдаемых параметров для шага ***n*** для вектора состояний, полученного на предыдущем шаге анализа на ***n-1***:

$$\bar{s}_{n,i}^{f} = f(\bar{s}_{n-1,i}^{a})$$

3. На шаге анализа (*assimilation* или *forecast step*) вектор состояния каждой из N_e моделей обновляется по следующему алгоритму.

Вектор состояния связывается с измерениями через соотношение:

$$\bar{d}_n = H\bar{s}_n$$

Где ***H*** - матрица, связывающая измеренные переменные вектора состояния $\bar{s}_n$ с вектором наблюдений $\bar{d}_n$. Измеренные параметры (дебиты скважины, замеры давления) могут быть явно включены в вектор состояния.

Необходимо отметить, что измерения могут быть зашумлены, то есть могут рассматриваться как случайные величины со средним значением**,** равным истинному, и добавленным гауссовским шумом $\bar{\varepsilon}_i$ с матрицей ковариации R_e:

$$\bar{d}_{n,i} = \bar{d}_n + \bar{\varepsilon}_i$$

Таким образом, на шаге анализа вектор состояния вычисляется как:

$$\bar{s}_{n,i}^{a} = \bar{s}_{n,i}^{f} + K_n(\bar{d}_{n,i} - H\bar{s}_{n-1,i}^{f})$$

Где $\boldsymbol{K_n}$ – калмановская матрица усиления, вычисляемая через соотношение:

$$K_n = P_n^f H^T (HP_n^f H^T + R_e)^{-1}$$

В свою очередь, матрица P_n^f – это аппроксимация матрицы ковариации модельной ошибки

$$P_n^f = L_n^f \left(L_n^f\right)^T$$

Где $\boldsymbol{L^n_f}$ вычисляется при помощи выражения:

$$L_n^f = \frac{1}{\sqrt{N-1}}\left[\left(\bar{s}_{n,1}^{f} - \hat{\bar{s}}_n^{f}\right)\ldots\left(\bar{s}_{n,N_e}^{f} - \hat{\bar{s}}_n^{f}\right)\right]$$

Где ^ обозначает среднее значение вектора по ансамблю

Матрица ковариации модельной ошибки после уточнения:

$$P_n^a = \left(I - K_n H\right)P_n^f$$

4. Шаги 2 и 3 осуществляются последовательно для каждого момента времени ***n***, когда появляются новые измерения. Набор измерений необязательно должен оставаться

постоянным для каждого шага, некоторые измерения могут поступать регулярно, некоторые (например замеры давлений или данные профилеметрии) – нет. Подобные изменения набора проводимых измерений выражаются через матрицу наблюдения ***H.***

Приложение 3. EnOpt

Одним из новых методов для оптимизации ансамблей моделей является алгоритм EnOpt (Ensemble Optimization) [1], который может использоваться в связке с EnKF. Основная идея метода – использовать статистическую аппроксимацию градиента целевой функции (среднего значения по ансамблю моделей) по управляющим переменным. Для этого на каждой итерации каждой модели ансамбля ставится в соответствие вектор управляющих переменных, получаемый при помощи прибавления возмущений (с нормальным распределением и нулевым средним) к вектору текущей базовой точки. Затем рассчитываются матрица ковариаций между управляющими переменными и откликами целевой функции по ансамблю реализаций, и осуществляется спуск в направлении возрастания (убывания – в задачи минимизации).

Метод предполагает статистическую аппроксимацию градиента целевой функции по переменным.

1. Задается:
   - Вектор начального приближения

     $\bar{x}_0 = [x_1; x_2; ...; x_{N_v}]$,
   - Ансамбль моделей

     $Y = [y_1; y_2; ...; y_{N_e}]$, где *Ne* – размер ансамбля
   - Целевая функция:

     $g_i = g(\bar{x}_0, y_i)$;

2. Рассчитывается ансамбль моделей для вектора начальных приближений $\bar{x}_{0,j}$ управляющих переменных:

3. К вектору начального приближения прибавляется небольшие, нормально распределенные возмущения, и формируется ансамбль измененных векторов управляющих переменных $\bar{x}^*_{0,j}$, где *j=1…Ne*:

4. Рассчитывается ансамбль реализаций моделей при соответствующих возмущенных векторах $\bar{x}^*_{0,j}$ управляющих переменных.

5. Рассчитывается матрица ковариаций, которая связывает изменение целевой функции и управляющие переменные:

$$C_{x,g(x)} = \frac{1}{N_e - 1}\sum_{j=1}^{N_e}\left(\bar{x}_{l,j}^{*} - \left\langle \bar{x}_{l}^{*} \right\rangle\right)\left(g(\bar{x}_{l,j}, y_j) - \left\langle g(\bar{x}_l, y_j)\right\rangle\right)$$

Где:

- $\left\langle \bar{x}_{l}^{*} \right\rangle = \frac{1}{N_e}\sum_{j=1}^{N_e}\bar{x}_{l,j}^{*}$ – вектор средних значений управляющих переменных по ансамблю для итерации ***l***
- $\left\langle g(\bar{x}_{l,j}^{*}, y_j)\right\rangle = \frac{1}{N_e}\sum_{j=1}^{N_e} g(\bar{x}_{l,j}^{*}, y_j)$ – среднее значение целевой функции по ансамблю;

5. Рассчитывается вектор управляющих для первой итерации:

$$\bar{x}_{l+1} = \frac{1}{\alpha_l} C_x C_{x,g(x)} + \bar{x}_l$$

Где:

- α - параметр, регулирующий размер шага;
- $C_{x,x}$ - сглаживающая матрица, связывающая отдельные элементы вектора, чтобы избежать резких изменений его элементов из-за неточностей при расчете статистики.

6. $\bar{x}_{l+1}$ принимается за начальное приближение для следующей итерации.

7. Шаги 3 – 7 осуществляются до тех пор, пока не будет достигнуто: либо максимальное количество итераций. либо заданная точность максимума целевой функции. Кроме того, при отсутствии приращения целевой функции шаг α может быть уменьшен. Количество раз, когда шаг α_l может быть уменьшен также ограничено.

В данной работе мы несколько модифицировали расчет матрицы ковариаций: вместо значения целевой функции и управляющих переменных, она связывает приращение целевой функции (по сравнению с предыдущей итерацией) и управляющие переменные:

$$C_{x,g(x)} = \frac{1}{N_e - 1}\sum_{j=1}^{N_e}\left(\bar{x}_{l,j}^{*} - \left\langle \bar{x}_{l}^{*} \right\rangle\right)\left(g(\bar{x}_{l,j}^{*}, y_j) - g(\bar{x}_{l-1,j}, y_j) - \left\langle g(\bar{x}_{l}^{*}, y_j) - g(\bar{x}_l, y_j)\right\rangle\right)$$

Приложение 4. Сравнение результатов уточнения ансамблей моделей для задачи 1 по разным наборам измерений , полученных при ГДИ скважин, с использованием EnKF

Сопоставление прогнозных показателей для уточненных ансамблей моделей. В правой колонке показаны результаты для ансамбля, уточненного по данным измерений забойного давления скважин и дебитов отбора/закачки. В левой колонке показаны результаты для ансамбля, уточненного по данным измерений давлений по стволу скважин, замеров давлений и дебитов.

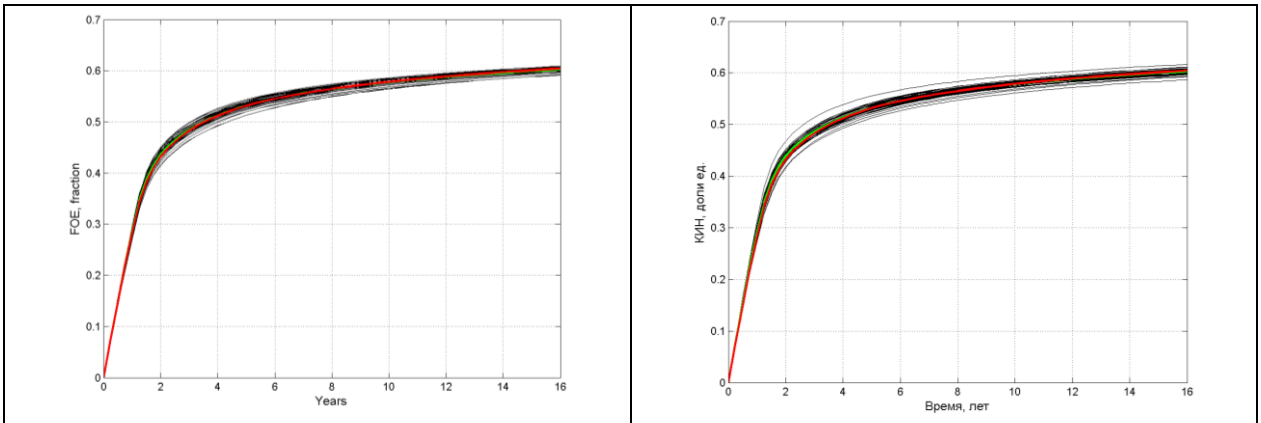


Рис. П.4.1. Динамика КИН по моделям ансамбля

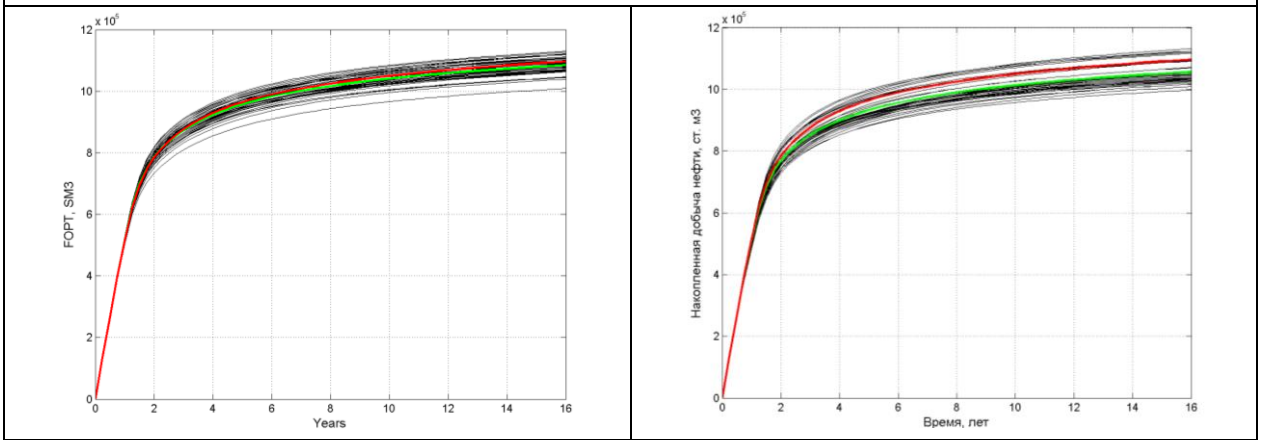


Рис. П.4.2. Динамика накопленной добычи по моделям ансамбля

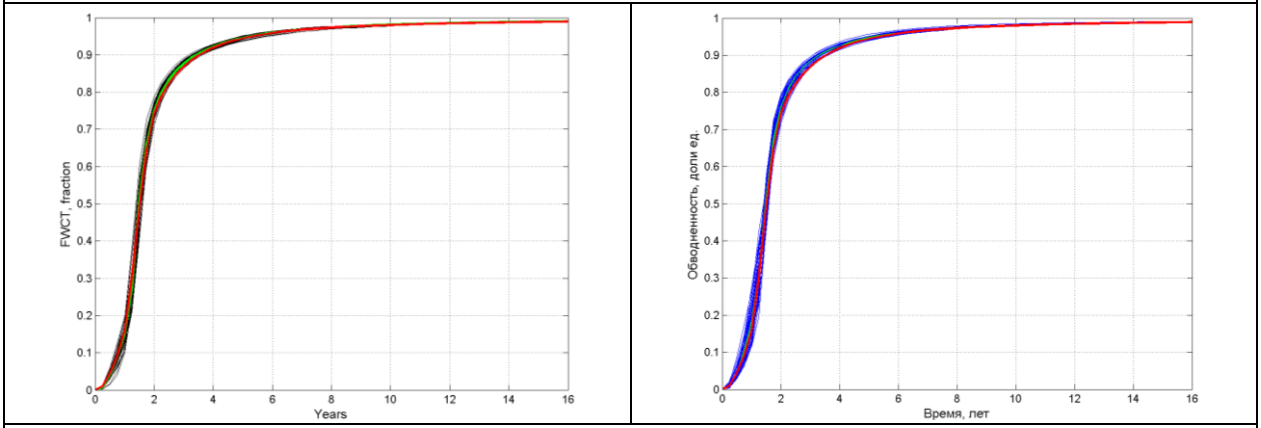


Рис. П.4.3. Динамика обводненности добычи по моделям ансамбля

Список использованных источников

1. Chen, Y., Oliver D.S., Zhang, D., ***Efficient Ensemble-Based Closed-Loop Production Optimization*** // SPE Journal, December 2009, p. 634-645, SPE 112873
2. Gu Y., Oliver D.S., ***History Matching of the PUNQ-S3 Reservoir Model Using the Ensemble Kalman Filter***, SPE-89942, 2004
3. Lorentzen R.J., Berg A.M., Nævdal G., Vefring E.H., ***A New Approach for Dynamic Optimization of Waterflooding Problems***, SPE-99600, 2006
4. Nævdal G., Mannseth T., Velfring E.H., ***Near-well reservoir monitoring and continuous model updating using ensemble Kalman filter***, SPE 75235, 2002
5. Nævdal G., Johnsen L.M., Aanonsen S.I., Velfring E.H., ***Reservoir monitoring and continuous model updating using ensemble Kalman Filter***, SPE 84372, 2003.
6. Obendrauf W., Schrader K., Al-Farsi N., White A., *Smart Snake Wells in Champion West – Expected and Unexpected Benefits From Smart Completions* // SPE 100880, 2006