

На правах рукописи

ЮДИН ЕВГЕНИЙ ВИКТОРОВИЧ

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ В
НЕОДНОРОДНЫХ СРЕДАХ ДЛЯ АНАЛИЗА И
ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность 25.00.10 – «Геофизика, геофизические методы
поисков полезных ископаемых»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата физико-математических наук

Москва – 2014

Работа выполнена на кафедре прикладной механики
Московского физико-технического института

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Хасанов Марс Магнавиевич.

Официальные оппоненты: **Байков Виталий Анварович,**
доктор физико-математических наук,
профессор, заведующий кафедрой
математики УГАТУ;

Давлетбаев Альфред Ядгарович,
кандидат физико-математических наук,
доцент кафедры прикладной физики БГУ.

Ведущая организация: Татарский научно-исследовательский и
проектный институт нефти
(«ТатНИПИнефть») ОАО «Татнефть» им.
В.Д. Шашина.

Защита состоится «___» _____ 201___ г. в ___ часов
на заседании диссертационного совета Д 002.050.01 в Федеральном
государственном бюджетном учреждении науки Институте динамики геосфер
Российской Академии Наук
по адресу: 119334, г. Москва, Ленинский проспект, 38, корпус 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке
Института динамики геосфер Российской Академии Наук

Автореферат разослан «___» _____ 201__ г.

Ученый секретарь диссертационного совета,
кандидат физико-математических наук



В.А. Рыбаков

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

С каждым годом растет количество скважин, вводимых на месторождениях, характеризующихся высокой изменчивостью и неоднородностью в свойствах продуктивных коллекторов. Для анализа, мониторинга и планирования эксплуатации таких месторождений высокую актуальность приобретает разработка моделей фильтрации жидкости в неоднородной пористой среде, учитывающих особенности геологического строения пластов.

Недостаток информации о строении и свойствах залежи ограничивает принятие своевременных решений по оптимизации параметров разработки. При этом современные методы исследования продуктивных пластов не позволяют решить данную проблему. Геофизические исследования обладают низкой глубиной (~10⁻¹ м) и дают возможность определить фильтрационные характеристики пласта с помощью косвенных методов, имеющих высокую погрешность. Результаты сейсмических исследований могут быть использованы лишь для определения общей тенденции развития продуктивных интервалов. Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) позволяют определить интегральные фильтрационные характеристики пластов, однако на практике охват фонда скважин исследованиями мал, и во многих случаях они признаются неуспешными. Таким образом, необходима разработка новых алгоритмов определения параметров неоднородной пористой среды с использованием данных нормальной эксплуатации скважин.

Разработка новых залежей или новых участков уже эксплуатируемых месторождений сопряжена с высокими рисками достижения запланированных показателей вследствие низкой изученности. Использование данных об эксплуатации участков-аналогов не позволяет количественно оценить эти риски. Применение трехмерных сеточных гидродинамических моделей также невозможно вследствие отсутствия необходимой информации для ее инициализации. В связи с этим высокую актуальность приобретает развитие алгоритмов планирования разработки месторождений в условиях высокой геологической неопределенности.

Цель

Целью данной работы является разработка эффективных численно-аналитических методов и алгоритмов для анализа, мониторинга и планирования

эксплуатации нефтяных месторождений в условиях высокой неоднородности и геологической неопределенности.

В рамках поставленной цели решались следующие задачи.

Задачи

1. Разработка аналитических и численно-аналитических моделей фильтрации жидкости в неоднородной пористой среде для анализа и мониторинга эксплуатации нефтяных месторождений.
2. Разработка алгоритмов определения параметров неоднородной пористой среды из данных нормальной эксплуатации скважин.
3. Разработка подходов и методов планирования эксплуатации нефтяных месторождений в условиях высокой геологической неопределенности.
4. Тестирование разработанных алгоритмов, их реализация в виде прикладных программ и внедрение в производственный процесс.

Результаты, выносимые на защиту и полученные лично соискателем

1. Аналитические решения, описывающие фильтрацию жидкости в неоднородной многопластовой системе на различных временах расчета и режимах работы скважин.
2. Метод регуляризации решения задачи идентификации параметров неоднородного расчлененного коллектора – эффективной проницаемости и гидродинамической связности – по данным нормальной эксплуатации скважин.
3. Метод определения эффективности системы поддержания пластового давления в неоднородном расчлененном пласте.
4. Подход к планированию параметров разработки месторождений в условиях высокой геологической неопределенности.

Научная новизна работы

1. Разработаны аналитические решения, описывающие фильтрацию жидкости в неоднородной многопластовой системе на различных временных интервалах и режимах работы скважин с учетом их произвольного расположения в продуктивном пласте. На основе построенных моделей получены выражения для расчета эффективности геолого-технических мероприятий с учетом влияния окружающих скважин.
2. Разработан метод определения эффективных параметров неоднородного расчлененного коллектора за счет совместного использования данных работы

скважин на различных режимах, а также анализа структуры решения сопряженной задачи установившейся фильтрации. Его отличие от существующих подходов заключается в возможности определения эффективной проницаемости и гидродинамической связности продуктивного пласта без остановки скважины для проведения исследования.

3. Разработан подход к анализу и планированию эффективности системы заводнения, основанный на построенной численно-аналитической модели производительности скважин в регулярных системах разработки. Получены зависимости оптимальных параметров эксплуатации нагнетательных скважин от свойств пласта для различных технико-экономических показателей эксплуатации месторождения.
4. Разработан подход к планированию параметров разработки месторождения в условиях геологической неопределенности в свойствах продуктивных пластов. Ключевой особенностью предлагаемого метода является возможность оперативного расчета вероятности достижения запланированных технологических показателей для различных сценариев и методов разработки месторождений на основе построенных моделей фильтрации жидкости в неоднородной пористой среде.

Практическая ценность

Разработанные алгоритмы и методы внедрены и широко используются для решения задач анализа и планирования разработки месторождений в ОАО «НК «Роснефть».

Методы планирования производительности скважин многоскважинной многопластовой системы используются для анализа работы скважин в неоднородных многопластовых коллекторах, прогноза и анализа эффекта от проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ): приобщение нового пласта, глушение многопластовой скважины, интенсификация добычи нефти, проведение повторного ГРП.

Алгоритм по идентификации параметров неоднородного расчлененного пласта внедрен в корпоративный программный комплекс и используется для построения карт фильтрационных свойств коллектора и расчета темпов падения жидкости и нефти, при планировании добычи новых участков месторождения.

Метод определения эффективности системы ППД используется для расчета прироста/потерь в добыче при изменении стратегии заводнения, запаздывающих

переводах скважин. Разработанный алгоритм применяется для оценки оптимального времени отработки нагнетательной скважины на нефть.

Метод планирования добычи в условиях высокой геологической неопределенности используется при принятии решения о разработке малых залежей, а также при выборе способа их разработки. Подход также применяется при планировании добычи и параметров экономической эффективности на новых участках уже разрабатываемых месторождений, отличающихся своими фильтрационно-емкостными свойствами и условиями осадконакопления от основной части залежи.

Апробация работы

Результаты работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях и семинарах:

- XIII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры», Ханты-Мансийск, 15-19 ноября 2009 г;
- III научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в разработке месторождений», Уфа, 13-15 апреля 2010 г;
- Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче «ROGC-2010», Москва, 26-28 октября 2010 г;
- IV научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработки нефти», Уфа, 26-28 апреля 2011 г;
- Геофизическом семинаре Института динамики геосфер, РАН №3/12 «Численно-аналитические методы идентификации параметров неоднородной пористой среды при фильтрации», Москва, 7 февраля 2012 г.
- V научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», Уфа, 17-19 апреля 2012 г.
- Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче «ROGC-2012», Москва, 16-18 октября 2012 г.
- Научно-технических совещаниях ОАО «НК «Роснефть» 2009-2012 гг.

- Семинарах и научно-технических конференциях молодых специалистов ОАО «НК «Роснефть» 2008-2012 гг.

Публикации

По теме диссертации опубликовано 12 работ, список которых приведен в конце автореферата, из них 5 статей в изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и списка использованной литературы из 160 наименований. Общий объем диссертации составляет 173 страницы, на которых размещено 70 рисунков и 1 таблица.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность выполняемой работы. Рассмотрены основные задачи, которые стоят перед инженером при разработке месторождений. Описана связь решаемых в работе проблем с основными задачами разработки, обоснована их научная новизна и практическая значимость. Приведены сведения об апробации работы.

Первая глава носит обзорный характер.

Первый параграф посвящен обзору моделей фильтрации в пористой среде. Рассмотрены основные принципы построения моделей фильтрации флюида в пористой среде. Отдельное внимание уделяется закону Дарси. Наряду с классическим линейным законом Дарси рассмотрены его различные модификации. Обсуждаются уравнения многофазной фильтрации, а также явления массо- и теплопереноса в пористой среде.

Во втором параграфе рассматривается постановка основных задач фильтрации. Приведены типовые граничные и начальные условия. Представлены основные аналитические и численные методы интегрирования уравнений фильтрации.

В третьем параграфе уделено внимание вопросам разделения уравнений для насыщенности и давления в системе, описывающей двухфазную фильтрацию, а также условиям осреднения получившегося уравнения давления по вертикальной координате. Уравнение, описывающее распределение поля давления при неустановившейся фильтрации, осредненное по вертикальной координате, выглядит следующим образом:

$$\frac{h}{\tilde{\kappa}} \frac{\partial p}{\partial t} = \nabla \left(\tilde{k} \cdot h \cdot \nabla p \right), \quad (1)$$

где $h = h(x, y)$ - мощность пласта, $\frac{1}{\tilde{\kappa}} = \frac{1}{h} \int_0^h \frac{1}{\kappa} \cdot dz$, $\kappa = \frac{\lambda_0}{(\phi C_f + C_\phi)}$ - коэффициент пьезопроводности, C_f , C_ϕ - сжимаемость флюида и скелета соответственно, λ_0 - функция общей подвижности, ϕ - пористость, $\tilde{k} = \frac{1}{h} \int_0^h k \cdot dz$ - осредненное по вертикали поле проницаемости $k = k(x, y, z)$, оператор ∇ - действует в двумерном пространстве.

Вторая глава посвящена построению моделей производительности скважин в многоскважинных многопластовых системах для анализа и планирования разработки месторождений.

В первом параграфе ставится задача фильтрации в многоскважинной многопластовой системе. Рассмотрим состоящую из M пластов многопластовую область фильтрации $\{\Omega^m\}_{m=1}^M$ (см. Рис. 1). Каждый из пластов гидродинамически изолирован и связан с другими пластами только через скважины. Многопластовая область вскрывается N скважинами. Характер вскрытия конкретных пластов задается с помощью матрицы вскрытия \hat{P} - матрице $M \times N$, состоящей из нулей и единиц i, j -ый элемент которой равен единице, если j -ая скважина работает на i -ый пласт и нулю в обратном случае. Фильтрация в каждом из пластов предполагается двумерной. Поле давления при фильтрации в рассматриваемой системе описывается с помощью уравнения (1):

$$\frac{h^m}{\tilde{\kappa}^m} \frac{\partial p^m}{\partial t} = \nabla \left(\tilde{k}^m \cdot h^m \cdot \nabla p^m \right), \quad (2)$$

где m - номер пласта, $p^m = p^m(x, y, t)$ - давление в m -ом пласте, $\tilde{\kappa}^m = \tilde{\kappa}^m(x, y)$, $k^m = k^m(x, y)$, $h^m = h^m(x, y)$ - функции зависимости пьезопроводности, проницаемости и мощности для каждого из M пластов.

На естественных границах каждого из M пластов задаются соответствующие граничные условия. Также задаются начальные условия. Граничные условия на скважинах являются общими для всех пластов. Предполагается, что на скважинах задается два типа граничных условий. На N_p скважинах задается постоянное давление на границе, если $P_{mj} = 1$:

$$p^m(x, y, t) \Big|_{\Gamma_{w_i^m}^p} = p_{wi}^1 + \Delta_i^m, i = 1, \dots, N_p, \quad (3)$$

где $\Gamma_{w_i^m}^p$ - граница скважины с постоянным давлением на m -ом пласте, при этом p_{wi}^1 и Δ_i^m - будем считать независимыми от времени.

На N_q скважинах задается постоянный дебит, если $P_{mj} = 1$:

$$\begin{cases} \sum_{m=1}^M \lambda_0^m \oint_{\Gamma_{w_j^m}^q} k^m h^m \cdot \frac{\partial p^m}{\partial n^m} \cdot dl = q_{wj}, j = 1, \dots, N_q \\ p^m(x, y, t) \Big|_{\Gamma_{w_j^m}^q} = p_{wj}^1(t) + \Delta_j^m, j = 1, \dots, N_q \end{cases}, \quad (4)$$

$N = N_p + N_q$, $\Gamma_{w_j^m}^q$ - граница скважины с постоянным дебитом на m -ом пласте. В отличие от условия (3) давление на границе скважины в (4) зависит от времени и неизвестно – данное условие отражает лишь тот факт, что давление в любой точке границы скважины одинаково.

Для случая, когда $P_{mj} = 0$:

$$\frac{\partial p^m(x, y, t)}{\partial n^m} \Big|_{\Gamma_{w_j^m}^m} = 0, \quad (5)$$

вне зависимости от типа скважины.

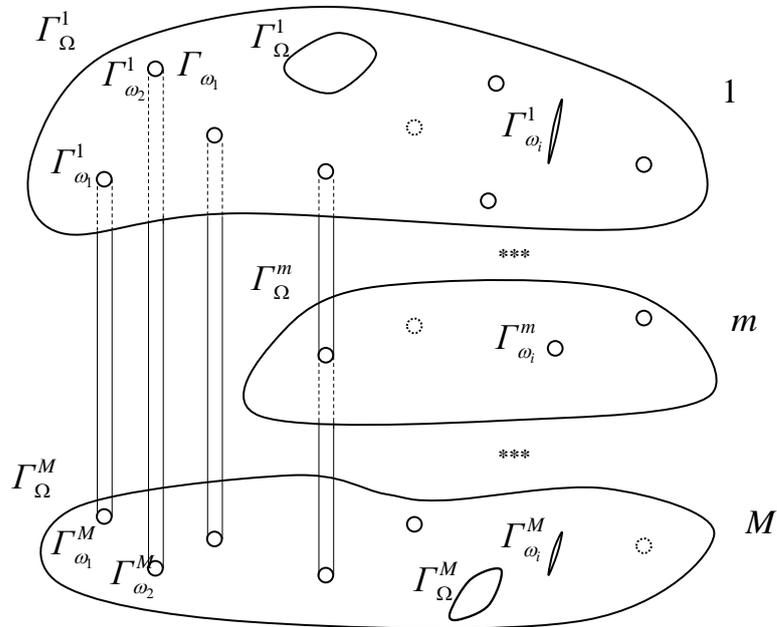


Рис. 1. Многопластовая многоскважинная система

Ставится задача вычисления M функций $\{p^m(x, y, t)\}_{m=1}^M$ связанных общими граничными условиями на скважинах (3)-(4) и удовлетворяющих начальным и

граничным условиям для каждого из пластов. Показано, что решение поставленной задачи единственно. Также ставится сопряженная задача вычисления динамики дебитов с каждого из пластов для всех скважин многопластовой системы, а также динамики забойного давления для скважин с заданным общим дебитом.

Приводится аналитическое решение поставленной задачи в упрощенной постановке: рассматривается регулярная система разработки. Каждой скважине приписывается своя зона дренирования. Фильтрация описывается с помощью уравнения (2), с постоянными в пределах каждой зоны усредненными коэффициентами, а сами зоны связаны между собой граничными условиями специального вида.

Во втором параграфе рассматривается структура решения задачи фильтрации в многопластовой многоскважинной системе в предположении стационарной фильтрации. Распределение давления описывается уравнением:

$$\nabla(\tilde{k}^m \cdot h^m \cdot \nabla p^m) = 0. \quad (6)$$

На скважинах заданы суммарные дебиты с пластов q_{wj} , $N_q = N$.

Решение задачи (6) с соответствующими граничными и начальными условиями будет иметь следующий вид:

$$p^m(x, y) = p_{res}^m(x, y) + \sum_{i=1}^N p_{(x,y)i}^m(1) \cdot q_i^m, \quad (7)$$

где q_i^m - дебит i -ой скважины в m -м пласте, $p_{res}^m(x, y)$ - решение, удовлетворяющее соответствующим граничным условиям на внешней границе m -го пласта и условиям равенства дебита нулю на скважинах на данном пласте, $p_{(x,y)i}^m(1)$ - решения, удовлетворяющие однородным граничным условиям на внешней границе m -го пласта и условиям на скважинах вида:

$$\lambda_0^m \oint_{\Gamma_{w_j}^m} k^m h^m \cdot \frac{\partial p_{(x,y)i}^m(1)}{\partial n} = \delta_{ij}, \quad (8)$$

$$p^m(x, y)|_{\Gamma_{w_j}^m} = p_{w-j}^m, j = 1, \dots, N$$

где δ_{ij} - символ Кронекера.

Забойные давления p_{wj}^1 и дебиты с каждого из пластов q_i^m находятся из решения системы уравнений:

$$\hat{L} \cdot \vec{x} = \vec{b}, \quad (9)$$

где \vec{x} - вектор неизвестных, имеющий размерность $N(M+1)$ и следующую структуру: $\vec{x} = (q_1^1, \dots, q_N^1, q_1^2, \dots, q_N^2, \dots, q_1^M, \dots, q_N^M, p_{wf_1}, \dots, p_{wf_N})^T$, вектор \vec{b} - вектор, имеющий следующую структуру $\vec{b} = (p_{res_1}^1 - \Delta_1^1, \dots, p_{res_N}^M - \Delta_N^M, q_{w1}, \dots, q_{wN})^T$, $p_{res_i}^m$ - пластовое давление i -ой скважины на m -м пласте, q_{wi} - суммарный дебит i -ой скважины, матрица \hat{L} имеет следующий вид:

$$\hat{L} = \begin{pmatrix} -\hat{G}^1 & 0 & \dots & 0 & \hat{E}_N \\ 0 & -\hat{G}^2 & \dots & 0 & \hat{E}_N \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & -\hat{G}^m & \hat{E}_N \\ \hat{E}_N & \hat{E}_N & \dots & \hat{E}_N & \hat{O}_N \end{pmatrix}, \quad (10)$$

где \hat{E}_N - единичная матрица $N \times N$, \hat{O}_N - матрица $N \times N$ из нулей, \hat{G}^m - матрица, описывающая взаимодействие скважин в m -м пласте, ее элементами являются: $G_{ij}^m = p_{(x,y)j}^m(1) \Big|_{\Gamma_{wi}^q}$. Коэффициенты G_{ij}^m могут быть получены с использованием уже построенных и доступных в отечественной и зарубежной литературе моделей производительности скважин различного заканчивания в однопластовых залежах, либо оценены независимо.

В третьем параграфе рассматривается производительность одиночной многопластовой скважины – скважины, вскрывающей несколько гидродинамически изолированных пластов. Приводится решение (9)-(10) на установившемся режиме. Для более сложного случая нестационарной фильтрации в работе построена численно-аналитическая модель производительности многопластовой скважины на всех режимах. При этом на ней задаются условия, отражающие нестационарное взаимодействие пласта и скважины следующего типа:

$$p_{wfi}(t) = f \left(\sum_{j=1}^N q_j(t) \right) + \Delta_i. \quad (11)$$

Решение, описывающее производительность скважины получается с использованием метода узлового анализа. Также представлено обобщение модели на случай неодновременного ввода объектов. Рассмотрены примеры применения построенной модели для планирования эффекта от приобщения нового пласта (см. Рис. 2).

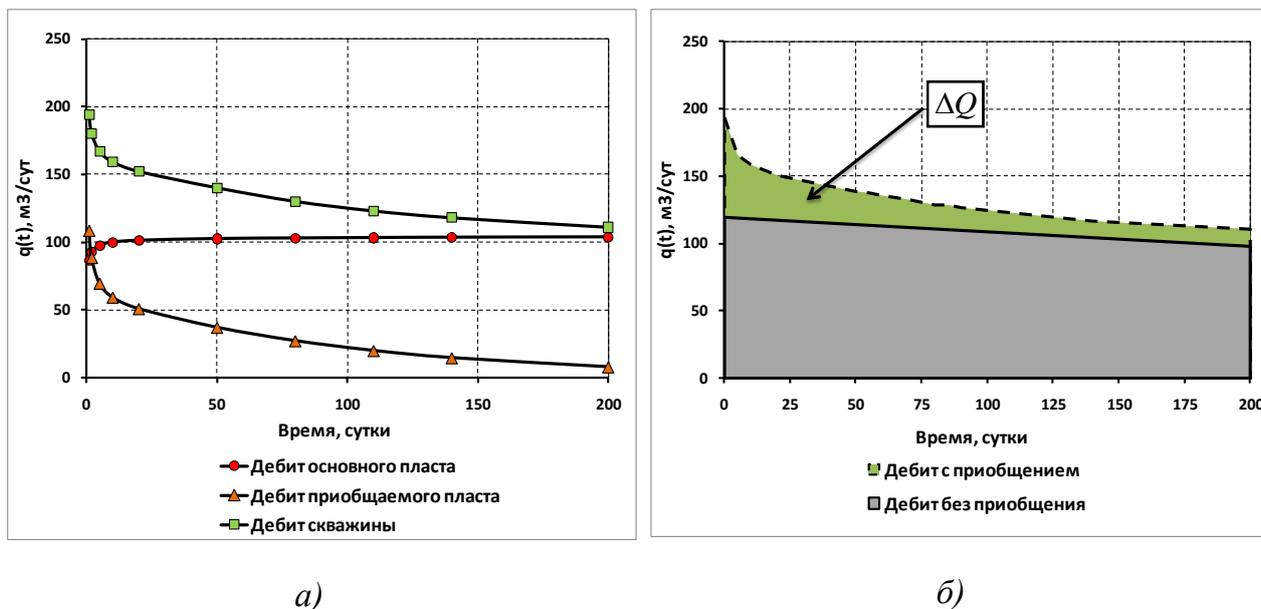


Рис. 2. Моделирование приобщения нового пласта: динамика дебита с пластов (а) и дополнительной добычи (б)

В данном разделе также рассматриваются различные подходы к построению аналитических моделей производительности многопластовой скважины. Предполагается, что фильтрация в каждом из пластов является плоскорадиальной. На скважине рассматриваются два типа граничных условий:

$$p_{wf}^m(t) = a \cdot \sum_{j=1}^N q^m(t) + b + \Delta^m, \quad p_{wf}^m(t) = p_{wf}^1(t) + \Delta^m, \quad (12)$$

где $q^m(t) = 2\pi k^m h^m \lambda_0^m r_w^m \left. \frac{\partial p^m}{\partial r^m} \right|_{r=r_w^m}$, r_w^m - эффективный радиус скважины на m -ом пласте, учитывающий состояние призабойной зоны пласта.

А также:

$$\left. \frac{\partial p^m}{\partial r} \right|_{r=r_w^m} = \frac{q_s^m}{2\pi k^m h^m \lambda_0^m r_w^m} + \frac{C_s}{2\pi k^m h^m \lambda_0^m r_w^m} \frac{\partial p_{wf}^1}{\partial t}, \quad p_{wf}^m(t) = p_{wf}^1(t) + \Delta^m, \quad (13)$$

где C_s - коэффициент послепритока, учитывающий влияние объема ствола скважины. Условие (12) – есть линейная аппроксимация условия (11), поэтому данная модель используется для описания нестационарного взаимодействия пласта и многопластовой скважины. Условие (13) – позволяет учесть влияние на производительность скважины наличия жидкости в стволе при запуске, это дает возможность моделировать поведение пласта при глушении скважин, вскрывающих неоднородные слоистые и расчлененные пласты.

Четвертый параграф посвящен рассмотрению фильтрации в многоскважинной системе, состоящей из одного пласта. Решение поставленной задачи в данной постановке имеет следующий вид:

$$p(x, y, t) = \sum_{i=1}^{N_p} d_i \cdot p_{(x,y,t)p}^i(1) + \sum_{j=1}^{N_q} q_{wj} \cdot p_{(x,y,t)q}^j(1) + p_{res}(x, y), \quad (14)$$

где d_i - депрессия на скважинах с заданным давлением, q_{wj} - дебиты на скважинах, с заданным дебитом.

Решения $p_{(x,y,t)p}^i(1)$ и $p_{(x,y,t)q}^j(1)$ удовлетворяют однородным начальным и граничным условиям на внешних границах пласта. На скважинах с заданным забойным давлением решения удовлетворяют условиям следующего вида:

$$p_{(x,y,t)p}^i(1) \Big|_{\Gamma_{wj}^p} = \delta_{ij}, \quad i, j = 1, \dots, N_p, \quad p_{(x,y,t)q}^j(1) \Big|_{\Gamma_{wi}^q} = 0, \quad i = 1, \dots, N_p. \quad \text{На скважинах с заданным дебитом:}$$

$$\lambda_0 \oint_{\Gamma_{wj}^q} kh \cdot \frac{\partial p_{(x,y,t)p}^i(1)}{\partial n} \cdot dl = 0, \quad j = 1, \dots, N_q,$$

$$\lambda_0 \oint_{\Gamma_{wi}^q} kh \cdot \frac{\partial p_{(x,y,t)q}^j(1)}{\partial n} \cdot dl = \delta_{ij}, \quad i, j = 1, \dots, N_q.$$

Дебиты и забойные давления на скважинах связаны следующим образом:

$$\begin{pmatrix} \vec{d}_p \\ \vec{d}_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \hat{E}_{N_p} & \hat{0}_{N_p \times N_q} \\ \hat{G}^p & \hat{G}^q \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \vec{d}_p \\ \vec{q}_q \end{pmatrix}, \quad (15)$$

$$\begin{pmatrix} \vec{q}_p \\ \vec{q}_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \hat{D}^p & \hat{D}^q \\ \hat{0}_{N_q \times N_p} & \hat{E}_{N_q} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \vec{d}_p \\ \vec{q}_q \end{pmatrix},$$

где $\vec{d}_p = (d_1, \dots, d_{N_p})^T$, $\vec{d}_q = (d_{N_p+1}, \dots, d_{N_p+N_q})^T$, $\vec{q}_p = (q_{w(1)}, \dots, q_{w(N_p)})^T$,

$\vec{q}_q = (q_{w(N_p+1)}, \dots, q_{w(N_p+N_q)})^T$ - депрессии и дебиты скважин, \hat{E}_{N_p} - единичная матрица,

размером $N_p \times N_p$, $\hat{0}_{N_p \times N_q}$ - нулевая матрица, размером $N_p \times N_q$, \hat{E}_{N_q} - единичная

матрица, размером $N_q \times N_q$, $\hat{0}_{N_q \times N_p}$ - нулевая матрица, размером $N_q \times N_p$, матрицы

\hat{G}^p , \hat{G}^q , \hat{D}^p , \hat{D}^q имеют размерность $N_q \times N_p$, $N_q \times N_q$, $N_p \times N_p$, $N_p \times N_q$

соответственно, а их коэффициенты определяются по формулам:

$$\begin{aligned}
G_{ij}^p(t) &= P_{(x,y,t)p}^j(1) \Big|_{\Gamma_{wi}^q}, & D_{ij}^p(t) &= \lambda_0 \oint_{\Gamma_{wi}^p} kh \cdot \frac{\partial p_{(x,y,t)p}^j(1)}{\partial n} \cdot dl \\
G_{ij}^q(t) &= P_{(x,y,t)q}^j(1) \Big|_{\Gamma_{wi}^q}, & D_{ij}^q(t) &= \lambda_0 \oint_{\Gamma_{wi}^p} kh \cdot \frac{P_{(x,y,t)q}^j(1)}{\partial n} \cdot dl
\end{aligned} \tag{16}$$

Коэффициенты G_{ij} и D_{ij} - являются функциями времени и испытывают сильное изменение в процессе неустановившегося режима. Однако с некоторого момента времени данные коэффициенты меняются слабо (обозначим их установившиеся значения через G_{ij}^{ss} и D_{ij}^{ss}). Такой режим работы скважин носит название псевдоустановившийся. В работе даны оценки времени наступления псевдоустановившегося режима и времени его протекания. Производительность многоскважинной системы на псевдоустановившемся режиме для случая скважин с заданным забойным давлением может быть описана следующим образом:

$$\begin{aligned}
\bar{q} &= \hat{D}_{ss} \cdot (\bar{d}_{ss} + \bar{d}_i \cdot e^{-\lambda t}), \\
\lambda &= \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N D_{ij}^{ss}}{V_{por} C_t},
\end{aligned} \tag{17}$$

где \hat{D}_{ss} - матрица коэффициентов D_{ij}^{ss} , V_{por} - поровый объем пласта, $\bar{d}_{ss} = (p_{res_ss} - p_{wf1}, \dots, p_{res_ss} - p_{wfN})^T$ - вектор депрессий относительно установившегося среднего пластового давления p_{res_ss} , $\bar{d}_i = (p_{res_ss} - p_{res_0}, \dots, p_{res_ss} - p_{res_0})^T$ - вектор разницы между начальным средним пластовым давлением и установившимся средним пластовым давлением.

На основе разработанной модели получены выражения для оценки эффекта от интенсификации добычи нефти (ИДН) на скважинах с учетом влияния интерференции окружающих скважин. Показано, что эффект от ИДН ΔQ_{ss}^i в долгосрочном периоде с учетом интерференции скважин связан с эффектом от ИДН ΔQ_{inst}^i , рассчитанном с помощью односкважинной модели следующим образом:

$$\varepsilon_i = \frac{\Delta Q_{ss}^i}{\Delta Q_{inst}^i} = 1 - \frac{\sum_{j=1}^N D_{ij}^{ss} \cdot \sum_{j=1}^N D_{ji}^{ss}}{D_{ii}^{ss} \left(\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N D_{ij}^{ss} \right)}. \tag{18}$$

Предложено упрощение полученных формул для оценки эффекта от ИДН при рассмотрении регулярных систем заводнения.

Третья глава посвящена использованию моделей, построенных в предыдущих разделах для решения обратных задач идентификации параметров пласта с использованием данных нормальной эксплуатации скважин.

В первом параграфе предлагается алгоритм определения степени взаимовлияния скважин.

Производительность системы скважин описывается с помощью формулы (17). Также считаются известными следующие временные ряды:

$$\left\{ q_i(t_j) \right\}_{j=1}^{K_i}, \left\{ p_{wi}^m \right\}_{m=1}^{K_i}, i = 1, \dots, N, \quad (19)$$

где K_i - количество точек-замеров дебита и забойного давления по i -ой скважине.

Коэффициенты матрицы \hat{D}_{ss} ищутся из условия минимизации следующей целевой функции:

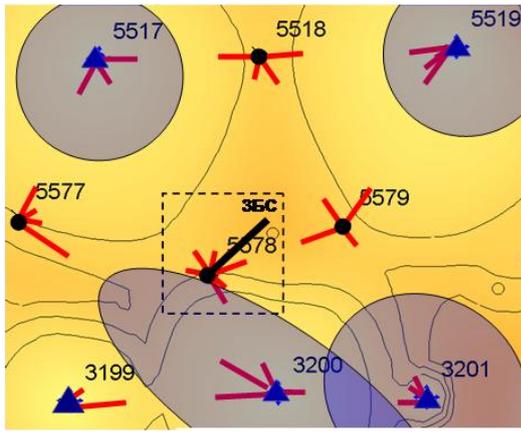
$$E(q) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{K_j} \omega_j^i(t_j) \cdot \left(q_i(t_j) - q_{i[\hat{D}]}(t_j) \right)^2, \quad (20)$$

$$D_{ij}^{ss} : E(q) \longrightarrow \min, \quad i, j = 1, \dots, N,$$

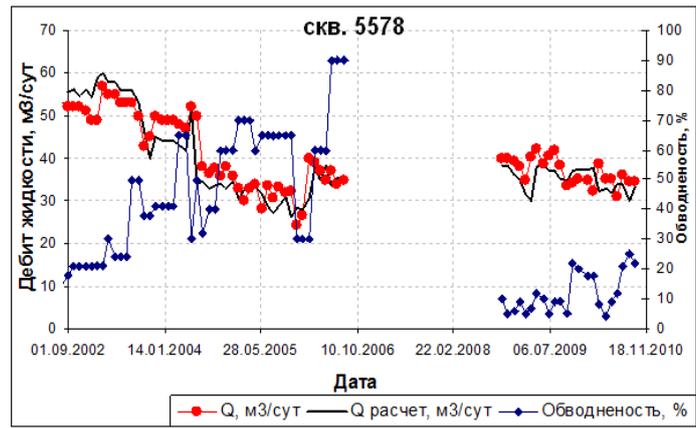
где $q_{i[\hat{D}]}$ - расчетные дебиты, ω_j^i - весовые коэффициенты, равные нулю, если i -ая скважина работает на неустановившемся режиме в момент времени t_j и единице в обратном случае.

Для регуляризации поставленной задачи в работе предложены следующие подходы: разделить идентификацию диагональных и недиагональных элементов \hat{D}_{ss} , а также определить начальное приближение и интервалы возможных изменений коэффициентов \hat{D}_{ss} из анализа решений для установившейся фильтрации.

На Рис. 3.а показан пример идентификации коэффициентов матрицы \hat{D}_{ss} . Длина отрезков соответствует относительной величине недиагональных элементов и отражает степень влияния скважин друг на друга. Построенный в работе подход был использован для выявления слабодренлируемых зон. Корректность работы алгоритма была подтверждена удачной зарезкой бокового ствола (ЗБС) со снижением обводненности Рис. 3.б.



а)



б)

Рис. 3. Недиагональные элементы D_{ij}^{ss} (а) и динамика добычи до и после проведения ЗБС (б)

Во втором параграфе предложен способ описания и идентификации параметров коллектора неоднородного расчлененного строения. Коллектор указанного типа формируется при глубоководных морских условиях осадконакопления. Для его моделирования предложено использовать стохастический подход. Принимается, что пласт состоит из совокупности песчаных тел различного размера r . Для описания различия в размерах песчаных тел используется двухпараметрическое распределение с плотностью вероятностей $f(r)$. Для описания коллектора предлагается ввести два параметра:

$$K_{несв} = \frac{h_{несв}}{h} = \frac{\int_0^{+\infty} f^{несв}(r) dr}{\int_0^{+\infty} [f^{дрен}(r) + f^{несв}(r)] dr}, \quad (21)$$

$$r_{несв} = \frac{\int_0^{+\infty} r \cdot f^{несв}(r) dr}{\int_0^{+\infty} f^{несв}(r) dr}, \quad (22)$$

где $K_{несв}$ - доля продуктивного пласта, несвязанная с системой ППД, $r_{несв}$ - средний размер несвязанного тела, $f^{несв}(r)$ и $f^{дрен}(r)$ - модифицированные плотности вероятности, отражающие функцию распределения для дренируемых тел $f^{дрен}(r)$ и тел, несвязанных с системой ППД. Функции $f^{несв}$ и $f^{дрен}$ связаны с плотностью распределения тел по размерам $f(r)$: $f^{несв}(r) = p_{несв}(r) \cdot f(r)$,

$f^{дрен}(r) = p_{дрен}(r) \cdot f(r)$, $p_{дрен}$ и $p_{несв}$ вероятность для тела данного размера быть дренируемым или несвязным, то есть быть вскрытым добывающими и нагнетательными скважинами или только добывающими. Для определения $p_{дрен}$ и $p_{несв}$ используется метод Монте-Карло.

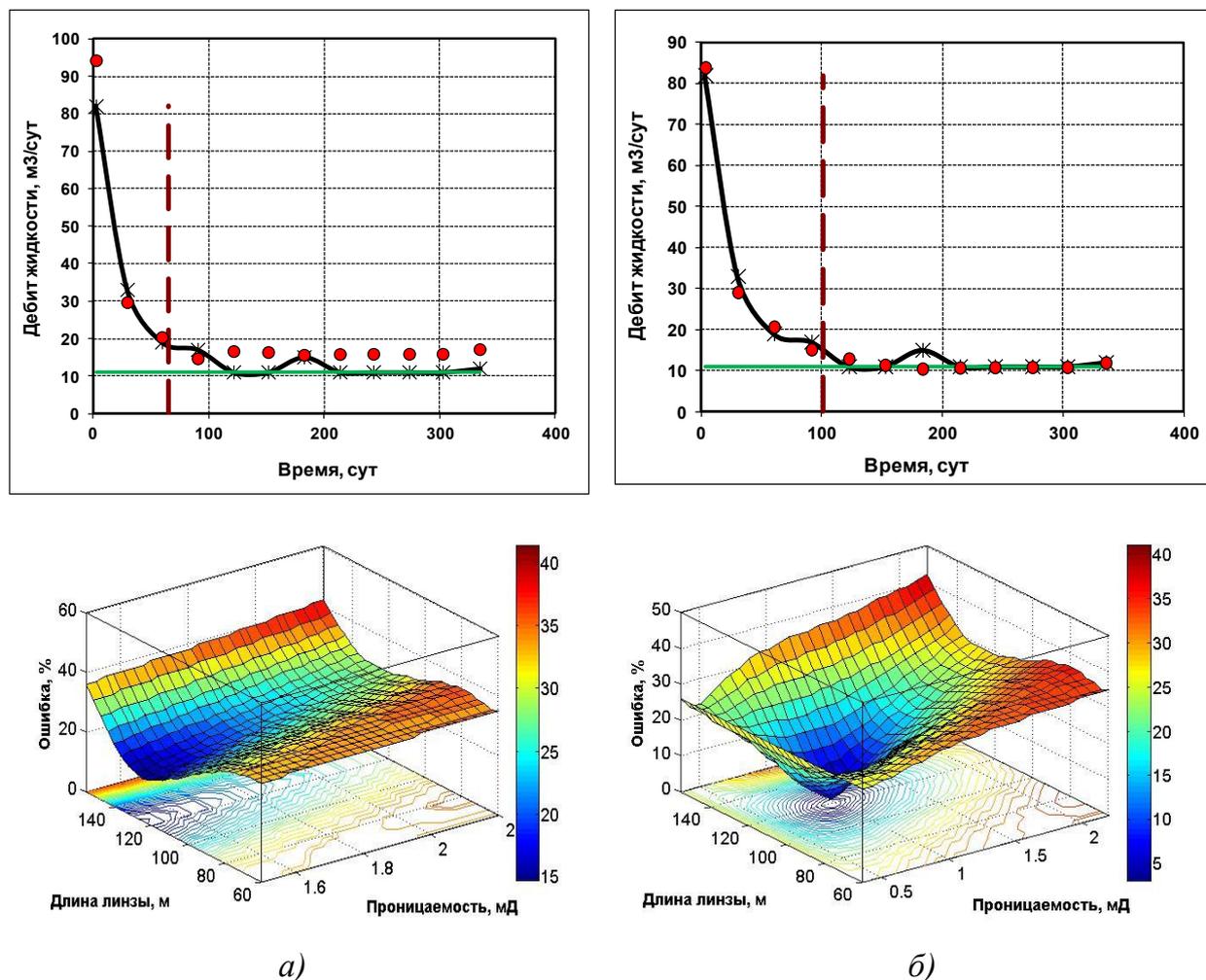


Рис. 4. Адаптация динамики работы скважины двумя способами (а, б) и соответствующая каждому из способов структурная поверхность невязки:

- - расчетная добыча жидкости
- ×— - фактическая добыча жидкости
- — - время начала псевдо-установившегося режима
- — — - дебит на установившемся режиме

Идентификацию параметров рассматриваемого коллектора предлагается проводить в два этапа: анализ производительности скважины на нестационарном режиме, когда на ее характеристики еще не влияют скважины окружения, и анализ установившегося режима. Производительность скважины на первом этапе описывается с помощью модели, работы многопластовой скважины, построенной во второй главе. Основными параметрами, уточняемыми по данным работы

скважин, являются проницаемость и параметры несвязности: $K_{несв}$ и $r_{несв}$. Анализ установившегося режима производится по схеме, описанной в предыдущем параграфе и необходим для идентификации интегральной связности коллектора с системой ППД $K_{несв}$.

Для дополнительной регуляризации с целью определения устойчивости результата идентификации используются графические методы построения карт или поверхностей невязки между расчетной и фактической динамикой. На Рис. 4 изображен пример адаптации фактической динамики с использованием такой поверхности в координатах « $k_i - r_{несв}$ ».

Описанный подход позволяет объяснить сверхдлиительные разрядки нагнетательных скважин и сверхвысокие темпы падения дебита жидкости добывающих скважин (см. Рис. 5) на месторождениях, характеризующихся неоднородным развитием коллектора по латерали.

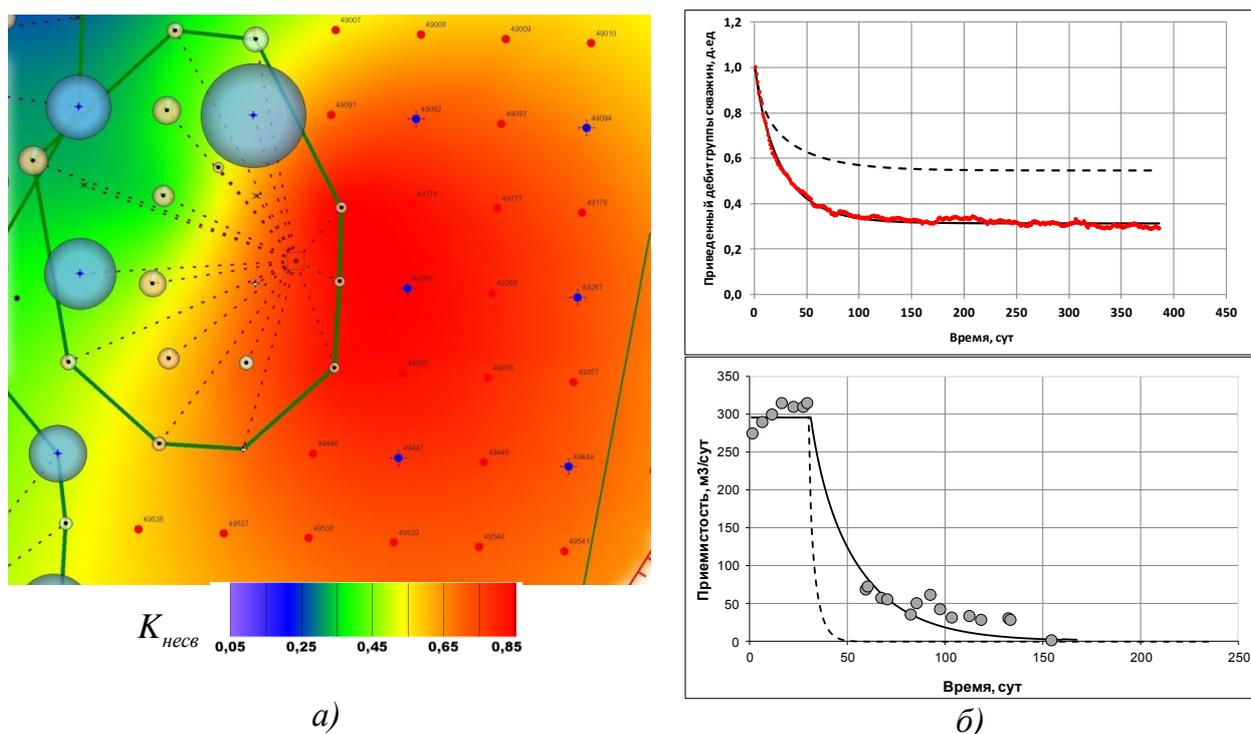


Рис. 5. Карта несвязности (а) и адаптация фактической динамики темпа падения добывающей скважины (б верх) и разрядки нагнетательной скважины (б низ)

- - фактические данные группы добывающих скважин
- - фактические данные разрядки нагнетательной скважины
- - - - - адаптация с помощью модели однородного изотропного пласта
- — — — — адаптация с помощью построенной модели

С помощью разработанного подхода можно вычислить коэффициент охвата вытеснением $K_{оха_S}$ и коэффициент вскрытия сеткой скважин $K_{вскр_S}$, отражающий

долю запасов вовлеченных в разработку, оценить коэффициент извлечения нефти, а также зависимости данных коэффициентов от плотности сетки скважин.

В третьем параграфе предлагается подход к определению и прогнозу эффективности заводнения. Метод основан на применении упрощенной аналитической модели работы скважины в системе разработки, построенной во второй главе. Данная модель позволяет рассчитать производительность скважин элемента симметрии шаблона заводнения на всех режимах работы (неустановившийся, псевдоустановившийся, установившийся), проводить различные практические расчеты по определению эффективности системы ППД.

На Рис. 6 изображен пример применения разработанного алгоритма для оценки потерь в добыче при переносе даты запуска нагнетательных скважин на одном из участков месторождения Западной Сибири. Расчеты были выполнены по следующей схеме. На первом этапе осуществлялась адаптация описанной выше модели по фактическим данным. На втором – адаптированная модель использовалась для прогноза темпов падения, потерь добычи и оценке эффективности ППД.

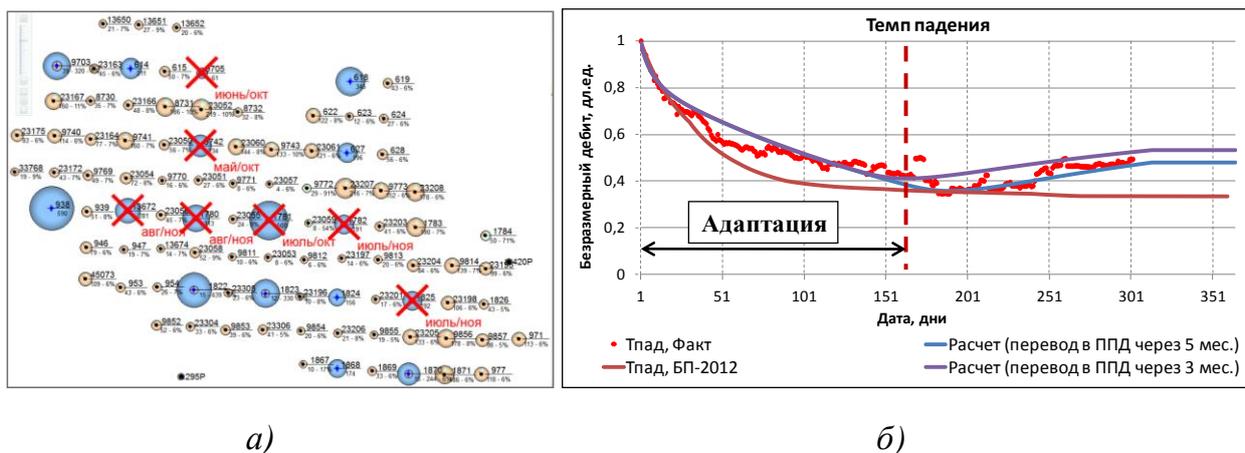


Рис. 6. Адаптация и прогноз потерь добычи при запаздывающих переводах

а. карта текущих отборов

б. адаптация модели и расчет темпов падения

✗ - отсроченные переводы

Другая область применения предлагаемого подхода заключается в расчете оптимального времени отработки нагнетательной скважины на нефть: получены зависимости данного параметра от основных характеристик продуктивного пласта. Показано, что даже в пределах одного месторождения подход к заводнению на различных его участках должен быть индивидуальным. Для стандартных условий работы скважин Западной Сибири оптимальное время отработки может достигать

до нескольких десятков месяцев для низкопроницаемых пластов. При этом при рассмотрении высокопроницаемых участков существует граничная проницаемость, начиная с которой перевод под нагнетание должен осуществляться как можно быстрее. На Рис. 7 показан дополнительный дисконтированный доход (NPV) в приведенных единицах при переводе скважин в нагнетание после вычисленного с помощью разработанной методики времени отработки на примере одного из месторождений Западно-Сибирского региона (Приразломное месторождение). Выигрыш по сравнению с базовым сценарием составляет от 10 до 40 % для различных участков рассматриваемого месторождения.

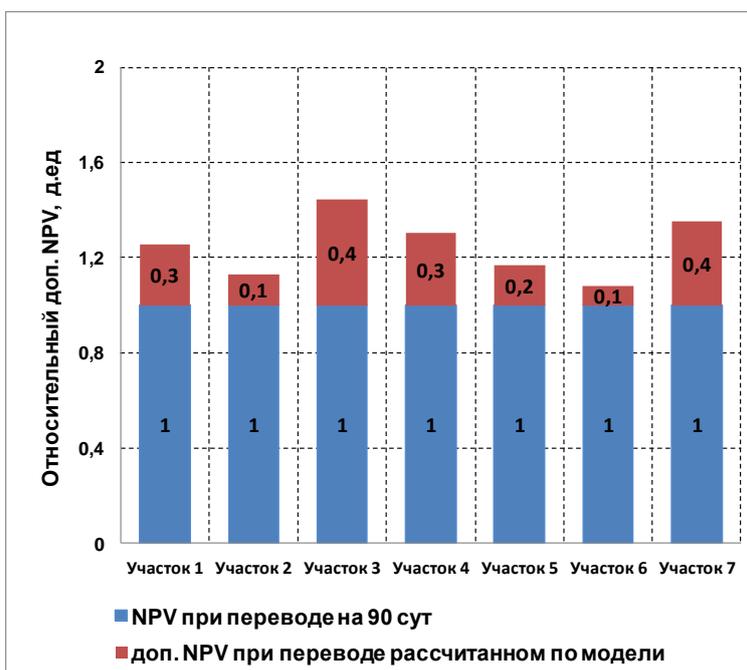


Рис. 7. Дополнительный относительный выигрыш в дисконтированном доходе (NPV) для различных участков месторождения

В четвертой главе на основе разработанных моделей и методов во второй и третьей главах предлагается подход к планированию добычи в условиях геологической неопределенности. Рассматриваемый метод позволяет учесть риски за счет применения многовариантного расчета, использования разработанных физически содержательных моделей на основных этапах планирования. С помощью применения данного подхода удастся оперативно рассчитать возможные варианты технологических и экономических характеристик проекта, что помогает принять наиболее объективное решение о начале разработки месторождения.

В первом параграфе обсуждается задача планирования добычи на нефтегазодобывающем предприятии, описывается традиционный подход к

планированию добычи. Обсуждаются основные недостатки текущей схемы принятия решения о начале разработки:

1. Отсутствует способ учета неопределенности: в исходных данных о рассматриваемом участке (средняя проницаемость, пусковая обводненность, мощность и т.д.) всегда существует неопределенность, использование единственного (детерминированного) набора исходных данных из всего множества вариантов не позволяет получить представление обо всех возможных исходах.

2. Отсутствие физически содержательных моделей на некоторых этапах планирования.

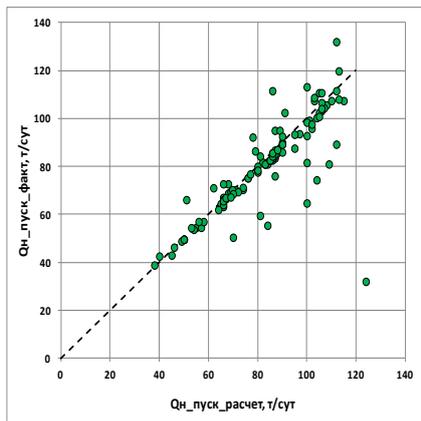
Во втором параграфе иллюстрируется многовариантный подход к планированию добычи как решение по количественному учету геологической неопределенности.

При прогнозировании уровней добычи предлагается заменить единственные значения исходных параметров, характеризующих залежь, соответствующими распределениями плотности вероятностей. Таким образом, задача учета геологических рисков сводится к вычислению распределения результата расчета эффективности разработки рассматриваемого участка в зависимости от распределений исходных данных. Поставленная задача в работе решается численно путем последовательного перебора реализаций моделируемых случайных величин. Для планирования оптимальных параметров эксплуатации месторождения рассматриваются различные сценарии разработки, что позволяет выбрать наиболее благоприятный и устойчивый вариант.

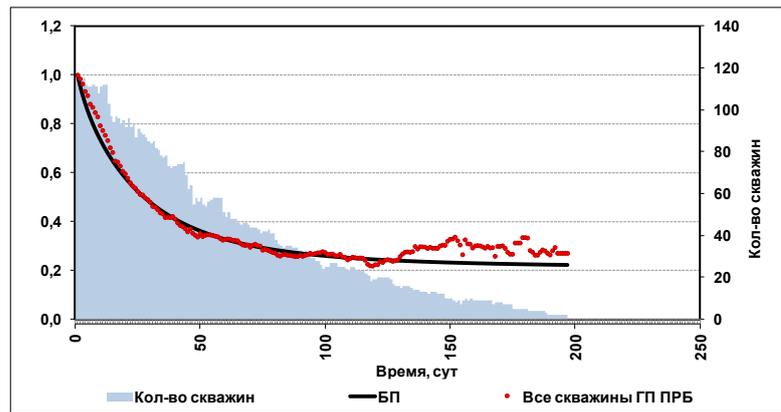
Третий параграф посвящен изложению путей применения алгоритмов и моделей, разработанных в предыдущих главах, для задач планирования добычи на нефтегазодобывающем предприятии.

Показано, как разработанные модели и методы могут быть использованы при решении основных задач разработки месторождений: планирование добычи от основных видов ГТМ, определение эффективности и параметров самих ГТМ.

На Рис. 8 показан пример эффективности предлагаемого подхода при планировании запускных приростов и темпов падения дебита жидкости новых скважин на одном из участков месторождения Западной Сибири (Горшковская площадь Приобского месторождения). Плановые показатели были рассчитаны до пуска первой скважины на рассматриваемом участке, характеризующемся высокой неопределенностью в геологических параметрах и крайне низкой проницаемостью.



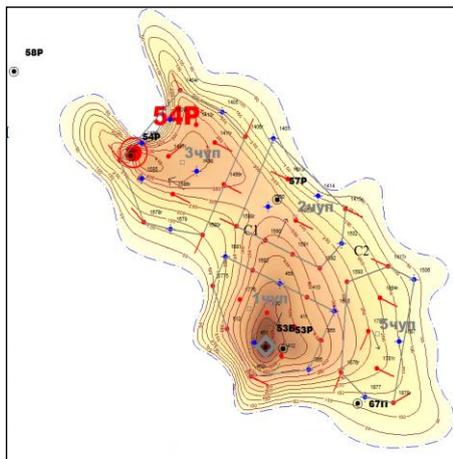
a)



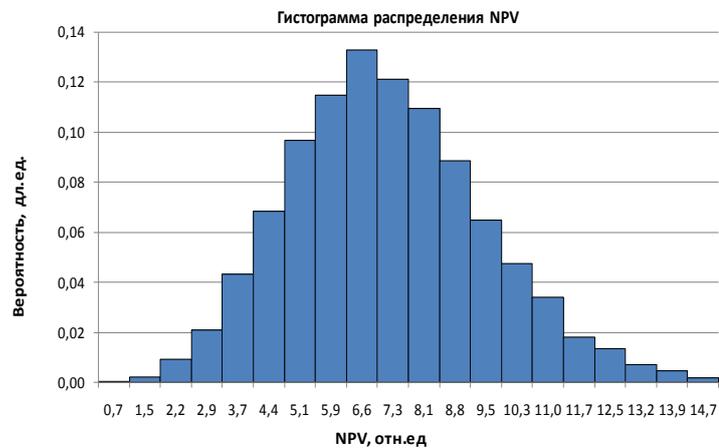
б)

Рис. 8. Плановые и фактические приросты новых скважин (а) и плановый и фактический темп падения жидкости новых скважин (б)

В четвертом параграфе приведены примеры успешного использования предлагаемого подхода при планировании добычи нефти на месторождениях Западной Сибири. Рис. 9 иллюстрирует применение многовариантного подхода для принятия решения о разработке одного из месторождений Западной Сибири (Чупальский лицензионный участок).



a)



б)

Рис. 9. Исследуемая залежь (а) и распределение планируемого NPV (б) на одном из месторождений Западной Сибири

Видно, что распределение NPV находится преимущественно в правой части, что говорит об экономической эффективности разработки данной залежи. При этом широкое распределение результата свидетельствует о малоизученности рассматриваемого участка и необходимости дополнительных исследований. По результатам данной работы на рассматриваемом участке пробурили

дополнительную разведочную скважину и испытали ее с ГРП, а сам участок внесли в план бурения.

На Рис. 10 показан пример применения подхода для определения оптимальной плотности сетки скважин на одном из месторождений Западной Сибири (Горшковская площадь Приобского месторождения). По результатам проведенных расчетов на рассматриваемом участке уплотнили сетку скважин эксплуатационного бурения до 16 га/скв.

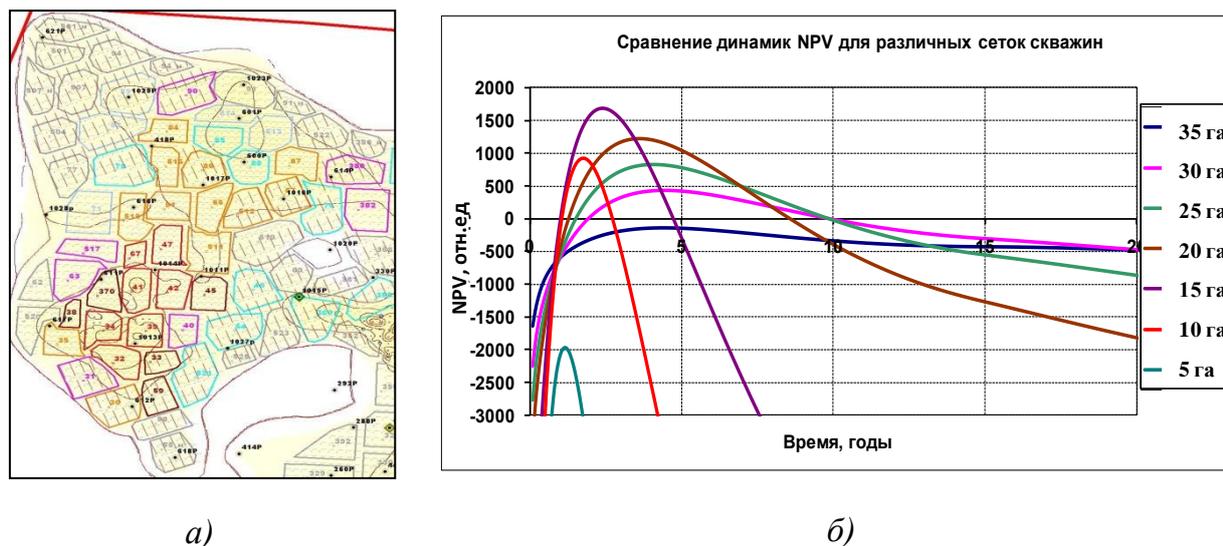


Рис. 10. Исследуемый участок месторождения (а) и NPV для различной плотности сетки скважин (б)

Основные результаты работы

1. Разработаны аналитические алгоритмы анализа производительности скважин в многопластовых многоскважинных системах на различных режимах работы.
2. Разработан метод регуляризации решения обратной задачи идентификации параметров неоднородного расчлененного пласта по данным нормальной эксплуатации скважин многоскважинной системы.
3. Использование метода планирования производительности скважин в неоднородном расчлененном пласте позволило повысить точность прогноза добычи с участка Горшковской площади Приобского месторождения на 30%.
4. Предложен метод определения эффективности системы поддержания пластового давления в неоднородном расчлененном пласте. На примере Приразломного месторождения показано, что применение разработанного метода позволяет повысить экономическую эффективность заводнения на 10-40 % для различных его участков.

5. Разработан подход к прогнозу добычных характеристик скважин в условиях высокой геологической неопределенности.

Список публикаций по теме диссертации

1. **Краснов В.А., Юдин Е.В., Лубнин А.А., Судеев И.В.** Определение параметров продуктивного пласта с помощью анализа промысловых данных работы добывающих скважин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2010. – №1. – с. 30-34

2. **Краснов В.А., Юдин Е.В., Лубнин А.А.** Модели работы скважины для решения задачи идентификации параметров пласта по данным эксплуатации // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2010. – №2. – с. 34-38.

3. **Юдин Е.В., Лубнин А.А.** Применение модели работы скважины в неоднородном пласте для задач разработки и планирования // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2010. – №3. – с. 10-13.

4. **Хасанов М.М., Краснов В.А., Мусабилов Т.Р., Юдин Е.В.** О пластовом давлении и производительности скважин в системе разработки // SPE 135820 – 2010.

5. **Юдин Е.В., Лубнин А.А., Рощектаев А.П.** Оценка коэффициента охвата сеткой с использованием данных эксплуатации скважин // Территория нефтегаз. – 2011. – №4. – с. 40-45.

6. **Асмандияров Р.Н., Кладов А.Е., Лубнин А.А., Юдин Е.В., Щербакова З.Г.** Автоматизация анализа нефтепромысловых замеров // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №6. – с. 58-61.

7. **Юдин Е.В., Лубнин А.А.** Моделирование технологических операций на многопластовых скважинах // SPE 149924 – 2011.

8. **Юдин Е.В., Лубнин А.А., Тимонов А.В., Малахов Р.А., Краснов В.А.** Методика планирования добычи в условиях геологической неопределенности // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №8. – с. 118-121.

9. **Юдин Е.В., Лубнин А.А., Тимонов А.В., Юлмухаметов Д.Р., Судеев И.В.** Подход к планированию добычных характеристик новых скважин в низкопроницаемом пласте // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №11. – с. 25-29.

10. Юдин Е.В., Лубнин А.А., Краснов В.А, Мусабилов Т.Р., Хасанов М.М. Дифференциальный подход к определению продуктивных характеристик расчлененного пласта // SPE 161969. – 2012.

11. Лубнин А.А., Юдин Е.В., Асмандияров Р.Н. Планирование добычи с учетом ограничений инфраструктуры // Сборник статей V научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», М.: Нефтяное хозяйство, 2012. – с. 31.

12. Лубнин А.А., Юдин Е.В., Щутский Г.А. Инженерный подход к решению задач заводнения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – №1. – с. 14-18.

Соискатель

Е.В. Юдин

Юдин Евгений Викторович

**Моделирование фильтрации жидкости в неоднородных средах для анализа и
планирования разработки нефтяных месторождений**

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени

кандидата физико-математических наук