

На правах рукописи



Костригин Игорь Вячеславович

**РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА
ПО ДАННЫМ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА СКВАЖИН**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Уфа – 2017

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газо-нефтяных месторождений» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Научный руководитель: доктор физико-математических наук
профессор
Байков Виталий Анварович

Официальные оппоненты: **Насыбуллин Арслан Валерьевич**
доктор технических наук, доцент,
Институт «ТатНИПИнефть»
ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина /
Отдел развития информационных техноло-
гий и моделирования пластовых систем,
начальник отдела

Гильманова Расима Хамбалловна
доктор технических наук, профессор,
научно-производственное объединение
«Нефтегазтехнология» /
директор

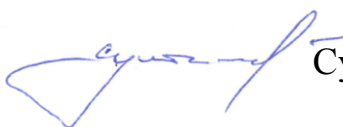
Ведущая организация: ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»

Защита диссертации состоится 29 июня 2017 г. в 16⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

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

Автореферат диссертации разослан «__»_____2017 года.

Учёный секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Контроль энергетического состояния нефтегазоносных залежей является одной из ключевых задач эффективного мониторинга и принятия управленческих решений при разработке месторождений нефти и газа. В отечественной и зарубежной нефтяной практике предложен ряд подходов для решения задачи оценки распределения пластового давления в пределах залежи, которые условно могут быть разделены на три группы.

К первой следует отнести метод интерполяции замеров пластовых давлений. Существенным недостатком метода является неконтролируемая погрешность при его реализации, как правило, возникающая ввиду разновременных замеров давлений. Кроме того, поскольку традиционные методы интерполяции не используют информацию о физике процесса, эти методы обычно приводят к нефизичному поведению поля давления как в межскважинных областях (нарушение принципа максимума), так и в зонах с различными геологическими нарушениями пласта. Актуальны проблемы и качества и количества замеров пластового давления в скважинах, так как проведение исследований сопряжено с их остановками, а, следовательно, с потерями добычи нефти.

Вторым, и более последовательным подходом к решению проблемы является использование принципа суперпозиции точных аналитических решений распределения пластового давления с учётом реальных данных эксплуатации скважин. Существенным недостатком подхода является высокая степень условности использования суперпозиции однородных решений для моделирования распределения пластового давления на объектах с существенно пространственно-неоднородными коллекторскими свойствами.

Третий подход базируется на решении общих уравнений фильтрации жидкости в пористой среде с использованием геолого-гидродинамических пакетов (Eclipse, More и т.д.). Использование этих пакетов требует создания полномасштабных геологических и фильтрационных моделей нефтегазоносных пластов, их адаптации, что является крайне трудоёмким и ресурсно-затратным процессом.

Таким образом, решение задачи создания методов и подходов к контролю энергетического состояния пласта, позволяющих производить достоверные оценки пластового давления и не требующих значительных трудозатрат, а также замера пластового давления в процессе эксплуатации скважин, остаётся актуальной. Именно на решение указанных проблем и направлена диссертационная работа.

Соответствие паспорту специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют формуле специальности 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений – «научные аспекты и средства обеспечения системного комплексного (мультидисциплинарного) проектирования и мониторинга процессов разработки месторождений углеводородов, эксплуатации подземных хранилищ газа, создаваемых в истощённых месторождениях и водонасыщенных пластах с целью рационального недропользования» (п. 3); «научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования, эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов» (п. 5).

Степень разработанности темы

Вопросы построения карт изобар на основе решения уравнения фильтрации жидкости освещены в трудах отечественных и зарубежных авторов: Байкова В.А., Баренблатта Г.И., Вахитова Г.Г., Дияшева Р.Н., Каневской Р.Д., Краснова В.А., Курбанова А.К., Маскета М., Мирзаджанзаде А.Х., Муслимова Р.Х., Салехова Г.С., Хасанова М.М., Хисамова Р.С., Швидлера М.И. и др. Известны также работы по определению полей проницаемости пласта на основе решения обратных задач теплопроводности с использованием различных методов регуляризации, например, Данилаева П.Г., Краснова В.А. и др. При этом, как правило, поле давлений считается известным в некоторых точках (например, за счёт проведения

гидродинамических исследований скважин), либо задача для определения давления формулируется в простейшей стационарной постановке.

Поскольку поля давления и проницаемости пласта являются основой для подбора и обоснования геолого-технических мероприятий, задача их определения является актуальной.

Цель работы

Разработка методов построения карт пластовых давлений и проницаемостей нефтяных пластов с использованием данных эксплуатации и ремонтов скважин для повышения качества подбора необходимых геолого-технических мероприятий (ГТМ) для увеличения добычи нефти.

Для достижения поставленной цели решались следующие **задачи**:

- 1 Разработка модели оценки давления в пласте с возможностью определения её параметров по данным эксплуатации и ремонтов скважин;
- 2 Разработка алгоритма подбора необходимых геолого-технических мероприятий на основе разработанной модели оценки пластового давления;
- 3 Оценка эффективности разработанного методов построения карт пластовых давлений и проницаемостей пластов по результатам моделирования и сравнения с фактическими замерами.

Научная новизна

Разработана новая методология мониторинга разработки нефтяного пласта, которая включает в себя модель, основанную на численном решении уравнения фильтрации жидкости в пласте и итерационном алгоритме согласования карт проницаемости и данных эксплуатации скважин.

Уточнены закономерности распределения пластового давления залежи по технологическим параметрам операций глушения скважин в условиях недостаточности прямых замеров.

Теоретическая и практическая значимость работы

Значимость работы заключается в разработке комплекса теоретических решений задач контроля и регулирования процесса добычи углеводородов нефтя-

ных месторождений, основанных на теории фильтрации жидкости в неоднородном пласте и материального баланса.

Практическая значимость:

1 Разработан алгоритм расчёта пластового давления по параметрам операций глушения скважин. Приведены его достоинства, недостатки. Установлено, что средняя величина погрешности не превышает 10 %.

2 С использованием разработанной методологии контроля энергетического состояния пласта уточнены карты распределения проницаемости пластов по эксплуатационным объектам пяти месторождений, эксплуатируемых ПАО «НК «Роснефть».

3 Разработан модуль «Прокси-модель» в программном комплексе «РН-КИН», позволяющий в автоматизированном режиме получать карты проницаемости и изобар давления. С применением разработанного модуля осуществлён подбор скважин-кандидатов для проведения необходимых ГТМ.

Методология и методы исследований

Поставленные в диссертационной работе задачи решались путём численных экспериментов и аналитических исследований. Применялась теория фильтрации жидкостей в пласте, методы численного решения дифференциальных уравнений и систем линейных алгебраических уравнений.

Положения, выносимые на защиту:

1 Обоснование применения итерационной схемы согласования карт проницаемости и давления нефтяных пластов с использованием данных режимов эксплуатации скважин для построения фильтрационной модели пласта и определения её параметров;

2 Методика оценки достоверности фильтрационной модели пласта на основе параметров операций глушения скважин;

3 Методический подход к обоснованию геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях на основе разработанной схемы определения давления и проницаемости пласта.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность и обоснованность подходов подтверждается сравнением фактических значений пластового давления, полученных при исследованиях на скважинах и значений давления, полученных с использованием разработанного подхода, а также фактом успешно проведённых геолого-технических мероприятий, подобранных с использованием полученных моделей.

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на: научно-исследовательской конференции молодых учёных «Математическое моделирование и компьютерные технологии в разработке месторождений» (г. Уфа, 2008 г.); VIII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (пос. Небуг, Краснодарский край, 2008 г.); IX научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (пос. Небуг, Краснодарский край, 2009 г.); Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE (г. Москва, 2010 г.).

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 11 работах, в том числе 7 статей в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ.

Структура и объём диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, основных выводов, библиографического списка использованной литературы, включающего 88 наименований и одного приложения. Работа изложена на 94 страницах машинописного текста, содержит 37 рисунков и три таблицы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность проблемы, сформулированы цель и основные задачи исследований, основные положения, выносимые на защиту, научная новизна и практическая значимость полученных результатов.

В первой главе приведена постановка задачи численного расчёта пластового давления нефтяных пластов. Приведены конечно-разностная формулировка

уравнения пьезопроводности, граничные условия моделирования объектов нефтедобычи при расчёте пластового давления. Представлен расчёт пластового давления при моделировании многопластовых, горизонтальных скважин, алгоритм вычисления межблочной проводимости коллекторов. Приведена схема расчёта пластового давления для скважин, стимулированных операциями гидроразрыва пласта (ГРП). Показано, что движение флюидов в пористых средах определяется фундаментальными законами, базирующимися на сохранении массы и энергии, детально приведёнными, в частности, в работах Бёрда, Шлихтинга, Мони́на и Яглома. Однако, с практической точки зрения их нельзя применить для решения задач течения флюидов в пористых средах. Вместо этого используется полуэмпирический подход, основанный на применении закона Дарси, в соответствии с которым скорость фильтрации жидкости в пласте прямо пропорциональна градиенту давления.

Для решения задачи распределения давления в нефтегазовом пласте используется модель фильтрации жидкости, описываемая следующей системой уравнений:

$$\vec{u} = -\frac{k}{\mu} \nabla p, \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho u_x) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho u_y) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho u_z) = -\left(\frac{\partial}{\partial t}(\rho m) + \tilde{q}\right), \quad (2)$$

где ρ – плотность флюида, г/м³; m – пористость пласта, д. ед.; $\vec{u} = (u_x, u_y, u_z)$ – век-

тор скорости фильтрации жидкости в пласте, м/с; $k = \begin{pmatrix} k_x & 0 & 0 \\ 0 & k_y & 0 \\ 0 & 0 & k_z \end{pmatrix}$ – тензор прони-

цаемости пористой среды, м²; $p = p(x, y, z, t)$ – гидродинамическое давление в пласте, Па; μ – динамическая вязкость добываемой жидкости, Па·с; (x, y, z) – пространственные переменные, \tilde{q} – массовый расход источника; t – время, с.

В работе задача (2) рассматривается в двумерной постановке. Предполагается малая сжимаемость пластовой жидкости. При этом функции давления $p = p(x, y, t)$ и проницаемости $k = k(x, y)$ называются картами изобар и проницаемости, соот-

ветственно. При этом уравнение (2) с использованием уравнения (1) записывается в следующем виде:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{A_x k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{A_y k_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \right) \Delta y + B_0 q = c_t m V_b \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (3)$$

где q_{sc} – объемный дебит источников в стандартных условиях, м³/с, B_0 – объемный коэффициент, м³/м³, c_t – коэффициент сжимаемости, атм⁻¹, V_b – объем, м³.

Для моделирования скважин использовалась методика, основанная на результатах исследований, приведённых в работах D. W. Peaceman, связывающая забойное давление скважины p_w и давление в блоке расчётной дискретной схемы $p_{i,j}$ соотношением:

$$p_w = p_{i,j} + \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_w}{0,208 \cdot \Delta x} \right), \quad (4)$$

где Δx – размер ячейки дискретной сетки, м; h – эффективная мощность пласта, м; r_w – радиус ствола скважины, м.

Для моделирования горизонтальных скважин использовалась модель D.K. Babu и Aziz S. Odeh (линейный источник в ограниченном резервуаре). Для моделирования скважин стимулированных операциями ГРП предлагается использовать метод, описанный в работе X. Nghiem. Приведены подходы к моделированию многопластовых скважин и расчёту распределения давления для многопластовых объектов нефтедобычи.

Во второй главе представлен разработанный алгоритм итерационного согласования карт проницаемости пластов и данных эксплуатации скважин. Расчётное пластовое давление при каждом последующем расчёте корректирует значение проницаемости пласта.

Известно, что наиболее качественное определение фильтрационных свойств нефтегазового пласта дают результаты гидродинамических исследований (ГДИС). Но, как правило, в существующих условиях разработки месторождений нефти и газа объёмы гидродинамических исследований скважин невелики. Это связано с неэф-

фективностью проведения данных исследований на месторождениях с большой долей механизированного фонда добывающих скважин.

Помимо этого необходимо учитывать, что проницаемость пластов является наиболее изменчивым параметром системы. В пределах одного пласта на сравнительно небольших расстояниях проницаемость может меняться в десятки и сотни раз. Поэтому описание этого параметра лишь точечными замерами во времени на небольшом фонде скважин приводит к тому, что наиболее естественным представлением полей проницаемости пластов являются поля «случайной» величины. Это означает, что задача точного восстановления поля фильтрационных параметров пласта нерешаема. Отсюда следует необходимость определения фильтрационных свойств нефтегазового пласта по данным, характеризующим режимы эксплуатации отдельных скважин. Согласно основным положениям предлагаемой методики, можно осуществить расчёт пластового давления в нестационарной постановке задачи на основе заданной карты проницаемости пласта в соответствии с вышеприведённым выражением (3).

Первоочередное приближение проницаемости пласта на каждой скважине можно произвести на основе решения задачи по одиночной скважине в бесконечном пласте в радиальной форме (формула Дюпюи):

$$q(t) = \eta(w) \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p(t)}{\left(\ln \left(\frac{R_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right)}, \quad (5)$$

где $\eta(w)$ – общая подвижность жидкости в пласте, $\text{Па} \cdot \text{с}^{-1}$; R_e – радиус контура питания скважины, м; w – обводнённость добываемой продукции, д. ед.; S – скин-фактор скважины.

При этом $\Delta p(t)$ определяется по формуле:

$$\Delta p(t) = \begin{cases} p(t) - p_w(t), & p_w(t) \geq P_{нас}; \\ p(t) - P_{нас} + \frac{P_{нас}}{1,8} \left(1 - 0,2 \cdot \left(\frac{p_w(t)}{P_{нас}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{p_w(t)}{P_{нас}} \right)^2 \right), & p_w(t) < P_{нас}; \end{cases} \quad (6)$$

где $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом, Па.

Расчёт проницаемости пласта в зоне скважины производится в динамике на каждый месяц её эксплуатации по формуле радиального притока жидкости для псевдоустановившегося режима:

$$k = \frac{q(t)}{\Delta p(t)} \cdot \frac{\ln\left(\frac{R_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S}{2 \cdot \pi \cdot \eta(w) \cdot h}, \quad (7)$$

Анализ данных эксплуатации скважины производится в период работы скважины на установившемся (псевдоустановившемся) режиме работы.

Схема выбора стабильного участка для расчётов проницаемости пласта приведена на рисунке 1.

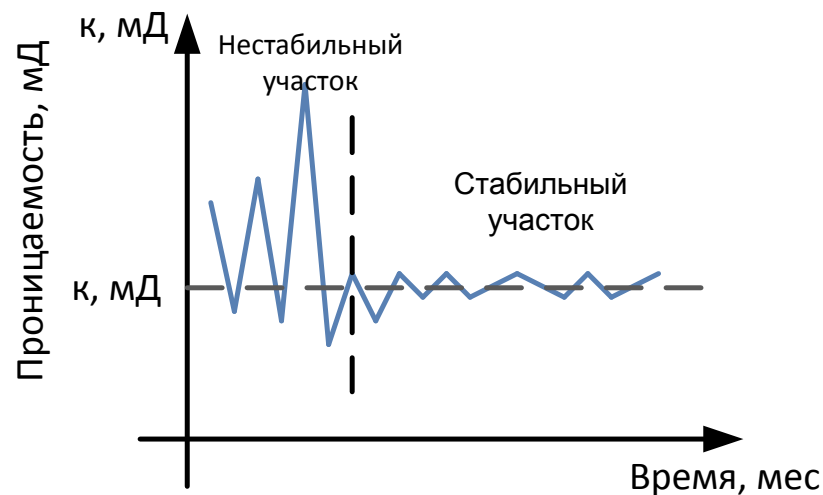


Рисунок 1 – Выбор стабильного участка для расчёта проницаемости пласта в зоне скважины

В качестве проницаемости пласта в зоне рассматриваемой скважины принималось среднее значение его проницаемости на стабильном участке эксплуатации. Скважины, работающие нестабильно, отбраковывались. По итогам анализа формировалась выборка скважин с прогнозными значениями проницаемости пласта.

По определённым значениям проницаемости пласта в зоне скважины рассчитывалась карта проницаемости. Полученная карта использовалась в выражении (3) для нахождения новых карт изобар. Далее производился повторный этап вычисле-

ния карты проницаемости пласта. При этом значения пластового давления, рассчитанные согласно выражению (3), вновь подставлялись в уравнение (7).

Итерации определения проницаемости пласта повторяются до тех пор, пока значения проницаемости, полученные на итерации с номером i , не совпадут со значениями проницаемости, полученными на итерации $(i-1)$, то есть до момента выполнения условия:

$$F = \sum_{j=1}^n (k_j^i - k_j^{i-1})^2 < \varepsilon. \quad (8)$$

где k_j^i – проницаемость пласта на скважине j на итерации с номером i ; ε – заданная точность расчёта. Таким образом, происходит увязка карты проницаемости пласта с пластовым давлением.

Схема расчёта приведена на рисунке 2.

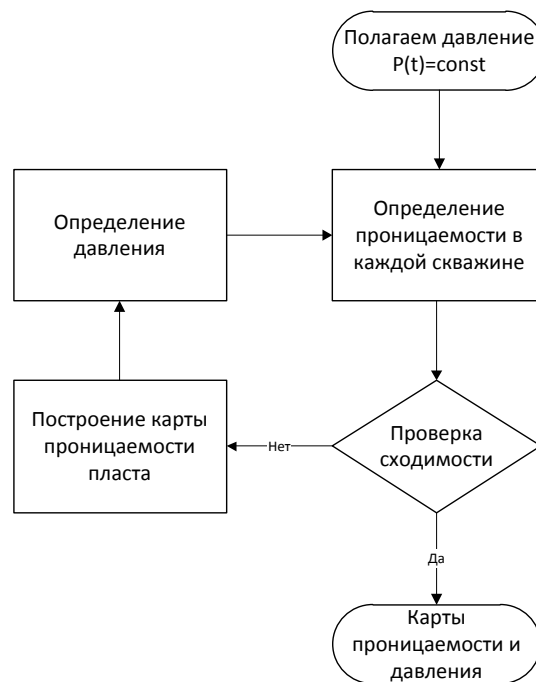


Рисунок 2 – Алгоритм итерационного согласования карты проницаемости пласта

Построение карт проницаемости пласта для многопластовых залежей производится методами интерполяции отдельно по пластам, так же как и расчёт пластового давления. На каждом шаге расчёта используются карты проницаемости пластов, их продуктивных толщин и учитывается история добываемой из них продук-

ции за весь период эксплуатации месторождения. В процессе анализа разработки месторождения в расчётной задаче устанавливается фиксированное устьевое давление на нагнетательных скважинах, а также суммарный отбор жидкости из каждой добывающей скважины. Добыча жидкости каждой скважиной распределяется по пластам на каждом расчётном шаге по времени пропорционально проводимости ($k \cdot h$) каждого пласта и депрессии, вычисленной с использованием пластового давления с предыдущего шага.

Численные эксперименты показали, что алгоритм расчёта проницаемости пласта на ряде месторождений, эксплуатируемых ПАО «НК «Роснефть», в частности, Приобского (ХМАО) – пласты АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂, Приразломного (ХМАО) – пласт АЧ₁₋₃, Киньяминского (ХМАО) – пласты Ю₁₁ и Ю₁₃, Игольского (Томская область) – пласт Ю₁₍₂₎, Красногородского (Самарская область) – пласт В₁, сходится. Количество итераций, необходимых для того чтобы значение выражения (8) стало близким нулю, как правило, не превышает десяти.

В третьей главе представлены результаты разработки алгоритма расчёта пластового давления по данным глушения скважин. Приведены его достоинства и недостатки, результаты оценки погрешности определения пластового давления по данным о плотности растворов глушения. Приведены возможные причины отклонения между расчётами пластового давления по модели и фактическими результатами глушения по отдельным скважинам.

Методология расчёта пластового давления с привлечением данных глушения скважин предполагает использование оценок гидростатического давления, оказываемого жидкостью глушения (ЖГ) различной плотности, при остановке скважин. Для оптимизации процесса глушения производится оперативный перерасчёт плотности жидкостей глушения. Эта информация теоретически может быть использована для решения задач, аналогичных задачам ГДИС (определение пластового давления и проницаемости пласта).

Однако операции глушения производятся в условиях, отличных от условий стандартного проведения ГДИС. Традиционные подходы к интерпретации ГДИС предполагают однородность пластового флюида (одинаковая вязкость, объёмный

коэффициент, подвижность флюидов) как в призабойной, так и в средне удалённой зонах пласта. Для нагнетательных скважин подобные методы использовать допустимо, если соотношение подвижностей жидкости глушения и пластового флюида близко к единице. Это соотношение не всегда выполняется при глушении скважин, поскольку растворы глушения могут иметь существенную разницу подвижности относительно нефтяной фазы. Вследствие этого в пласте появляется поверхность раздела «жидкость глушения – пластовый флюид». На границе этой поверхности свойства флюидов существенно изменяются, что делает неприемлемым использование стандартных подходов к интерпретации данных ГДИС.

Метод определения пластового давления на основании данных о глушении скважин основывается на предположении того, что на момент окончания операции глушения забойное давление соответствует текущему пластовому давлению (т.е. на забое скважины произошло восстановление давления до текущего). Полагая, что на уровне устья скважины установился стабильный уровень жидкости, можно определить среднюю плотность раствора глушения, оставшегося в скважине на конец глушения.

Если жидкости глушения имеют различную плотность, необходимо определить его среднюю плотность. В этом случае пластовое давление рассчитывается по выражению:

$$p = p_w = \bar{\rho}_{kl} \cdot g \cdot H_{avd} \cdot 10^{-6}, \quad (9)$$

где p – пластовое давление; МПа; p_w – забойное давление (на глубине нижних отверстий перфорации), МПа; H_{avd} – абсолютная глубина (от нижних отверстий перфорации), м; $\bar{\rho}_{kl}$ – средняя плотность раствора глушения, кг/м³; g – ускорение свободного падения.

Алгоритм расчёта пластового давления с использованием данных глушения скважин состоит из следующих этапов:

- упорядочить скважины по датам выдачи ЖГ;
- рассчитать объём ствола скважины от устья до верхних отверстий перфорации;

- определить, начиная с последней даты выдачи ЖГ на период проведения глушения, сколько пачек ЖГ и в каком объёме предположительно будет содержаться в стволе скважины;
- рассчитать средневзвешенную плотность ЖГ;
- рассчитать гидростатическое давление столба ЖГ на уровне верхних отверстий перфорации по абсолютной отметке.

Если глушение скважины проводится достаточно быстро (в среднем за 5 – 7 сут), то давление в призабойной зоне пласта может не восстановиться до пластового на контуре питания. В этом случае необходимо скорректировать (в сторону увеличения) оценку пластового давления, полученную исходя из плотности последних порций жидкости глушения. При этом могут быть использованы стандартные методы определения пластового давления по недовосстановленным кривым восстановления давления (КВД) при проведении гидродинамических исследований.

Следует отметить, что данный подход не учитывает влияния динамики параметров жидкостей глушения на восстановление давления, поэтому оценка пластового давления на контуре питания скважины на момент окончания ремонта скважины является завышенной.

В четвёртой главе на примере ряда месторождений показана адекватность разработанного подхода к расчёту карт пластового давления и проницаемости пластов, реализованная в программном комплексе «РН-КИН», приведены примеры расчетов пластовых давлений на основе данных о параметрах жидкостей глушения скважин и примеры подбора геолого-технических мероприятий с использованием построенных моделей.

На рисунке 3 приведены примеры полученных карт проницаемости пласта и пластовых давлений.

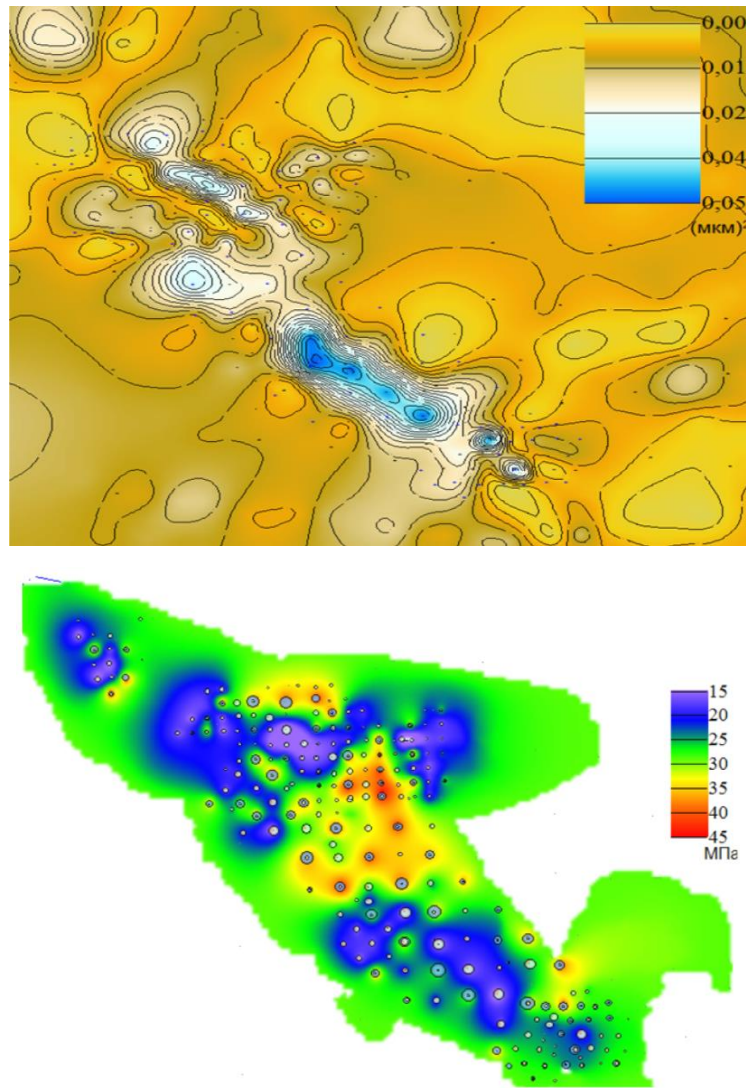


Рисунок 3 – Карта продуктивности пласта (сверху) и карта изобар по состоянию на 06.2016 (снизу) Киняминского месторождения – пласт Ю₁₁

В среднем полная адаптация модели к данным ГДИС и давлениям, полученным на основе данных глушения скважин, составляет 5 – 6 ч.

Расчёт пластовых давлений на основании данных о жидкостях глушения и их использование при адаптации модели пласта

Для расчёта пластовых давлений в качестве исходной информации были использованы данные о расходах жидкостей глушения за 2008 г. на Киняминском месторождении. Так, в 2008 г. операции глушения проводились на 185 скважинах (пласты Ю₁₁, Ю₁₃). Для дальнейшего расчёта из 185 было отобрано 70 скважин (рисунок 4), при этом исключены скважины с противоречивыми данными.

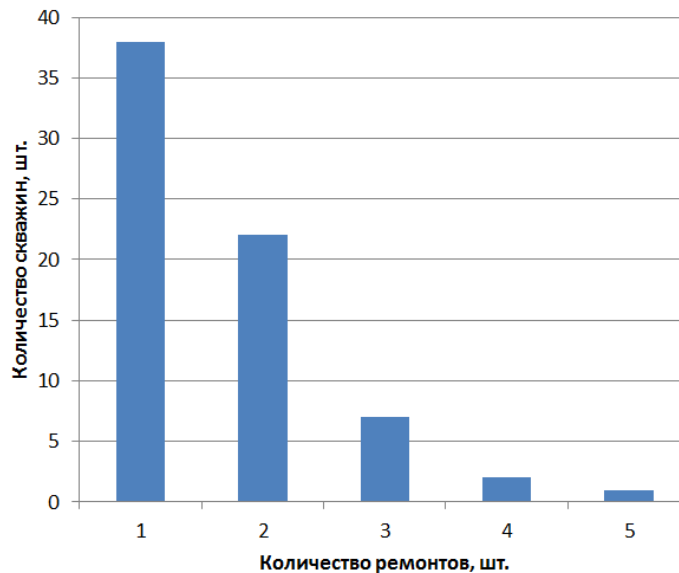


Рисунок 4 – Распределение фонда скважин Киньяминского месторождения (пласт Ю₁₁) по количеству ремонтов за 2008 г.

Данные по операциям глушения за 2008 г имеют довольно большой охват месторождения. Так, фонд действующих скважин пласта Ю₁₁ на 01.12.2008 г составлял 113 скважин. Расчётные значения пластового давления по данным операций глушения были получены для 54 скважин, что составляет 47,7 % от действующего фонда месторождения.

При определении пластового давления по данным глушения скважин предполагалось, что во всех скважинах достигнут нулевой динамический уровень жидкости. Однако на практике ремонтные работы могут быть проведены и в условиях, когда скважина заполнена ЖГ не полностью, нет стабильного динамического уровня, скважина интенсивно поглощает раствор глушения. В этой связи, при отсутствии информации о снижении динамического уровня в скважине, могут возникнуть значительные погрешности в определении пластового давления. Для точек, где расчётное значение пластового давления, согласно модели, ниже давления, определённого по данным глушения скважин, необходимо уточнить детали проведения операций КРС по глушению скважин.

Варьирование коэффициента сжимаемости пластовой жидкости в интервале $0,00025 - 0,0009 \text{ (МПа)}^{-1}$, используемого в модели, и проведение повторной адаптации существенно улучшило сходимость результатов определения пластового

давления по разработанной модели и данным глушения скважин. При этом не наблюдалось расхождения значений определения пластового давления, полученных на основании расчётов по разработанной модели с данными ГДИС, что подтверждает предположение о том, что значения среднего пластового давления, адаптированные к данным ГДИС, малочувствительны к изменению сжимаемости пластовой жидкости.

Таким образом, разработанная методика расчёта пластового давления по данным глушения скважин, позволяет привлечь для анализа энергетического состояния залежи существенный объём промысловой информации не используемой ранее. Применение методики позволяет уточнить параметры объекта разработки, в частности, коэффициент сжимаемости системы, карты распределения проницаемости пласта, повысить точность расчёта карт пластовых давлений.

Подбор скважин-кандидатов для проведения необходимых геолого-технических мероприятий

При планировании программы проведения гидродинамических исследований скважин зачастую возникают проблемы, связанные с ограничением по лимиту потерь добычи нефти. В этих условиях выбор скважин для проведения на них ГДИС обычно осуществляется из числа скважин бездействующего фонда, находящихся в накоплении и т.д. Однако, как правило, результаты исследования таких скважин не пригодны для принятия ключевых решений при проектировании разработки месторождений. Особо остро проблема подбора скважин для проведения целевых ГДИС стоит при планировании комплексных ГТМ.

При планировании ГДИС и ГТМ на базовом фонде скважин в процессе мониторинга месторождений выделялось два основных этапа. Первым, и ключевым, являлось использование адаптивной схемы построения карт пластового давления и проницаемости пласта (процедура описана в первой и второй главах диссертационной работы, соответственно). После проведения расчётов по каждой скважине становятся известны проницаемость пласта и пластовое давление, а, следовательно, становится возможным в автоматическом режиме подобрать скважины со снижением добычи для проведения необходимых ГТМ и установить предвари-

тельные причины ухудшения технологических показателей эксплуатации скважин. В процессе мониторинга разработки залежи отдельно производится сопоставление расчётных и фактических показателей эксплуатации каждой скважины. В случае выявления отклонений, например, уменьшения дебита скважин, могут быть запланированы и проведены адресные исследования отдельных скважин методами ГДИС. Затем, в зависимости от установленной причины снижения показателей эксплуатации скважин, планируются необходимые геолого-технические мероприятия по их устранению.

Поскольку после процедуры итерационного согласования карт давления, описанной во второй главе диссертации, все параметры, входящие в формулу (6) известны, можно вычислить динамику изменения скин-фактора. Это позволяет определить причину снижения дебита жидкости скважинами (вследствие падения пластового давления $p(t)$ или скин-фактора $S(t)$). На рисунке 5 представлена расчётная динамика изменения скин-фактора скважины № 166 Киняминского месторождения, пласт Ю₁₁.

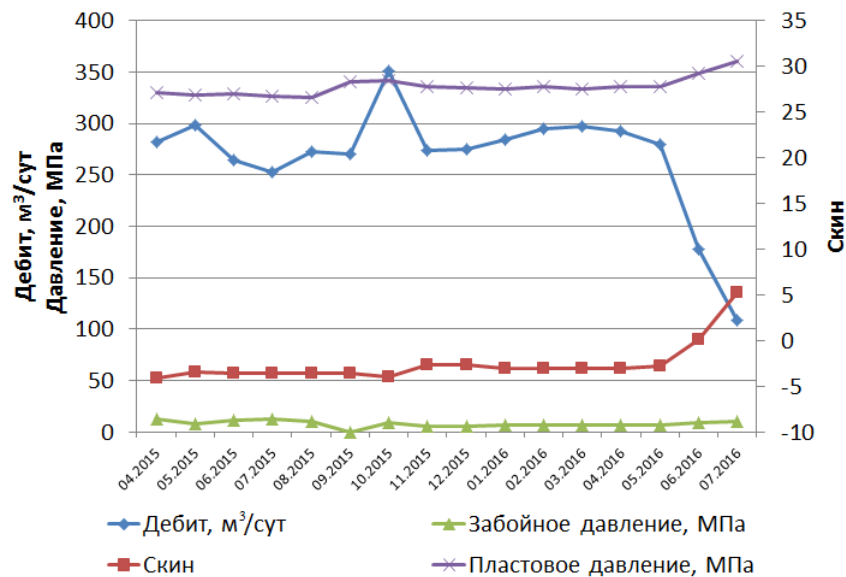


Рисунок 5 – Динамика показателей работы скважины № 166 Киняминского месторождения, пласт Ю₁₁

Как видно из представленных на рисунке 5 данных, за последние несколько месяцев эксплуатации скважины наблюдалось значительное снижение её дебита – от 292 до 108 м³/сут, при этом расчётное пластовое давление возросло от 27,7 до

30 МПа за счёт работы соседних нагнетательных скважин. Фактическое забойное давление практически не изменилось. Это означает, что падение дебита скважины обусловлено падением продуктивности пласта. Расчётный скин-фактор при этом изменился от -3 до $+5$. Описанная процедура может быть проведена в автоматическом режиме и для других скважин. При этом можно вычислить фактический прирост дебита нефти скважинами, который может быть получен за счёт изменения скин-фактора до предыдущих значений при текущей обводнённости продукции скважин.

В промышленной практике перед проведением ГТМ на каждой скважине проводят дополнительные исследования для окончательного выяснения причины ухудшения показателей её эксплуатации. Для иллюстрации ниже представлен пример анализа и планирования проведения необходимых ГДИС и ГТМ на скважине № 5334 Приобского месторождения (рисунок 6).

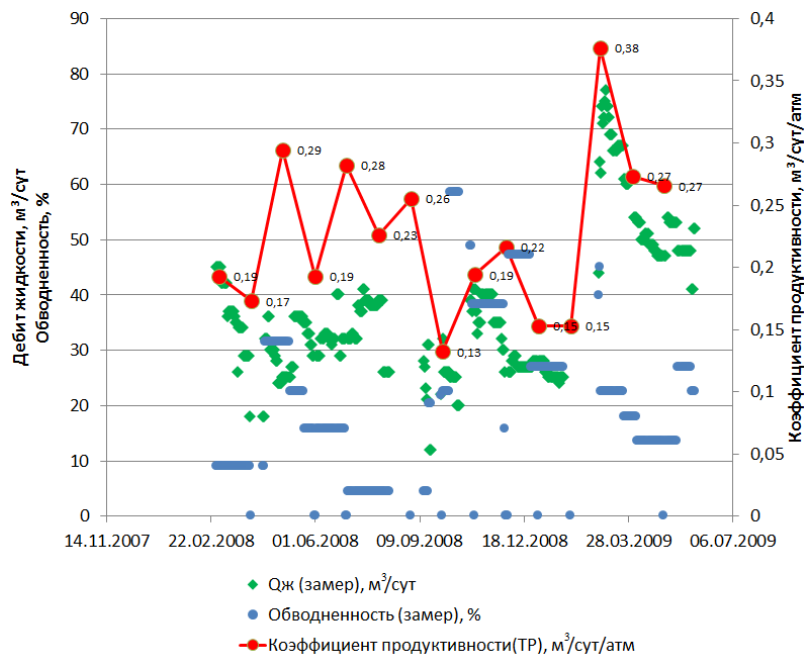


Рисунок 6 – Динамика изменения дебита жидкости, обводнённости и продуктивности скважины № 5334 Приобского месторождения

Скважина была введена в эксплуатацию после бурения с проведением операции ГРП в феврале 2008 г. После вывода скважины на режим были определены значения скин-фактора для дальнейшего мониторинга её эксплуатации. Несмотря на то, что дебит скважины оставался постоянным, её работа была признана не-

удовлетворительной. В апреле того же года соседняя скважина была переведена в систему ППД, что, естественно, отразилось на расчётном пластовом давлении, не влияя на дебит жидкости скважины. Такое поведение скважины было интерпретировано как результат снижения коэффициента продуктивности пласта. Были запланированы и выполнены гидродинамические исследования, которые подтвердили сделанное предположение. Скважина была выставлена кандидатом для проведения на ней ГТМ. Выполненная в феврале 2009 г. повторная операция ГРП позволила значительно улучшить производительность скважины. Дополнительная добыча нефти на 22.04.2009 г. составила 1826 м³.

Таким образом, используемая для мониторинга месторождений технология позволяет в автоматизированном режиме выявить скважины со снижением добычи нефти и предварительно устанавливать причину. Проведение целевых ГДИС в областях «незнания», наряду с запланированной опорной сеткой ГДИС и данными эксплуатации скважин, позволяет с высокой точностью диагностировать причины падения добычи нефти скважиной, уменьшить риск неудачных ГТМ и минимизировать затраты на исследование эксплуатации скважин.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

1 Разработана система контроля энергетического состояния пласта и модель, позволяющая производить оценку пластового давления и проницаемости пласта по данным эксплуатации скважин. Предложен подход к итерационному согласованию карт проницаемости пластов и данных эксплуатации скважин.

2 Разработан алгоритм расчёта пластового давления по данным глушения скважин. На примере анализа эксплуатации 76 скважин пласта Ю₁₁ Киньяминского месторождения показано, что погрешность определения пластового давления в среднем не превышает 10 %. Представлен метод оценки пластового давления на контуре питания скважин, использования данных глушения скважин для построения карт изобар, апробированный на скважинах Киньяминского месторождения. Разработанная методика расчёта пластового давления по данным глушения сква-

жин позволяет привлечь для анализа энергетического состояния залежи существенный объём не используемой ранее промысловой информации, уточнить параметры объекта разработки, в частности, коэффициента сжимаемости системы, карт распределения проницаемости пласта, повысить точность расчёта карт пластовых давлений.

3 Разработан и апробирован последовательный подход для построения карт изобар. Результирующая карта непротиворечиво согласуется как с динамикой отбора жидкости и закачки воды скважинами, так и с данными геолого-промысловых исследований. На примере скважин Киньяминского месторождения показана адекватность разработанного расчёта карт пластового давления и проницаемости пластов, реализованная в программном комплексе «РН-КИН».

4 Разработана методика своевременного определения причин снижения дебита добывающих скважин и планирования проведения на них необходимых ГТМ. Разработанная для мониторинга месторождений технология позволяет в автоматизированном режиме выявить скважины со снижением добычи нефти, а также предварительно устанавливать её причину.

5 Разработано дополнение к программному обеспечению мониторинга разработки «РН-КИН».

Основное содержание работы представлено в следующих работах:

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

1. Хатмуллин, И. Ф. Адаптивная схема расчёта карт изобар / И. Ф. Хатмуллин, Р. К. Мухамедшин, И. В. Костригин, И. Г. Кузин // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 10. – С. 62 – 65.

2. Хасанов, М. М. Учёт данных по проведению текущих ремонтных работ на скважинах для оценки энергетического состояния пласта / М. М. Хасанов, И. В. Костригин, И. Ф. Хатмуллин, Е. И. Хатмуллина // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 9. – С. 52 – 55.

3. Костригин, И. В. Экспресс метод оценки энергетического и ресурсного потенциала нефтяных залежей в ходе заводнения / И. В. Костригин, И. Ф. Хат-

муллин, Е. И. Хатмуллина, А. Г. Загуренко, Т. Г. Загуренко // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 39 – 41.

4. Латыпов, А. Р. Комплексный подход при планировании проведения гидродинамических исследований скважин и геолого-технических мероприятий / А. Р. Латыпов, А. Г. Загуренко, А. Я. Давлетбаев, Т. С. Усманов, И. В. Костригин, Р. И. Абдуллин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 1. – С. 57 – 64.

5. Костригин, И. В. Программный комплекс «РН-КИН»: история создания, развития и внедрения / И. В. Костригин, Т. Г. Загуренко, И. Ф. Хатмуллин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 2 (выпуск 35). – С. 4 – 7.

6. Рабцевич, С. А. Выбор системы разработки месторождений с использованием программного комплекса «РН-КИН» / С. А. Рабцевич, А. Ф. Колонских, И. В. Костригин, Р. Х. Мустафин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 2 (выпуск 35). – С. 8 – 13.

7. Байков, В. А. Мониторинг разработки месторождений с использованием иерархии моделей в программном комплексе «РН-КИН» / В. А. Байков, С. А. Рабцевич, И. В. Костригин, А. В. Сергейчев // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 2 (выпуск 35). – С. 14 – 17.

Материалы, опубликованные в других изданиях:

8. Кузин, И. Г. Итерационная схема согласования карт продуктивностей и полей давления с использованием параметров технологического режима / И. Г. Кузин, И. Ф. Хатмуллин, И. В. Костригин // Матер. II научно-исслед. конф. молодых учёных, Уфа, 2008. – С. 60 – 63.

9. Хатмуллин, И. Ф. Построение прокси-модели прогноза технологических параметров разработки месторождения / И. Ф. Хатмуллин, Р. К. Мухамедшин, И. Г. Кузин, И. В. Костригин // Матер. VIII научно-практ. конф. «Геология и разработка месторождений с трудно извлекаемыми запасами». Посёлок Небуг, Краснодарский край, 2008. – С. 53 – 54.

10. Хасанов, М. М. Оценка энергетического состояния пласта с учётом данных по проведению текущих ремонтных работ в скважинах / М. М. Хасанов, И. В. Костригин, И. Ф. Хатмуллин, Е. И. Хатмуллина // Матер. IX научно-практ. конф. «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». Посёлок Небуг, Краснодарский край, 2009. – С. 47 – 48.

11. Костригин, И. В. Адаптивная технология управления процессом заводнения / И. В. Костригин, И. Ф. Хатмуллин, Е. И. Хатмуллина // Матер. Росс. техн. нефтегаз. конф. и выст. SPE 138055. М., 2010. – С. 1213 – 1226.