Министерство образования и науки Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Институт прикладной математики и механики
Кафедра Теоретическая механика

Работа допущена к защите

Зав. кафедрой, д.ф.-м.н., проф.

_____ А.М. Кривцов

«___»_____20__ г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРА

«РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ»

по направлению 01.04.03 «Механика и математическое моделирование»
по образовательной программе
01.04.03_04 «Математическое моделирование процессов нефтегазодобычи»

Выполнила
студентка гр.23642/3 А.С. Евдокимова

Руководитель
Доцент, к.ф.-м.н. Е.Н. Вильчевская

Консультант
Начальник управления Н.Г. Главнов

Санкт-Петербург

2018

РЕФЕРАТ

На 64 с., 20 рисунка, 11 таблиц, 0 приложений, 24 источника

СМЕШИВАЮЩЕЕСЯ ВЫТЕСНЕНИЕ, ФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, МЕТОД КОВАЛЯ, МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

В данной работе рассматривается математическая модель, описывающая процесс смешивающегося вытеснения при закачке газа в нефтяной пласт. Главная цель разработанной модели заключается в верхнеуровневой оценке технологической эффективности рассматриваемого процесса.

THE ABSTRACT

64 pages, 20 pictures, 11 tables, 0 applications, 24 sources

MISCIBLE DISPLACEMENT, PHISICAL MODEL, KOVAL APPROACH, MATHEMATICAL MODEL

The mathematical model, which describes miscible process injecting gas in oil formation, is considered in this master’s work. The main aim of this developed model is quickly, but at the same time quality, evaluation the technical efficiency of learning process.

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ ... 2
ВВЕДЕНИЕ ... 5
1.1 Обзор литературы ... 8
1.1.1 Математические модели при смешивающемся вытеснении ... 9
1.1.2 Аналитические модели при смешивающемся вытеснении ... 12
1.1.3 Статистические данные: скрининг проектов смешивающегося вытеснения ... 14
ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ ... 19
2.1 Сравнение моделей смешивающегося вытеснения ... 19
2.2 Практическое применение моделей смешивающегося вытеснения ... 22
2.2.1 Модель Тодда и Лонгстаффа ... 22
2.2.2 Модель Коваля ... 26
3.1 Разработка математической модели ... 34
3.1.1 Закачка обычной воды ... 35
3.1.2 Третичные методы увеличения нефтеотдачи. Закачка газа ... 38
3.1.3 Результаты опробования модели ... 45
ЗАКЛЮЧЕНИЕ ... 55
ОХРАНА ТРУДА ... 56
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ ... 62

ВВЕДЕНИЕ

Известно, что разработка нефтяных месторождений только за счет естественных источников пластовой энергии малоэффективна и позволяет получить небольшие конечные коэффициенты нефтеотдачи. Это связано с быстрым истощением начальных запасов пластовой энергии по мере отбора нефти из залежи. В практике нефтедобычи для повышения нефтеотдачи пластов применяют различные методы искусственного воздействия. В настоящее время физико-химические методы воздействия на нефтяные пласты считаются наиболее перспективными методами повышения нефтеотдачи пластов. Суть физико-химических методов воздействия состоит в закачивании в пласт различных химических реагентов и растворителей, увеличивающих подвижность нефти, улучшающих гидродинамические условия вытеснения ее закачиваемым агентом. При применении физико-химических методов обычно стремятся приблизить процесс к вытеснению взаимно смешивающихся жидкостей и увеличить гидравлическое сопротивление фильтрации вытесняющей жидкости по сравнению с нефтью.

Исследование процессов нефтевытеснения проводится на основе результатов лабораторных экспериментов, промысловых данных, а также математического моделирования. Для правильного понимания сущности этих процессов необходимо сочетание всех трех методов исследования. Промысловые эксперименты обеспечивают получение наиболее достоверных, но одновременно наименее детальных данных. Проведение опытно-промышленных работ требует длительного времени и больших затрат, кроме того на практике даже возможный комплекс исследований в промысловых условиях в полном объеме проводится редко. Лабораторные эксперименты позволяют получить более детальную информацию о процессах, происходящих в пористой среде. Однако в лабораторных условиях трудно соблюсти условия подобия модели и реального пласта. Особые затруднения вызывает моделирование реальной неоднородности. Кроме того получение информации в лабораторных условиях, хотя и в значительно меньшей степени, чем в

пластовых, но также имитируется затратами времени и средств на проведение экспериментов.

Наиболее детальную информацию о процессах нефтевытеснения можно получить при помощи математического моделирования. При этом удается получить качественные и количественные характеристики этих процессов, в том числе и такие, которые затруднительно определить в лабораторных или промысловых условиях, например, детальное распределение насыщенностей неоднородного пласта фазами, их составом и другие.

Теоретические исследования проводятся на всех этапах изучения методов повышения нефтеотдачи. Они позволяют определить вид и объем экспериментальных работ, обработать их результаты, изучить закономерности происходящих процессов, выбрать метод или совокупность методов увеличения нефтеотдачи для применения на данном объекте разработки, оптимизировать технологию проведения рассматриваемых процессов нефтевытеснения, оценить технико-экономическую эффективность физико-химического и теплового воздействия в широком диапазоне пластовых условий. Важную роль математическое моделирование играет при решении задач, связанных с проектированием, анализом и регулированием разработки нефтяных месторождений. Основной метод прогнозирования показателей разработки как на ранних, так и на поздних стадиях - гидродинамические расчеты на основе математических моделей.

Остается открытым вопрос о точности полученных приближенных решений. При математическом моделировании ошибки возникают, в частности, за счет погрешностей аппроксимации и итерационных процессов, неточности исходной информации о пласте, упрощающих допущений, принятых при создании математических моделей.

Погрешность аппроксимации в некоторых случаях удается оценить при помощи метода Рунге, повторяя отдельные варианты расчета на более мелкой разностной сетке по времени и пространству. Удовлетворительное совпадение разностных решений с аналитическими в тех частных случаях, где эти

последние могут быть получены, дает определенную уверенность в правильности приближенных решений и в более общих случаях.

Для увеличения отбора нефти на месторождениях нефтегазовые компании применяют физико-химические методы воздействия. В нефтяной индустрии их относят к третичным методам увеличения нефтеотдачи (МУН). Помимо этого большинство МУН основаны на увеличение коэффициента вытеснения, то есть максимальной локализации нефти в пласте. Проанализировав существующие тенденции современных технологий и методов добычи нефти, можно заметить, что особый интерес на сегодняшний день вызывают именно газовые методы воздействия. При этом основная задача любого МУН направлена на технологическую и экономическую эффективность проекта, которая выражается в конечном получении дополнительной добычи нефти от реализации технологии. Как уже было замечено, рассчитать данные показатели можно при помощи физических моделей, гидродинамических симуляторов, численных методов и аналитических моделей.

В условиях ограниченности временных ресурсов и допустимости верхнеуровневой оценки первого этапа технологии аналитические и математические модели могут являться подходящим решением для получения технологических параметров проекта. Вопросы о порядке точности и достоверности, тем не менее, не исключаются.

Малое количество разработанных на сегодняшний день математических моделей смешивающегося вытеснения в сочетании с неполным покрытием влияющих факторов на технологии МУН учитывает характеристики каждого рассматриваемого объекта. В связи с этим данная область остается для нового и актуального исследования.

В данной работе рассматривается разработка математической модели, которая позволяет получить прогнозные технологические параметры при смешивающемся вытеснении нефти газом. Данная модель учитывает геолого-физические характеристики каждого рассматриваемого объекта. В основу модели заложены геолого-физические данные рассматриваемого объекта

(геологического пласта), метод Коваля, уравнение математического баланса и аналитические зависимости, полученные на основе статистических и корреляционных данных.

Для проверки точности полученных данных по разработанной математической модели результаты сравнивались с расчетами гидродинамического моделирования. Сходимость результатов является допустимой для применения полученной модели.

1.1 Обзор литературы

Вопросами оценки применимости методов смешивающегося и несмешивающегося вытеснения занимались еще в 40-х годах двадцатого века. Фактическая закачка CO_2 впервые началась уже с 1970-х годов. Большой популярностью такие проекты пользовались на месторождениях в США, Мексике, Северном море. Однако технологический и экономический эффект в каждом проекте значительно отличался друг от друга. Тем не менее, применение данного метода является популярным и на сегодняшний день.

Процессы, происходящие в пласте при воздействии на него методами увеличения нефтеотдачи, отличаются разнообразием и сложностью. Однако при математическом описании этих процессов используются аналогичные системы уравнений. Единое математическое описание методов увеличения нефтеотдачи имеет большое значение, так как позволяет с большой достоверностью проводить сравнение различных видов воздействия на пласт и выбор методов или совокупности методов, обеспечивающих наилучшие показатели разработки нефтяного месторождения. В большинстве случаев такое единое описание производится при помощи уравнений многофазной многокомпонентной фильтрации.

Помимо физической модели необходима математическая модель, которая учитывает физическую составляющую происходящего процесса, потенциальные объемы и свойства закачиваемого газа и позволяет получить прогнозные профиля добычи нефти от реализации проекта.

1.1.1 Математические модели при смешивающемся вытеснении

Процесс водогазового воздействия на пласт в большинстве случаев описывается в рамках трехфазной многокомпонентной фильтрации. Лишь в некоторых исследовательских задачах вытеснения нефти газом и водой в определенном диапазоне давлений и температур может возникнуть необходимость учета возможности появления четвертой фазы. Одна из наиболее простых и употребляемых моделей изотермической трехфазной фильтрации газожидкостных смесей – модель Маскета-Мереса [1], которая за рубежом называется β-моделью или моделью нелетучей нефти. В Советском Союзе эта модель наиболее полно исследовалась в работах Б.В.Шалимова и Р.М.Каца. В рамках модели Маскета-Мереса предполагается наличие трех фаз (нефтяная, газовая и водная). Модель состоит из следующих компонентов: вода, нелетучая нефть, газ (который растворим в нефтяной, газовой и в некоторых вариантах в водной фазах). При фиксированной температуре такая термодинамическая система имеет одну степень свободы, и составы фаз однозначно определяются давлением независимо от состава смеси.

При использовании модели Маскета-Мереса снимается вопрос о расчете фазовых равновесий. Применение этой модели позволяет описать абсолютное большинство процессов, связанных с обычным заводнением водой. Однако применение этой модели может привести к значительным погрешностям при решении задач, в которых состав фаз меняется при изменении полного состава смеси. Такие задачи возникают при описании процессов закачки в пласт обогащенных газов, углекислого газа и других. Модель Маскета-Мереса, как показано в [1], удовлетворительно описывает процесс закачки сухого газа, если давление нагнетания меньше давления насыщения и неудовлетворительно, если больше.

Таким образом, при решении задач, связанных с газовым воздействием на пласт, следует использовать более общие модели многокомпонентной фильтрации (композиционные модели).

В общем случае фильтрации многокомпонентных смесей при изменении

числа фаз некоторые насыщенности и концентрации, бывшие переменными, могут стать постоянными и наоборот. Таким образом, в областях с различным числом фаз приходится решать разные системы уравнений, что делает затруднительным использование для решения подобных систем сквозных численных методов, применение которых предпочтительнее с точки зрения универсальности методик расчета. В связи с этим, в качестве независимых переменных удобно выбирать массовые доли компонентов в смеси Z_i и давление P. При этом удается применять одни и те же уравнения сохранения и численные методы их решения независимо от количества фаз в поле течения.

В предположении смешивающегося изотермического вытеснения в пористой среде гидродинамическая неустойчивость впервые рассмотрена в [2], где показано, что она возникает, если более подвижный многофазный флюид вытесняет менее подвижный флюид. Данный критерий отличается от условия нарастания возмущений при поршневом вытеснении в ячейке Хеле–Шоу [3], поскольку в пористой среде на устойчивость влияет как отношение вязкостей флюидов, так и относительные фазовые проницаемости [4–8]. Для процесса закачки CO_2 в водонасыщенный пласт гидродинамическая устойчивость рассматривалась в [6, 7].

В работе [6] исследовалась устойчивость вытеснения в керне в зависимости от вида относительных фазовых проницаемостей. Фильтрация рассмотрена при фиксированных значениях давления P_0 и температуры T_0, что ограничивает область приложения результатов [6] частным случаем подземного захоронения CO_2. Вязкость сверхкритического CO_2 существенно зависит от P_0 и T_0, то есть от глубины Z залегания пласта, в предположении гидростатического равновесия, и от локального геотермального градиента. В [7] показано, что с увеличением Z (при возрастании P_0 и T_0) отношение вязкостей H_2O и CO_2 может изменяться в несколько раз, приводя к смене характера вытеснения с неустойчивого на устойчивое.

Отличительной особенностью рассматриваемого процесса является сочетание конвективного переноса с молекулярной диффузией и дисперсией

механической природы. Для учета указанных явлений в математической модели, описывающей исследуемый процесс в масштабе теории фильтрации, в уравнении неразрывности к вектору конвективного переноса добавляется вектор, включающий в себя коэффициент гидродинамической дисперсии.

Одной из первых математических моделей, описывающих вытеснение нефти в смешивающемся режиме, была модель Писмэна-Рэчфорда [9], которая в предположении несжимаемости породы и флюидов описывается следующей системой уравнений:

$$\begin{cases} m\dfrac{\partial s}{\partial t} + \nabla(s\overline{u}) = \nabla(D\nabla s) \\ \nabla(\dfrac{\mathrm{k}}{\mu(\mathrm{s})}\nabla \mathrm{p} = 0 \\ \mu(s) = \mu_0(1-s) + \mu_s s \end{cases} \tag{1}$$

где m-пористость, s-насыщенность вытесняющим агентом $\overline{\mathrm{u}}$-скорость фильтрации, D-тензор диффузии, k-абсолютная проницаемость, μ-эффективная вязкость, μ_0-вязкость нефти, μ_s-вязкость вытесняющего агента.

Практическое применение такого рода моделей для расчета поведения реальных пластовых систем крайне ограничено. Это объясняется существенным искажающим влиянием на результаты моделирования численной дисперсии, что вынуждает использовать при численном счете крайне мелкую сетку.

Дальнейшим усовершенствованием описанного подхода стал метод Тодда и Лонгстаффа [10]:

$$\begin{cases} u_i = -\dfrac{kk_{ri}}{\mu_{ie}}(\nabla p_i - \rho_{ie} g \nabla z) \\ \dfrac{\partial}{\partial t}(m\rho_{ie}) + \nabla(\rho_{ie}\overrightarrow{u_\imath}) = q_i \\ p_i - p_m = P_c \pi(s_i\,, s_m) \\ \sum s_i = 1 \\ i = j, g, w \end{cases} \tag{2}$$

где u_i – скорость фильтрации i – ой фазы, k – абсолютная проницаемость, k_{ri} – относительная фазовая проницаемость i – ого флюида, μ_{ie}, ρ_{ie} – эффективные вязкости и плотности i – ой фазы, p_i и s_i – фазовые давления и насыщенности. Функции относительных фазовых проницаемостей в системе «газ-нефть» в данной модели при достижении условий смешиваемости всегда являются линейными функциями соответствующих насыщенностей, а эффективные вязкости и плотности (μ_{ie}, ρ_{ie}) зависят от интенсивности массообмена ω [10], [11].

Важным преимуществом данной модели является то, что она разрешима при помощи стандартных численных схем, используемых для решения уравнений фильтрации нелетучей нефти.

В результате обзора литературы в работе рассмотрена и проанализирована физическая модель Тодда и Лонгстаффа (2).

1.1.2 Аналитические модели при смешивающемся вытеснении

Каждое месторождение или отдельно взятый объект индивидуальны по своим условиям формирования, неоднородности распределению свойств, а также физико-химическим характеристикам. При планировании мероприятий по применению различных методов увеличения нефтеотдачи инженеру необходимо оценить первоначальную эффективность с учетом всех неопределенностей и влияющих параметров пласта.

Любая аналитическая модель при прогнозном расчете профилей добычи нефти и конечной нефтеотдачи подчиняется закону материального баланса, а также может быть выражена уравнением Баклея-Леверетта [12]. Данная теория разработана в 1941 году Левереттом с применением закона сохранения масс к одномерному (в направлении x) течению двух жидкостей (нефти и воды):

$$f(w) = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \tag{3}$$

где f (w) - доля воды в потоке через определенное поперечное сечение продуктивного пласта, μ_w, μ_o-вязкость воды и нефти соответственно, k_w, k_o-

фазовые проницаемости воды и нефти соответственно.

Данная теория применима в случае одномерного течения несжимаемых несмешивающихся жидкостей в условиях, когда можно пренебречь капиллярным давлением, а также влиянием силы тяжести. В этом случае процесс вытеснения допускает простое математическое описание.

Функция Баклея—Леверетта определяет полноту вытеснения и характер распределения насыщенности по пласту. Задачи повышения нефтеотдачи в значительной степени сводятся к применению таких воздействий на пласт, которые в конечном счете изменяют вид функции Баклея – Леверетта в направлении увеличения полноты вытеснения.

Каждый из этих методов в общем случае позволяет спрогнозировать и оценить технологические параметры разработки месторождения.

При постановке задачи с закачкой CO_2 общий вид уравнения функции Баклея – Леверетта и условия полностью меняются. Задача становится многофазной, где следует применять модифицированные зависимости и уравнения.

Этапом эволюции моделей смешивающегося вытеснения являются модели, основанные на аналогии с процессом несмешивающегося вытеснения. Простейший из таких моделей является аналитическая модель Коваля [13], который ввел для смешивающегося потока функцию распределения фаз, аналогично функции Баклея-Леверетта:

$$f(s) = \frac{1}{1 + \frac{1-s}{s}\ \frac{1}{\overline{u}}\ \frac{1}{H}} \tag{4}$$

где f(s)- доля закачиваемого вытесняющего агента в потоке, s-насыщенность вытесняющим агентом, $\overline{u}$-эффективная вязкость (определяемая по степенному закону), H-определяемый экспериментально показатель неоднородности пористой среды. Модель Ковеля может быть обобщена на случай течения сжимаемых флюидов.

Несмотря на то, что в рамках такого рода моделей производится пренебрежение формой фронта вытеснения в масштабе элементарного объема,

расчеты с их использованием позволяют прогнозировать динамику средней флюидонасыщенности в каждой расчетной точке. В результате могут быть определены зоны локализации остаточных запасов нефти и произведена оценка времени прорыва нагнетаемого агента к зоне отбора.

Помимо прогнозирования добычи по характеристикам вытеснения (функция Баклея-Леверетта) существует способ расчета технологических показателей по статистике темпов падения. Выбор конкретного способа прогнозирования основывается на текущей стадии разработки. Прогнозирование по статистике темпов падения рекомендуется для месторождений на начальных стадиях разработки. Способ с использованием характеристик вытеснения предпочтительнее применять при наличии большой доли обводненного фонда, то есть на последних стадиях разработки. Окончательное решение о применении того или иного способа принимается инженером самостоятельно.

На основании фактических данных, включающих распределение добычи, необходимо восстановить профиль типовой скважины (функцию падения), чтобы впоследствии рассчитать прогнозную добычу нефти за любое требуемое время. При этом интегрированное использование методик функций Баклея-Леверетта, эмпирических зависимостей и метода Коваля позволяет разработать алгоритм прогнозного расчета дополнительной добычи нефти и других технологических параметров для процесса смешивающегося вытеснения нефти газом.

1.1.3 Статистические данные: скрининг проектов смешивающегося вытеснения

Вопросами оценки применимости методов смешивающегося и несмешивающегося вытеснения занимались еще в 40-х годах двадцатого века. Фактическая закачка CO_2 впервые началась уже с 1970-х годов. Большой популярностью такие проекты пользовались на месторождениях в США, Мексике, Северном море. Однако технологический и экономический эффект в каждом проекте значительно отличался друг от друга. Тем не менее,

применение данного метода является популярным и на сегодняшний день. Что касается опыта применения на российских месторождениях, то его практически нет (за исключением водогазового воздействия на Новогоднем месторождении).

Систематический скрининг лучших практик применимости и эффективности конкретного метода увеличения нефтеотдачи позволяет «фильтровать» и рационально подбирать как объекты-кандидаты, так и соответствующие для них мероприятия для применения наилучших технологий и методов. Однако существующие статистики, выведенные корреляции не всегда позволяют корректно спрогнозировать профили добычи нефти по объекту и впоследствии оценить технологическую и экономическую эффективность от применения закачки какого-либо химического агента в виде вытесняющего агента.

При прогнозировании профилей добычи нефти при помощи аналитических (эмпирических) формул и уравнений основываются на статистических данных и корреляционных зависимостях. Наибольшей популярностью проекты по смешивающемуся вытеснению пользуются в США.

В своих трудах Л.Лэйк и М.Волш [14], начиная с 1970-х годов, проанализировали все имеющиеся фактические данные по таким проектам. В таблице 1 представлены основная информация и результаты от применения технологии смешивающегося вытеснения по 22 проектам, представляющие особый интерес для дальнейшего анализа. По представленным параметрам можно определить успешность/не успешность от применения таких методов. При этом чтобы оценить прогнозную технологическую эффективность от реализации такого рода проектов, Л.Лэйк и М.Волш на основе собранных статистических данных разработали возможный аналитический подход, основанный на эмпирических зависимостях и корреляционных данных. При этом главной особенностью данного подхода является то, что он позволяет вычислить конечное значение дополнительной добычи нефти от применения технологии смешивающегося вытеснения по сравнению с другими

технологиями (и без применения каких-либо технологий).

Таблица 1. Перечень проектов смешивающегося вытеснения

Месторождение/Пласт/ Проект	Wasson 1 Denver Unit	Rangely Weber Sand Unit	Salt Creek	Wasson 2 Denver Unit
Компания оператор	Shell Western	Chevron	ExxonMobil	Shell Western
Коммерческий или пилотный проект	Коммерческий	Коммерческий	Коммерческий	Пилот
Агент для закачки	CO_2	CO_2	CO_2	CO_2
Страна	США	США	США	США
Штат/провинция	Техас	Колорадо	Техас	Техас
Литология	Доломит	Песчаник	Известняк	Доломит
Дата закачки	1984	1986	1993	1984
Фактическая дата	1992	1994	2002	1992
Выполненность проекта, %	55	50	55	55
Дополнительная информация	отрицательная	Отрицательная	хорошая	Отрицательная
Совместный проект	да	Да	да	Нет
Проницаемость, мД	5	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Площадь, акр	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
НГЗ, баррель	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Поэтапная разработка	да	Да	да	Нет
Добыча от НГЗ, %	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Дебит нефти до закачки CO_2, баррель/сут	55000	30000	19000	20000
Макс. дебит нефти, баррель/сут	Нет данных	33000	30000	25000

Месторождение/Пласт/ Проект	East Twofreds	Goldsmith San Andres	Little Creek Field	Slaughter Estate Unit Pilot
Компания оператор	Transpetco/Murphy	Chevron	Shell	Amoco
Коммерческий или пилотный проект	Коммерческий	Пилот	Пилот	Пилот
Агент закачки	CO_2	CO_2	CO_2	CO_2
Страна	США	США	США	США
Штат/провинция	Техас	Техас	Миссисипи	Техас
Литология	Песчаник	Доломит	Песчаник	Доломит
Дата закачки	Февраль 1974	1997	Февраль 1974	Сентябрь 1976
Фактическая дата	1993	1999	1980	1985
Выполненность проекта, %	100	13	100	70
Дополнительная информация	хорошая	отрицательная	хорошая	Хорошая
Совместный проект	нет	Нет	нет	Нет
Проницаемость, мД	28	Нет данных	33	3-8
Площадь, акр	Нет данных	320	31	12
НГЗ, баррель	15.4 млн	Нет данных	200 тыс	642.4 тыс
Поэтапная разработка	нет	Нет	нет	Нет
Добыча от НГЗ, %	15.8	Нет данных	31.7	30.8
Дебит нефти до закачки CO_2, баррель/сут	26	27	Около 0	50
Макс. дебит нефти, баррель/сут	754	200	190	159

Месторождение/Пласт/ Проект	Lost Soldier	SACROC 4PA	SACROC 17PA	Ford Geraldine Unit
Компания оператор	Amoco	Chevron	Chevron	Conoco
Коммерческий или пилотный проект	Коммерческий	Коммерческий	Коммерческий	Коммерческий
Агент закачки	CO_2	CO_2	CO_2	CO_2
Страна	США	США	США	США
Штат/провинция	Вайоминг	Техас	Техас	Техас
Литология	Песчаник	Доломит	Доломит	Песчаник
Дата закачки	Июль 1989	Июнь 1981	Май 1981	Февраль 1981
Фактическая дата	1995	1988	1988	1989
Выполненность проекта, %	50	70	55	55
Дополнительная информация	хорошая	Хорошая	хорошая	Незначительная
Совместный проект	Нет	Нет	нет	Да
Проницаемость, мД	31	3	3	Нет данных
Площадь, акр	Нет данных	600	2700	3850
НГЗ, баррель	240 млн	27.9 млн	79.1 млн	Нет данных
Поэтапная разработка	Нет	Нет	нет	Да
Добыча от НГЗ, %	12.2	14	10	Нет данных
Дебит нефти до закачки CO_2,баррель/сут	2500	800	1400	400
Макс. дебит нефти, баррель/сут	11000	3400	3200	1600

Для последующего скрининга и «фильтрации» важных параметров при расчете дополнительной добычи нефти от закачки CO_2 был составлен соответствующий чек-лист параметров необходимых для реализации алгоритма по расчету дополнительной добычи нефти:

- Профиля дебита нефти при закачке воды/без применения каких-либо технологий и при закачке газа*
- Дата начала закачки газа *
- Дата прорыва газа в нефтяную часть *
- Дата пикового дебита нефти при закачке газа*
- Поровый объем пласта *
- Начальные геологические запасы (НГЗ) *
- Среднее пластовое давление*
- Средняя пластовая температура*
- Приемистость закачки газа*
- Приемистость закачки воды*
- Пиковый дебит нефти*
- Плотность сетки скважин

- Конечная дополнительная добыча нефти*
- Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) до закачки газа
- КИН при закачке воды
- Прирост КИН за счет закачки газа (по сравнению с вариантом от закачки воды)
- Средняя проницаемость пласта
- Начальная водонасыщенность*
- Начальный объемный фактор нефти*
- Вязкость нефти в пластовых условиях
- Дебит нефти до закачки газа
- Водогазовый фактор (ВГФ)

*-обязательные параметры для расчета

Целью литературного обзора являлся сбор фактических и статистических данных по проектам смешивающегося вытеснения. Он необходим для разработки математической модели, которая, в свою очередь, позволит оценить технологическую эффективность проекта.

Первоначально было рассмотрено около 59 проектов по смешивающемуся вытеснению с фактической историей работы и полученными результатами. Однако, некоторые проекты были исключены из общей статистики, так как не подходили по определенным критериям (отсутствие или неточность данных). В результате осталось 22 проекта для дальнейшего анализа. По итогу следующего пересмотра и «фильтрации» данных только 7 проектов отвечали всем поставленным критериям и были включены в общую статистику данных по смешивающемуся вытеснению.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Сравнение моделей смешивающегося вытеснения

Основными преимуществами смешивающегося вытеснения являются:

- ✓ снижение вязкости нефти при смешивании ее с газом
- ✓ увеличение коэффициента вытеснения

Эти факторы позволяют наиболее эффективно вытеснить локализованную в пласте нефть и повысить технологическую эффективность от применения данной технологии.

На течение флюидов в поровом пространстве большое влияние оказывает сила гравитации [15,16]. Применение технологии смешивающегося вытеснения может осуществляться совместно с закачкой воды. Данный процесс называется водогазовым воздействием (ВГВ). В этом случае вода наиболее активно влияет на образование так называемых «языков», то есть областей охваченных заводнением. При этом также происходит гравитационное деление фаз, вследствие чего вода отделяется от газа и распространяется в противоположном направлении. Все эти эффекты, происходящие при смешивающемся вытеснении, можно более детально изучить и проследить при помощи 3D моделирования.

Для точного определения эффективности от закачки вытесняющего агента необходимо учитывать неоднородность пласта по разрезу (анизотропию проницаемостей) и его геологические характеристики. В свою очередь это является сложной и неразрешимой до сих пор задачей.

На сегодняшний день существует две основных модели, одновременно учитывающие факторы неоднородности и подвижности флюидов в пласте: модель Коваля [13] и Тодда и Лонгстаффа [10]. Преимущество данных моделей заключается в том, что они позволяют учесть влияние неоднородности при вытеснении нефти газом.

Двухфазная модель фильтрации

Модель фракционного потока позволяет описать не только однофазный поток, но и многофазное течение. В рассматриваемом случае поток состоит из

двух псевдофаз, при этом в одной из них доминирующей фазой является нефть, в другой газ. Уравнения, описывающие движение фаз в потоке выражается законом Дарси:

$$v_{ie} = -k\frac{k_{rie}}{\mu_{rie}}\left(\nabla p + \rho_{ie} g\right) \tag{5}$$

где i=нефть или газ, v - параметр скорости Дарси, k – абсолютная проницаемость, k_{re} – относительная (эффективная) проницаемость, μ_e – эффективная вязкость флюида, p – давление, ρ_e – плотность флюида, g – ускорение свободного падения.

С учетом газовой компоненты уравнение закона сохранения масс выглядит следующим образом:

$$\varphi\frac{\partial S_g}{\partial t} + \nabla\cdot\left(S_{go}v_{oe} + S_{gg}v_{ge}\right) = 0 \tag{6}$$

где g – газ, o – нефть, e – эффективная, S – концентрация флюида в потоке.

При этом $S_{oo} + S_{go} = 1$ и $S_g = S_{go}S_{oe} + S_{gg}S_{ge} = 1 - S_o$, где S_{oo}– концентрация нефти в нефтяной псевдофазе, S_{og}–концентрация нефти в газовой псевдофазе и тд.

Обычно эта система уравнений решается, принимая, что расход закачки газа постоянный:

$$\nabla\cdot\left(v_{oe} + v_{ge}\right) = 0 \tag{7}$$

для условий несжимаемого одномерного потока $v_{oe} + v_{ge} = q$.

Уравнение закона сохранения масс с учетом газовой компоненты в потоке (6), может быть представлено в виде:

$$\varphi\frac{\partial S_g}{\partial t} + \nabla\cdot f_g\left(v_{oe} + v_{ge}\right) = 0 \tag{8}$$

где f_g – доля газа в фракционном потоке.

Модель Коваля

При рассмотрении модели Коваля, примем что $k_{rge} = S, k_{roe} = 1 - S, \mu_{oe} = \mu_o$, получим:

$$\mu_{ge} = (\frac{0,22}{\mu_g^{\frac{1}{4}}} + \frac{0,78}{\mu_o^{\frac{1}{4}}})^{-4} \quad (9)$$

т.е. псевдогазом называется флюид, имеющий постоянную концентрацию в потоке $S_{gg} = 0,22$.

Пренебрегая гравитацией, Коваль вывел уравнение для описания фракционного потока:

$$f_g = \frac{S}{S + (1 - S)/M_e} \quad (10)$$

где $M_e = \mu_o/\mu_g$ – отношение подвижностей флюидов.

Влияние условий гравитации и подвижностей флюидов в потоке в модели Коваля можно записать в виде:

$$\rho_{oe} = \rho_o, \rho_{ge} = 0,22\rho_g + 0,78\rho_o$$
$$\lambda_t = \frac{S}{\mu_{ge}} + (1 - S)/\mu_o \quad (11)$$

где λ_t – общая подвижность флюидов в пласте.

Модель Тодда и Лонгстаффа

В модели Тодда и Лонгстаффа предположения о взаимном влиянии на свойства течения сделаны относительно фазовых проницаемостей, при этом эффективные вязкости обеих фаз рассматриваются в зависимости от вязкости общей смеси:

$$\mu_m = (\frac{S}{\mu_g^{\frac{1}{4}}} + \frac{1 - S}{\mu_o^{\frac{1}{4}}})^{-4} \quad (12)$$

где μ_m – вязкость смеси, μ_{ge}=$\mu_{ge} = \mu_g{}^{1-\omega}\mu_m{}^{\omega}$ и $\mu_{oe} = \mu_o{}^{1-\omega}\mu_m{}^{\omega}$. При этом ω – параметр Тодда-Логнстаффа может принимать значения $\omega = 1$ (при полном смешивании) и $\omega = 0$ (смешивания не происходит).

Исключая эффекты гравитации, функция фракционного потока в модели Тодда и Лонгстаффа может быть также описана уравнением (10), приняв при этом, что $M_e = (\mu_o/\mu_g)^{1-\omega}$. Как и в модели Коваля, так и в модели Тодда и Лонгстаффа коэффициент подвижности не зависит от концентрации S.

Для учета влияния силы тяжести необходимо задать параметр

концентрации нефти в псевдонефтяной фазе в виде:

$$S_{oo} = \frac{(\mu_o/\mu_g)^{1/4} - (\mu_o/\mu_{oe})^{1/4}}{(\mu_o/\mu_g)^{1/4} - 1} \quad (13)$$

Концентрация газовой составляющей S_{og}определяется аналогично S_{oo} (13).

Далее плотности смешивающихся компонентов определяются при помощи следующей зависимости:

$$\rho_{oe} = S_{oo}\rho_o + (1 - S_{oo})\rho_g,\ \rho_{ge} = S_{og}\rho_o + (1 - \rho_o S_{og})\rho_g \quad (14)$$

Общая подвижность флюидов в потоке:

$$\lambda_t = \frac{S}{\mu_{ge}} + (1 - S)/\mu_{oe} \quad (15)$$

2.2 Практическое применение моделей смешивающегося вытеснения

2.2.1 Модель Тодда и Лонгстаффа

Отличительной особенностью рассматриваемого процесса является сочетание конвективного переноса с молекулярной диффузией и дисперсией механической природы. Рассмотрим применение математической модели Тодда-Лонгстаффа (2) для смешивающегося вытеснения.

Важным преимуществом данной модели является то, что она разрешима при помощи стандартных численных схем, используемых для решения уравнений фильтрации нелетучей нефти.

Рассмотрим возможность описания процесса вытеснения легкой нефти обогащенным газом с использованием модели Тодда и Лонгстаффа. Для этого была предпринята попытка смоделировать редкие для нашей страны лабораторные испытания водогазового воздействия на керне пласта $АС_{10}$ месторождения X [22]. В ходе эксперимента в образец керна, находящийся в бомбе PVT, закачивались вытесняющие агенты с постоянным расходом (табл. 2).

Таблица 2. Эксперименты на керне пласт $АС_{10}$ месторождения X

Параметры образца керна	
Линейные размеры, см	3×3×30
Пористость, д.ед.	0,1557

Проницаемость, мд	8,7
Начальная нефтенасыщеннось, д.е.	0,63
Параметры физической модели	
Давление, МПа	25
Температура, ºС	89
Данные экспериментов по вытеснению	
Расход вытесняющего флюида, см^3/час	0,45

В первом из рассмотренных в данной работе случаев нефть вытеснялась смешивающимся с ней обогащенным газом. Во втором случае данному процессу предшествовала закачка воды до полного прекращения фильтрации нефти. Прирост коэффициента вытеснения относительно заводнения в первом случае составил 18%, во втором — более 30%.

При проведении одномерного численного эксперимента были использованы геометрические параметры и фильтрационно-емкостные характеристики моделируемого объекта, а также физико-химические свойства насыщающих его флюидов. Функции относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода» были восстановлены по квадратичной зависимости с учетом экспериментальных величин остаточной нефтенасыщенности при вытеснении водой и фазовой проницаемости воды при остаточной нефти. Начальными условиями являлись определенные при проведении эксперимента значения начального нефтенасыщения и давления:

$$t = 0\ s(x) = S_0 = const, p(x) = P_0 = const \tag{16}$$

В качестве граничных условий были приняты постоянный расход газа на границе нагнетания и постоянное давление, равное давлению в бомбе PVT, на противоположной границе:

$$\begin{gathered} x = 0: q = const, \\ x = L: p = P_L \end{gathered} \tag{17}$$

В рамках стандартной «Black Oil» модели при любом виде функций относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть-газ» получить

экспериментальную динамику вытеснения не представилось возможным. В этом случае соотношение вязкостей вытесняющего и вытесняемого агента крайне неблагоприятно, и для вытеснения нефти до остаточной нефтенасыщенности необходима прокачка большого объема газа (рис.1). Согласно же эксперименту движение нефти останавливается уже при закачке двух поровых объемов газа.

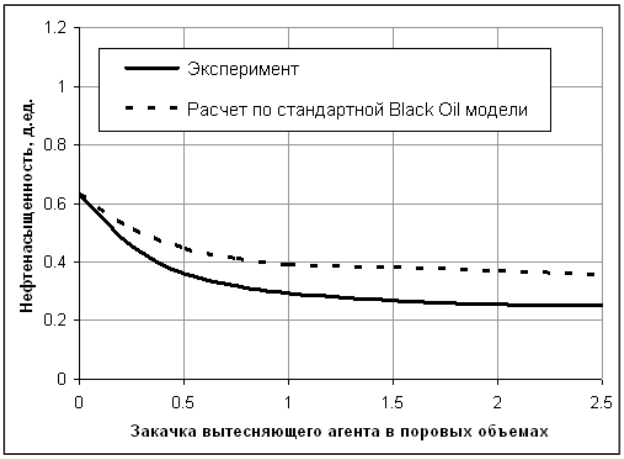


Рис. 1 Расчеты с использованием стандартной «Black Oil» модели

Применение модели Тодда и Лонгстаффа позволяет учесть изменение вязкости нефти и остаточной нефтенасыщенности при смешивании углеводородных фаз. Ее использование позволило добиться практически полной сходимости результатов расчета с данными физического эксперимента при параметре смесимости 0,68 (рис. 2).

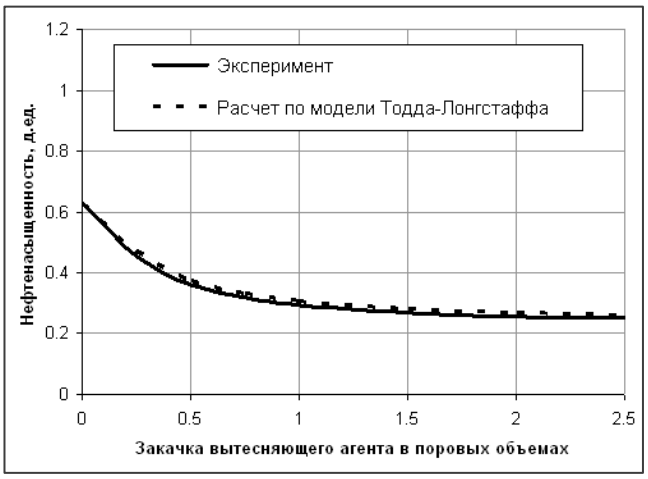


Рис. 2 Расчеты с использованием модели Тодда–Лонгстаффа (эксперимент 1)

Хорошая сходимость достигнута и при моделировании эксперимента по последовательному водогазовому воздействию при том же параметре смесимости, но меньшей остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти смешивающимся с ней газом (рис. 3).

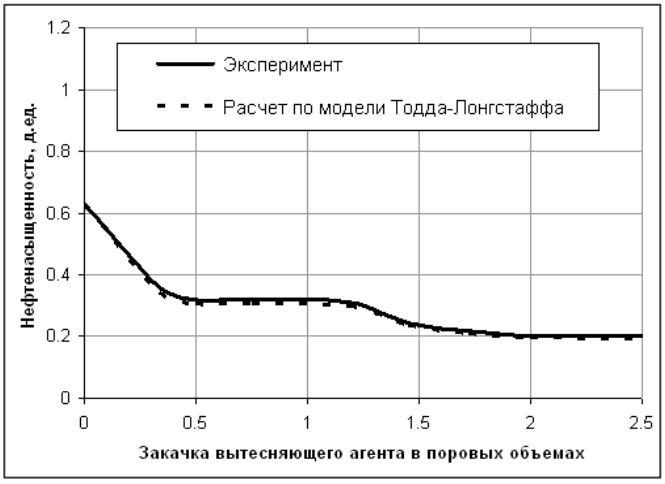


Рис.3 Расчеты с использованием модели Тодда–Лонгстаффа (эксперимент 2)

Немаловажным также является воспроизведение в модели эффекта, связанного со скачком депрессии на образец при смене агента нагнетания, объясняющегося ростом фильтрационного сопротивления при появлении областей трехфазного течения (рис. 4).

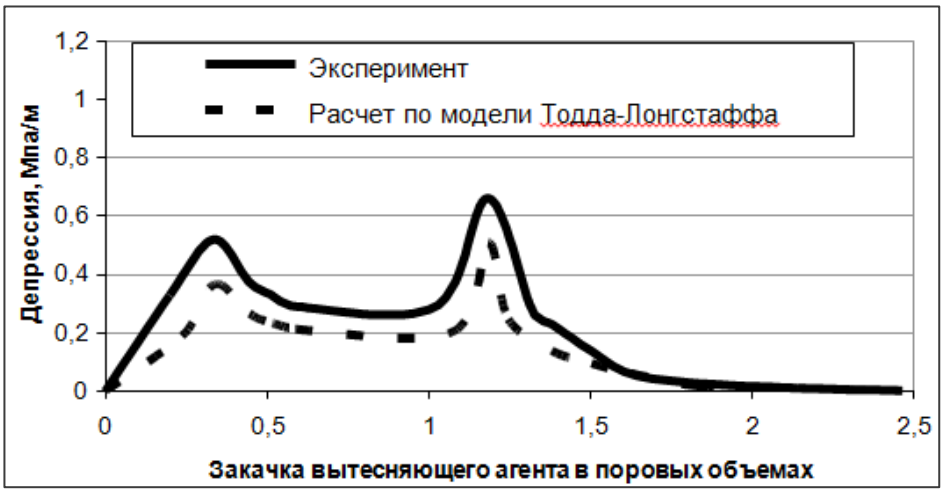


Рис. 4 Скачок депрессии на образец керна при смене агента нагнетания

Несогласованность абсолютных величин депрессии на графики объясняется тем, что в численной модели была использована блочно-центрированная пространственная сетка. Данный факт приводит к тому, что при вычислении депрессии в модели используются средние давления в краевых ячейках, что приводит к занижению расчетных величин относительно экспериментальных значений, измеренных непосредственно на гранях образца.

Таким образом, в работе описан ряд математических моделей вытеснения нефти смешивающимися с ней агентами. На основе четырехкомпонентной модели Тодда–Лонгстаффа проведен численный эксперимент по вытеснению нефти жирным газом в масштабах образца керна. Продемонстрирована хорошая согласованность результатов расчетов с данными лабораторных исследований.

2.2.2 Модель Коваля

Формула Баклея-Леверетта (3) применяется для прогнозирования технологических параметров при закачке воды в геологический пласт для поддержания давления. При рассмотрении процесса смешивающегося вытеснения формула (3) не позволяет учесть геолого-физические характеристики, необходимые для точного расчета.

В этом случае воспользуемся методом Коваля (4), который учитывает условия смешивающегося вытеснения.

Постановка задачи

Рассмотрим поровый объем, в который будет осуществляться закачка растворителя. При этом объем закачки является контролируемым и постоянным во времени. При описании нагнетания углекислого газа в водонасыщенный пласт предполагаем, что бинарная смесь CO_2–H_2O находится в локальном термодинамическом равновесии и в тепловом равновесии с породой. Капиллярным давлением пренебрегаем. Вводятся давление P , одинаковое в различных фазах смеси, и одинаковая температура T для флюида и породы.

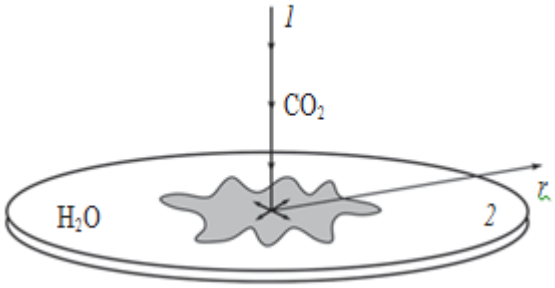


Рис. 5 Схема задачи: *1* – нагнетательная скважина, *2* – водонасыщенный пласт

Основные параметры модели

Прокачанный поровый объем в любой момент времени вычисляется как:

$$Vpi = V`s/PV \quad (18)$$

где V_{pi}-прокачанный поровый объем, $V`_s=V_s*B_s$-объем растворителя, закачиваемый в пласт (в пластовых условиях), PV-поровый объем, V_s-объем растворителя в поверхностных условиях, B_s-объемный коэффициент растворителя.

Для того чтобы получить прогнозную оценку от эффективности вытеснения нефти закачкой воды или газа применяют теорию Баклея-Леверетта. Для обоих этих случаев свойственен процесс языкообразования. Данный метод не позволяет спрогнозировать рост, размер или форму этих языков или даже определить начало их возникновения. Теория Баклея-Леверетта позволяет получить зависимость в виде функции насыщения вытесняющих фаз от расстояния. Данный метод прост для расчета таких прогнозных показателей как коэффициент нефтеотдачи или водонефтяной фактор как функций от прокачанного порового объема, которые могут решаться графически. Тем не менее, теория Баклея-Леверетта имеет некоторые допущения, но при этом прогноз согласуется с физикой процесса и является полезным инструментом в расчетах.

Теория Баклея-Леверрета была усовершенствована для задачи смешивающегося и несмешивающегося вытеснения. Для фронтального вытеснения нефти имеем:

$$\left(\frac{\partial x}{\partial t}\right) = \frac{q}{\varphi \times A} \times \left(\frac{\partial Fdisp}{\partial Sdisp}\right) \tag{19}$$

Уравнение фракционного потока для процесса с закачкой растворителя в пласт выглядит следующим образом:

$$Fdisp = \frac{1}{1 + \frac{k_{oil}}{k_{disp}} \times \frac{\mu_{disp}}{\mu_{oil}}} \tag{20}$$

Формула (20) основана на теории Баклея-Леверетта и уравнении материального баланса и может быть применима для смешивающегося вытеснения. Из (20) видно, что заданное насыщение должно распределяться линейно в поровом пространстве.

Уравнение (20) для смешивающегося вытеснения чаще всего записывается в виде:

$$\frac{1}{Vpi} = \frac{dFs}{dS} \tag{21}$$

При смешивающемся (и несмешивающемся) вытеснении функция фракционного потока может быть определена как:

$$F_{disp} = f(S_{disp}, H, V) \tag{22}$$

где H - учитывает эффекты неоднородности, V - соотношение подвижностей флюидов в пласте (соотношение вязкостей флюидов μ_o/μ_s).

Определение характерной зависимости функции фракционного потока F_s при смешивающемся вытеснении от каждого параметра является основной рассматриваемой задачей в данной работе (рис.6,7).

Для выражения зависимости F_s от влияющих геологических факторов необходимо ввести только один параметр, который позволит учесть необходимые показатели. Данное предположение лежит в основе К-метода.

Зависимость коэффициента извлечения нефти (КИН) от различных факторов разработки (обводненность, водонасыщенность и т.д) описывается поведением кривой фракционного потока. К-метод предполагает, что при помощи единственного параметра можно учесть влияние таких факторов, как

подвижность флюидов (Е-параметр) и неоднородность пласта (Н-параметр) на функцию Баклея-Леверетта при смешивающемся вытеснении.

Уравнение фракционного потока для условий смешивающегося вытеснения с учетом К-параметра запишется в следующей форме:

$$F_s = \frac{1}{1 + \frac{1-s}{s}\ \frac{1}{\overline{u}}\ \frac{1}{H}} = \frac{K \times S}{1 + S \times (K-1)} \tag{23}$$

где К=Н*Е - параметр, учитывающий неоднородность пласта и подвижность флюидов.

$$F's = \frac{1}{Vpi} = \frac{K}{[1 + (K-1) \times S]^2} \tag{24}$$

$$Vpi = \frac{K}{[K - F_S \times (K-1)]^2} \tag{25}$$

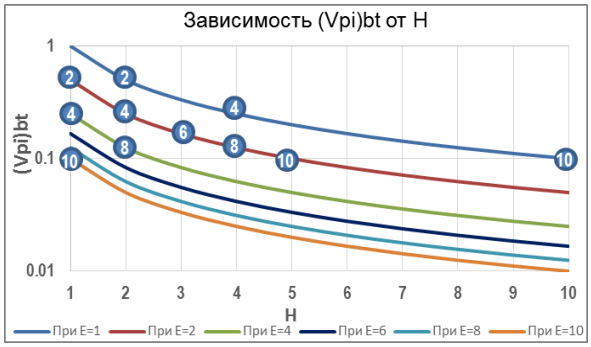
$$Fs = \frac{K - (K - Vpi)^{1/2}}{K - 1} \tag{26}$$

В момент прорыва газа в нефтяную часть прокачанный поровый объем будет равен (при F_s=0):

$$(Vpi)_{bt} = \frac{1}{K} \tag{27}$$

Прокачанный поровый объем при полном вытеснении нефти:

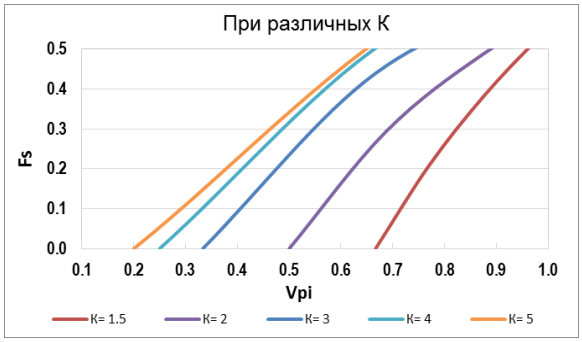
$$(Vpi)_{comp} = K \tag{28}$$

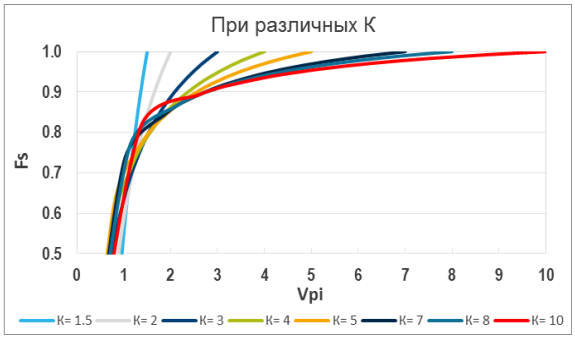


а)

б)

Рис.6 Зависимость прокаченного порового объема на момент прорыва при от параметров а) неоднородности б) эффективной вязкости при различных К-параметрах





а) б)

Рис.7 Зависимость доли газа в потоке от прокаченного порового объема при различных К-параметрах

Типичные величины остаточной нефтенасыщенности и насыщенности погребенной водой свидетельствует о том, что предельный коэффициент вытеснения обычно составляет 50-80% от количества нефти, охваченной процессом заводнения. Этот диапазон существенно превышает средний коэффициент нефтеотдачи в 30%, отмечаемый в процессе обычных заводнений, он также превышает коэффициент нефтеотдачи, получаемый в большинстве проектов увелечения нефтеотдачи.

Коваль также вывел коэффициент охвата по объему с использованием К-параметра (рис.8):

$$Npv = (Vpi)_{bt} + \int_{(Vpi)_{bt}}^{V_{pi}} \left(1 - \left[\frac{K - (\frac{K}{Vpi})^{1/2}}{K-1}\right]\right) dV_{pi} \tag{29}$$

$$Npv = \frac{2 \times (K \times V_{pi})^{1/2} - 1 - V_{pi}}{K - 1} \tag{30}$$

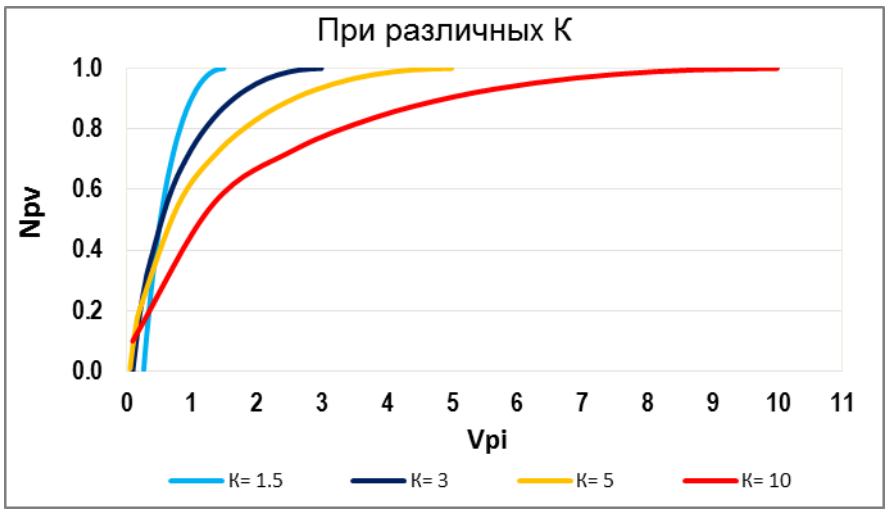


Рис.8 Зависимость коэффициента охвата по объему от прокаченного порового объема при различных К

Изменение подвижности характеризуется параметром E, который учитывает соотношение подвижностей нефти и закачиваемого агента.

$$E = (0.78 + 0.22 \times (V)^{\frac{1}{4}})^4 \tag{31}$$

где $V=\mu_o/\ \mu_s$ - отношение вязкости нефти к вязкости закачиваемого агента

Формула (31) была получена аналитическим путем при анализа свойств закачиваемого агента. При этом проводился ряд экспериментов, в которых влияние дисперсии на результаты расчета было минимальным. По экспериментальным данным [23] наиболее подходящий состав закачиваемого агента для эффективного вытеснения состоит из 78% нефти и 22% растворителя. Но это не означает, что такое соотношение флюидов является точным в зоне смешивания. Композиционный состав закачиваемого растворителя считается хорошо подобранным только тогда, когда он соответствует отвечает принятым критериям. Вязкость смеси может быть рассчитана при помощи правила смешивания:

$$\frac{1}{(\mu_{B+C})^{1/4}} = \frac{Vol\ Fraction\ B}{(\mu_B)^{1/4}} + \frac{Vol\ Fraction\ C}{(\mu_C)^{1/4}} \tag{32}$$

Формула (32) является наиболее простой формой для определения коэффициента эффективной вязкости при смешивании двух флюидов.

Таким образом, зная вязкости нефти и закачиваемого агента, коэффициент эффективной вязкости смеси E рассчитывается по формуле (31). На рисунке 9 показана зависимость коэффициента соотношения вязкостей флюидов V от параметра эффективной вязкости смеси E.

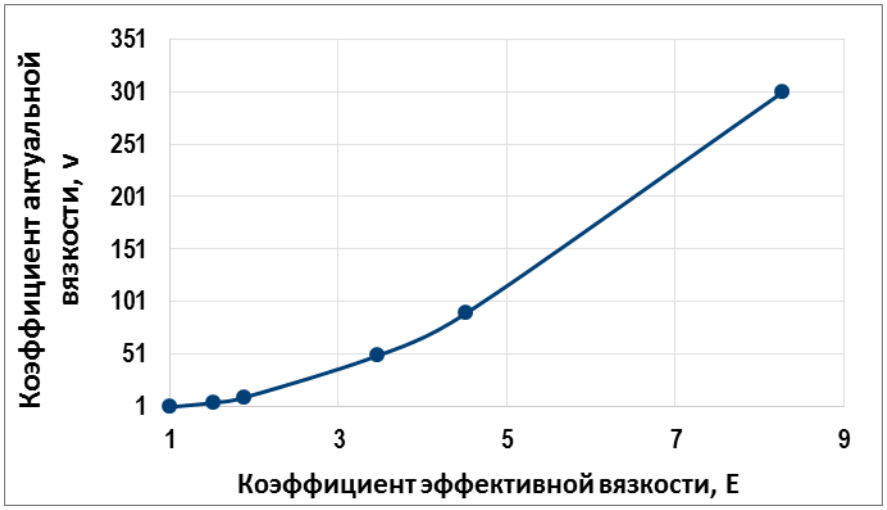


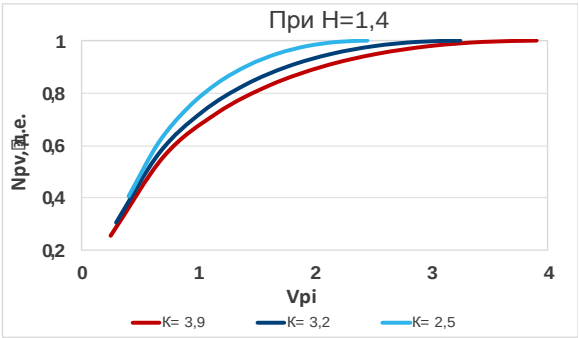
Рис.9 Зависимость вязкостных характеристик флюидов до смешивания от коэффициента эффективной вязкости

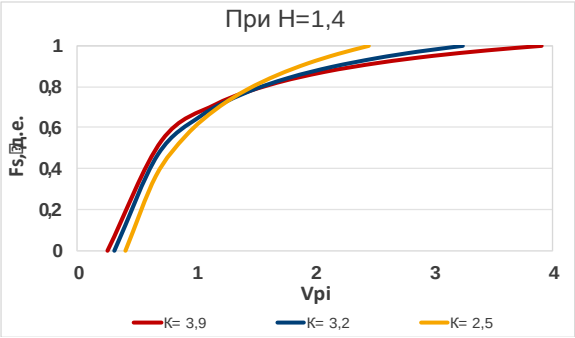
Коэффициент неоднородности H включает в себя эффекты дисперсии и учитывает распределение свойств в пласте.

С целью изучения влияния параметра H проводились практические эксперементы и сравнивались с результатами расчетов модели Коваля.При этом в экспериментах участвовали образцы керна с различными E-параметрами. Коэффициент эффективной вязкости E рассчитывался для каждого соотношения вязкостей при помощи формулы (31). Далее определялся K-фактор (24), а затем вычислялся сам параметр H (H = K/E). По результатам исследований можно сделать вывод, что коэффициент неоднородности зависит только от свойств породы, а параметр E (вязкости флюидов) влияния не оказывает.

При этом особо важным параметром, характеризующим параметр неоднородности, является коэффициент Дикстра-Парсонса Vdp (рис.11). Он служит статистической характеристикой размаха логарифмически нормального распределения. Последнее является не чем иным, как нормальным

распределением за исключением того, что здесь участвуют десятичные логарифмы проницаемостей, а коэффициент Дикстра-Парсонса аналогичен коэффициенту вариации при нормальном распределении. Vdp изменяется в пределах от 0 до 1, где первое значение говорит о том, что вариации вообщн нет (т.е. пласт однородный), а второе означает, что степень неоднородности очень высока.





а) б)

Рис.10 Зависимость а) коэффициента охвата по объему б) доли газа в потоке от параметра неоднородности при различных К

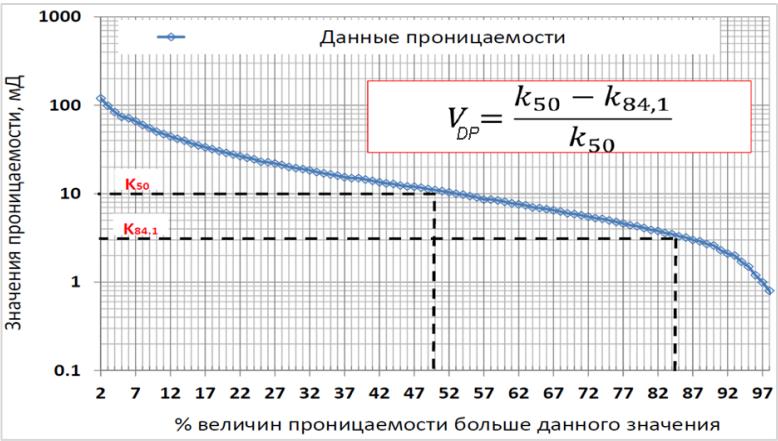


Рис.11 Математическое определение коэффициента Дикстра-Парсонса

На рисунке 12 показано как параметр неоднородности H зависит от коэффициента Дикстра-Парсонса.

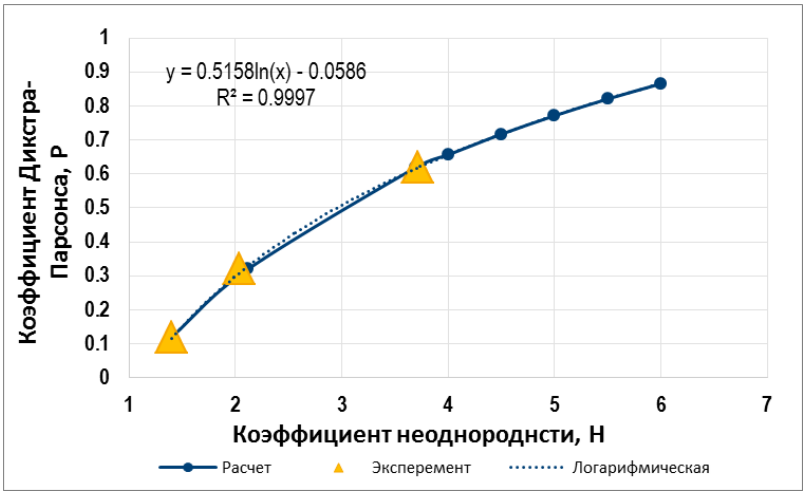


Рис.12 Зависимость от параметра неоднородности H от коэффициента Дикстра-Парсонса

3.1 Разработка математической модели

Рассмотрим модель, описывающую основные этапы процессов воздействия методами увеличения нефтеотдачи (рис.13). Данная модель учитывает несколько периодов для анализа параметров. Тренды кривых описываются гиперболической зависимостью и основываются на применении материального баланса. Черной сплошной линией описываются фактические данные, а прогнозные пунктиром: закачка воды (синий) и газа (красный). Пунктирные линии являются прогнозными трендами, описывающими поведение дебита нефти при применении рассматриваемых процессов.

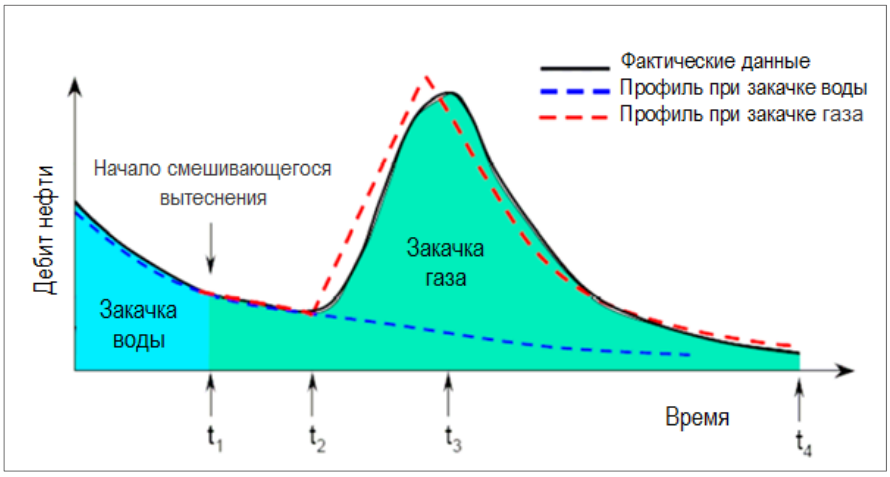


Рис.13 Аналитическая модель для расчета дополнительной добычи нефти при смешивающемся вытеснении

Детально рассмотрим каждый из представленных процессов (закачка воды и газа) в отдельности.

3.1.1 Закачка обычной воды

Он характеризуется начальным дебитом нефти q_{iwf} при t_{iwf}. В большинстве случаев процесс начала заводнения начинается после некоторого времени работы скважины на естесственном режиме. Поведение дебита нефти до времени t_1 (рис. 13) это фактическая работа скважины. После времени t_1 профиль дебита нефти является прогнозным.

Рассматриваются два различных способа прогнозирования добычи:

1. Характеристика вытеснения Баклея-Леверетта
2. Эмпирические зависимости (задании темпов падения)

Выбор конкретного способа прогнозирования основывается на текущей стадии разработки. Прогнозирование по статистике темпов падения рекомендуется для месторождений на первой и второй стадиях разработки. Способ с использованием характеристик вытеснения предпочтительнее применять при наличии большой доли обводненного фонда, т.е. на третьей и четвертой стадиях разработки. Окончательное решение о применении того или иного способа принимается инженером самостоятельно.

Характеристика вытеснения

Для того чтобы описать прогнозный профиль дебита нефти после времени t_1 (синяя пунктирная линия) необходимо определить темп падения, с которым будет работать скважина до определенного времени. Для этого можно воспользоваться теорией Баклея-Леверетта, то есть, построить характеристику вытеснения для данного процесса. При прогнозировании базовой добычи по характеристикам вытеснения (ХВ) динамика добычи нефти по скважине рассчитывается по заданной динамике дебита жидкости и характеристике обводнения (ХВ), которая определяет зависимость обводненности от степени выработки извлекаемых запасов.

При построении данной характеристики необходимо учесть следующие параметры:

- закачка воды постоянная величина (неизменяется во времени);
- начальные условия: последние значения фактических параметров работы скважины (дебит нефти, обводненность, КИН текущий);
- граничные условия: КИН проектный, критическая обводненность (98%);
- максимально точно задать PVT-параметры и значения относительных фазовых проницаемостей, характерных для данной скважины (объекта).

В результате характеристика вытеснения строится на основе исторических данных работы скважины, путем подбора степеней Кори (по нефти и воде), и определяется максимально возможный КИН при обводенности 98%. От параметра КИН можно перейти к значению накопленной добычи нефти (жидкости), но при этом большая неопределенность остается с привязкой по времени.

Прогнозирование по эмпирическим зависимостям

При аналитических расчетах и прогнозах дебита нефти пользуются эмпирическими зависимостями. Одной из таких формул является степенная функция Арпса. Анализ данной кривой падения добычи основан не на теоретических принципах фильтрации жидкости в пористой среде, а на эмпирических наблюдениях за работой скважины. Кривые снижения дебита представляют добычу из пласта в случае, когда на фильтрацию в пласте оказывают влияние наличия каких-либо границ.

Поставим задачу. Пусть имеется ограниченный неоднородный пласт с определенными геолого-физическими характеристиками. Первоначально осуществляется закачка воды, а при $t=t_1$ закачка газа. Определим начальные и граничные условия для процесса обычного заводнения (закачка воды):

$$\begin{cases} t_0 = t_{iwf}, & q_0 = q_{iwf} \\ t = t_1, & q = q_1 \end{cases} \tag{33}$$

Теория анализа кривых снижения добычи начинается с определения мгновенного или текущего коэффициента (темпа) падения:

$$D = -\frac{\left(\frac{\Delta q}{q}\right)}{\Delta t} \tag{34}$$

где темп падения D-относительное изменение дебита за единицу времени, выражается в %/год. Вид кривой снижения добычи определяется эмпирическим уравнением зависимости дебита (q) от времени, которое может быть представлено в общей форме:

$$q_1 = \frac{q_{iWF}}{[1 + b_{WF} \times D_{iWF} \times (t_1 - t_{iWF})]^{1/b_{WF}}} \tag{35}$$

где t_{iwf} - время начала обычного заводнения, q_{iwf} - начальный дебит нефти при обычном заводнении, t_1 - время конца обычного заводнения и начала закачки газа, q_1 - конечный дебит нефти при закачке воды, b_{WF} - константа Арпса (изменяется от 0 до 1), которая определяет вид кривой, D_{iWF}- темп падения при заводнении водой.

Из уравнения (35) неизвестными параметрами являются D_{iWF} и b_{WF}. D_{iWF} - является постоянной величиной на всем процессе заводнения водой. При этом снижение добычи определяется гиперболической зависимостью. b_{WF} – постоянный параметр, меняется от 0 до 1. Каждому набору значений q_{iWF}, D_{iWF} и b_{WF} соответствует своя уникальная кривая (рис.14). Арпс представил данное уравнение в безразмерном виде. Он представил безразмерный дебит в виде qDd = q(t)/qi, а безразмерное время в виде t_{Dd}= D_{it}. На рисунке 14 построен график зависимостей qDd от tDd, то получим уникальный набор кривых, который определяет все возможные варианты снижения добычи для любых скважин. Значения qi и Di определяем по координатам произвольной точки выбранной на графике. Если продлить реальные данные с помощью типовой кривой, то получим прогнозный дебит нефти.

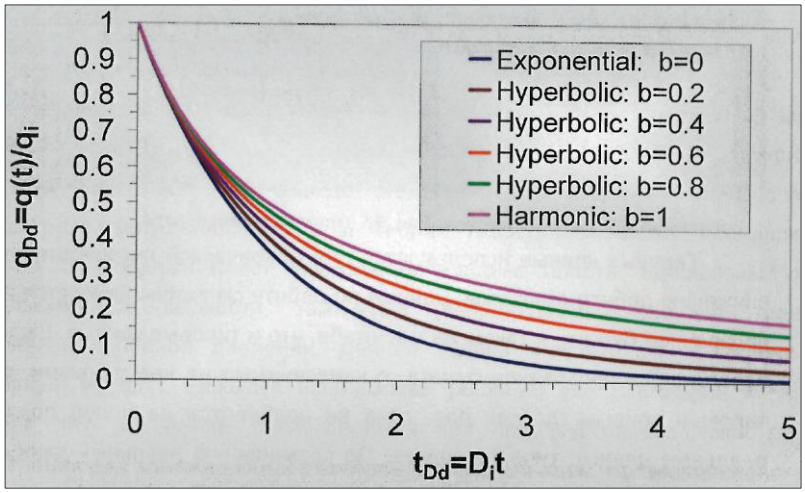


Рис. 14 Зависимость безразмерного дебита q_{Dd} от безразмерного времени t_{Dd} (Арпс)

Чтобы наиболее точно получить прогнозный профиль дебита нефти, необходимо максимально точно аппроксимировать модельный тренд с историческими данными работы скважины (объекта), варьируя эти параметры.

Определив коэффициенты D_{iWF} и b_{WF}, по формуле (36) можно получить значение дебита нефти q(t) в любой момент времени t.

$$q(t) = \frac{q_{iWF}}{[1 + b_{WF} \times D_{iWF} \times (t - t_{iWF})]^{1/b_{WF}}} \tag{36}$$

Накопленная добыча нефти с момента начала заводнения водой до прогнозного времени t, вычисляется по формуле 37:

$$N_{PWF}\,(t) = \frac{q_{iWF}^{b_{WF}}}{D_{iWF} \times (1 - b_{WF})} \times [\frac{1}{q_1^{(b_{WF}-1)}} - \frac{1}{q_{WF}(t)^{(b_{WF}-1)}}] \tag{37}$$

3.1.2 Третичные методы увеличения нефтеотдачи. Закачка газа

В рассматриваемой аналитической модели (рис.13) с момента времени t_1 начинается закачка газа, при этом вытеснения нефти газом является смешивающимся.

Начальные и граничные условия при смешивающемся заводнении:

$$\begin{cases} t_0 = t_1, & q_0 = q_1 \\ t = t_4, & q = q_4 \end{cases} \tag{38}$$

где t_1 - время конца обычного заводнения и начала закачки газа, q_1 - конечный дебит нефти при закачке воды, t_4 – время конца применения смешивающегося вытеснения, q_4 - дебит нефти в конце смешивающегося заводнения.

Процесс закачки газа в модели делится на три основных периода:

1. Момент времени t_1 до t_2: постепенное падение дебита нефти до момента прорыва газа в нефтяную часть;

2. Момент времени t_2 до t_3: рост дебита нефти до его пикового значения;

3. Момент времени t_3 до t_4: плавное снижение до минимально рентабельного дебита нефти.

При этом зависимость накопленной добычи и дебита нефти от времени применения смешивающегося вытеснения выглядит следующим образом:

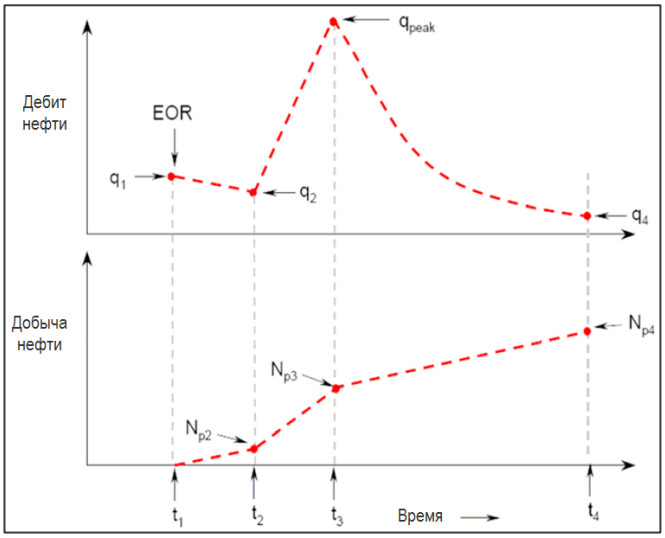


Рис.15 Дебит нефти и накопленная добыча нефти при смешивающемся вытеснении

Все три периода являются прогнозыми. Рассмотрим аналитический подход, для того чтобы описать поведение дебита нефти в каждый из периодов и оценить эффективность всего проекта.

При пластовом давлении выше давления полной смесимости пластовой нефти с CO_2, двуокись углерода будет вытеснять нефть как обычный растворитель (смешивающееся вытеснение). Тогда в пласте образуется три

зоны: зона первоначальной пластовой нефти, переходная зона (от свойств первоначальной пластовой нефти до свойств закачиваемого агента) и зона чистого CO_2. Если CO_2 нагнетается в заводненную залежь, то перед зоной CO_2 формируется вал нефти, вытесняющий пластовую воду.

Период времени от t_1 до t_2 характеризуется падением дебита нефти. Он будет происходить до тех пор, пока вытесняющий агент не достигнет «вала» нефти. При этом время, при котором наступает прорыв газа, называется временем прорыва $t_2 = t_{bt}$, а дебит нефти q_{bt} (breakthrough-прорыв).

Основная неопределенность на данном этапе связана с определением времени прорыва t_{bt} и дебитом нефти, при котором оно наступает.

Для его определения воспользуемся К-методом, описанного выше. Он позволяет учесть геолого-физические характеристики рассматриваемого объекта.

Входными данными для расчета являются:

- вязкость нефти и закачиваемого агента в пластовых условиях
- объемный коэффициент нефти и закачиваемого агента
- объем закачки агента, который планируется закачать
- приемистость закачки растворителя
- коэффициент Дикстра-Парсонса
- насыщенность при смешивающемся вытеснении
- поровый объем (пористость, площадь, эффективная толщина)
- начальная водонасыщенность
- начальные запасы нефти
- время начала закачки газа

Согласно теории Коваля, К-метод можно выразить следующим образом:

$$K = S \times H \times E \tag{39}$$

где S-параметр, учитывает изменение насыщенностей фаз, Н-параметр, характеризует неоднородность пласта, Е-параметр, отвечает за подвижности фаз при смешивающемся вытеснении.

При смешивающемся вытеснении фазовые проницаемости нефти и вытесняющего агента полностью зависят только от насыщенности нефтью или газа (растворителя).

Важным параметром при этом подходе выступает прокачанный поровый объем V_{pi}. Тогда с учетом К-параметра в момент прорыва он вычисляется по формуле (27). Следовательно, время прорыва определяется как:

$$\Delta t_{bt} = \frac{(V_{pi})_{bt} \times PV}{Q'_g} \tag{40}$$

$$t_{bt} = t_2 = t_1 + \Delta t_{bt} \tag{41}$$

где Δt_{bt}- период времени с момента начала заводнения до прорыва газа ($t_{bt} - t_1$), сут; t_{bt}-время прорыва газа, P-поровый объем, $Q'_g = Q_g \times B_g$-приемистость закачки газа в пластовых условиях, Q_g-приемистость закачки газа (поверхностные условия), B_g-объемный коэффициент газа.

Зная начало закачки воды t_{iwf} (факт) и время прорыва t_2, определим дебит нефти и накопленную добычу на момент прорыва:

$$q_2 = \frac{q_{iWF}}{[1 + b_{WF} \times D_{iWF} \times (t_2 - t_{iWF})]^{1/b_{WF}}} \tag{42}$$

$$N_{P2}(t_2) = \frac{q_{iWF}^{b_{WF}}}{D_{iWF} \times (1 - b_{WF})} \times [\frac{1}{q_1^{(b_{WF}-1)}} - \frac{1}{q_2(t_2)^{(b_{WF}-1)}}] \tag{43}$$

Следующий рассматриваемый этап начинается с момента достижения вытесняющим агентом вала нефти (t_2) до достижения максимального значения дебита (t_3).

В модели после достижения газом вала нефти прогнозный профиль дебита нефти описывается при помощи вероятностного подхода. Рассмотрено три перцинтиля для вероятной оценки:

Вариант P10: предполагается использование критерия Гурвица. За оптимальную стратегию выбирается та, которая максимизирует выражение si = α ·P90 + (1 — α)·P10 (α— коэффициент оптимизации). При α = 1 решение крайне пессимистичное (выбор которого обеспечивает критерий Вальда), при α

= 0 — крайне оптимистичное. В данной модели рассматривается вариант крайне оптимистичного исхода событий.

Вариант P50: в данном случае предполагается, что лицо, принимающее решение (ЛПР) рассматривает вариант поддержания желаемого уровня необходимого параметра, т.е. не рискует или не принимает чересчур пессимистичное решение. Для этого варианта проводится анализ таблицы для определяющего параметра (НДН, удельные показатели на скважину и др.) с вероятностью успеха 50%.

Вариант P90: данный подход основывается на применении критерия Вальда, что предполагает осторожное поведение пессимистично настроенного ЛПР и сводится к выбору наилучшей альтернативы из наихудших. Такой подход оптимален при ограничении со стороны внешней среды, например, при неблагоприятных макроэкономических показателях или рентабельности проекта, близкой к критичной. В этом случае ЛПР стремится выбрать вариант, который даже при самых неблагоприятных условиях гарантирует рентабельный уровень добычи.

Основываясь на фактических и стастистических данных по проектам смешивающегося вытеснения, была определена следующая эмпирическая зависимость:

$$\Delta t_3 = 0.295 \times \left(\frac{PV}{Q'_g}\right) - 0.337 \tag{44}$$

где $\Delta t_3 = (t_3 - t_1)$ - период времени, при котором происходит рост дебита нефти до максимального значения.

С учетом формулы (44) прокачанный поровый объем и время при достижении пикового значения дебита нефти равен:

$$(V_{pi})_{peak} = \frac{Q'_g \times \Delta t_3}{PV} \tag{45}$$

$$t_{peak} = t_3 = t_1 + \Delta t_3 \tag{46}$$

Рассмотрим вероятностное распределение дебита нефти на данном периоде.

Рассчитанный период времени (Δt_3) по формуле (44) принимается в качестве наиболее уверенного. Далее обратным счетом определяется прокачанный поровый объем при максимальном дебите нефти по уравнению (45).Следовательно, варьируя прокачанный поровый объем, получаем следующее вероятностное распределение:

Вариант P90: прокачанный поровый объем вычисляется по зависимости (44). Он основывается на статистических и фактических данных по проектам смешивающегося вытеснения;

Вариант P10: в этом случае значение $(V_{pi})_{peak}$ принимается на 10% больше, чем $(V_{pi})_{bt}$;

Вариант P50: является среднем арифметическим вариантов P10 и P90.

Остается неопределенность в максимальном дебите нефти.

Для этого рассмотрим удельный параметр fo, характеризующий отношение дебита нефти к приемистости закачки газа:

$$f_o = q_o/Q'_g \qquad (47)$$

где q_o-дебит нефти.

Данный параметр зависит от экономической составляющей проекта, поэтому имеет границы рентабельности. По проектам смешивающегося вытеснения была собрана статистика, на основании которой получили следующий диапазон изменения параметра:

$7\% < f_o < 21\%$ - для коммерческих проектов

$7\% < f_o < 31\%$ - для пилотных проектов

При рассматрении каждого индивидуального случая необходимо руководствоваться целесообразностью оценки данного параметра. Он зависит от:

- истории работы скважины (на естесственном режиме и при закачке воды)
- текущих показателей: обводненность, выработка запасов
- относительных фазовых проницаемостей и насыщенностей флюидов

Модель предусмаривает экспертную оценку данного параметра внутри этого диапазона с ориентиром на вышеперечисленные критерии.

Дебит нефти напрямую зависит от параметра f_o (27). Поэтому он также задается вероятностным распределением. При данном подходе экспертно принято варьировать f_o в пределах +/- 30%. Соответсвенно, при пессиместичном варианте (P90) дебит нефти будет минимальным.

Только после этого можно оценить прогнозный профиль нефти на участке $t_2 - t_3$.

Накопленная добыча нефти при максимальном дебите нефти q_{peak} рассчитывается по формуле:

$$N_{P3} = N_{P2} + \frac{(t_3 - t_2)}{2} \times (q_{peak} + q_2) \quad (48)$$

На завершающем этапе смешивающегося вытеснения происходит падение дебита нефти. Момент времени t_4 (конец закачки газа) определяется технико-экономической рентабельностью проекта.

По аналогии с максимальным дебитом нефти (48) была выведена эмпирическая формула для расчсета Δt_4:

$$\Delta t_4 = 1.07 \times \left(\frac{PV}{Q'_g}\right) + 4.11 \quad (49)$$

где Δt_4=$(t_4 - t_1)$ - период времени, при котором наблюдается падение кривой дебита нефти до полного закрытия проекта при миниально рентабельном дебите.

Далее, зная значение Δt_4 (46), по формуле (47) рассчитывается прокачанный поровый объем за период Δt_4 и по аналогии с Δt_3 (41) принимается за самый оптимистичный вариант (P90).

$$(V_{pi})_{finish} = \frac{Q'_g \times \Delta t_4}{PV} \quad (50)$$

Варьирование вариантов P10 и P90 принято +/- 30% от варианта P50. Соответственно,

P50=0,7xP90, P10=0,7xP50

После этого вычисляется значание дебита нефти за рассматриваемый период времени от t_3 до t_4:

$$q_{3-4} = \frac{q_{peak}}{[1 + b_{EOR} \times D_{EOR} \times (t - t_3)]^{1/b_{EOR}}} \quad (51)$$

где q_{peak} – максимальный дебит нефти, b_{EOR} – параметр Арпса при смешивающемся вытеснении, определяется экспертным путем, по статистическим данным находится в диапазоне от 0 до 0,3. В большинстве проектов b_{EOR}=0,2. D_{EOR} – темп падения при смешивающемся вытеснении, %/год. По имеющимся фактическим результатам проектов смешивающегося вытеснения $15<D_{EOR}<40$.

После определения дебита нефти за каждый конкретный промежуток времени определяется параметр f_o по формуле 27. При этом экономически рентабельным является диапазон $1\%<f_o<4\%$.

Накопленная добыча нефти за время t>t3 вычисляется:

$$N_p(t) = N_{P3} + \frac{q_{peak}^{b_{EOR}}}{D_{EOR} \times (1 - b_{EOR})} \times [\frac{1}{q_{peak}^{(b_{EOR}-1)}} - \frac{1}{q(t)^{(b_{EOR}-1)}}] \quad (52)$$

3.1.3 Результаты опробования модели

По описанному выше алгоритму была протестирована на реальном месторождении Y аналитическая модель смешивающегося вытеснения. Для этого был разработан инструмент, позволяющий проводить данные расчеты.

Постановка задачи

Рассмотрим элемент разработки, который используется в дальнейших расчетах (рис.16).

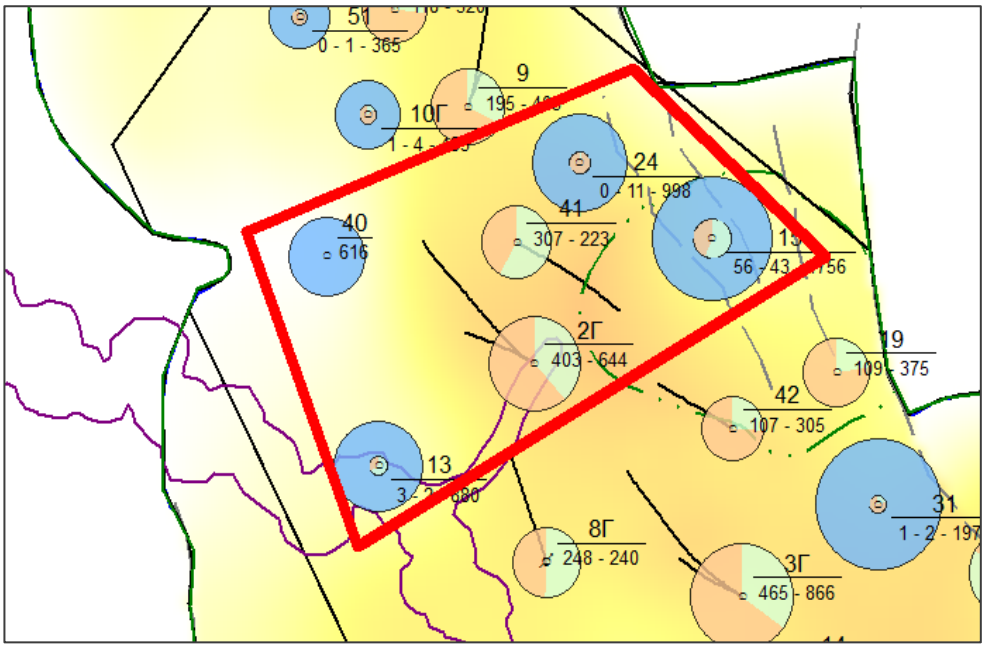


Рис.16 Элемент разработки для применения технологии смешивающегося вытеснения

Необходимо, используя разработанную аналитическую модель Коваля, определить технологические параметры, позволяющие оценить эффективность применения технологии смешивающегося вытеснения.

Основной предмет для анализа и последующих расчетов добывающая скважина №41. Предполагается, что закачка вытесняющего агента будет осуществляться в одну из нагнетательных скважин (в данном случае скважина №40).

Начальные условия и входные данные

Первоначально скважина №41 работала с сентября 2009 года на естественном режиме (без поддержания пластового давления). С января 2012 года началась закачка воды через нагнетательную скважину №40 для поддержания давления в пласте и компенсации отборов жидкости закачкой. Данные процессы являются фактическими и подтверждаются историей работы данной скважины.

Входными данными для расчета являются следующие параметры (табл.3):

Таблица 3 Входные данные для расчета

Параметры	**Значение**	**Единицы измерения**
Площадь дренирования	2.8	млн.м^2
Начальные геологические запасы	3170	тыс.м^3
Проектный коэффициент нефтеизвлечения	0.466	д.ед
Текущий коэффициент нефтеизвлечения	0.095	д.ед
Остаточные извлекаемые запасы	1175	тыс.м^3
Поровый объем	7781	тыс.м^3

Помимо данных в таблице 3, заносятся параметры PVT, которые характеризуют пластовые свойства флюидов (вязкость, плотность и др) в пласте (табл.4), соотношения относительных фазовых проницаемостей (рис.17) и основные параметры закачиваемого газа (табл.5).

Таблица 4 PVT-параметры пластовых флюидов

Параметры	Значения	
Начальная пластовая температура	81	оС
Начальное пластовое давление	28	МПа
Вязкость нефти в пластовых условиях	0.51	сП
Плотность нефти в пластовых условиях	0.702	т/м3
Плотность нефти в поверхностных условиях	0.8	т/м3
Объемный коэффициент нефти	1.453	д.е.
Давление насыщения нефти газом	13.8	МПа
Газовый фактор	170.0	м3/т
Вязкость воды в пластовых условиях	0.35	мПа*с
Плотность воды в поверхностных условиях	1.022	т/м3
Плотность воды в пластовых условиях	1.009	т/м3

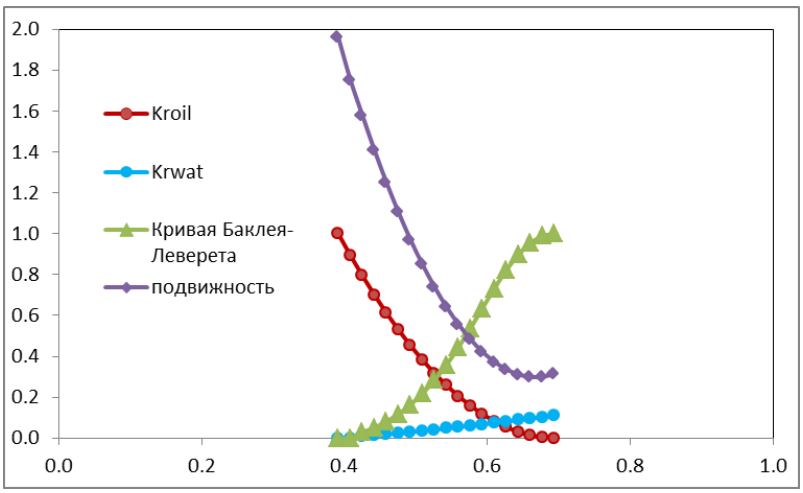


Рис.17 Относительные фазовые проницаемости в системе нефть-вода

Таблица 5 Параметры закачиваемого газа

Объем закачиваемого газа, Vg	5000	млн.м3
Расход газа, Qg	505000	м3/сут
Объемный коэффициент газа, Bg	0.0044	м3/м3
Вязкость газа, μg	0.0229	сП
Z - фактор газа	0.80575	
Vg`=	22	м3
Qg`=	2222	м3/сут

Расчет

Применение третичных методов разработки (закачка газа) планируется применять с марта 2013 года. На рисунке 18 показана фактическая динамика работы скважины:

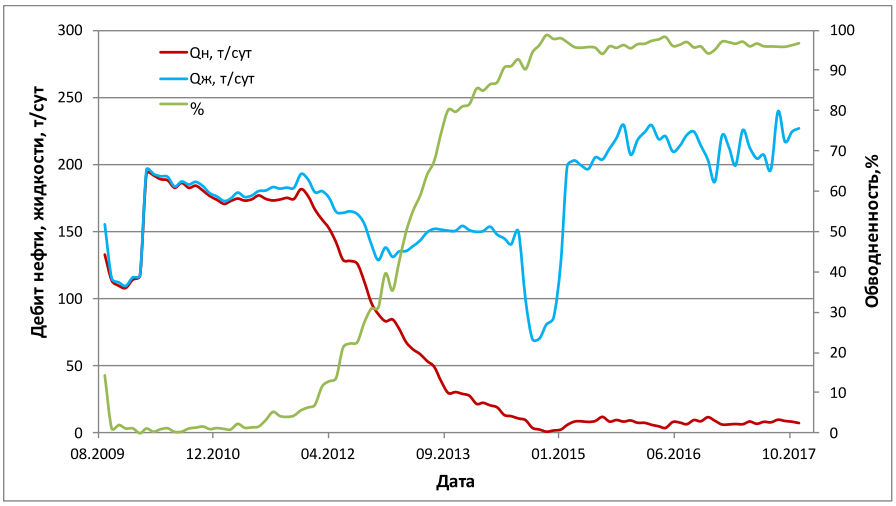


Рис.18 Фактические показатели работы скважины №41

Используя фактические данные начальных условий расчета

- q_{iwf}=218м3/сут, t_{iwf}=01.01.2012г - значение дебита нефти и время начала закачки воды в пласт (факт);
- q_1=108 м3/сут, t_1=01.03.2013г – значение дебита нефти и время окончания закачки воды (факт), начало закачки газа (прогноз).

и формулу (35) были рассчитаны темп падения D_{iwf} и постоянная Арпса b_{iwf} (53) для прогноза профиля дебита нефти при закачке воды (оранжевый пунктир).

$$D_{iwf}=60\ \%/\text{год},\ \ b_{iwf}=0.01 \qquad (53)$$

Далее по выведенной эмпирической зависимости (36) получена прогнозная зависимость дебита нефти от времени применения закачки воды q (t) в пласт для поддержания давления (рис.19).

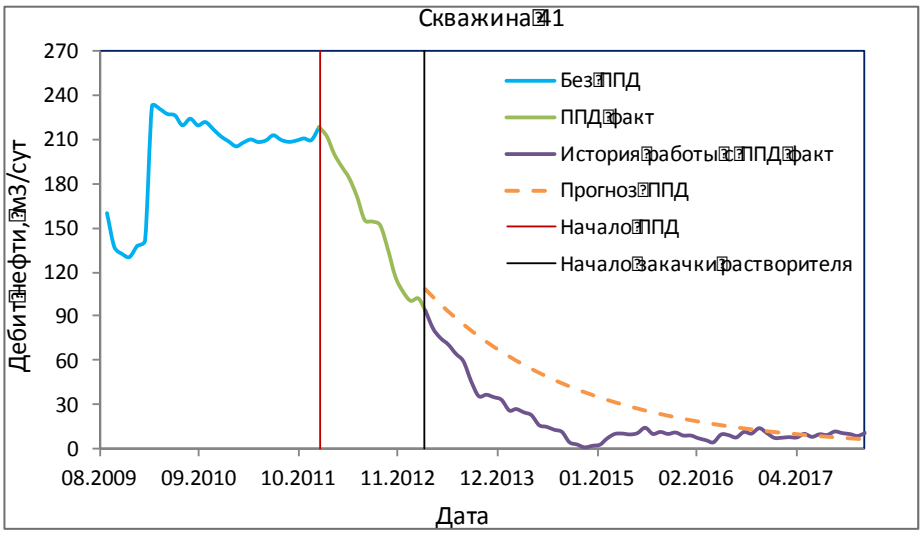


Рис.19 Фактические и прогнозные профиля дебита нефти при закачке воды для поддержания пластового давления (ППД)

Следовательно, зная прогнозную зависимость дебита нефти от времени, была определена соответствующая накопленная добыча нефти (НДН), коэффициент нефтеотдачи (КИН) и количество остаточных запасов нефти (ОИЗ) для требуемого (интересующего инженера) промежутка времени (табл.6):

Таблица 6 Результаты расчетов от применения системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды

В результате:				
Вариант	**Дата**	**НДН,тыс.м3**	**КИНтек, д.ед**	**ОИЗ, тыс.м3**
Без ППД_факт	09.2009	23.3	0.007	1453.85
с ППД_факт	03.2010	209.7	0.066	1244.14
с ППД_прогноз	03.2013	68.9	0.022	1175.28
Общая НДН с ППД		278.6	0.088	1175.28

Следовательно, при фактическом применении системы ППД (закачка воды) с 01.01.2012г до 01.03.2010г накопленная добыча нефти составила 209,7 тыс.м^3. Прогнозная НДН в период времени 01.03.2013г-01.01.2020г в этом случаем будет равняться 68,9 тыс.м^3. Вариант с применением системы ППД (факт + прогноз) будем считать базовым вариантом. Соответственно, по результатам расчетов НДН с 01.01.2012г по 01.01.2020г в базовом варианте составит около 279 тыс.м^3.

Следующий этап расчета связан с третичным методом увеличения нефтеотдачи (МУН) – процессом закачки газа. Основная цель заключается в вытеснении при помощи газа остаточных (невытесненных) запасов после применения системы ППД.

Основная задача заключается в том, чтобы используя К-метод, выведенные эмпирические зависимости и основные параметры геологического пласта, количественно оценить прогнозные профиля дебита нефти от закачки газа.

В таблице 7 показаны основные параметры, характеризующие соотношения подвижностей флюидов (параметр V), неоднородность проницаемости по пласту (параметр H и коэффициент Дикстра-Парсонса Vdp).

Таблица 7 Основные параметры для расчета при закачке газа

V	22.27
E	2.50
H	3.59
K	**9.0**
Vdp	0.60

Используя формулу (39), оценен один из главных параметров расчета коэффициент К.

Далее необходимо оценить прокачанный поровый объем $(Vpi)_{bt}$ (23) и соответствующее время $t_2=t_{bt}$ в момент прорыва закачиваемого газа в нефтяную часть (40), (41). При этом прогнозный профиль дебита нефти до времени t_2 полностью совпадает с профилем базового варианта (закачка воды).

- $(Vpi)_{bt}=0,111$
- $\Delta t_2=\Delta t_{bt}=657$ сут
- $t_2=t_{bt}=17.12.2014$г

Следовательно, при К-параметре, равном 9 газ прорвется в нефтяную часть через 657 суток, при этом для этого необходимо прокачать 0,11 поровых объемов.

После этого вероятностно оценивались прокачанный поровый объем $(Vpi)_{peak}= (Vpi)_3$ в период времени t_3 (табл.8).

Таблица 8 Основные технологические параметры в момент максимального дебита нефти

Peak			
Вариантностное распределение			
Параметр	P10	P50	P90
(Vpi)peak	0.116	0.206	0.295
Δtpeak, сут	686.2	1212.5	1738.8
Tpeak	16.01.2015	25.06.2016	03.12.2017
(fo)peak, д.е.	0.1	0.080	0.060
(q)peak, м3/сут	132	105.6	79.2
(Np)peak, тыс.м3	46.37	83.62	106.97

Аналогично рассчитываются параметры $(Vpi)_{stop}$ =$(Vpi)_4$ и t_4 в момент минимального дебита нефти (табл.9). При этом особо важными на данном этапе являются темп падения D_{EOR} и коэффициент Арпса b_{EOR} для процесса закачки газа, характеризующие поведения кривой в период времени с t_3-t_4 (54).

$$D_{EOR}=60\ \%/год,\ \ b_{EOR}=0.1 \qquad (54)$$

Таблица 9 Основные технологические параметры в момент минимального дебита нефти

Stop			
Вариантностное распределение			
Параметр	P10	P50	P90
(Vpi)stop	0.616	0.844	1.071
Δtstop, сут	3633.9	4973.0	6312.2
Tstop	10.02.2023	12.10.2026	12.06.2030
(fo)stop, д.е.	0.003	0.0013	0.0005
(q)stop ($м^3$/сут)	4.44	1.66	0.61
(Np)stop, тыс.$м^3$	148.38	167.24	170.41

В итоге получены следующие прогнозные профиля дебита нефти при закачке воды и газа (рис.20):

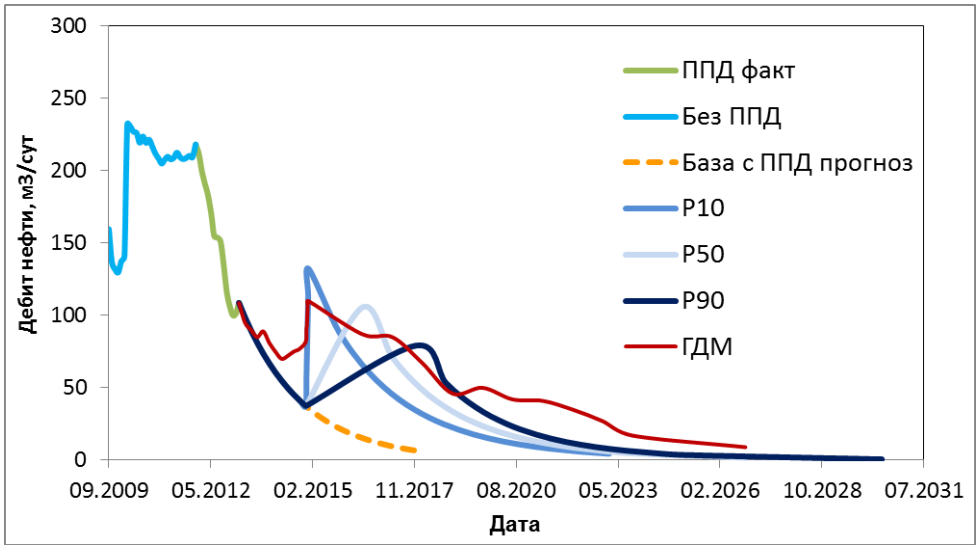


Рис.20 Фактические и прогнозные профиля дебита нефти при закачке воды и газа

При этом для проверки сходимости и точности результатов, полученных при помощи аналитической модели, на график нанесен профиль дебита нефти, рассчитанный с использованием гидродинамического симулятора (рис.20). Из него видно, что по результатам гидродинамического моделирования момент

прорыва газа в нефтяную часть наступает на несколько месяцев раньше. Это может быть связано с наиболее точным учетом симмулятором физических свойств газа и геологического пласта, неоднородности распространения свойств, взаимную подвижность флюидов.

Помимо прогнозного профиля дебита нефти, были расчитаны остальные технолгические параметры, такие как накопленная добыча нефти при закачки газа, коэффициенты нефтеотдачи и остаточные запасы нефти (табл.10).

Таблица 10 Результаты расчетов технологических параметров при помощи аналитической модели

В результате:					
Вариант	**Дата начала**	**Дата конца**	**НДН, тыс.м^3**	**КИНтек, д.ед**	**ОИЗ, тыс.м^3**
Без ППД_факт	01.09.2009	01.02.2010	23.3	0.007	1453.85
с ППД_факт	01.03.2010	01.02.2013	209.7	0.066	1244.14
с ППД_прогноз	01.03.2013	01.01.2018	68.9	0.022	1175.28
Общая НДН с ППД			278.6	0.088	1175.28
P10_EOR	01.03.2013	10.02.2023	148.376	0.047	1885.60
P50_EOR	01.03.2013	12.10.2026	167.235	0.053	1866.74
P90_EOR	01.03.2013	12.06.2030	170.407	0.054	1863.57

И отдельно оценены дополнительная добыча нефти и прирост коэффициента нефтетдачи по вариантам P10,50,90 от применения технологии закачки газа в пласт в сравнении с базовым вариантом - закачкой воды (табл.11). Одновременно рассчитан удельный показатель, количественно показывающий требуемый расход закачиваемого газа для добычи тонный нефти.

Таблица 11 Результаты расчетов технологических параметров при помощи аналитической модели

Варианты	**Доп.добыча нефти,тыс.м^3**	**Прирост по КИН,%**	**Уд.расход газа на единицу добытой тонны нефти**
P10_EOR	80	2.2	148272
P50_EOR	98	2.4	131551
P90_EOR	102	2.5	129102

Таким образом, при помощи аналитической модели, учитывающей геологические характеристики, неоднородность распространения свойств и подвижность вытесняемого и вытесняющего флюидов каждого рассматриваемого объекта, получены и оценены требуемые технологические параметры.

Модель позволяет:

- оценить эффективность от реализации технологии смешивающегося вытеснения: дополнительная добыча в сравнении с базовым вариантом может вариьроваться от 80 до 100 тыс.м^3;
- за минимальное количество времени провести расчет, не прибегая к время- и трудозатратному гидродинамическому моделированию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенной работы были рассмотрены и изучены существующие математические и аналитические модели для описания процесса смешивающегося вытеснения. Они легли в основу новой разработанной математической модели, которая позволяет рассчитать прогнозные параметры от применения технологии смешивающегося вытеснения.

Разработанная модель является подходящим решением на первых этапах оценки технологии, так как инженер, используя данный инструмент, может получить прогнозные профили дебита нефти и параметр дополнительной добычи нефти.

Главными преимуществами модели являются:

- ✓ расчет необходимых показателей за минимальное количество времени;
- ✓ верхеуровневая оценка эффективности применения технологии смешивающегося вытеснения;
- ✓ учет геолого-физических характеристик объекта и параметров закачиваемого агента
- ✓ описание процесса вытеснения нефти газом

Данную методику планируется тиражировать на другие виды методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи.

ОХРАНА ТРУДА

Дипломная работа носит научно-исследовательский характер, поэтому исполнитель большую часть рабочего времени проводит за компьютером. Сложность работы за компьютером подтверждается как субъективными ощущениями пользователей, так и объективными исследованиями различных реакций на воздействие тех или иных производственных факторов.

Работа за компьютером связана с восприятием изображения на экране и с одновременным различением текста рукописных или печатных материалов, с выполнением машинописных графических работ и других операций, что способствует зрительному утомлению, которое усиливается из-за бликов, мерцаний и других отклонений визуальных параметров экрана и световой среды помещения.

Основные вредные и опасные факторы при работе с компьютером:

- нервное напряжение;
- повышенное зрительное напряжение;
- электромагнитные поля и последствия их воздействия;
- костно-мышечные напряжения.

Указанные факторы приводят к тому, что постоянная работа за компьютером по степени развития утомления занимает второе место среди всех видов деятельности. Для оптимального варианта организации работы необходимо свести к минимуму его неблагоприятное воздействие на здоровье пользователя, то есть привести рабочее место в соответствие с требованиями эргономики и охраны труда.

Зрительное напряжение

Повышенная нагрузка на зрение способствует возникновению близорукости, приводит к переутомлению глаз, к мигрени и головной боли, повышает раздражительность, нервное напряжение, может вызвать стресс. Важным фактором, определяющим степень зрительного утомления, является освещение рабочих мест и помещений, где расположены компьютеры.

Согласно документу «Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» (СанПиН 2.2.2.1340-03) существует ряд требований к освещению рабочего места при работе с компьютером.

Помещения для эксплуатации ПК (Персональный Компьютер) должны иметь систему общего освещения (естественное и искусственное освещение). Оконные светопроемы в помещениях, где эксплуатируется вычислительная техника, должны быть преимущественно ориентированы на север и северо-восток и оборудованы регулируемыми устройствами типа: занавесей, жалюзи, внешних козырьков и др.

Рабочие столы следует размещать так, чтобы видеодисплейные терминалы были ориентированы боковой стороной к световым проемам, чтобы естественный свет падал преимущественно слева. Искусственное освещение в помещениях для эксплуатации ПК должно осуществляться системой общего равномерного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 400 − 500 лк.

Рекомендуется норма освещенности рабочего места оператора в системе общего освещения — 150 − 200 лк. Допускается установка светильников местного освещения для подсветки документов. Местное освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана и увеличивать освещенность экрана более 300 лк. Освещение рабочих поверхностей осуществляется с помощью люминесцентных ламп ЛБ белого света, которые предназначены для помещений с нормальными условиями труда.

Освещенность поверхности экрана должна быть не более 300 лк. Яркость светильников общего освещения в зоне углов излучения 50 − 90∘ с вертикалью в продольной и поперечной плоскостях должна составлять не более 200кд/м, защитный угол светильников должен быть не менее 40∘. Светильники местного освещения должны иметь не просвечивающий отражатель с защитным углом не менее 40 градусов. В качестве источников света при искусственном освещении следует применять преимущественно люминесцентные лампы ЛБ (белого

света) и ЛТБ (тепло-белого) мощностью 40Вт или 80Вт, у которых высокая световая отдача (до 120лм/Вт и более), продолжительный срок службы (до 10000ч), малая яркость светящейся поверхности, близкий к естественному спектральный состав излучаемого света, что обеспечивает хорошую светопередачу.

Помещение является помещением с нормальными условиями среды, что позволяет использовать в системе освещения светильники ЛСПО 2 (пыле- и водо-незащищенное исполнение) с люминесцентными лампами ЛХБ 40Вт со световым потоком 2780лм по ГОСТ 6825-91. В светильниках местного освещения допускается применение ламп накаливания, в том числе галогенных. Применение светильников без рассеивателей и экранирующих решеток не допускается.

Организация рабочего места, в связи с активностью оператора

Работы оператора ЭВМ связана с пониженной мышечной активностью (гипокинезией) и длительным статическим напряжением мышц спины, шеи, рук и ног, что приводит к быстрому утомлению. Утомление существенно увеличивается при нерациональной высоте рабочей поверхности стола и сидения, отсутствии опорной спинки и подлокотников, неудобных углах сгибания в плечевом и локтевом суставах, углах наклона головы, неудобном размещении документов, видеотерминала и клавиатуры, неправильном угле наклона экрана, отсутствии пространства и подставки для ног. В соответствии с требованиями эргономики, рабочее место должно быть приспособлено для конкретного вида труда и для работников определённой квалификации с учётом их физических и психических возможностей и особенностей. Конструкция рабочего места должна соответствовать следующим требованиям:

- обеспечивать быстроту, безопасность, простоту и экономичность технического обслуживания в нормальных и аварийных условиях;
- полностью отвечать предполагаемым условиям эксплуатации.

Расположение монитора в месте рабочей зоны должно обеспечивать удобство зрительного наблюдения в вертикальной плоскости под углом от

нормальной линии взгляда оператора. Монитор должен иметь возможность поворачиваться вокруг горизонтальной и вертикальной осей. Согласно санитарных правил с учётом ГОСТ 12.2.032-78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» рабочий стол должен иметь пространство для ног высотой не менее 600мм, шириной – не менее 500мм, глубиной на уровне колен – не менее 450мм и на уровне вытянутых ног – не менее 650мм. Рабочий стул (кресло) должен быть подъёмно-поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона и по расстоянию спинки от переднего края сиденья. Конструкция его должна обеспечивать:

- ширину и глубину поверхности сиденья не менее 400мм;
- регулировку высоты поверхности сиденья в пределах 400 − 450мм;
- углы наклона вперёд 15∘ и назад 5∘;
- высоту опорной поверхности спинки 30 ± 20мм;
- ширину опорной поверхности спинки не менее380мм;
- радиус кривизны горизонтальной плоскости – 400мм;
- пределы угла наклона спинки в вертикальной плоскости 0 ± 30 .

Требования пожаробезопасности

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 существуют следующие опасные факторы: пламя и искры, повышенная температура окружающей среды, токсичные продукты горения и термического разложения, пониженная концентрация кислорода. Противопожарная защита обеспечивается следующими мерами:

- Применение средств пожаротушения, установка сигнализации и устройств тушения, ограничивающих распространение пожара, мероприятия по эвакуации людей, наличие средств индивидуальной защиты и средств противодымной защиты.
- Наличие противопожарных перегородок и отсеков, устройств автоматического отключения систем.
- Планировка эвакуационных путей и выходов.

- Оповещение людей.
- Технические средства для эвакуации и спасения людей.
- Наличие огнетушащих веществ.

Пожарную опасность в ВЦ представляют носители информации, поэтому помещение должно быть оборудовано несгораемыми стеллажами и шкафами. Хранение перфокарт, лент, дисков должно производиться в металлических кассетах. Не допускается размещение складских помещений, а также пожаровзрывоопасных производств над и под залами ПК, а также смежных с ними помещениях. Система вентиляции ВЦ должна быть оборудована устройством, обеспечивающим автоматическое отключение ее при пожаре, а также огнедымозадерживающими устройствами. Подача воздуха к ПК для охлаждения должна осуществляться по самостоятельному воздуховоду. Присоединение этих воздуховодов к общему коллектору допускается только после огне и дымозадерживающих клапанов. Система электропитания ПК должна иметь блокировку, отключающую ПК в случае остановки системы кондиционирования и охлаждения.

Электромагнитные поля

Особое внимание при анализе безопасности в процессе работы за компьютером следует уделять воздействию электромагнитных полей мониторов во время их эксплуатации, так как они могут быть причиной возникновения кожных сыпей, помутнения хрусталика глаза, патологии беременности и других серьезных нарушений здоровья. Мониторы являются источниками широкого спектра электромагнитных излучений, таких как рентгеновское, ультрафиолетовое, видимого спектра, инфракрасное. Кроме того, они создают электростатическое поле. Временные допустимые уровни электромагнитных полей (ЭМП), создаваемых ПК, не должны превышать значений:

- напряженность электрического поля (в диапазоне частот 5Гц−2кГц) — 25Вт/м

- напряженность электрического поля (в диапазоне частот 5кГц − 400кГц) — 2.5Вт/м
- плотность магнитного потока (в диапазоне частот 5Гц − 2кГц) — 250нТл
- плотность магнитного потока (в диапазоне частот 5кГц − 400кГц) — 25нТл
- поверхностный электростатический потенциал экрана видеомонитора — 500В

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Об использовании модели Маскета-Мереса для описания трехфазной фильтрации в процессах разработки нефтяных и газовых залежей/Р.М.Кац, А.С.Кундин, В.А.Рождественский, Г.Ю.Шовкринский. ТрВНИИ,1983, вып.83.с.94-102
2. Saffman P.G., Taylor G.I. The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous fluid//Proc.Royal Soc.London.Ser.A.1958.V.245.P.296-305.
3. Homsy G.M. Viscous fingering in porous media//Ann. Rev. Fluid Mech. 1987. V. 19. № 1. P. 291-308.
4. Yortsos Y.C., Huang A.B. Linear stability analysis of immiscible displacement: Pt 1. Simple basic flow profiles // SPE Res. Eng. 1986. V. 1. №4. P. 378-390.
5. Riaz A., Tchelepi H.A. Linear stability analysis of immiscible two-phase flow in porous media with capillary dispersion and density variation // Phys. Fluid. 2004. V. 16. № 12. P. 4727–4737.
6. Berg S., Ott H. Stability of CO2-brine immiscible displacement // Int. J. Greenhouse Gas Control. 2012. V. 11.P. 188–203.
7. Garcia J.E., Pruess K. Flow instabilities during injection of CO2 into saline aquifers // Proc. TOUGH2 Symp.2003. Lawrence Berkley National Lab.
8. Афанасьев А.А., Бармин А.А., Мельник О.Э. О гидродинамической устойчивости фронтов испарения впористых средах // Изв. РАН. МЖГ. 2007. № 5. С. 106–117.
9. Garder, Jr., A.O., Peaceman, D.W., Pozzi, Jr. Numerical Calculation of Multidimensional Miscible Displacement by the Method of Characteristics // SPE Journal. 1964.Vol. 4. № 1.
10. Todd, M.R., Longstaff, W.J., The Development, Testing and Aplication Of a Numerical Simulator for Predicting Miscible Flood Perfomance // Journal of Petroleum Technology.1972. Vol. 24. № 7.

11. Азис Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.:Недра, 1982. 407 с.
12. Дон Уолкотт Разработка и управление месторождениями при заводнении. Москва, 2001. 143с.
13. Koval, E.J.: "A Method for Predicting the Performance of Unstable Miscible Displacement in Heterogeneous Media," Trans., AIME (1963) 228, 145-54.
14. Lake, L.W and Walsh, M.P..: Proposal: Enhanced Oil Recovery (EOR) Field Data Literature Search, August, 24, 2007.
15. Fayers, F.J. and Muggeridge, A.H.: "Extension to Dietz Theory and Behavior of Gravity Tongues in Slightly Tilted Reservoirs," SPERE (Nov. 1990) 487-94.
16. Fayers, F.J. and Newley, T.M.J.: "Detailed Validation of an Empirical Model for Viscous Fingering with Gravity Effects," SPERE (May1988) 542-50.
17. Fayers, F.J.: "An Approximate Model With Physically Interpretable Parameters for Representing Miscible Viscous Fingering," SPERE (May 1988) 551-58.
18. Латтес Р., Лионс Ж.Л. Метод квазиобращения и его приложения. М.: Мир, 1970, 335с.
19. Алифанов О.М., Артюхин Е.А., Румянцев С.В. Экстремальные методы решения некорректных задач. М.: Наука, 1988, 288 с.
20. Гамзаев Х.М. Разностный метод решения одной обратной задачи двухфазной фильтрации//Материалы международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы математики, информатики, механики и теории управления». Часть 1. стр.141–143. Алматы, 2009.
21. Годунов С.К., Рябенький В.С. Разностные схемы. М.: Наука, 1977, 440 с.
22. Макатров А.К. Физическое моделирование водогазового воздействия на залежи нефти в осложненных горно-геологических условиях: Дисс. … канд. техн. наук.Уфа: РГБ, 2007.
23. Blackwell, R. J., *et al:* "Recovery of Oil by Displacements with Water-Solvent Mixtures", *Trans.*,AIME (1960) Vol. 219, 293.

24. Bush, J.L. and Helander, D.P.:"Empirical Prediction of Recovery Rate in Waterflooding Depleted Sands," J. Pet. Tech. (Sept., 1968) 933-43.