

DOI: 10.51790/2712-9942-2021-2-4-9

ОБОСНОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

С. Г. Вольпин, О. В. Ломакина, И. В. Афанаскин, В. А. Юдин

*Федеральное государственное учреждение «Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Российской академии наук», г. Москва, Российская Федерация
sergvolpin@gmail.com, ovllom@mail.ru, ivan@afanaskin.ru, yudinval@yandex.ru*

Аннотация: опыт изучения нефтяных месторождений, приуроченных к отложениям баженовской свиты, показывает, что продуктивность нефтенасыщенных пластов является существенно неоднородной как по площади, так и по разрезу месторождения. Выявление зон повышенной продуктивности в отложениях баженовской свиты является одной из первоочередных задач по вовлечению в разработку значительных, но трудноизвлекаемых запасов, приуроченных к отложениям баженовской свиты. С целью выявления зон повышенной продуктивности необходимо определять типы пласта-коллектора, выявлять особенности энергетического состояния залежи нефти, строить гидродинамическую модель залежи нефти в баженовской свите.

Ключевые слова: Баженовская свита, гидродинамическая модель.

Благодарности: публикация выполнена в рамках государственного задания ФГУ ФНЦ НИИ-СИ РАН «Проведение фундаментальных научных исследований (47 ГП)» по теме № FNEF-2021-0019 «Создание методики выявления невыработанных зон на нефтяных месторождениях и подсчета остаточных запасов нефти на основе комплексирования математического моделирования, анализа разработки с исследованиями скважин и пластов. 0580-2021-0019» (рег. № 121031300099-5).

Для цитирования: Вольпин С. Г., Ломакина О. В., Афанаскин И. В., Юдин В. А. Обоснование гидродинамической модели пласта-коллектора баженовской свиты. *Успехи кибернетики*. 2021;2(4):78–86. DOI: 10.51790/2712-9942-2021-2-4-9.

FEASIBILITY OF THE BAZHENOV FORMATION RESERVOIR HYDRODYNAMIC MODEL

S. G. Volpin, O. V. Lomakina, I. V. Afanaskin, V. A. Yudin

*Federal State Institution "Scientific Research Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences", Moscow, Russian Federation
sergvolpin@gmail.com, ovllom@mail.ru, ivan@afanaskin.ru, yudinval@yandex.ru*

Abstract: the studies of the oil fields confined to the sediments of the Bazhenov formation shows that the productivity of oil-saturated formations is significantly heterogeneous both in terms of the area and thickness of the productive formations. Identification of higher productivity zones in the Bazhenov formation sediments is one of the primary problems enabling to development of the large, but hard-to-recover reserves confined to the sediments of the Bazhenov formation. To identify such zones, it is necessary to determine the type of the reservoir, identify the features of its energy state, and build a hydrodynamic model of the oil reservoir in the Bazhenov formation.

Keywords: Bazhenov formation, hydrodynamic model.

Acknowledgements: this study is a part of the SRISA Basic Research (47 GP) government contract, project No. FNEF-2021-0019 Identification of Remaining Oil Field Zones and Remaining Recoverable Reserves Estimation with Comprehensive Simulation, Oil Field Analysis, and Well/Formation Surveys (ref. No. 121031300099-5).

Cite this article: Volpin S. G., Lomakina O. V., Afanaskin I. V., Yudin V. A. Feasibility of the Bazhenov Formation Reservoir Hydrodynamic Model. *Russian Journal of Cybernetics*. 2021;2(4):78–86. DOI: 10.51790/2712-9942-2021-2-4-9.

Введение

По оценкам Минприроды России, рентабельных запасов нефти в России хватит на 20 лет [1]. Ситуация с запасами нефти в России требует принятия срочных мер для повышения нефтеотдачи пластов. Основным резервом поддержания нефтедобычи в стране является ввод в разработку

трудноизвлекаемых запасов, приуроченных к баженовским, доманиковым, хадумским и аналогичным нетрадиционным коллекторам – керогеносодержащим отложениям.

В настоящее время нефтяными компаниями применяются не методы увеличения нефтеотдачи, требующие больших капиталовложений, а методы интенсификации добычи нефти, в первую очередь, гидроразрыв пласта, который из отложений баженовской свиты позволяет добывать лишь 3–5 % геологических запасов нефти. Необходима разработка специальных методов, позволяющих повысить нефтеотдачу баженовских отложений.

Следует отметить, что за 50 лет, прошедших с начала первых крупных дебитов скважин из пластов баженовской свиты, не выявлены какие-либо особенности строения месторождений, которые позволили бы создавать гидродинамические модели месторождений. Разработка баженовской свиты на 55 месторождениях ведется до сих пор фактически вслепую.

Основные геолого-фильтрационные характеристики баженовской свиты

Баженовские отложения на территории Западной Сибири вскрыты сотнями поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. Собран и проанализирован большой массив сейсмических данных, материалов геолого-промысловых, геофизических и лабораторных исследований керна и нефтей. Тем не менее многие вопросы до сих пор остаются дискуссионными.

В истории изучения строения баженовской свиты рассматривались разные версии образования и строения нефтяных залежей. Ряд исследователей высказывали мнение о том, что источником возникновения коллекторов явились трещины, которые образовались при преобразовании керогена в жидкое состояние — в нефть. [2]. Существование на достаточно близких расстояниях друг от друга высоко и низкопродуктивных скважин вызывало появление версий о том, что высокопродуктивные скважины вскрывают отдельные высокопродуктивные линзы [3]. Существует мнение, что формирование залежи нефти в баженовской свите обусловлено проявлением тектонической активности, приведшей к образованию сети глубинных разломов, к которым приурочены наиболее продуктивные скважины Салымского месторождения [4].

Многолетний опыт разработки нефтяных залежей, приуроченных к баженовской свите на разных месторождениях, показывает, что продуктивность коллекторов является существенно различной в пределах одного месторождения. Залежь баженовской свиты является замкнутой. Эксплуатация залежи на начальном этапе разработки ведется на естественном упругом режиме, который затем при снижении пластового давления ниже давления насыщения, переходит в режим растворенного газа.

С целью повышения эффективности поисковых работ и разработки выявленных месторождений необходимо определить причины неоднородности продуктивных пластов. Следует изучить типы пласта-коллектора и выявить особенности энергетического состояния залежи, возникающие в процессе разработки, в итоге обосновать геологическую и гидродинамическую модель пласта-коллектора, приуроченного к баженовской свите.

При построении гидродинамической модели пласта решаются две задачи подземной гидродинамики:

1. Прямая задача заключается в расчете поля давлений в пласте с известной геометрией и с известными фильтрационными характеристиками при известных дебитах скважин.
2. Обратная задача заключается в определении фильтрационных и геометрических характеристик пласта по замеренным кривым изменения дебита и давления.

При решении обратных задач в процессе анализа измеряемой информации можно выбрать адекватную модель, оценить ее характеристики и начальные и граничные условия. Получаемые решения обратных задач позволяют оценить обоснованность рассматриваемых моделей и определять их неизвестные характеристики. При решении обратной задачи следует использовать комплексирование информации, получаемой по данным геолого-промысловых, геофизических, геохимических и гидродинамических исследований пластов и скважин.

Решение обратных задач позволяет получить большую информацию о строении продуктивного пласта и нефтяной залежи:

1. Определение фильтрационно-емкостных свойств пласта в околоскважинном и межскважинном пространстве.
2. Определение модели пласта.
3. Восстановление истории пластового давления.

4. Восстановление истории изменения коэффициентов продуктивности скважин.
5. Прогноз работы скважин по давлению или по жидкости.
6. Оптимизация работы скважин. Подбор наиболее эффективного режима работы.
7. Анализ взаимовлияния скважин (изучение интерференции).
8. Оптимизация системы поддержания пластового давления.
9. Поиск скважин-кандидатов для проведения геолого-технологических мероприятий.
10. Оценка параметров трещин гидроразрыва пласта.
11. Поиск трещин автогидроразрыва пласта.
12. Оценка длины и проводимости разломов.
13. Поиск непроницаемых границ (зон замещения или выклинивания) и зон неоднородности в пласте.

Определение модели пласта по результатам решения обратной задачи

Авторами данной работы были проведены большие объемы гидродинамических исследований скважин – основного способа решения обратной задачи на ряде нефтяных месторождений, приуроченных к баженовским отложениям.

В результате анализа индикаторных диаграмм по ряду высокопродуктивных скважин за различные годы их эксплуатации можно отметить, что при работе скважин выше давления насыщения их прямолинейные участки практически параллельны между собой, т.е. коэффициенты продуктивности этих скважин остаются постоянными. Из этого следует вывод о том, что в продуктивном пласте трещины отсутствуют или они не смыкаются в большом диапазоне изменения забойных давлений – порядка 20 МПа.

Исследования скважин методом гидропрослушивания позволили при высоких импульсах возмущения установить гидродинамическую связь между скважинами на расстояниях от сотен метров до нескольких километров.

В результате исследований скважин методом восстановления давления можно определить фильтрационные характеристики продуктивного пласта и особенности его строения.

Совместный анализ результатов гидродинамических, промыслово-геофизических и геохимических исследований позволил установить, что коллектор состоит из двух сред. Первая приурочена к пласту малой толщины в подошве баженовской свиты – кровле абалакской свиты. Между баженовской и абалакской свитами нет четкой границы. Существует переходная зона, в которой породы обладают характерными особенностями двух свит одновременно. Этот пласт имеет высокую проницаемость и сформировавшееся в процессе разработки низкое текущее пластовое давление. Первоначально везде пластовое давление было аномально высоким. Пласт, расположенный в подошвенной части свиты, является флюидоподводящей средой: она обеспечивает основные притоки нефти к скважинам. Следует отметить, что на участке опытно-промышленной эксплуатации Салымского месторождения этот прослой уверенно выделяется в подошве баженовской свиты и прослеживается по площади. По комплексу геофизических исследований основной приток в высокодебитных скважинах отмечается из нижнего интервала, приуроченного к зоне контакта баженовской и абалакской свит.

Вторая среда охватывает всю залегающую выше толщу баженовских отложений. Она имеет низкую проницаемость и высокое текущее пластовое давление. Притоки из этой толщи к скважинам весьма незначительные. Таким образом, для двухслойного пласта рассматриваемого вида отчетливо выделяются два периода. На протяжении первого периода происходит истощение первого пласта, а движение в малопроницаемом верхнем пласте незначительно, на второй стадии нижний пласт значительно истощен и происходит истощение верхнего пласта.

По данным термометрических исследований, в простаивающих малодебитных скважинах фиксируются межпластовые перетоки из верхних и средних частей баженовской свиты в ее нижнюю часть.

Начальное пластовое давление во всей залежи Салымского месторождения, по данным разведочных скважин, было аномально высоким – 45–46 МПа. За 10 лет разработки между двумя средами сформировался перепад давления в 10–20 МПа, за счет которого происходит переток из слабопроницаемой среды с высоким давлением в высокопроницаемую среду с низким давлением.

Следует отметить, что высокопроницаемые прослои малой толщины установлены во многих районах распространения баженовской свиты. Этот высокопроводящий прослой может залегать в иных

частях разреза, может существовать несколько таких пластов либо разветвленная система высокопроницаемых путей фильтрации. Суть подобной гидродинамической модели от этого не меняется.

В модели двойной проницаемости принимается осреднение давления по толщине в каждом из пластов. В модели двойной проницаемости высокопроницаемый пласт обозначается проницаемостью k_1 и толщиной h_1 , а низкопроницаемый пласт — проницаемостью k_2 и толщиной h_2 .

Система, состоящая из высоко- и низкопроницаемого пласта, характеризуется тремя безразмерными параметрами [5].

Относительная проводимость высокопроницаемого пропластка K :

$$K = \frac{k_1 h_1}{k_1 h_1 + k_2 h_2}. \quad (1)$$

Относительная емкость высокопроницаемого пропластка ω :

$$\omega = \frac{(\beta^* h)_1}{(\beta^* h)_1 + (\beta^* h)_2}. \quad (2)$$

Коэффициент обмена — параметр, характеризующий переток жидкости между высокопроницаемым и низкопроницаемым пропластками, λ :

$$\lambda = \alpha r_c^2 \frac{k_2 r_c^2}{k_1}, \quad (3)$$

где β^* — коэффициент упругости пласта, r_c — радиус скважины, α — фактор формы (геометрический параметр).

Уравнение пьезопроводности записывается для каждого из пластов. Для высоко- и низкопроницаемого пластов — уравнения (4) и (5):

$$\frac{k_1}{\mu} \left[\frac{\partial^2 P_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P_1}{\partial r} \right] = \beta_1 \frac{\partial P_1}{\partial t} - \frac{\alpha}{\mu} k_2 [P_2 - P_1], \quad (4)$$

$$\frac{k_2}{\mu} \left[\frac{\partial^2 P_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P_2}{\partial r} \right] = \beta_2 \frac{\partial P_2}{\partial t} + \frac{\alpha}{\mu} k_2 [P_2 - P_1]. \quad (5)$$

Определение модели пласта по данным гидродинамических исследований скважин производится путем регистрации кривой восстановления давления, ее обработки с использованием производной Бурде [5] — производной депрессии на пласт по логарифмическому времени. Построенное изменение производной в билогарифмических координатах является весьма чувствительным диагностическим графиком — интерпретационной моделью для определения типа пласта-коллектора, формы залежи, различных неоднородностей в строении продуктивного пласта.

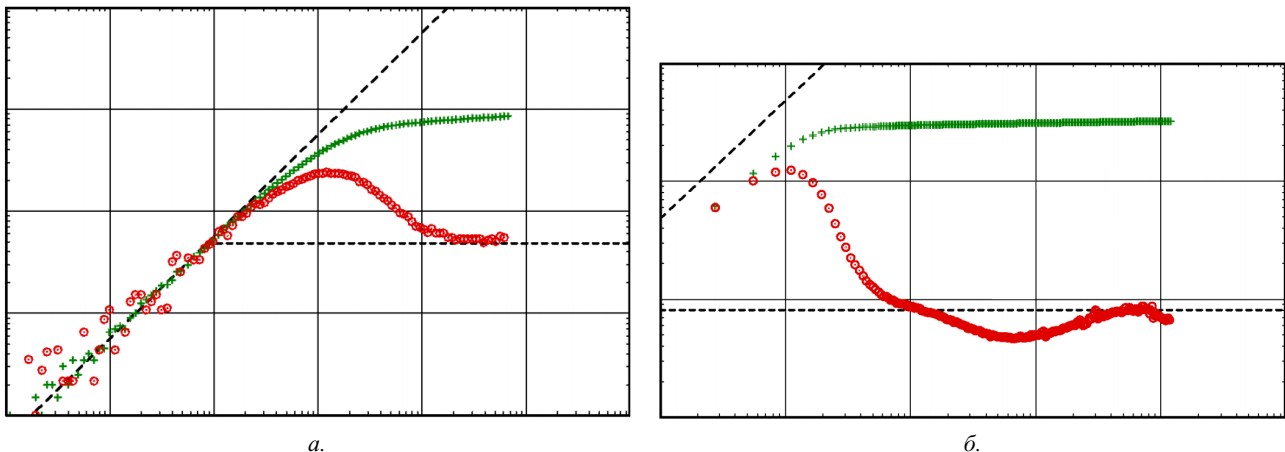


Рис. 1. Диагностические графики [5]: а — однородный бесконечный пласт, б — пласт с двойной проницаемостью

На рис. 1 приведены два из существующего множества диагностических графиков. Каждый график представляет собой семейство двух кривых. Одна кривая (на графиках верхняя) — это изменение депрессии на пласт во времени, а вторая кривая (на графиках нижняя) — это изменение во времени производной от депрессии. Аргументом, по которому производится дифференцирование кривой давления, является функция суперпозиции, позволяющая учитывать историю работы скважины. На рис. 1а наблюдается рост производной, сменяющийся ее падением с постепенным выходом на горизонтальный участок. Участок роста и последующего падения производной обусловлен влиянием притока жидкости, продолжающегося в ствол скважины после ее остановки. Горизонтальный участок производной характерен для модели бесконечного однородного пласта (в зоне, рассматриваемой в данном исследовании). Этот участок производной обусловлен процессом радиальной фильтрации в пласте.

На рис. 1б производная ведет себя сначала аналогично: под влиянием продолжающегося притока из пласта сначала растет, затем падает. Затем после очень малого горизонтального участка начинает снова расти. Именно такую форму имели диагностические графики в скважинах, вскрывающих баженовскую свиту на Салымском и Северо-Салымском месторождениях [6]. Такую же форму имеют диагностические графики в скважинах, вскрывающих баженовскую свиту на Средне-Назымском месторождении, рис. 2.

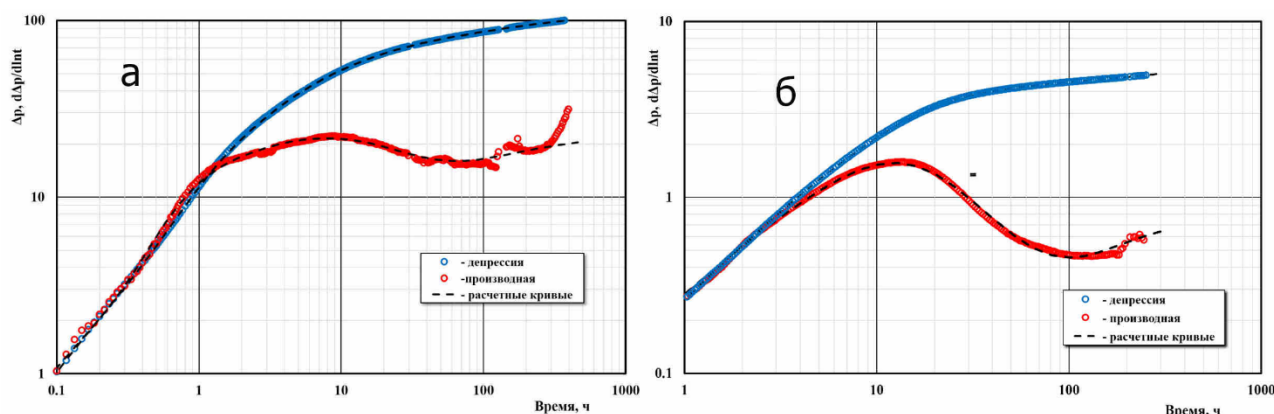


Рис. 2. Диагностические графики по скважинам Средне-Назымского месторождения: а — скважина № 1, б — скважина № 2

Следовательно, можно сделать вывод о том, что, по крайней мере, на трех месторождениях Западной Сибири коллектор баженовской свиты представляет собой систему, состоящую из двух сред. Первая приурочена к пласту малой толщины в подошве баженовской свиты. Она имеет высокую проницаемость и низкое текущее пластовое давление. Эта среда является флюидоподводящей: она обеспечивает основные притоки нефти к скважинам. Вторая среда охватывает всю залегающую выше толщу баженовских отложений. Она имеет низкую проницаемость и высокое текущее пластовое давление. Притоки из этой толщи к скважинам незначительные. В общем случае высокопроводящий пласт может залегать в иных частях разреза, может существовать несколько таких пластов либо разветвленная система высокопроницаемых путей фильтрации. Суть подобной гидродинамической модели от этого не меняется.

С целью прогнозирования и изучения эффективности выработки баженовской свиты на естественном режиме была создана принципиальная секторная гидродинамическая модель. Расчеты велись на трехфазном композиционном симуляторе NCOMP [7]. При проведении моделирования учитывались результаты промыслово-геологических, геофизических, геохимических и гидродинамических исследований, а также имеющаяся история эксплуатации скважин, вскрывающих залежи нефти в баженовской свите Салымского месторождения. Модель является односкважинной.

Глубина залегания пласта 2700 м. Начальное пластовое давление на кровле пласта 450 кгс/см², начальная пластовая температура — 120 °С. Продуктивный пласт состоит из двух прослоев. Выше-лежащий прослой представлен низкопроницаемыми породами баженовской свиты с толщиной 30 м, пористостью 0.05 д. ед. и проницаемостью 0.0001 мД. Нижний прослой является флюидоподводящей средой толщиной 1 м, пористостью 0.15 д. ед. и проницаемостью 4 Д. Общая толщина продуктив-

ного пласта 31 м. Коэффициент вертикальной анизотропии проницаемости 0,1 д. ед. Коэффициент сжимаемости порового пространства $2 \cdot 10^{-4}$ см²/кгс.

Доля коллектора 100 %. Нефтенасыщенность 100 %. Плотность нефти в поверхностных условиях 820 кг/м³. Вязкость нефти в пластовых условиях 0.7 мПа·с. Объемный коэффициент нефти 1.29 м³/м³. Растворимость газа в нефти 180 м³/м³. Давление насыщения нефти газом 200 кгс/см². Плотность газа в поверхностных условиях 1.13 кг/м³. Относительные фазовые проницаемости системы нефть-газ для верхнего и нижнего пропластков представлены на рис. 3 и 4 соответственно.

Размеры ячеек сетки в горизонтальной плоскости 100 х 100 м. Толщины ячеек по слоям сверху вниз 10, 5, 5, 5, 1, 1, 1, 1, 1 и 1 м соответственно. Всего 10 слоев. Скважина находится в центре модели. Центральные ячейки глобальной расчетной сетки в горизонтальной плоскости имеют локальное измельчение 11*11*1 для каждой ячейки. Количество ячеек расчетной сетки в горизонтальной плоскости для верхнего пропластка 21*21 шт. Количество ячеек расчетной сетки в горизонтальной плоскости для нижнего пропластка 11*11 шт., что моделирует линзовидное (нерегулярное) распространение по площади высокопроводящей среды с проницаемостью 4000 мД. В вертикальных сечениях модели расчетная сетка симметрична относительно скважины. На рис. 5 и 6 приведены вертикальные разрезы модели, показаны кубы проницаемости и пористости соответственно.

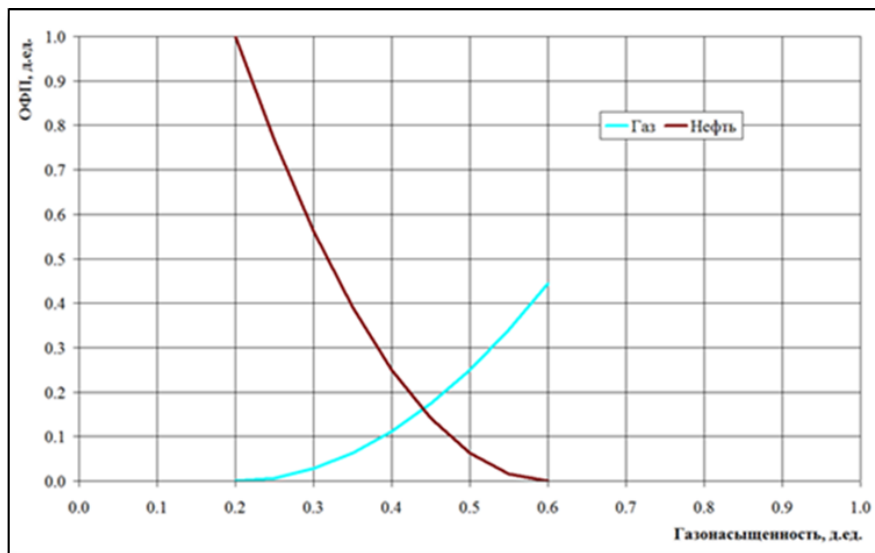


Рис. 3. Относительные фазовые проницаемости системы нефть-газ для верхнего пропластка

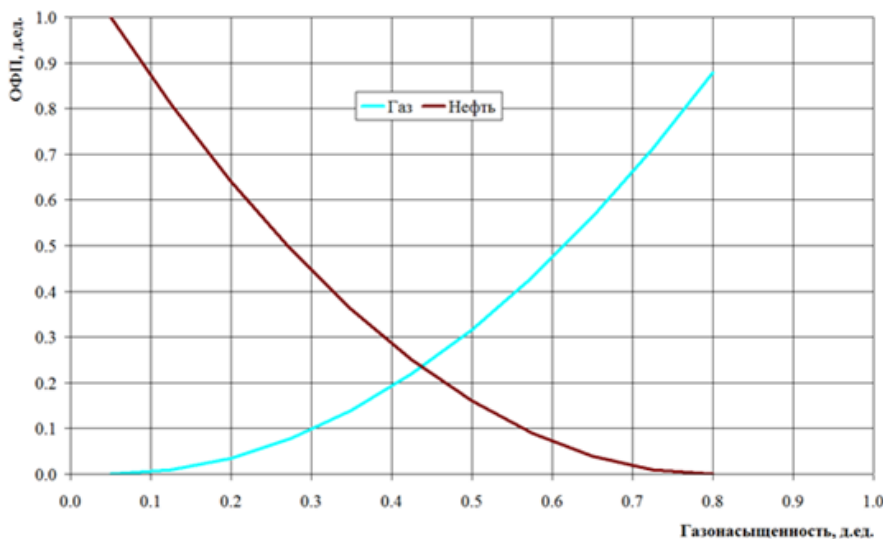


Рис. 4. Относительные фазовые проницаемости системы нефть-газ для нижнего пропластка

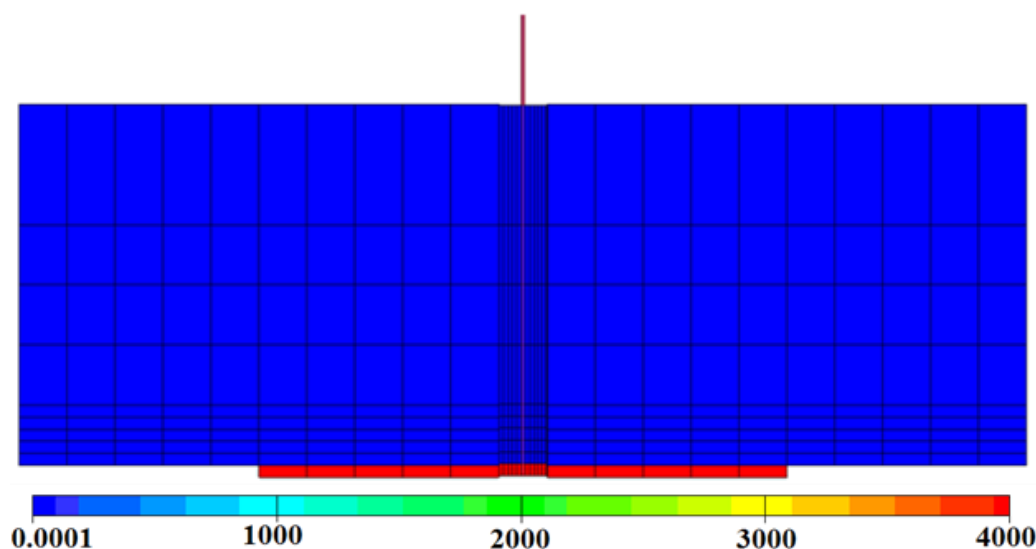


Рис. 5. Вертикальный разрез модели, показан куб проницаемости, мД. Масштаб по вертикальной оси увеличен в 15 раз

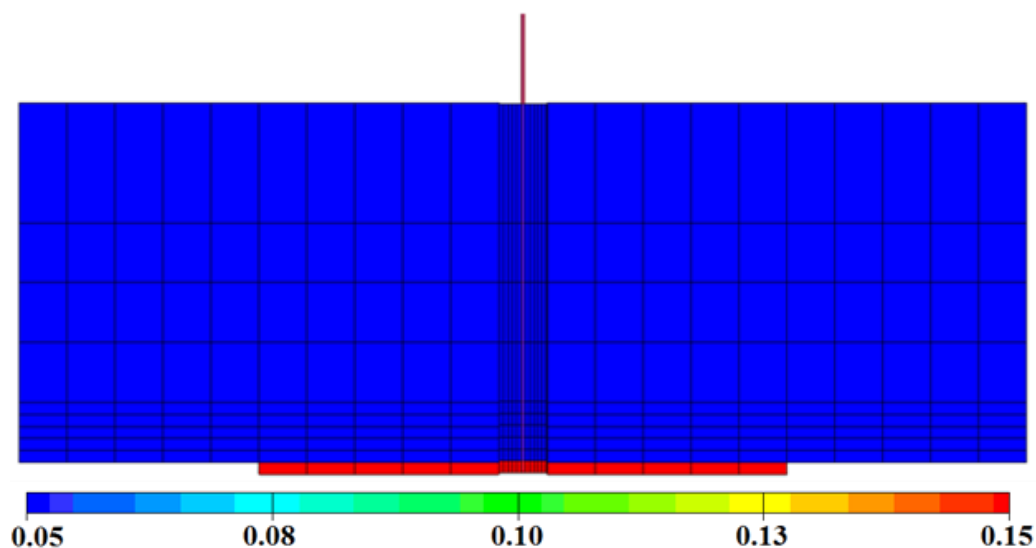


Рис. 6. Вертикальный разрез модели, показан куб пористости, д. ед. Масштаб по вертикальной оси увеличен в 15 раз

Добывающая скважина вскрывает весь продуктивный пласт. Она работает с постоянным дебитом $200 \text{ м}^3/\text{сут}$. Скважина прекращает фонтанировать при забойном давлении 50 кгс/см^2 . Скважина при этом давлении останавливается, и начинается перераспределение давления в пласте. Скважина работает в течение 8 месяцев, затем она отключается и в течение 24 месяцев рассчитывается перераспределение давления в пласте. На рис. 7 представлена динамика забойного давления и газового фактора. На рис. 8 представлена динамика профиля давления в околоскважинной зоне пласта

Выводы

На основании совместного анализа результатов решения обратной задачи подземной гидромеханики — гидродинамических исследований в комплексе с результатами геолого-промысловых, геофизических и геохимических исследований, динамики пластовых давлений и дебитов, а также численного моделирования можно сделать выводы о строении пласта-коллектора баженовской свиты.

Пласт-коллектор баженовской свиты состоит из двух сред. Первая приурочена к пропласткам малой толщины и характеризуется высокой проницаемостью. Вторая среда охватывает практически всю толщу баженовских отложений. Она имеет существенно большую толщину и весьма низкую проницаемость. Основные притоки к скважинам происходят по первой среде. Притоки из второй среды

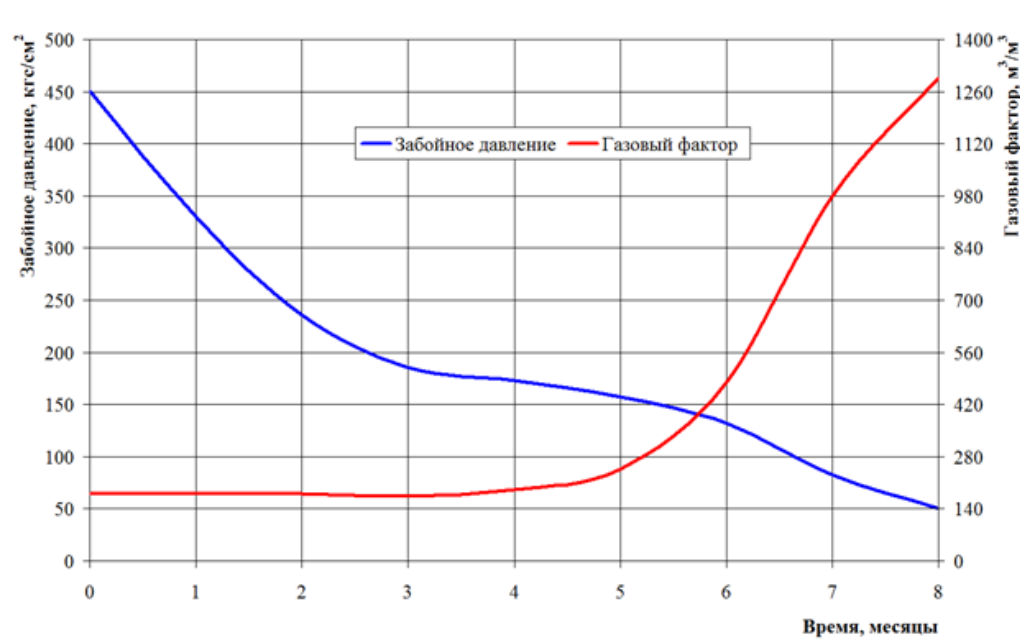


Рис. 7. Динамика забойного давления и газового фактора

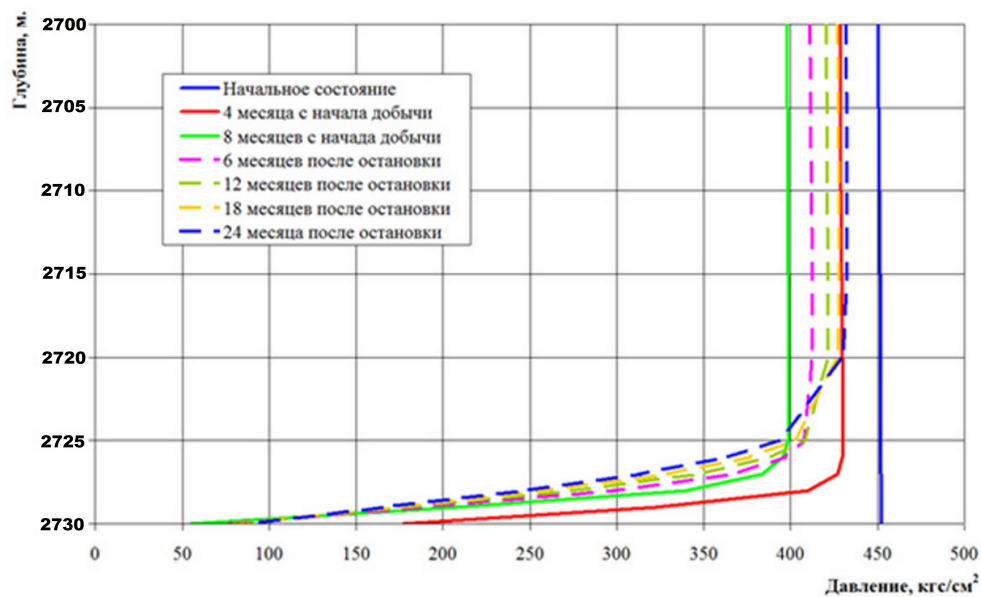


Рис. 8. Динамика профиля давления в околоскважинной зоне пласта

непосредственно к скважинам весьма незначительные. В результате сформировавшегося в процессе разработки перепада давления между двумя средами происходит переток из слабопроницаемой среды-матрицы с высоким давлением в высокопроницаемую флюидоподводящую среду с более низким давлением.

Промыслово-геофизические исследования указывают на то, что основные притоки нефти наблюдаются из пропластка малой толщины, приуроченного к подошвенной части баженовской свиты. Это отмечалось на всех трёх исследованных авторами данной статьи месторождениях: Салымском, Северо-Салымском и Средне-Назымском. Перепад давления между двумя средами достигает в процессе разработки 20–30 МПа. Это было подтверждено результатами промыслового эксперимента по полной остановке Салымского месторождения [6]. Такие же результаты были получены при моделировании, рис. 8.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кошкин В. В. *Роснедра оценили срок добычи в России рентабельных запасов нефти*. Режим доступа: <https://rg.ru/2021/09/15/v-rosnedrah-ocenili-srok-dobychi-v-rossii-rentabelnyh-zapasov-nefti.html>.
2. Нестеров Н. И. Новый тип коллекторов нефти и газа. *Геология нефти и газа*. 1979;10:26–29.
3. Зарипов О. Г., Сонич В. П., Юсупов К. С. Модель пласта Ю₀ баженовской свиты. *Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири*. М.: ИГиРГИ; 1980:57–67.
4. Фурсов А. Я., Вендельштейн Б. Ю., Постников А. В., Постников Е. В. и др. *Разработка методики, подсчет геологических и оценка извлекаемых запасов нефти и газа Салымского месторождения (пласт ЮС₀)*. М.; 2002.
5. Houze O., Viturat D., Fjaere O. S. *Dynamic Data Analysis*. V 5.40. Kappa Engineering. 2021. 874 p.
6. Вольпин С. Г., Ломакина О. В., Афанаскин И. В., Штейнберг Ю. М. Комплексирование численного моделирования и различных видов исследований при изучении геологического строения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти на примере баженовской свиты. *Нефтепромысловое дело*. 2018;11:5–13.
7. Афанаскин И. В., Королев А. В., Вольпин С. Г., Ялов П. В. Моделирование многофазной многокомпонентной фильтрации при разработке месторождений углеводородов. *Вестник кибернетики*. 2016;3:51–61.