

Интеграция фациального анализа в процесс адаптации гидродинамической модели терригенного коллектора

Вагизов А.М.¹, Хабибуллин Т.Д.¹, Лукманов Н.Ф.¹, Тимерханов Р.Ф.¹, Швецова Н.Н.¹, Гареев А.Т.¹, Сайгафаров И.И.²,
Хисматов Р.Р.³, Кравченко П.Н.³

¹ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; ²ООО «Башнефть-Петротест», Уфа, Россия; ³ПАО АНК «Башнефть», Уфа, Россия
VagizovAM@bnpip.rosneft.ru

Аннотация

В статье описан процесс построения геолого-гидродинамических моделей на основе фациального анализа и дана оценка перспектив реализации различных вариантов оптимизации системы разработки на примере участка уникального месторождения Республики Башкортостан. При гидродинамическом моделировании многопластовых объектов, разрабатываемых единым фильтром, возможно возникновение нескольких равновероятных вариантов настройки гидродинамической модели на фактические данные. Построение фациальной геологической модели позволило проследить геологическую изменчивость объекта, определить индивидуальные настройки для распределения коллекторских и петрофизических свойств, таким образом обеспечив детальное описание геологических неопределенностей. Детальное описание объекта в свою очередь способствует улучшению процесса настройки гидродинамической модели на соответствие расчетных параметров историческим данным разработки и использованию адаптированной гидродинамической модели для анализа эксплуатации участка и выявления зон локализации остаточных запасов. Построение и численные эксперименты на гидродинамической модели — трудоемкий процесс, требующий значительных временных затрат. Внедрение в геологическую модель учет фациальной неоднородности дает возможность уточнить распределение запасов в условиях многопластового объекта, а в ряде случаев — системно улучшить качество результатов прогнозных расчетов.

Материалы и методы

Рассматриваемое месторождение изучено посредством бурения 700 скважин с отбором керна и сейсморазведочными работами. Для проведения фациального анализа по целевым интервалам терригенных отложений использовано программное обеспечение «Прайм». Для построения геологической модели использован

программный продукт IRAP RMS. Гидродинамическая модель построена с привлечением программного продукта RN-KIM.

Ключевые слова

фация, фациальный анализ, трехмерная геологическая модель, месторождение, адаптация, гидродинамическая модель, терригенная толща нижнего карбона

Для цитирования

Вагизов А.М., Хабибуллин Т.Д., Лукманов Н.Ф., Тимерханов Р.Ф., Швецова Н.Н., Гареев А.Т., Сайгафаров И.И., Хисматов Р.Р., Кравченко П.Н. Интеграция фациального анализа в процесс адаптации гидродинамической модели терригенного коллектора // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 3. С. 32–38. DOI: 10.24412/2076-6785-2025-3-32-38

Поступила в редакцию: 23.03.2025

GEOLOGY

UDC 550.34.013.4 | Original Paper

Integration of facies analysis into adaptation of terrigenous reservoir simulation model

Vagizov A.M.¹, Habibullin T.D.¹, Lukmanov N.F.¹, Timerkhanov R.F.¹, Shvetsova N.N.¹, Gareev A.T.¹, Saygafarov I.I.²,
Khismatov R.R.³, Kravchenko P.N.³

¹RN-BashNIPneft LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia; ²"Bashneft-Petrotest" LLC, Ufa Russia; ³"Bashneft" PJSC, Ufa, Russia
VagizovAM@bnpip.rosneft.ru

Abstract

The article describes the process of building geological and hydrodynamic models based on facies analysis and assessing the prospects for the implementation of various options for optimizing the development system using the example of a site of a unique field in the Republic of Bashkortostan. When hydrodynamic modeling of multi-zone objects developed by a single filter, several equally probable options for tuning the hydrodynamic model to actual data may arise. Construction of a facies geological model made it possible to trace the geological variability of the object, determine individual settings for the distribution of reservoir and petrophysical properties, thus providing a detailed description of geological uncertainties. The detailed description of the object, in turn, helps to improve the process of adjusting the hydrodynamic model for compliance of the calculated parameters with the historical development data and the use of an adapted hydrodynamic model to analyze the operation of the site and identify zones of localization of residual reserves. Building and numerical experiments on a hydrodynamic model is a time-consuming process. The introduction of delta channel variability into the geological model makes it possible to refine the distribution of reserves in a multi-zone zone, and in some cases, systematically improve the quality of the forecast.

Materials and methods

The field in question was studied by 700 cored wells and seismic surveys. The "Prime" software was used for facies analysis of target intervals of terrigenous deposits. The IRAP RMS software product was used to build the geological model. The hydrodynamic model was built using the RN-KIM software product.

Keywords

facies, lithofacies core analysis, 3D geological model, field, adaptation, hydrodynamic model, Lower Carboniferous terrigenous stratum

For citation

Vagizov A.M., Khabibullin T.D., Lukmanov N.F., Timerkhanov R.F., Shvetsova N.N., Gareev A.T., Saygafarov I.I., Khismatov R.R., Kravchenko P.N. Integration of facies analysis in the process of adaptation of the terrigenous reservoir model. Exposition Oil Gas, 2025, issue 3, P. 32–38. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2025-3-32-38

Received: 23.03.2025

Введение

Поздняя стадия разработки нефтяного месторождения при реализации традиционных методов характеризуется снижением темпов отбора, ростом обводненности продукции, ухудшением структуры запасов. Для поддержания добычи нефти на достигнутом уровне и повышения выработки запасов требуются новые технологии и подходы к разработке объектов. В особенности это актуально для месторождений со сложным геологическим строением.

Геолого-гидродинамическая модель (ГГДМ) является одним из инструментов, используемых при анализе разработки и оценке различных вариантов доизвлечения остаточных запасов. В настоящее время в большей части используемых при моделировании терригенных коллекторов ГГДМ в рамках одного объекта применяются единые зависимости при задании фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Для коллекторов, имеющих разное фациальное происхождение и вследствие этого индивидуальные ФЕС, использование таких зависимостей при настройке ГГДМ на фактические данные разработки будет приводить к снижению прогнозной способности модели. В связи с этим растет актуальность работ, нацеленных на повышение достоверности ГГДМ с учетом литолого-фациальной изменчивости [1].

Восстановление фациальной обстановки осадконакопления в совокупности с последующей реализацией полученных результатов в цифровой модели участка позволяет проанализировать особенности разработки отложений и оптимизировать процесс эксплуатации в целях увеличения добычи. Для подтверждения данного предположения и детализации геологического строения была построена секторная

геолого-гидродинамическая модель (СГГДМ) опытного участка с учетом фациальных особенностей отложений.

В данной статье рассматривается Арланское нефтяное месторождение, которое располагается в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, на северо-западе Республики Башкортостан. Тектонически оно приурочено к Бирской седловине, представляющей собой отрицательную структуру. Одним из основных объектов, с которым связана промышленная нефтеносность месторождения, является терригенная толща нижнего карбона (ТНК), представленная переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, углисто-глинистых разностей и известняков.

Целью работы являлось построение СГГДМ на опытном участке для уточнения распределения извлекаемых запасов с учетом фациального моделирования. В ходе выполнения работы на этапе геологического моделирования решались задачи: анализ фактического материала, корреляция отложений, восстановление фациальных условий осадконакопления, проведение палеотектонических реконструкций. Далее выполнялось построение гидродинамической модели на основе геологической модели (ГМ) с учетом фациального разделения пород и последующим анализом результатов моделирования.

Краткие сведения по участку моделирования

Опытный участок моделирования расположен на территории Ново-Хазинской площади в пределах Бирской седловины (рис. 1), разрабатывается с 1961 г. Реализована нерегулярная система разработки с очагово-избирательной системой ППД, закачка осуществляется с 1966 г. Действующий добычающий фонд составляет 33 скважины, фонд

нагнетательных — 19 скважин, жесткость системы 1,7. Объект находится на завершающем этапе разработки, характеризующемся высокой обводненностью, достигающей 97 %. Основными продуктивными пластами являются C1tl.1-2-3 и C1rd-bb.

Согласно схеме фациальной неоднородности отложений радаевско-бобриковского горизонта [2] (рис. 1), участок секторного моделирования приурочен к зоне развития дельтовых каналов и является перспективным для реализации фациального анализа.

В рамках анализа геолого-промысловой информации на участке выделяются четыре характерные зоны. Условное разделение позволяет детально анализировать продуктивность каждой из зон, принимая во внимание значительную историю разработки.

Первая зона, включающая пласты C1tl.1-2-3 и C1rd-bb, отличается наиболее низкими накопленными объемами добычи нефти. Это обусловлено несколькими факторами: более низкой проницаемостью коллектора, неблагоприятными геологическими условиями (наличие значительных глинистых прослоев, препятствующих эффективной разработке), а также возможным наличием водного конуса, досрочно вытесняющего нефть из продуктивного пласта. Запускные дебиты нефти в этой зоне изменяются в пределах 17–20 т/сут, что свидетельствует о сравнительно низкой начальной продуктивности скважин. Низкие дебиты жидкости, достигающие 150 м³/сут, подтверждают эту тенденцию. Вторая зона, преимущественно эксплуатирующая пласты C1tl.1-2-3, демонстрирует схожую картину с первой, хотя и с несколько более высокими показателями. Накопленные объемы отбора нефти сопоставимы с первой зоной, а запускные дебиты нефти находятся в диапазоне 20–40 т/сут. Дебиты жидкости

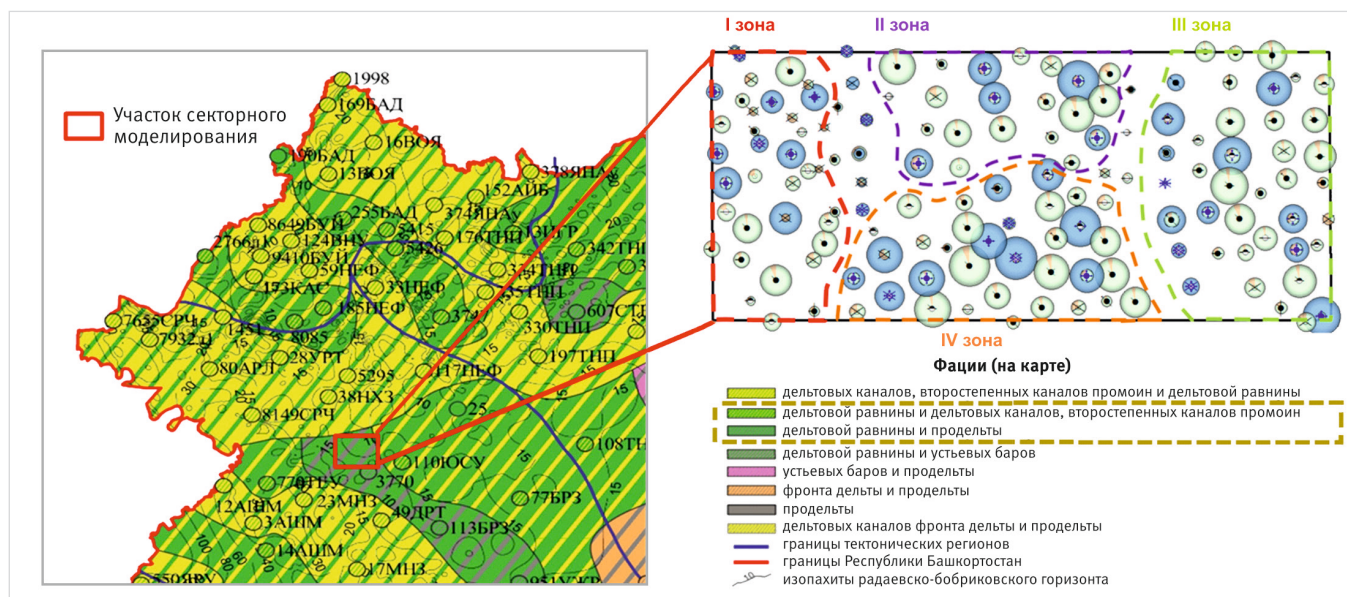


Рис. 1. Участок секторного моделирования на картах фациальной неоднородности и накопленных отборов
Fig. 1. Sector modeling area on maps of facial inhomogeneity and accumulated selections

достигают 150 м³/сут. Незначительное повышение продуктивности объясняется улучшенными коллекторскими свойствами в пределах этой зоны. Третья и четвертая зоны, связанные с пластом C1rd-bb, демонстрируют значительно более высокие показатели. Накопленные объемы отбора нефти в этих зонах достигают приблизительно 2,5 млн т, что существенно выше фактических показателей первой и второй зон. Запускные дебиты нефти в отдельных скважинах превышают 100 т/сут, что указывает на высокую начальную продуктивность. Соответственно, дебиты жидкости достигают максимальных значений — до 900 м³/сут. Высокая продуктивность этих зон обусловлена лучшими коллекторскими свойствами пласта C1rd-bb, более высокой пористостью и проницаемостью, а также более благоприятным геологическим строением пласта. Тем не менее, необходимо отслеживать динамику обводненности в этих зонах и своевременно принимать меры по поддержанию пластового давления для предотвращения преждевременного падения дебитов жидкости.

В условиях высокой дифференциации фильтрационно-емкостных свойств, а также принимая во внимание значительную историю разработки рассматриваемого объекта, весьма сложно определить текущие зоны локализации остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ). Использование вероятностных методов оценки запасов, учитывающих неопределенность геологических параметров и технологических факторов, позволяет более точно оценить потенциал ОИЗ и определить оптимальные стратегии их вовлечения в разработку. Для решения задачи снижения неопределенности локализации остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) по разрезу необходимо построение СГГДМ с учетом концептуального представления модели осадконакопления как дельтовой системы с разделением ее элементов на отдельные фациальные обстановки [3]. На рассматриваемом участке многопластовый объект разрабатывается единым фильтром, в связи с чем возникает несколько равновероятных вариантов настроек ГДМ на фактические данные. Это позволит обеспечить эффективность работы объекта на всей длительности его истории разработки.

Фациальное моделирование

Согласно анализу керна, геофизических исследований скважин (ГИС) и регионального строения территории месторождения,

в работе были выявлены признаки, которые позволяют отнести отложения радаевско-бобриковского горизонта к дельтовым отложениям речного типа. В тульское время начинали формироваться отложения ассоциации отмирания дельты. Прекращение или уменьшение поступления терригенного материала приводило к образованию маломощных прослоев известняков и глин. Однако в северо-западной части территории Республики Башкортостан продолжали накапливаться песчаные отложения дельтовых каналов, развитие которых по сравнению с радаевско-бобриковским горизонтом значительно продвинулось на север [4].

Корреляция отложений

Корреляция отложений ТТНК проводилась прослеживанием границ пластов тульского и бобриковского горизонтов по 203 скважинам с выравниванием на «алексинский» репер C1al. Данный горизонт уверенно отмечается во всех скважинах сектора по данным ГИС. Представлен известняками серыми, реже темно-серыми с прослоями доломитов, имеющих подчиненное значение [5]. Согласно геолого-статистическому разрезу (ГСР) (рис. 2), стратиграфическая модель объекта представлена как модель, в которой попластовое разделение является отображением геологической цикличности осадконакопления.

Аналогичным образом была выполнена корреляция пластов C1tl.1-3 тульского времени.

Изначально ГМ строилась без фациального разделения, и при корреляционных построениях кровля пласта C1rd-bb совпала с той отметкой, что принята в текущем представлении о геологическом строении объекта. На первом этапе анализа форм кривых ПС и ГК выявлено наличие русловых тел. Но формирование пластов C1tl.4-5-6 происходило в условиях трансгрессии тульского моря, и данный цикл осадконакопления представлял собой область развития прибрежно-морских условий [6], поэтому выявленные русловые тела были отнесены ко второму циклу осадконакопления пласта C1rd-bb. Таким образом, аналогично была скорректирована отбивка кровли пласта во всех скважинах сектора.

Фациальный анализ

Во времена формирования радаевского горизонта отложения ТТНК

на рассматриваемой площади представляли собой область прибрежной равнины, временами заливавшейся морем, а в бобриковское время — заболоченную приморскую равнину [7].

Согласно анализу форм кривых, полученных по методу потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) и гамма-каротажа (ГК) по электрометрической модели Муромцева В.С., отложения пласта C1rd-bb рассматриваемого участка представлены преимущественно дельтовыми каналами, песками пойменных разливов и дельтовой равниной (рис. 3).

Аналогичным образом проведен фациальный анализ пластов C1tl.1-2-3. В тульское время произошло кратковременное проникновение моря с востока и накопление терригенно-карбонатной пачки. Во второй половине тульского периода регрессия моря на юго-восток способствовала формированию глинисто-алевритовых отложений в зоне мелководья. На завершающем этапе накопления этой толщи произошло образование эрозионных врезов с частичным размывом алеврит-известковистой пачки и пачки глин — дельтовых каналов. В процессе формирования пласта C1tl.2 произошло обнажение дельтовой равнины и дальнейшее перемещение осадочного материала по основным дельтовым каналам с образованием второстепенных каналов, пойм, устьевых баров [8].

Дополнительным критерием для уточнения положения границ фациальных зон, ввиду их высокой неопределенности, послужили палеотектонические реконструкции. Использование карты изопакит от кровли пласта C1ksl до кровли C1tl.4 позволило уточнить границы фаций. Согласно концептуальному представлению рассматриваемых отложений, зонам развития фаций каналов соответствует увеличение мощности терригенных осадков (рис. 4).

Создание кубов литологии и пористости

После проведения фациального анализа и создания структурного каркаса собран куб фаций, в пределах которого в дальнейшем смоделированы литология и пористость. Литология моделировалась с распределением эффективных толщин, со своими настройками вариограмм отдельно в каждой фациальной зоне. В результате получен куб литологии, в котором выделены неколлектор, 1-я фация — отложения каналов, 2-я фация — пески пойменных разливов и отложения дельтовой равнины (пойма).

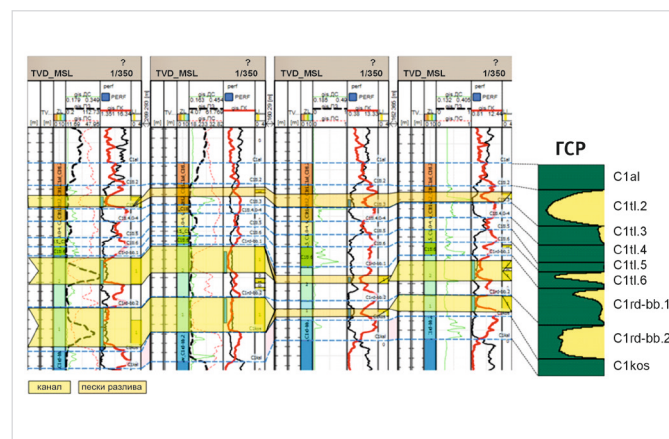


Рис. 2. Пример корреляционных построений отложений ТТНК
Fig. 2. Example of correlation structures of the lower carbon terrigenous layer sediments



Рис. 3. Карта распределения фаций C1rd-bb
Fig. 3. Map of the distribution of facies C1rd-bb

Аналогичным образом, соблюдая принцип индивидуальных настроек для каждой фации, моделировался куб пористости. Созданная ГМ учитывает геометризацию фациальных зон и изменчивость ФЕС при переходе от канальной фации к отложениям дельтовой равнины.

Распределение петротипов и уточнение фациальной модели

В работе [4] породы ТНК месторождений северо-запада Республики Башкортостан разделены на три петрофизических типа коллектора по глинистости. Для каждого класса пород по данным лабораторных исследований построены основные петрофизические зависимости (рис. 5) и с использованием пористости обоснованы граничные значения кондиционных параметров, в частности открытой пористости Кп.гр:

- 1-й тип коллектора — песчаники чистые (Сгл < 5 %) с Кп.гр = 8 %;
- 2-й тип коллектора — песчаники и алевролиты слабоглинистые (5 % ≤ Сгл < 10 %) с Кп.гр = 12 %;
- 3-й тип коллектора — песчаники и алевролиты глинистые (10 % ≤ Сгл < 20 %) с Кп.гр = 16 %.

В скважинах моделируемого участка дискретные кривые петротипов выделялись на основании описанных выше критериев глинистости, показаны на рисунке 6 справа от кривых ГИС.

Фации дельтовых каналов, как правило, отличаются лучшими ФЕС (преимущественно 1-й тип коллектора) по сравнению с фациями песчаных отложений дельтовой равнины, имеющими уменьшенные мощности коллектора и ухудшенные ФЕС (2-й и 3-й типы коллектора). На рисунке 6 приведены гистограммы распределения по количеству скважин, попадающих в ту или иную фацию с учетом петротипов.

С учетом данных по выделению петротипов фации дельтовой равнины и песков разлива объединены в одну фацию, так как для них применялась одна зависимость ввиду отсутствия выделенных коллекторов в пределах дельтовой равнины.

Таким образом, построение ГМ осуществлялось с учетом концептуальных

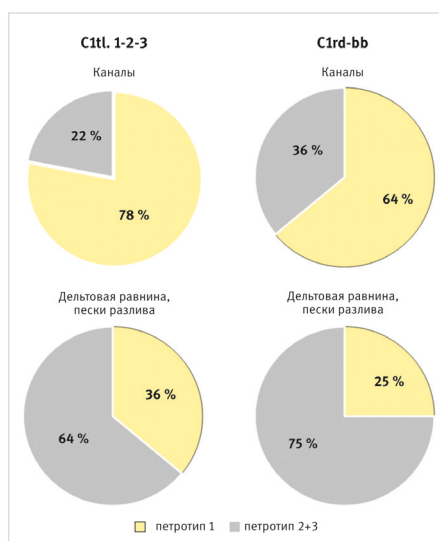


Рис. 6. Гистограммы распределения скважин по фациям с учетом петротипов
Fig. 6. Histograms of wells distribution by facies taking into account petrotypes

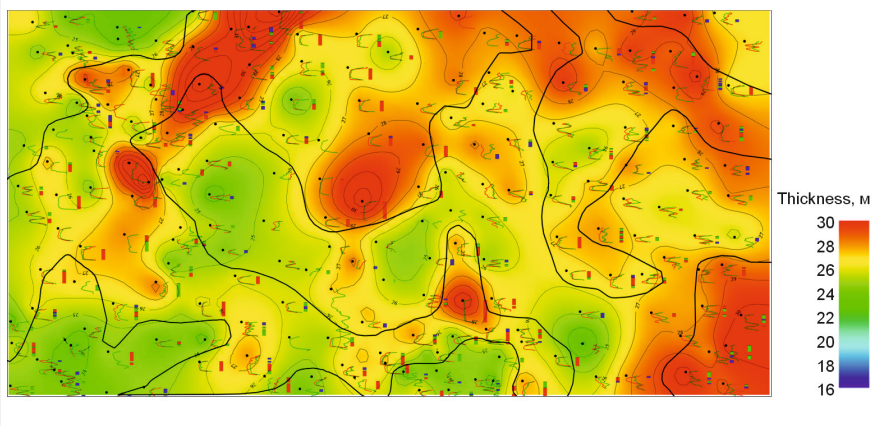


Рис. 4. Карта изопакхт (пласты C1ksl-C1tl.4)
Fig. 4. Map of isopachite (layers C1ksl-C1tl.4)

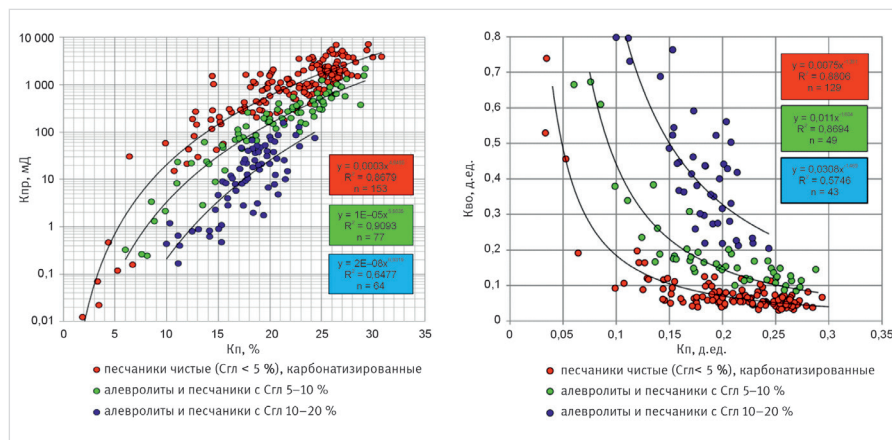


Рис. 5. Зависимости проницаемости от пористости по петроклассам
Fig. 5. Permeability dependences on porosity by petroclasses

представлений и анализа фактического материала объекта исследований. Итоговые карты распределения фаций приведены на рисунке 7.

Построение ГДМ. Обоснование выбора модели с разделением на фации

Перед построением гидродинамической модели по рассматриваемому участку проведен анализ состояния разработки, включающий выявление связи показателей эксплуатации скважин с их фациальной принадлежностью.

Сравнив итоговую карту распределения фаций с картой зон участка интересов (рис. 1), можно отметить, что в пласте C1rd-bb ранее выделенные зоны разделены дельтовыми равнинами. В верхней пакке C1tl.1-2-3 отмечается аналогичная ситуация: первая и третья зоны разделены дельтовыми равнинами. Первая зона, у которой худшие показатели по накопленной добыче нефти, отличается отсутствием каналов в пласте C1tl.1-2-3, в отличие от второй, третьей и четвертой зон.

Далее проведена проверка наличия связи показателей эксплуатации отдельных

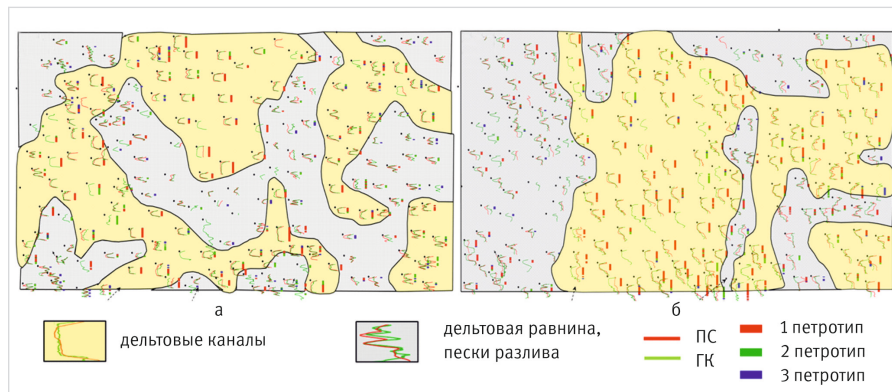


Рис. 7. Итоговые карты распределения фаций: а — C1rd-bb.2; б — C1tl.1-2-3
Fig. 7. Final maps of the distribution of facies: а — C1rd-bb.2; б — C1tl.1-2-3

скважин с их фациальной принадлежностью. Подтверждение согласованности показателей с распределением скважин по вскрытию «каналов» и «равнин» было получено (рис. 8). Скважины, по которым перфорированы только коллекторы в «дельтовых равнинах», в среднем имеют кратно худшие показатели, чем скважины, по которым вскрыты «каналы» по одному из пластов.

Для ГДМ был выбран тип модели Black oil, двухфазная (нефть, вода). Средний размер ячейки 50×50×0,25.

Рассмотрены варианты построения ГДМ без разделения на фации (исходная ГДМ) и с разделением на фации (фациальная ГДМ). В исходной ГДМ зависимости проницаемости и остаточной водонасыщенности от пористости заданы едиными по всей модели. Для

фациальной ГДМ при построении зависимостей проницаемости и остаточной водонасыщенности от пористости использовалась работа по петрофизическому моделированию ТНК Башкортостана [4]. По преобладающему типу коллектора в фации дельтовых каналов заданы свойства как в «песчаниках чистых» с глинистостью менее 5 % (1-й тип коллектора), а в пределах дельтовой равнины свойства заданы как «алевролиты и песчаники» с глинистостью 5–10 % (2-й тип коллектора). Значение куба фаций стало основным параметром, определяющим распределение петрофизических свойств в модели. Остальные зависимости задавались без учета фаций, как и в исходной ГДМ. Начальное насыщение задавалось с помощью опции гидростатического выравнивания. Задано граничное условие — без перетоков.

Внесение в ГДМ фациального разделения привело к перераспределению подвижных запасов (табл. 1, 2). Обозначим: SOIL — начальная нефтенасыщенность, SOWCR — критическая нефтенасыщенность. Тогда разность SOIL — SOWCR влияет на подвижные запасы нефти. Определено, что выше ВНК разность SOIL — SOWCR в «каналах» при переходе от исходной ГДМ к фациальной увеличивается, а в «дельтовых равнинах» эта разность уменьшается.

Следует отметить, что при переходе от исходной ГДМ к модели на основе фациального анализа значительно изменилось распределение проницаемости (рис. 9, табл. 3). Средняя проницаемость в «каналах» в исходной ГДМ — $461 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, после перехода к фациальной увеличилась до $924 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$. В исходной модели для дельтовых равнин средняя проницаемость составляла $221 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в фациальной модели — $135 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$. В итоге отношение средней проницаемости в «каналах» к средней проницаемости в «равнинах» в исходной ГДМ было равным 2,1, в фациальной ГДМ увеличилось до 6,8.

Для оценки преимуществ использования фациального разделения для ГДМ по двум вариантам модели проведено сравнение результатов расчета без адаптации. Сумма квадратов невязок по годовым отборам нефти, деленная на число лет, по фациальной модели по сравнению с исходной ниже в 3,8 раза — это $1,2\text{E}+0,9$ и $4,5\text{E}+0,9$.

$$\Delta_1 = \Sigma (Q_{\text{ofit}} - Q_{\text{opt}})^2 / t, \quad (1)$$

где Q_{ofit} — фактическая годовая добыча нефти; Q_{opt} — расчетная годовая добыча нефти.

В качестве еще одной меры сравнения рассчитаны суммы квадратов невязок по дебиту нефти по всем скважинам на все временные шаги, деленные на суммарное количество точек, где присутствовали замеры (обозначено $NwNt$). По этому критерию показатель для фациальной ГДМ — 114,4, что на 13 % лучше показателя исходной ГДМ — 131,7.

$$\Delta = \Sigma_{\text{well}} \Sigma_{\text{time}} (q_{\text{ofwt}} - q_{\text{opwt}})^2 / (NwNt), \quad (2)$$

где q_{ofwt} — фактический дебит нефти; q_{opwt} — расчетный дебит нефти.

Оценивая кросс-плоты по накопленной добыче нефти по скважинам, можно отметить, что линия регрессии фациальной модели $y = 0,8967x + 10578$ имеет меньший угол отклонения от «идеальной» прямой $y = x$, чем линия регрессии исходной модели $y = 0,7093x + 19873$. Также коэффициент детерминации



Рис. 8. Показатели работы скважин в зависимости от фациальной принадлежности
Fig. 8. Well performance indicators depending on the facies affiliation

Табл. 1. Средняя нефтенасыщенность в исходной и фациальной моделях
Tab. 1. Average oil saturation in the baseline and facies models

Вариант ГДМ	Фации	SOIL, доли ед.	SOWCR доли ед.	SOIL - SOWCR доли ед.
исходная ГДМ	«каналы» 36	0,861	0,368	0,493
фациальная ГДМ		0,889	0,335	0,555
исходная ГДМ	«дельтовые равнины» 36	0,847	0,396	0,451
фациальная ГДМ		0,763	0,413	0,356

36В ячейках, которые в фациальной ГДМ относятся к фации «каналы»
36В ячейках, которые в фациальной ГДМ относятся к фации «дельтовые равнины»

Табл. 2. Начальные подвижные запасы нефти в моделях
Tab. 2. Initial movable oil reserves in models

Вариант ГДМ	Фации	Подвижные запасы, тыс. т³		
		C1tl.1-2-3	C1tl.4-5-6	C1rd-bb
исходная ГДМ, тыс. т	«каналы»	4 956,6	0,0	3 139,9
фациальная ГДМ, тыс. т		5 553,6	0,0	3 571,1
отклонение абсолютное, тыс. т		597,0	—	431,2
отклонение относительное, %		12,0	—	13,7
исходная ГДМ, тыс. т	«дельтовые равнины»	1 333,8	1 308,9	1 983,4
фациальная ГДМ, тыс. т		1 055,8	1 030,9	1 543,2
отклонение абсолютное, тыс. т		277,1	278,0	440,2
отклонение относительное, %		20,8	21,2	22,2

Табл. 3. Средняя проницаемость в исходной и фациальной моделях
Tab. 3. Average permeability in the initial and facies models

Вариант ГДМ	Фации	Проницаемость, 3610^{-3} мкм^2
исходная ГДМ	«каналы» 36	461
фациальная ГДМ		924
исходная ГДМ	«дельтовые равнины» 36	221
фациальная ГДМ		135

36В ячейках, которые в фациальной ГДМ относятся к фации «каналы»
36В ячейках, которые в фациальной ГДМ относятся к фации «дельтовые равнины»

$R^2 = 0,6495$ у фациальной модели выше, чем $R^2 = 0,5624$ у исходной.

По накопленной добыче жидкости по скважинам данный эффект проявлен более наглядно: линия регрессии фациальной модели $y = 0,6371x + 124422$, линия регрессии исходной модели $y = 0,3319x + 62408$. Коэффициент детерминации у фациальной модели составляет $R^2 = 0,8587$, у исходной — $R^2 = 0,5818$.

По результатам сравнения динамики расчетных показателей (рис. 10) сделан вывод, что ГДМ с учетом фациального анализа более корректна по сравнению с исходной. Для дальнейшей работы решено использовать ГДМ с учетом фациального анализа.

В заключение можно отметить, что в секторной модели с учетом фациального анализа удалось добиться соответствия расчетных параметров историческим данным разработки, использовать настроенную ГДМ для анализа эксплуатации участка и выявления зон локализации остаточных запасов. Зачастую такие зоны локализации ОИЗ возникают в «тупиковых» участках каналов, где ближайшие нагнетательные скважины не могут эффективно воздействовать. В зонах локализации запасов были подобраны геолого-технические мероприятия для повышения выработки запасов.

Итоги

Наряду с региональными концептуальными представлениями об объекте для оценки его фациальной изменчивости по площади и по разрезу в СГДМ использовались следующие практики:

- методика В.С. Муромцева (фациальная природа осадка по электрическим характеристикам);
- соотношение дискретных кривых петротипов в пласте (выявление преобладающего петротипа);
- палеоструктурные реконструкции для подтверждения и уточнения границ фациальных зон.

Итоговый куб с фациальным разделением позволил задать индивидуальные настройки для распределения литологии, пористости и проницаемости в геологической модели. Как было показано, данные факторы в совокупности помогли создать более детальную и обоснованную исходными данными ГМ, тем самым улучшив процесс адаптации ГДМ. Сравнение вариантов ГДМ с использованием фациального разделения отложений и без него показал, что интегральные показатели дебита нефти, жидкости и закачки соответствуют фактическим больше в модели с фациальным разделением коллекторов.

Выводы

1. Особенности геологического строения объекта C1rd-bb-tl и физических свойств пластовых флюидов в условиях разработки общим фильтром многопластовой системы предопределили сложности разработки уникального месторождения.
2. В представленной работе при построении трехмерных моделей предложено в качестве концептуального представления осадконакопления использовать дельтовую систему с разделением ее элементов на фациальные группы. Такая дифференциация позволяет повысить достоверность распределения ФЕС для отложений различного фациального происхождения.
3. Использование фациального анализа ускорило процесс адаптации ГДМ и позволило получить уточненное распределение

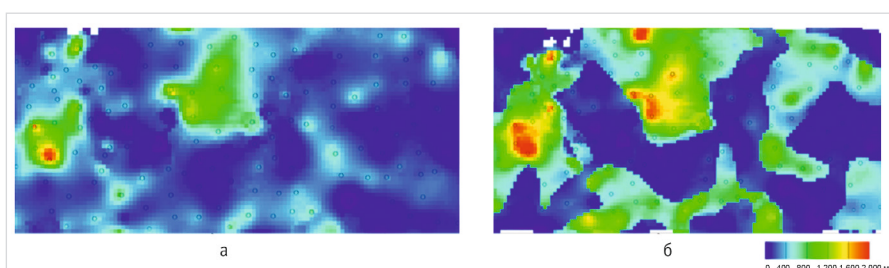


Рис. 9. Средняя проницаемость по пласту C1rd-bb: а — исходная ГДМ; б — фациальная ГДМ
Fig. 9. Average layer permeability C1rd-bb: a — the initial hydrodynamic model; б — the facial hydrodynamic model

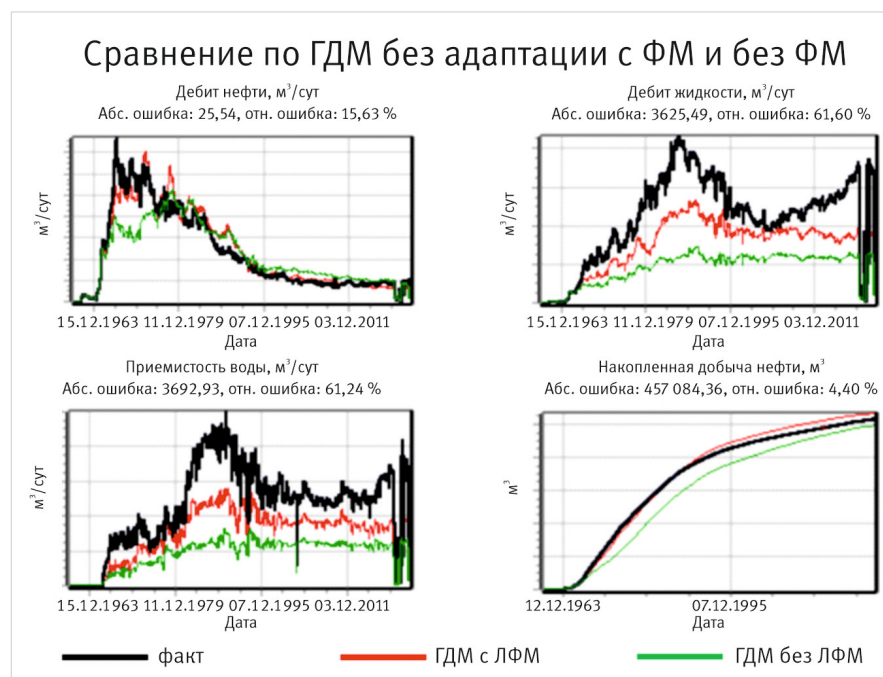


Рис. 10. Сравнение динамики расчетных параметров ГДМ без адаптации с фациальным разделением и без фациального разделения
Fig. 10. Comparison of dynamics of hydrodynamic model parameters without adaptation with factional separation and without factional separation

запасов на рассматриваемом участке.

4. Результаты интеграции данных фациального анализа в процесс моделирования показывают целесообразность его использования при построении геолого-гидродинамических моделей терригенных отложений, особенно в условиях разработки месторождений с несколькими продуктивными пластами.

Литература

1. Мустафаев М.К., Султанов Ш.Х., Махметов А.А. и др. Повышение достоверности трехмерной геологической основы объектов разработки сложного строения // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22. № 5. С. 8–16.
2. Байбурина Г.Ф., Шарипов Р.Ф., Душин А.С., Минигалиева Г.И. Уточнение литолого-фациального строения терригенной толщи нижнего карбона Республики Башкортостан // Нефтяное хозяйство. 2018. № 9. С. 88–92.
3. Манасян А.Э., Амиров А.А., Федоренко Н.В., Вагизов А.М. и др. Применение литофациального моделирования при оптимизации разработки карбонатных отложений башкирского яруса Боровского месторождения // Нефтяное хозяйство.

2019. № 3. С. 62–65.

4. Бурикова Т.В., Минигалиева Г.И., Дворкин А.В. и др. Петрофизические критерии дифференциации терригенной толщи нижнего карбона Республики Башкортостан // Нефтяное хозяйство. 2020. № 1. С. 36–41.
5. Виссарионова А.А. Стратиграфия и фации средне- и нижнекаменноугольных отложений Башкирии и их нефтеносность. М.: Госоптехиздат, 1959. 222 с.
6. Валиуллина Р.Т. Литология и условия осадконакопления терригенных отложений нижнего карбона платформенной части Башкирии в связи с их нефтеносностью: автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. Уфа: БашНИПИнефть, 1970.
7. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Москва: Недра, 1984. 260 с.
8. Вагизов А.М., Тимерханов Р.Ф., Гареев А.Т. и др. О локализации зон остаточных извлекаемых запасов отложений терригенной толщи нижнего карбона Арланского месторождения на поздней стадии разработки // Нефтяное хозяйство. 2024. № 3. С. 56–61.

Results

Along with regional conceptual views of the object, the following practices were used to assess its facies variability in terms of area and cross-section:

- procedure of V.S. Muromtsev (facies nature of sediment by electrical characteristics);
- ratio of discrete curves of petrotypes in the formation (identification of the predominant petrotype);
- paleostructural reconstructions to confirm and clarify the boundaries of facies zones.

The resulting facies-separated volume allowed for individual settings for lithology, porosity, and permeability distribution in the geologic model. These factors have been shown to combine to create a more detailed and informed GM baseline, thereby improving the HDM adaptation process. Comparison of reservoir simulation models with and without facies separation showed that the integral oil, fluid, and injection rates are more consistent with the facies separation model.

Conclusions

1. Features of the geological structure of the target C1rd-bb-tl and the physical properties of formation fluids, under conditions of development of a multi-zone system by a common filter, predetermined the difficulties of developing a unique field.
2. In the presented work, when constructing three-dimensional models, it is proposed to use a delta system with the division of its elements into facies groups as a conceptual representation of sedimentation. This differentiation improves the reliability of reservoir property distribution for deposits of different facies origin.
3. The use of facies analysis accelerated the HDM adaptation process and allowed to obtain an updated distribution of reserves in the area under consideration.
4. The results of the integration of facies analysis data into the modeling process show the expediency of its use in the construction of geological and hydrodynamic models of terrigenous deposits, especially in the context of the development of deposits with several productive layers.

References

1. Mustafayev M.K., Sultanov Sh.Kh., Makhmetov A.A. et al. Improving the reliability of the three-dimensional geological basis of complex development targets. *Petroleum Engineering*, 2024, Vol. 22, issue 5, P. 8–16. (In Russ).
2. Bayburina G.F., Sharipov R.F., Dushin A.S., Minigalieva G.I. Clarification of the lithofacies structure of the terrigenous thickness of the lower carboniferous of the Republic of Bashkortostan. *Oil industry*, 2018, issue 9, P. 88–92. (In Russ).
3. Manasyan A.E., Amirov A.A., Fedorenko N.V., Vagizov A.M. et al. Application of lithofacies modeling for petroleum development of Bashkirian carbonates at the Borovskoye field. *Oil industry*, 2019, issue 3, P. 62–65. (In Russ).
4. Burikova T.V., Minigalieva G.I., Dvorkin A.V. et al. Petrophysical criteria for differentiation of the lower carboniferous terrigenous sequence of the Republic of Bashkortostan. *Oil Industry*, 2020, issue 1, P. 36–41. (In Russ).
5. Vissarionova A.Ya. Stratigraphy and facies of the middle and lower Carboniferous deposits of Bashkiria and their oil content. Moscow: Gosopttekhizdat, 1959, 222 p. (In Russ).
6. Valiullina R.T. Lithology and conditions of sedimentation of terrigenous deposits of the Lower Carboniferous of the platform part of Bashkiria due to their oil content: author. dis. ph.d. of geologo-mineralogical sciences. Ufa: BashNIPIneft, 1970. (In Russ).
7. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand telolithological traps of oil and gas. Moscow: Nedra, 1984. 260 p. (In Russ).
8. Vagizov A.M., Timerkhanov R.F., Gareev A.T. et al. On localization of residual recoverable reserves zones lower carboniferous terrigenous deposits of Arlanskoye field at the late stage of development. *Oil Industry*, 2024, issue 3, P. 56–61. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Вагизов Азат Минзякиевич, начальник отдела, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия
Для контактов: VagizovAM@bnipl.rosneft.ru

Лукманов Наиль Флерович, эксперт, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия

Хабибуллин Тимур Дамирович, старший специалист, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия

Тимерханов Руслан Фиданисович, руководитель сектора, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия

Швецова Наталья Николаевна, эксперт, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия

Гареев Азат Тагирович, начальник управления, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия

Сайгафаров Ильшат Ильясович, руководитель центра, ООО «Башнефть-Петротест», Уфа, Россия

Хисматов Риф Римович, начальник отдела, ПАО АНК «Башнефть», Уфа, Россия

Кравченко Павел Николаевич, руководитель направления по планированию и контролю ЭБ и ЗБС, ПАО АНК «Башнефть», Уфа, Россия

Vagizov Azat Minzyakievich, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: VagizovAM@bnipl.rosneft.ru

Lukmanov Nail Flerovich, expert, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Khabibullin Timur Damirovich, senior specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Timerkhanov Ruslan Fidanisovich, sector manager, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Shvetsova Natalya Nikolaevna, expert, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Gareev Azat Tagirovich, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Saygafarov Ilshat Ilyasovich, center manager, “Bashneft-Petrotest” LLC, Ufa Russia

Khismatov Rif Rimovich, head of department, “Bashneft” ANK PJSC, Ufa, Russia

Kravchenko Pavel Nikolayevich, head of EB and sidetrack planning and control, “Bashneft” ANK PJSC, Ufa, Russia