

Интегрированный подход к построению геологических моделей на основе фациального анализа

О.С. Генераленко*, И.В. Шелепов, О.Э. Ермакова, И.В. Моторин, Г.Н. Воробьева, Д.Д. Парамошина
Группа компаний Газпромнефть, Санкт-Петербург, Россия

Используя интегрированный (комплексный) подход, построена 3D геологическая и гидродинамическая модели, в основу которых легли результаты фациального анализа. Проведено седиментологическое описание керна с интерпретацией фаций отложений, формирование которых происходило в относительно глубоководных условиях осадконакопления ачимовской толщи в пределах ноябрьского региона. По результатам фациальной интерпретации керна выполнено петрофациальное моделирование по концепции связанности порового пространства, подобраны коэффициенты связанности (S_f), и уточнена зависимость определения проницаемости для каждой фации.

Помимо определения фаций по керну, используя результаты литологической интерпретации по каротажу, фациальные зоны, ассоциации фаций по площади, сейсмические атрибуты (динамический анализ), удалось выполнить фациальную интерпретацию каротажных кривых (электрофации) и построить фациальные карты на каждый цикллит в пределах крупного клиноциклита (пласта). Геологическая модель построена с учетом внутреннего строения пласта и фациального анализа, что позволило дифференцировать пласт на отдельные интервалы со своими зависимостями фильтрационно-емкостных свойств.

Данный подход обеспечил лучшее соответствие гидродинамической модели реальному геологическому строению и заложил прогнозную основу для последующих целей бурения.

Ключевые слова: фациальный анализ, гиперпикнальный поток, ачимовские отложения, петрофациальный анализ, турбидитовые каналы, адаптация гидродинамической модели, геологическое моделирование, куб фаций, концепция связанности порового пространства

Для цитирования: Генераленко О.С., Шелепов И.В., Ермакова О.Э., Моторин И.В., Воробьева Г.Н., Парамошина Д.Д. (2024). Интегрированный подход к построению геологических моделей на основе фациального анализа. *Георесурсы*, 26(3), с. 33–42. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.5>

Введение

Специалисты различных дисциплин при выполнении одного проекта нередко работают обособленно друг от друга, особенно это касается анализа и изучения материалов прошлых лет. Такой подход не позволяет полностью раскрыть прогнозный потенциал информации, полученной из разных источников. Для того, чтобы процесс получился синергичным, необходимо, во-первых, чтобы все работы выполнялись взаимосвязано, а во-вторых, должны быть подчинены единой идее.

Первым этапом построения цифровой геологической модели является построение концептуальной седиментологической модели, отражающей характеристику резервуаров, особенности которых обусловлены историей геологического развития и происходивших в нем процессов осадконакопления. Концептуальная геологическая модель – это представление о геологическом объекте, которое должно быть в голове у геолога-модельера перед тем как начинать построения, это комплексная модель с учетом особенностей седиментологии, связи геологии с разработкой и гидродинамикой.

На основе керновых данных седиментолог делает заключение о фациальных условиях; используя керновые и сейсмические данные совместно со специалистами смежных дисциплин формирует концептуальную модель в виде карт, набора атрибутов, а также количественных характеристик прогнозируемых песчаных тел, которые впоследствии повлияют на оценку геологических запасов.

Тесная взаимосвязь седиментолога и петрофизика позволяет провести фациальную дифференциацию петрофизических зависимостей, которые напрямую использует геолог для построения кубов проницаемости и насыщенности. Только такой подход будет называться интегрированным или комплексным.

Целью данной работы являлось следующее: на основе фациального анализа, используя интегрированный подход к построению геологических моделей, показать этапность и важность проведения фациального анализа в связке со смежными дисциплинами – геологией, сейсмикой, петрофизикой и гидродинамикой (на примере глубоководных отложений одного из месторождений Западной Сибири).

Решаемые задачи: выполнить фациальную интерпретацию керна и каротажных кривых (электрофациальный анализ); на основе выполненной интерпретации фаций построить петрофациальную модель с целью получения различных зависимостей $K_{пр} - K_n$ для последующего построения 3D геологической и гидродинамической моделей.

* Ответственный автор: Ольга Сергеевна Генераленко
e-mail: Generalenko-2011@mail.ru

© 2024 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Материалы и методы

Объектом исследования являлись отложения ачимовской толщи нефтяного месторождения в пределах ноябрьского региона Западной Сибири. Вся территория покрыта сейсмикой 3D, в 4-х скважинах отобран керн, 30 скважин имеют полный комплекс ГИС.

Основной исходной информацией для построения геологической модели являлись керн, результаты исследования керна и геолого-геофизические данные. Фациальная интерпретация выполнялась по распиленному керну скважин (с общим выносом 446 метров), равномерно расположенных в пределах области построения. Детальное литолого-фациальное изучение позволило выделить основные фации в пределах отложений одного из пластов в интервале ачимовской толщи (Бородкин и др., 2011). Петрофациальная модель концепции связанности порового пространства строилась с помощью данных, полученных по результатам лабораторных исследований пористости и проницаемости по керну, измеренным на 1455 образцах из различных фаций (Беляков, Мухидинов, 2015).

Для распространения фаций по площади проводилась фациальная интерпретация каротажных кривых в скважинах без керна. Внимание уделялось изменению тренда по разрезу песчаности/глинистости, в основном на гамма-каротаже, а также интерпретации литологии, выполненной по комплексу геофизических исследований скважин (Аллен, Позаментьер, 2014). На этапе работы с сейсмическими данными выполнялись сейсмическая корреляция отражающих горизонтов, кинематический и динамический анализы в пределах куба 3D, общей площадью 852 км². Результаты интерпретации и динамического анализа использованы при построении карт фаций.

На этапе 3D геологического моделирования по результатам комплексного фациального анализа, результатом которого, в том числе, являются фациальные карты, строился куб фаций, на который будут опираться все последующие построения (Закревский, Нассонова, 2012; Букатов и др., 2018). Детальная стратиграфическая корреляция позволила при моделировании проследить тренд изменения песчаности отдельно для каждого из выделенных циклитов. Для модели нефтенасыщенности в качестве основы использовалась зависимость водонасыщенности от проницаемости по концепции связанности порового пространства.

На этапе построения гидродинамической модели, используя концептуальную фациальную геологическую основу, проведена адаптация скважин по накопленной добыче жидкости и стартовой обводненности. По результатам прогнозных расчетов даны рекомендации по выбору места заложения новой кустовой площадки, проведена оценка экономической рентабельности ее строительства (Вершинина и др., 2022).

Методика построения геолого-гидродинамической модели на основе фациального анализа

На основе концептуальной модели проводится 3D геологическое моделирование с учетом фациальной дифференциации на всех основных этапах – создание модели

литологии, фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) и насыщения. Результатом моделирования становится модель, описывающая вертикальную и латеральную неоднородность моделируемого объекта на макро- (литология) и микроуровне (ФЕС) в межскважинном пространстве.

В процессе адаптации гидродинамической модели возможен итерационный пересмотр петрофизических зависимостей и границ фациальных зон, характеризующихся различными ФЕС, направленный на улучшение сходимости между модельными и фактическими показателями работы скважин. Результаты адаптации, выполненные посредством корректировки петрофизической и геологической моделей с контролем на апостериорные данные, позволяют повысить точность прогнозных расчетов и принимать обоснованные решения по проектированию и корректировке систем разработки.

Основными этапами построения концептуальной модели, которая будет являться основой для построения 3D геологической модели, являются работа с кернавым материалом с интерпретацией фаций, петрофациальный анализ, работа с каротажными данными, сейсмофациальный анализ с построением фациальных карт.

Работа с кернавым материалом с интерпретацией фаций. Прежде чем приступить к интерпретации кернавого материала, важно понимать процессы, формирующие отложения, внимательно проанализировать все имеющиеся данные по палеогеографии региона и четко описать иерархию элементов описываемого объекта, а именно, представить классификацию фаций/макрофаций, по которой будут выделены составляющие системы. В силу того, что на сегодняшний день не существует утвержденной единой классификации фаций, мы выбираем ту, детальность и внутреннее содержание которой будет соответствовать цели проекта и наиболее полно сможет описать изучаемый объект (Конторович и др., 2014).

В основе литофациального анализа лежит определение условий формирования пород на базе основных диагностических признаков в керне с последующей интерпретацией фаций. Самым важным диагностическим признаком при описании пород с целью дальнейшего определения условий осадконакопления является *текстура*. Первичная текстура породы – слоистость, возникает одновременно с образованием самого осадка и целиком определяется механизмом его формирования, поэтому определив слоистость, мы можем наиболее точно подойти к определению условий формирования тех отложений, которым она присуща.

Результатом работы седиментолога по изучению керна часто является седиментологическая колонка/кривая, которая отражает изменение гранулометрического состава и фациальный ряд по разрезу скважины. Для максимально эффективной интеграции результатов седиментологического описания в процесс геологического моделирования, результаты работы будут представлены в виде дискретной диаграммы фаций. От классического представления седиментологической колонки в графическом формате принято решение отказаться для сокращения трудо- и времязатрат.

Петрофациальный анализ. Идея привлечения петрофизических параметров при проведении фациального анализа начала развиваться еще с 70-х годов прошлого

столетия и заключается в том, что при описании коллекторов было бы удобно ввести понятие фильтрационной ячейки (ФЯ), которая является неким дополнительным классификационным признаком, позволяющим уточнить фильтрационные характеристики пластов. В основе выделения фильтрационной ячейки лежит классификационный параметр, позволяющий группировать по нему классы ФЯ в поле сопоставления коэффициентов абсолютной проницаемости и пористости (Беляков, 2020; Генераленко, Беляков, 2024). Практическая ценность таких подходов заключается в возможности предсказать локализацию выделенных фильтрационных ячеек в объеме залежи, что позволяет уточнять ее фильтрационные характеристики.

Учитывая тот факт, что структурные характеристики (геометрические особенности) порового пространства существенно влияют на ФЕС горных пород, в данной работе применен подход, сформулированный в рамках концепции связанности порового пространства (КСПП) (Беляков, Мухидинов, 2015). Ключевое положение основано на том факте, что при одинаковом объеме пор проводящие свойства для того или иного физического процесса протекания в поровом пространстве (электропроводность, диффузия, течение флюидов и т.д.) обусловлены наличием геометрической связанности между отдельными порами и размерами самих пор (или расстоянием между порами). Связанность S_f (структурный фактор) является обобщающей характеристикой, зависящей от множества различных параметров, которые характеризуют геометрию проводящего кластера (Беляков, 2021).

Величина S_f в концепции связанности порового пространства является определяющим параметром в петрофизической модели абсолютной проницаемости, остаточной водонасыщенности и граничных значений ФЕС для выделения коллекторов. Таким образом, петрофациальное моделирование в рамках КСПП сводится к кластеризации фаций в петрофациальные типы (петрофации) по близости параметра S_f .

Работа с каротажными данными. После того, как работа с керновыми данными закончена, переходят к анализу каротажных кривых – устанавливают положительные и отрицательные аномалии, анализируются кровельная, боковая, подошвенная линии аномалии. Выявляется генезис покрывающих и подстилающих фаций. Подобно тому, как фациальные комплексы лучше отражают обстановки осадконакопления, чем отдельные фации, электрофациальные комплексы также более информативны, чем отдельные фрагменты каротажной записи для конкретного песчаного тела (Аллен, Позаментьер, 2014). Например, песчаные отложения, характеризующиеся на каротажной кривой гамма-каротажа (ГК) как «блоковое» песчаное тело, заключенное между глинистыми отложениями, могут указывать на относительно глубоководную обстановку осадконакопления. В том случае, когда мы не имеем представления о выше и ниже лежащих отложениях, данное песчаное тело может быть проинтерпретировано как речные отложения, дельтовые рукава и эстуарии.

Таким образом, кроме формы каротажной кривой (в данном случае гамма-каротажа), по которой анализировали тренд изменения зернистости по разрезу, в том числе руководствуются следующими принципами:

– в скважине без керна, на той же глубине, вероятнее всего будет та же фация, что и в скважине с керном, наиболее близко расположенной к ней (метод аналогии);

– при анализе кривой литологии по ГИС наиболее песчаный разрез будут иметь фации проксимальной части лопасти и турбидитового канала, переслаивание алевролитов и песчаников будет соответствовать фациям прирусловых валов, и медиальной части лопасти, глинистый состав будут иметь фации дистальной части лопасти и межлопастные отложения;

– в зависимости от того, в какой фациальной зоне расположена скважина, преимущество будет иметь, соответственно, турбидитовый канал, проксимальная или дистальная часть лопасти;

– при контрастной сейсмической картине очень хорошо видны «шнурковые» тела; в скважине, расположенной в зоне наличия «шнурков» и имеющей песчаный состав по разрезу, скорее всего, будет выделена фация турбидитового канала, при соблюдении всех описанных выше принципов.

Сейсмофациальный анализ с построением фациальных карт. Для того, чтобы построить фациальные карты и заложить их в геологическую модель, необходимо проанализировать результаты динамического анализа сейсмических данных. Результаты сейсмофациального анализа можно использовать в качестве основы для создания концептуальной модели, трендов для построения кубов фаций и основы для прогноза фильтрационно-емкостных свойств (Ольнева, 2017).

На этапе сейсмофациального анализа с целью построения фациальных карт очень важно понимать, что искать, и в каком именно интервале. В данном случае работа сейсмика, в том числе, заключается в подборе параметров визуализации, которые бы в полной мере соответствовали представлению седиментолога об объекте, который он выделил по керну и ГИС.

Для оконтуривания конусов выноса и зон развития турбидитовых каналов использовался совместный анализ палеорельефа, карт общих толщин и атрибутный анализ (спектральная декомпозиция RGB суммирования). Применение спектральной декомпозиции позволяет проследить фациальную изменчивость за счет выделения доминантных частот.

Результаты

Первоначально турбидиты рассматривались как глубоководные морские отложения, связанные с гравитационным обрушением обломочного материала, скопившегося вблизи континентального склона. В последнее время появляется все больше свидетельств того, что реки во время половодья напрямую доставляют осадочный материал во внутренний бассейн через гиперпикальные потоки (рис. 1). По сути, внебассейновый мутьевой поток возникает, когда речная система выносит смесь воды и обломочного материала, имеющих плотность намного больше, чем у приемного бассейна (Zavala, Arcuri, 2016).

Поскольку внебассейновые мутьевые течения возникают из речных источников, они несут с собой примесь органических и неорганических континентальных компонентов (например, различный по размеру углистый

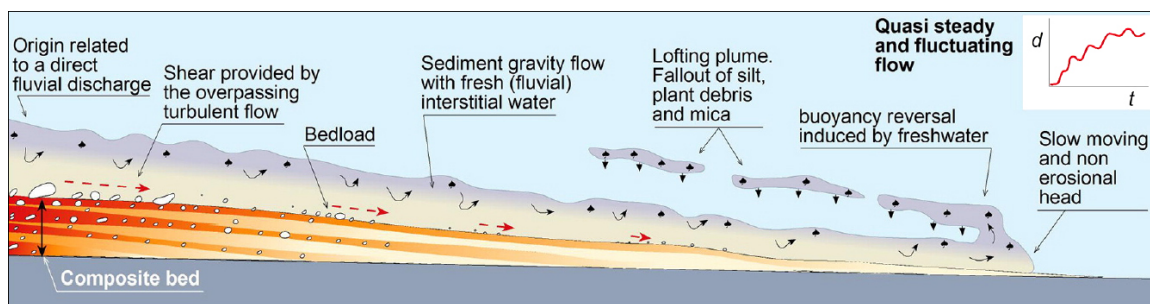


Рис. 1. Основные характеристики гиперпикального потока и отложения, по (Zavala et al., 2011) с изменениями

детрит). Следовательно, отличительным критерием для распознавания внебассейновых турбидитов является наличие в отложениях растительных остатков, листьев и стволов, отложенных в более отдаленной части бассейна. Породы, изучаемые в рамках настоящей работы, образовались в результате выноса гиперпикальными потоками и представляют собой отложения лопастей у подножия склона.

Изучение основных диагностических признаков в керне, таких как структурно-текстурные особенности, контакты слоев, включения, в процессе седиментологического описания керна позволили выделить по керну 7 фаций. На рисунке 2 представлены основные фации коллекторов.

Фация 1 Турбидитовый канал

Отложения высокоплотных песчаных турбидитовых течений формируют отложения, представленные тонко-мелкозернистым песчаником, в основном массивной текстуры, участками с многочисленными горизонтами глинистых интракластов различного размера (рис. 2а). Толщина отложений, в среднем, составляет 4–10 м. Песчаники с явно выраженной эрозионной подошвой.

Фация 2 Проксимальная часть турбидитовой лопасти

Отложения фации представлены тонко-мелкозернистыми песчаниками, со слабо выраженной горизонтальной слоистостью, а также мелкой косою слоистостью восходящей ряби течения, подчеркнутой углито-глинистым материалом и мелким детритом. Формирование тонких прослоев горизонтально-слоистых и мелкокосослойчатых песчаников происходило в условиях более медленной скорости седиментации (рис. 2б).

Фация 3 Медиальная часть турбидитовой лопасти

Отложения фации представлены песчаником тонко-мелкозернистым с частыми маломощными (не более 5–10 см) прослоями глинистых алевролитов. Песчаники с мелкой косою слоистостью ряби течения, реже массивные (рис. 2в). В условиях накопления медиальной части лопасти динамика турбидитовых течений, а значит и их эрозионный потенциал, были менее сильными, чем в области проксимальной части лопасти.

Фация 4 Дистальная часть турбидитовой лопасти

Отложения фации представлены мелкозернистыми глинистыми тонкогоризонтально-слоистыми алевролитами с прослоями песчаников тонкозернистых с мелкой косою слоистостью ряби течения и прослоев горизонтально-слоистых алевролитов с градационной слоистостью. Отложение алевроитоглинистых осадков происходило в условиях фоновой седиментации.

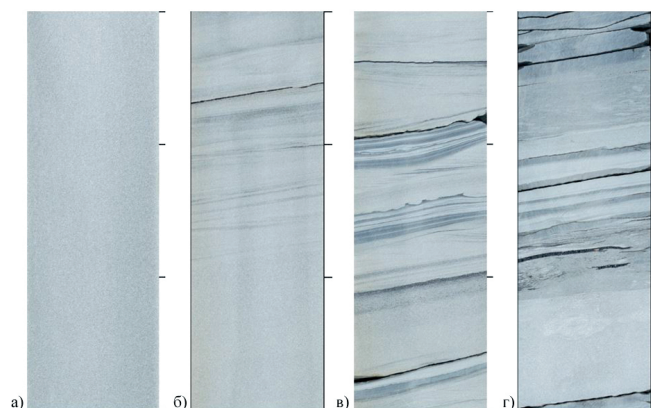


Рис. 2. Фотографии керна в дневном свете. Длина каждого образца 30 см. Характерные фотографии, отражающие основные структурно-текстурные особенности для фаций: а) песчаник мелкозернистый массивный фации турбидитового канала; б) песчаник тонко-мелкозернистый с мелкой косою слоистостью фации проксимальной части лопасти; в) песчаник мелко-тонкозернистый с мелкой косою, косо-волнистой слоистостью, текстурами нагрузки фации медиальной части лопасти; г) чередование слоев песчаника тонкозернистого и алевролита глинистого с текстурами деформаций и включениями углефицированного детрита различного размера фации проксимальной части прируслового вала

Фация 5 Проксимальная часть прируслового вала

Преимущественно песчаные отложения фации представлены чередованием прослоев линзовидно-слоистых и градационно-слоистых глинистых алевролитов и песчаников горизонтально-мелкокосослойчатых и массивных, содержащих обломки обугленной древесины и детрита различного размера (рис. 2г). Накопление подводных прирусловых валов генетически связано с турбидитовыми каналами.

Фация 6 Дистальная часть прируслового вала

Существенно глинистые отложения фации ассоциируются в разрезе с более песчаными породами проксимальной части прируслового вала, отложение которых связано с низкоплотными тонкозернистыми турбидитовыми течениями, связанными с переливом из турбидитового канала. Преимущественно глинистый состав отложений фации свидетельствует об их накоплении в удаленных от турбидитового канала участках дна бассейна.

Фация 7 Межлопастные отложения

Отложения фации имеют преимущественно алевроитоглинистый состав и сложены слоями градационных горизонтально- и мелкокосослойчатых алевролитов и аргиллитов. Среди глинистых алевролитов присутствуют

единичные тонкие (1–2 см) слои мелкокосослойчатых песчаников.

Гранулометрическую кривую с раскраской по фациям (аналог седиментологической колонки) для данной работы оформляли в программном обеспечении, которое в последующем будем использовать при построении 3D геологической модели. Пример визуализации седиментологической колонки будет показан ниже.

На рисунке 3а показана зависимость коэффициента пористости от коэффициента проницаемости в зависимости от фаций, которые были первоначально выделены на полноразмерном керне.

Анализируя график, отмечаем следующую тенденцию: точки фаций дистальной (4), медиальной (3) и проксимальной (2) частей лопасти ложатся в единую

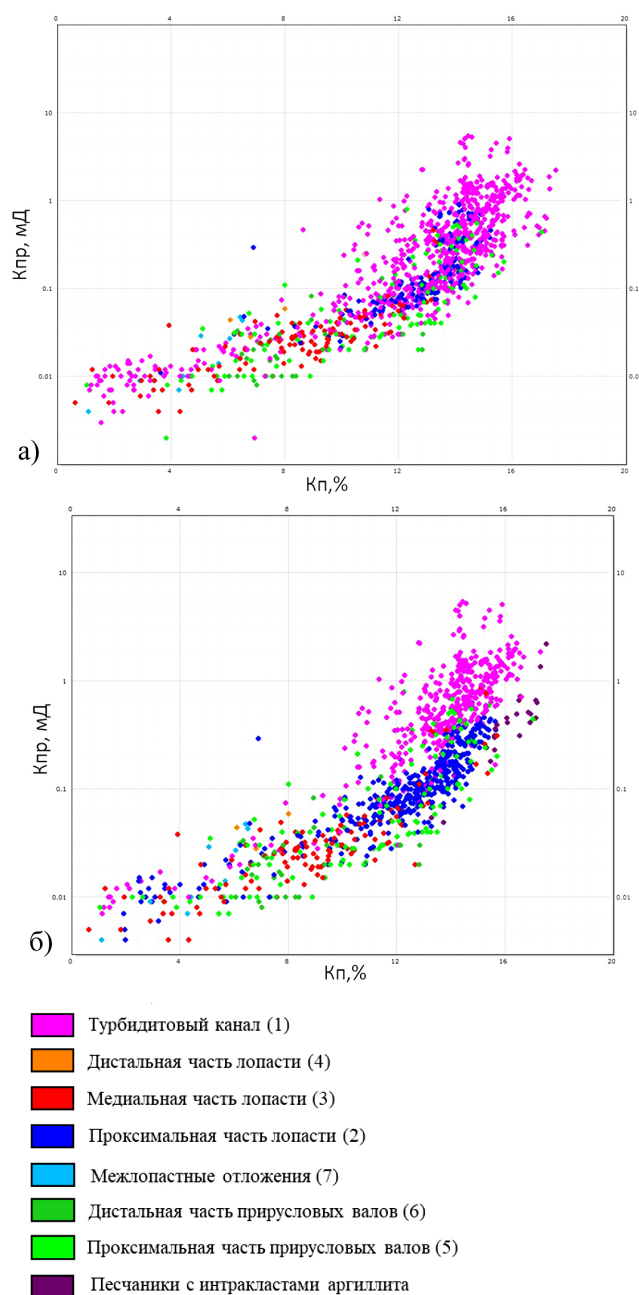


Рис. 3. Зависимости K_n – $K_{пр}$ от фаций: а) петрофациальная модель до совместной работы в связке седиментолог-петрофизик; б) петрофациальная модель в результате пересмотра фаций

зависимость, а также наблюдается отдельное «облако точек» с повышенной проницаемостью, представленное образцами из фации турбидитового канала (1). При более детальном рассмотрении каждого образца на принадлежность к той или иной фации, график «пористость – проницаемость» существенно разделился на два самостоятельных тренда (рис. 3б).

По результатам разделения образцов керна по принадлежности к той или иной фации проведено петрофациальное моделирование, подобраны коэффициенты связанности (S_f) для каждой фации, и уточнена зависимость определения проницаемости для каждой фации (рис. 4). $S_f = 3$ соответствует фации турбидитовых каналов, $S_f = 4$ соответствует фациям турбидитовой лопасти.

В результате анализа керновых данных, используя интерпретацию литологии по каротажу, фациальные зоны, ассоциации фаций по площади, сейсмические атрибуты (динамический анализ), был выполнен этап интерпретации фаций по ГИС и поциклитная корреляция разреза. Визуализация фаций по каротажу представлена на рисунке 5.

Качество сейсмического материала и выполненный фациальный анализ по скважинам позволил не только оконтурить турбидитовые лопасти, но и выделить условные фациальные зоны А, В и С, каждая из которой характеризуется своим набором фаций (рис. 6).

Фациальная зона А – это комплекс отложений преимущественно питающих (турбидитовых) каналов. На сейсмических разрезах по данным 3D съемки основные питающие каналы достаточно хорошо выражены.

Фациальная зона В – зона развития относительно крупных распределительных турбидитовых каналов, отвечающих от основного русла и ассоциирующих с ними лопастей. Распределительные каналы имеют разную степень извилистости, местами являются меандрирующими.

Фациальная зона С состоит преимущественно из турбидитовых лопастей в дистальной части подводного конуса выноса. Отложения имеют существенно песчаный состав в проксимальной части, расположенной вблизи устьев распределительных каналов фациальной зоны В, в западном направлении количество и толщина алевритоглинистых прослоев увеличиваются.

По результатам создания концептуальной модели сделаны основные выводы:

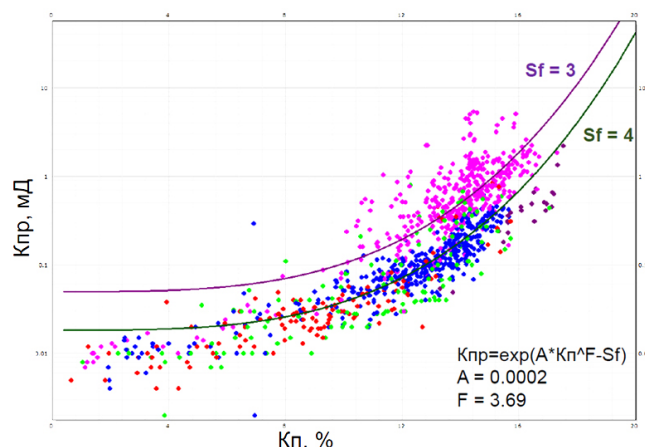


Рис. 4. Зависимость проницаемости от коэффициента пористости, условные обозначения см. на рис. 3

1. В интервале целевого пласта выделяется четыре циклита: верхний – трансгрессивный, и три регрессивных. В момент смены трансгрессивного режима на регрессивный, материал с «шельфовой» части пласта начинает поступать в глубоководную «ачимовскую» часть. По мере понижения уровня моря всё большее количество осадочного материала накапливается в склоновой части

и материал постепенно заполняет доступное аккомодационное пространство, и выражается в модели тем, что каждый вышележащий слой занимает чуть большую площадь, по сравнению с нижележащим.

2. Коллектор в разрезе целевого пласта представлен отложениями двух основных фаций – турбидитовые каналы и проксимальная часть лопасти. Морфология осадочных

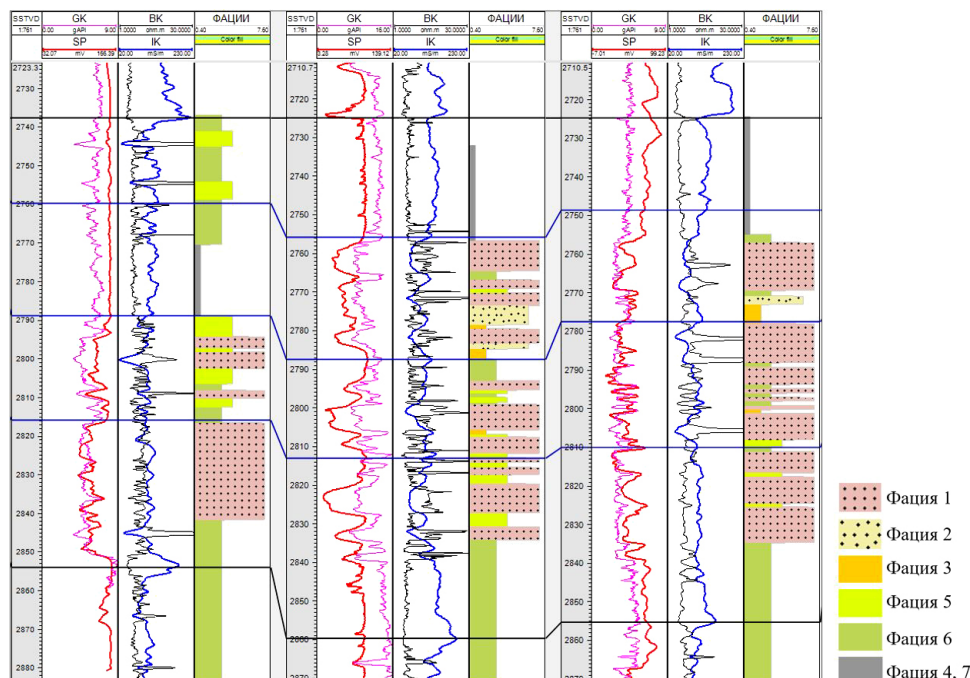


Рис. 5. Пример корреляционного профиля через скважины. Черные линии – границы клиноциклита (поверхности максимального затопления), синие – внутреннее деление (парасеквенции). В колонке «ФАЦИИ» вынесена фациальная кривая (седиментологическая колонка), учитывающая гранулометрический тренд

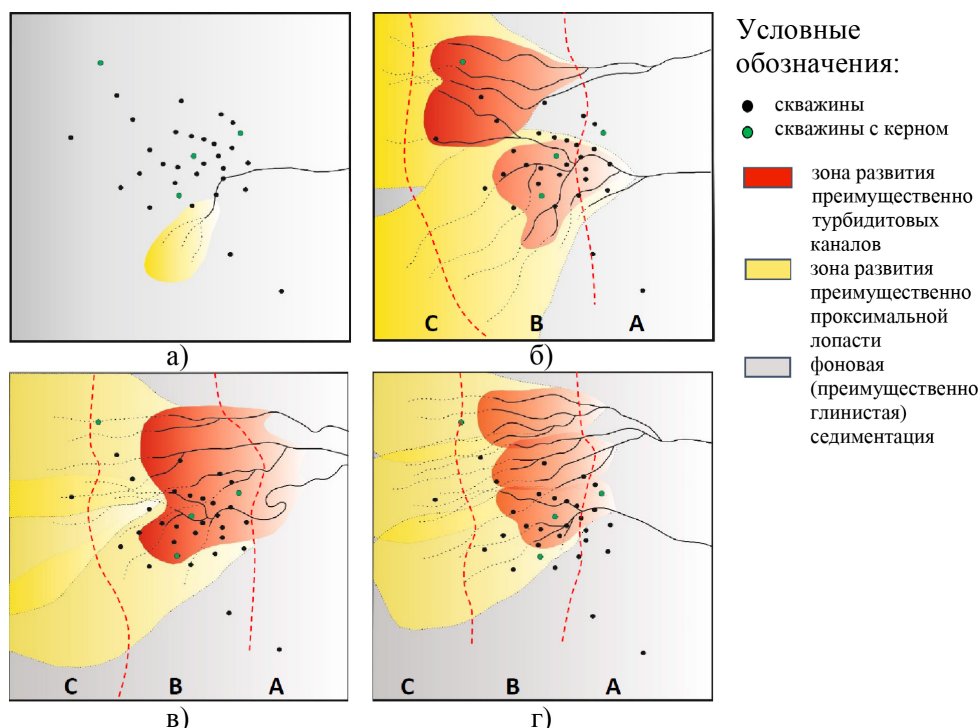


Рис. 6. Фациальные карты, построенные на каждый цикллит внутри пласта: а) верхний цикллит (трансгрессивный) 4; б) Циклит 3; в) Циклит 2; г) Циклит нижний 1. Красные пунктирные линии условно отделяют зоны: А – турбидитовые каналы, рассекающие прирусловые валы и подножие подводного склона; В – зона развития турбидитовых каналов и проксимальных лопастей; С – зона разгрузки турбидитовых каналов, преимущественно мелких (терминальных), представлена маломощными песчаными отложениями краевых частей лопастей

тел, формируемых каждой из перечисленных фаций, существенно отличается, как по степени пространственной анизотропии, так и по абсолютным значениям латеральных и вертикальных размеров.

3. Наблюдается дифференциация петрофизических зависимостей – для фаций лопастей (суммарно проксимальная и дистальная части) и турбидитовых каналов определены отдельные регрессионные зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости.

Исходя из выявленных особенностей геологического строения объекта моделирования, проведена адаптация стандартного графа создания 3D ГМ, направленная как на подбор оптимальных алгоритмов моделирования, так и их настроек.

Результаты детальной стратиграфической корреляции учтены на этапе создания трехмерной сетки. Каждый выделенный цикллит представлен отдельной зоной сетки. Для регрессивных циклов выбран параллельный тип вертикального строения с нарезкой слоев от кровли цикла, для трансгрессивных – параллельный, с нарезкой от подошвы. Выбранные геометрические характеристики трехмерной сетки окажут существенное влияние на моделирование фильтрации флюидов в межскважинном пространстве – скважины, находящиеся на востоке лицензионного участка, вскрывают большую эффективную толщину, по сравнению со скважинами на западе, но при этом нижняя часть разреза каждого цикллита у восточных скважин не коррелируется с западными скважинами.

На этапе создания литофациальной модели (ЛФМ) в объеме трехмерной сетки восстановлены границы четырех фациальных зон (рис. 7): зона развития преимущественно фации песчаников турбидитовых каналов, зона отложений проксимальных частей лопастей, зона алевроглинистых отложений дистальных частей лопастей, зона отложений прирусловых валов. Данные зоны были выделены на основе скважинных и сейсмических данных. Для каждой зоны при моделировании использован индивидуальный вертикальный тренд – геолого-статистический разрез (ГСР) фаций.

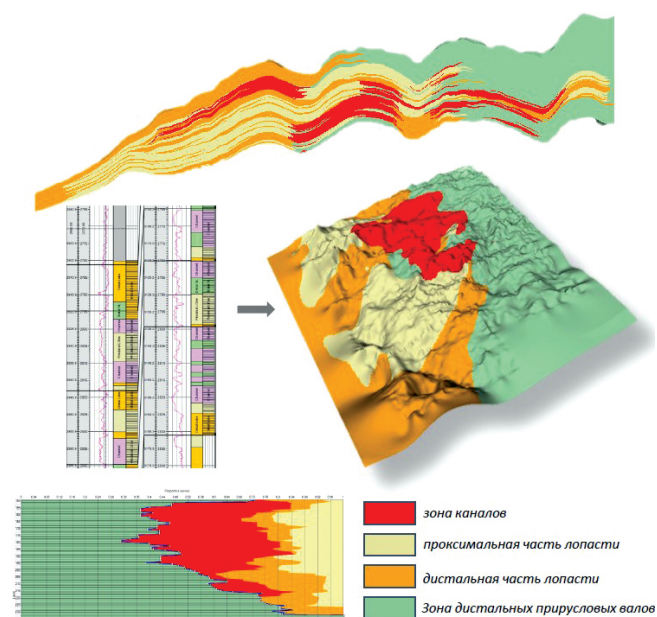


Рис. 7. Пример построенного куба фаций

Дальнейшее моделирование свойств – литологии и пористости – проведено дифференцировано по фациальным зонам, с учетом результатов, полученных на этапе создания модели фации. Для каждой из фациальных зон определен собственный набор латеральных и вертикальных трендов, процентное соотношение литотипов, характеристики распределения пористости (мин, мак и среднее), ранги вариограмм (определены исходя из размеров осадочных тел). Результаты создания модели литологии представлены на рисунке 8.

Дифференцированное моделирование пористости по цикллитам позволило восстановить в модели существенную неоднородность ФЕС по разрезу, а именно ухудшение пористости и проницаемости вверх по разрезу. Коллектора нижнего цикллита характеризуются максимальными значениями ФЕС в интервале пласта – 0,2 долей единиц (д.е.), пористость пород второго и третьего цикллита снижается до 0,18 д.е., верхний (трансгрессивный) цикллит характеризуется минимальными значениями ФЕС – среднее значение снижается до 0,16 д.е.

Расчет проницаемости проведен в модели по петрофизическим зависимостям, дифференцированно по фациям турбидитового канала и лопастей. Модель нефтенасыщенности построена с использованием капиллярметрических исследований керна по концепции связанности порового пространства.

Необходимо отметить, что предыдущая итерация геологической модели не отражала в полной мере вертикальную и латеральную неоднородность моделируемого объекта на макро- (литология) и микроуровне (ФЕС) в межскважинном пространстве. Как результат, на старте адаптации наблюдалось существенное расхождение между модельными и фактическими показателями по накопленной добыче жидкости и стартовой обводненности (рис. 9).

Адаптация ГДМ в данном случае проводится путем существенной локальной модификации геологических характеристик объекта моделирования в районе скважин. При этом прогнозные показатели, определяемые

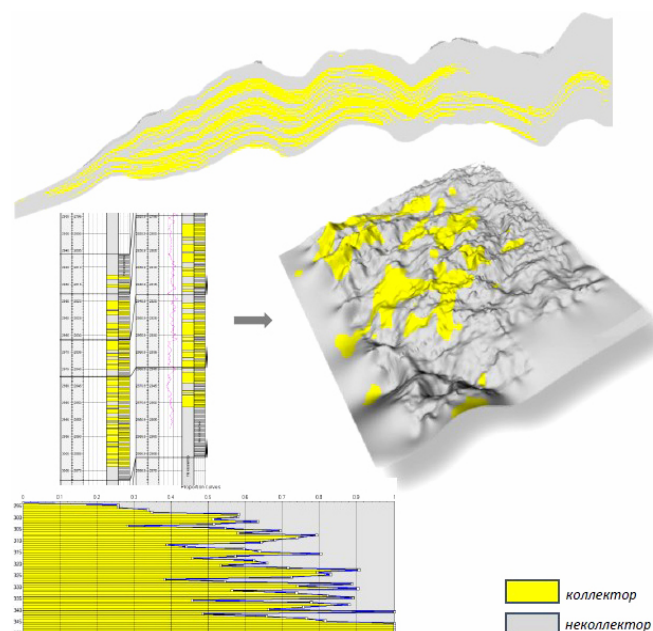


Рис. 8. Пример построенного куба коллектора

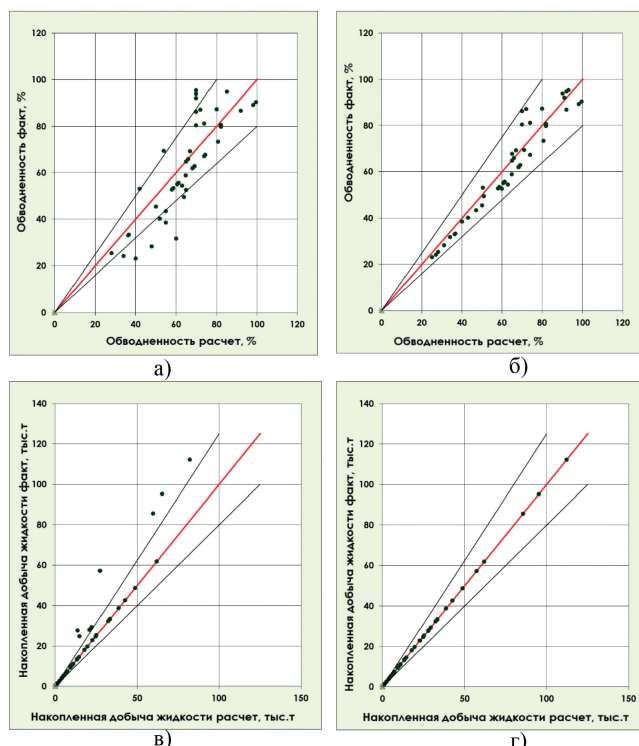


Рис. 9. Кросс-плот по модельным и фактическим показателям стартовой обводненности (а, б) и накопленной добыче жидкости (в, г)

неоднородностью межскважинного пространства, характеризуются низкой степенью достоверности (Антипин, 2017; Гималетдинова и др., 2011). Решения по корректровке системы разработки, принимаемые на основе данных расчетов, несут в себе существенные риски.

Версия геологической модели, представленная в данной работе, позволяет провести адаптацию гидродинамической модели (ГДМ) на фактические показатели работы скважин без использования локальных правок в р-не скважин. Как видно из графика динамики дебита нефти и жидкости (рис. 10), наблюдается удовлетворительная сходимость модельных и фактических показателей, соответствующая регламенту создания постоянно действующих геолого-технологических моделей (Морозов

и др., 2023). По результатам адаптации ГДМ проведены прогнозные расчеты, которые позволили выбрать оптимальное положение проектной кустовой площадки. Планируется бурение одиннадцати горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта.

Экономическая оценка прогнозных расчетов по результатам построения гидродинамических моделей показала, что вариант с детальной проработкой геологической основы с учетом фациальной модели характеризуется более высокими показателями рентабельности. Бурение проектных скважин запланировано на начало 2025 года.

Заключение

Статья посвящена методике построения геологических моделей на основе комплексного фациального анализа на примере ачимовских отложений Западной Сибири. Показана этапность работ и интегрированный подход к получению детальной фациальной модели и ее вклад в итоговую гидродинамическую модель с высокими показателями рентабельности.

Для получения интегрированной модели были использованы результаты лабораторных исследований керна с замеренными фильтрационно-емкостными свойствами, результаты фациальной интерпретации керна, анализа скважинных данных и сейсмофациального анализа.

Совместная работа специалистов седиментолога и петрофизика дала возможность построить петрофациальную модель по концепции связанности порового пространства (Беяков, 2020), учитывая условия седиментации, подобрать коэффициенты связанности (S_f) и уточнить зависимость определения проницаемости для каждой фации.

При взаимодействии седиментолога и сейсмика построены концептуальные модели (фациальные карты) для каждого из четырех циклитов в пределах пласта, которые легли в основу построения куба фаций в цифровую геологическую модель. В результате построения 3D геологической модели удалось учесть разные свойства пласта для каждой фациальной зоны и уточнить начальные геологические запасы.

По результатам адаптации гидродинамической модели проведены прогнозные расчеты, которые позволили

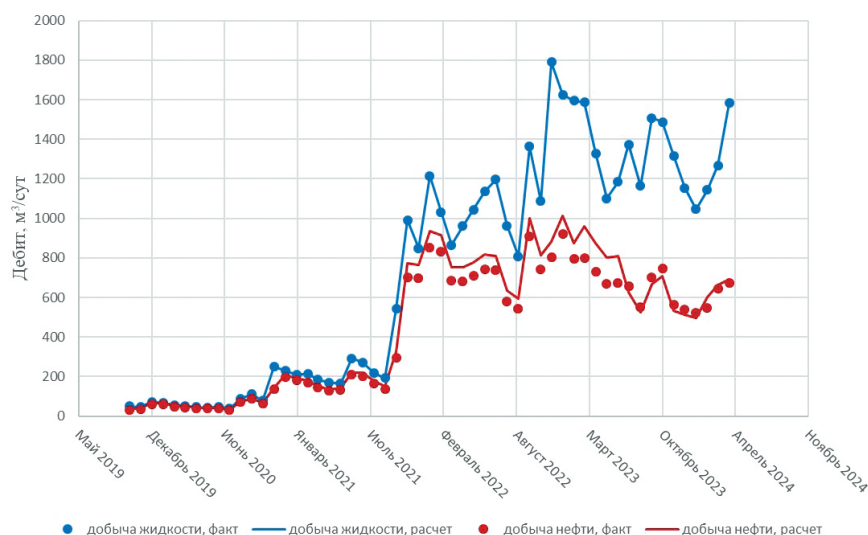


Рис. 10. Сопоставление суммарного дебита факт – расчет

выбрать оптимальное положение проектной кустовой площадки (Забоева и др., 2020).

В результате проделанной работы показана важность участия смежных дисциплин на каждом этапе построения геолого-гидродинамической модели и необходимость проведения фациального анализа на примере глубоководных отложений.

Литература

Аллен Дж., Позаментьер Г. (2014). Секвентная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 436 с.

Антипин Я.О. (2017). Моделирование нефтенасыщенности залежей в терригенных коллекторах с использованием J-функции Леверетта. *Территория Нефтегаз*, 19 с.

Беляков Е.О. (2020). Базовые закономерности концепции связности порового пространства для петрофизического моделирования фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенных терригенных пород. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, 2(16), с. 25–30. <https://doi.org/10.7868/S2587739920020032>

Беляков Е.О. (2021). Петрофизическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств нефтеносных коллекторов в концепции связности порового пространства (на примере традиционных терригенных коллекторов Западной Сибири). М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 288 с.

Беляков Е.О., Мухидинов Ш.В. (2015). Использование обобщенных зависимостей для построения петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств с оценкой граничных параметров выделения коллекторов и определения их характера насыщенности. *Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы. Сборник статей*. М.: ООО «ЕАГО Геомодель», 383 с.

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Мельников А.В., Храмцова А.В. (2011). Модель формирования и текстурные особенности пород ачимовского комплекса севера Западной Сибири. Тюмень: ТюмГНГУ.

Букатов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева М.Г., Погребнюк С.А., Тимошенко Г.М., Солодов Д.В., Жуков В.В., Бочков А.С., Волков Г.В., Васькевич А.А. (2018). Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, с.16–21. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-16-21>

Вершинина И.В., Виноградов К.Э., Гильманова Н.В., Коваленко М.А., Шаламова В.И. (2022). Обзор применяемых подходов к гидродинамическому моделированию низкопроницаемых коллекторов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 9, с. 41–47. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-9\(369\)-41-47](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-9(369)-41-47)

Генераленко О.С., Беляков Е.О. (2024). Петрофациальное моделирование отложений эстуариевого типа на примере одного из месторождений Черкашинской свиты Западной Сибири. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, с. 20–26. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-20-26>

Гималтдинова А.Ф., Калмыков Г.А., Топунова Г.Г. (2011). Оценка нефтенасыщенности по методике Леверетта. *Вестник Московского Университета, сер. 4. Геология*, 4, с. 71–74.

Забоева А.А., Зверев К.В., Генераленко О.С., Наумов А.А., Пескова Д.Н., Плешанов Н.Н. (2020). Влияние макронеоднородности ачимовских отложений на прогноз технологических показателей работы скважин. *Санкт-Петербург-2020. Геонауки: трансформируем знания в ресурсы. Материалы 9-й геолого-геофизической конференции. ЕАГЕ Геомодель*.

Закревский К.Е., Нассонова Н.В. (2012). Геологические моделирование клиноформ неокома Западной Сибири. Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 80 с.

Конторович В.А., Лапковский В.В., Лунев Б.В. (2014). Модель формирования неокомского клиноформного комплекса Западно-Сибирской провинции с учетом изостазии. *Геология нефти и газа Западной Сибири*, с. 65–72.

Морозов В.Ю., Важенина О.А., Кулагина С.Ф., Нежданов А.А., Огибенин В.В., Пуртова И.П., Русаков П.С., Тригуб А.В., Тимчук А.С. (2023). Направления и методология изучения «остаточного» углеводородного потенциала Западной Сибири. *Геология нефти и газа*, с. 104–119.

Ольнева Т.В. (2017). Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 152 с.

Zavala C., Arcuri M. (2016). Intrabasinal and extrabasinal turbidites: Origin and distinctive characteristics. *Sedimentary Geology*, 337, pp. 36–54. <http://dx.doi.org/10.1016/j.sedgeo.2016.03.008>

Сведения об авторах

Ольга Сергеевна Генераленко – эксперт, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д
e-mail: Generalenko.OS@gazpromneft-ntc.ru

Илья Валентинович Шелепов – руководитель направления геологического моделирования, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 191167, Санкт-Петербург, Синопская набережная, д. 22
e-mail: Shelepov.IV@gazprom-neft.ru

Ольга Эдуардовна Ермакова – главный специалист, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д
e-mail: Ermakova.OE@gazpromneft-ntc.ru

Дарья Денисовна Парамошина – специалист, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д
e-mail: Paramoshina.DDe@gazpromneft-ntc.ru

Иван Владимирович Моторин – главный специалист, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д
e-mail: Motorin.IVl@gazprom-neft.ru

Гузель Нурханифовна Воробьева – руководитель по разработке продукта, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д
e-mail: Vorobyeva.GN@gazprom-neft.ru

Статья поступила в редакцию 12.07.2024;

Принята к публикации 13.09.2024; Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Integrated Approach to the Construction of Geological Models Based on Facies Analysis

O.S. Generalenko*, I.V. Shelepov, O.E. Ermakova, I.V. Motorin, G.N. Vorobyova, D.D. Paramoshina

Gazpromneft Group of Companies, Saint Petersburg, Russian Federation

*Corresponding author: Olga S. Generalenko, e-mail: Generalenko.OS@gazpromneft-ntc.ru

Abstract. Using an integrated approach, 3D geological and hydrodynamic models were built using the results of facies analysis. A sedimentological description of the core was carried out with the interpretation of facies, the formation of which occurred in relatively deep-water sedimentation conditions of the Achimov strata and 7 facies were identified. Based on the results of the facies interpretation of the core, petrofacial modeling were performed according to the concept of pore space connectivity, connectivity coefficients (Sf) were selected and the dependence of the permeability determination for each facies was clarified.

In addition to determining facies by core, using the interpretation of lithology by logging, facies zones (A, B, C), associations of facies by area, seismic attributes (dynamic analysis), it was possible to perform a facies interpretation of logging curves (electrophations) and build facies maps for each cyclite within a large clinocyclite (formation). The geological model was built taking into account the internal structure of the formation and facies analysis, which made it possible to differentiate the formation into separate intervals with their dependences of filtration and capacitance properties.

This approach provided a better match of the model to the real geological structure and laid the predictive basis for subsequent drilling purposes.

Keywords: facies analysis, hyperpicinal flow, Achimov deposits, petrofacial analysis, turbidite channels, adaptation of the hydrodynamic model, geological modeling, facies cube, the concept of pore space connectivity

Recommended citation: Generalenko O.S., Sheleпов I.V., Ermakova O.E., Motorin I.V., Vorobyova G.N., Paramoshina D.D. (2024). Integrated Approach to the Construction of Geological Models Based on Facies Analysis. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 33–42. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.5>

References

- Antipin Y.O. (2017). Water saturation modeling of clastic formations using Leverett J Function. *Territoria Neftegaz*, p. 19. (In Russ.)
- Belkina V.A., Antipin Y.O., Zaboieva A.A. (2021). 3D saturation modeling. Main concepts and approaches. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 332, pp. 223–237. (In Russ.)
- Belyakov E.O. (2018). An algorithm for computer modeling the geometry of a flowing cluster during the formation of hydrocarbon deposits within the framework of the concept of pore space connectivity. *Geofizika*, 4, pp. 18–24. (In Russ.)
- Belyakov E.O. (2020). Basic regularities of the concept of pore space connectivity for petrophysical modeling of filtration and capacitance properties of oil-saturated terrigenous rocks. *PROneft*, 2(16), pp. 25–30. (In Russ.) <https://doi.org/10.7868/S2587739920020032>
- Belyakov E.O. (2021). Petrophysical modeling of filtration-capacitance properties of oil-bearing reservoirs in the concept of pore space connectivity (on the example of traditional terrigenous reservoirs of Western Siberia). Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Research, 288 p. (In Russ.)
- Belyakov E.O., Frantsuzov S.E., Mukhidinov Sh.V., Stremichev E.V., Makukho D.M. (2013). A probabilistic model of the distribution of fluid saturation in the pore space of rocks as a basis for clarifying petrophysical models of filtration and capacitance properties. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 12. (In Russ.)
- Belyakov E.O., Mukhidinov S.V. (2015). The use of generalized dependencies for the construction of petrophysical models of filtration and capacitance properties with an assessment of the boundary parameters of reservoir isolation and determination of their saturation character. *Petrophysics of complex reservoirs: problems and prospects: Coll. papers*. Ed. Enikeev B.N. Moscow: EAGO Geomodel, 383 p. (In Russ.)
- Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Melnikov A.V., Khramtsova A.V. (2011). Model of formation and textural features of rocks of the ach. Complex in the north of Western Siberia. Tyumen Industrial University. (In Russ.)
- Bukatov M.V., Peskova D.N., Nenasheva M.G., Pogrebnyuk S.A., Timoshenko G.M., Solodov D.V., Zhukov V.V., Bochkov A.S., Volkov G.V., Vashkevich A.A. (2018). Key problems of Achimov deposits development on the different scales of studying. *PROneft*, (2) pp.16–21. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-16-21>
- Generalenko Olga S., Belyakov Evgeniy O. (2024). Petrofacial modeling of estuarine type deposits on the example of one of the deposits of the Cherkashinskaya formation of Western Siberia. *PROneft*, pp. 20–26. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-20-26>
- Himaltdinova A.F., Kalmykov G.A., Topunova G.G. (2011). Assessment of oil saturation using the Leverett method. *Moscow University Geology Bulletin*, 4, pp. 71–74. (In Russ.)
- Kontorovich V.A., Lapkovsky V.V., Lunev B.V. (2014). Model of forming neocomian clinoform complex of West-Siberian oil-and-gaz bearing province with regard to isostasy. *Geologiya nefi i gaza Zapadnoy Sibiri*, pp. 65–72. (In Russ.)
- Morozov V.Y., Vazhenina O.A., Kulagina S.F., Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Purtova I.P. Rusakov P.S. Trigub A.V. Timchuk A.S. (2023). Directions & Methodology of irreducible hydrocarbons' exploration in Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza = Geology of Oil and Gas*, pp. 104–119. (In Russ.) <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2023-4-104-119>
- Olneva T.V. (2017). Seismic facies analysis. Images of geological processes and phenomena in a seismic image. Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Research, 152 p. (In Russ.)
- Posamentier H.W., Allen G.P. (1999). *Siliciclastic Sequence Stratigraphy – Concepts and Applications*. Tulsa: SEPM Society for Sedimentary Geology, 204 p. <https://doi.org/10.2110/csp.99.07>
- Vershina I.V., Vinogradov K.E., Gilmanova N.V., Kovalenko M.A., Shalamova V.I. (2022). Review of applied approaches to reservoir simulation of low-permeability reservoirs. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 9(369), pp. 41–47. (In Russ.) [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-9\(369\)-41-47](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-9(369)-41-47)
- Zaboieva A.A., Zverev K.V., Generalenko O.S., Naumov A.A., Peskova D.N., Pleshanov N.N. (2020). Microheterogeneity influence of Achimov deposits on production technology characteristics. *Geosciences: Transforming knowledge to resources. 9th geology & geophysics conference expanded abstracts. EAGE Geomodel*, 6 p. (In Russ.)
- Zakrevsky K.E., Nasonova N.V. (2012). Geological modeling of the neocomian clinoform of Western Siberia. Tver., 80 p. (In Russ.)
- Zavala C., Arcuri M. (2016). Intrabasinal and extrabasinal turbidites: Origin and distinctive characteristics. *Sedimentary Geology*, 337, pp. 36–54. <http://dx.doi.org/10.1016/j.sedgeo.2016.03.008>

About the Authors

Olga S. Generalenko – Expert, Gazpromneft Group of Companies
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg,
Russian Federation

e-mail: Generalenko.OS@gazpromneft-ntc.ru

Ilya V. Shelepov – Head of Direction, Gazpromneft Group of Companies

22 Sinopskaya emb., 191167, Saint Petersburg, Russian Federation
e-mail: Shelepov.IV@gazprom-neft.ru

Olga E. Ermakova – Chief Specialist, Gazpromneft Group of Companies

75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg,
Russian Federation
e-mail: Ermakova.OE@gazpromneft-ntc.ru

Darya D. Paramoshina – Specialist, Gazpromneft Group of Companies

75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg,
Russian Federation
e-mail: Paramoshina.DDe@gazpromneft-ntc.ru

Ivan V. Motorin – Chief Specialist, Gazpromneft Group of Companies

75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg,
Russian Federation
e-mail: Motorin.IVl@gazprom-neft.ru

Guzel N. Vorobyova – Head of Product Development, Gazpromneft Group of Companies

75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg,
Russian Federation
e-mail: Vorobyeva.GN@gazprom-neft.ru

Manuscript received 12 July 2024;

Accepted 13 September 2024; Published 30 September 2024