

Эволюция геометрии песчаных тел прибрежной равнины в условиях трансгрессии (на примере пластов группы ТП Танопчинской свиты)

А.С. Потапова^{1*}, В.А. Кузнецова²

¹ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

²ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

В работе рассмотрено улучшение прогностической способности геологической модели пластов прибрежного генезиса при оценке запасов углеводородов и при заложении эксплуатационного фонда скважин. Представлены результаты анализа геометрии песчаных тел пластов группы ТП Танопчинской свиты. Для определения морфологии песчаников использован комплексный подход, который учитывает результаты седиментологических исследований керна, данные геофизических исследований скважин, материалы 3D-сейсморазведки. Детально изучены условия формирования этих пород на основе фактического материала (керн), приведены фотографии с характерными структурно-текстурными особенностями пород, позволяющими установить условия их формирования. Детально проанализированы срезы спектральной декомпозиции в изучаемом интервале на нескольких лицензионных участках ПАО «НОВАТЭК».

Установлены и объяснены причины изменения геометрии песчаных тел с позиции сиквенс-стратиграфии. Кроме того, сформировано представление о вертикальной эволюции прибрежной зоны в условиях трансгрессии моря. Изучены также фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород по замерам пористости и проницаемости более чем на 700 образцах керна, сформированных в разных обстановках осадконакопления. Даны рекомендации по практическому использованию установленных закономерностей изменения ФЕС, геометрии песчаных тел при построении геологической модели залежей углеводородов, что позволит повысить эффективность эксплуатационного бурения.

Ключевые слова: седиментологический анализ, обстановки осадконакопления, поверхность затопления, трансгрессия, геометрия песчаных тел

Для цитирования: Потапова А.С., Кузнецова В.А. (2024). Эволюция геометрии песчаных тел прибрежной равнины в условиях трансгрессии (на примере пластов группы ТП Танопчинской свиты). *Георесурсы*, 26(3), с. 87–95. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.10>

Введение

Пласты группы ТП Танопчинской свиты содержат значительную часть запасов углеводородов, характеризуются резкой латеральной изменчивостью и имеют сложное геологическое строение. Поэтому для повышения эффективности бурения и оценки ресурсной базы требуется понимание распространения песчаников как по разрезу, так и по площади, что возможно лишь после реконструкции обстановок.

Целью настоящей работы является улучшение прогностической способности геологической модели пластов прибрежного генезиса при оценке запасов углеводородов и заложении эксплуатационного фонда скважин.

Методика работ

В процессе работы нами изучен керн, поднятый из 7 скважин в интервале пластов ТП1–ТП0 (границы пластов ТП2, ТП1 и ТП0 приняты согласно стратотипу

танопчинской свиты, скважины Арктическая 9), суммарный метраж более 200 м (рис. 1). Для определения условий осадконакопления, в которых формировались пласты ТП1–ТП0, проведен детальный седиментологический анализ пород. При описании керна установлены основные диагностические признаки: структурно-текстурные особенности, выполнен ихнофаціальный анализ, повышенное внимание уделялось типам контактов, эрозийным поверхностям.

Результаты

При описании керна в интервале пласта ТП1 установлены многочисленные признаки приливно-отливных процессов: ритмичная; косая разнонаправленная слоистость, отражающая влияние приливно-отливных течений; двоянные илистые слойки, маркирующие стояние воды во время приливов. Биотурбация развита достаточно широко, однако преобладают ихнови́ды, устойчивые к колебаниям солености придонных вод (*Lingulichnus*, *Planolites*, *Cylindrichnus*).

В керне присутствуют также многочисленные остатки корневых систем древних растений (ризокреции) и прослой углей, что указывает на формирование отложений в условиях прибрежной равнины с влиянием

* Ответственный автор: Анастасия Сергеевна Потапова
e-mail: a.s.potapova@novatek.ru

© 2024 Коллектив авторов

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

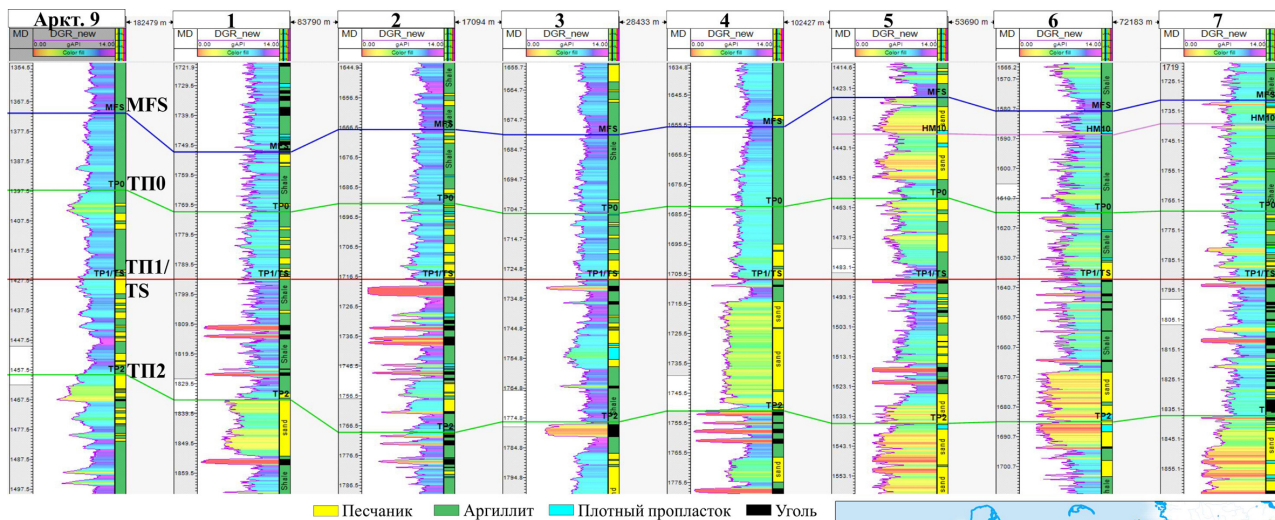


Рис. 1. Корреляция изучаемого разреза со стратотипом Танопчинской свиты скв. Арктическая 9

приливно-отливных процессов, рассеченной многочисленными каналами и ручьями. Скважина № 3 вскрыла отложения речного русла, которое хорошо диагностируется по резкому эрозионному контакту, подчеркнутому мелкими интракластами и крупной косой слоистостью (рис. 2). В верхней части русла видны ритмичные слойки, разнонаправленная косая слоистость. Во время накопления этих отложений морская вода заполняла речные русла при приливах, что и обусловило такую ритмичную слоистость.

Выше в разрезе встречаются многочисленные прослои углей, формирование которых происходило за счет подъема уровня грунтовых вод и заболачивания территории. Далее по керну имеются отложения заливов, таким образом, речные русла не только начинают затопливаться во время приливов, но и превращаются в эстуарии (Уолкер, Джеймс, 2017). Рассматриваемый разрез является типичным для трансгрессивного цикла.



Кроме того, выше по керну выделена трансгрессивная поверхность, которая маркирует резкую смену отложений (рис. 3). При повышении уровня моря нижележащие отложения перерабатывались волнами, поэтому вышележащие отложения залегают с несогласием.

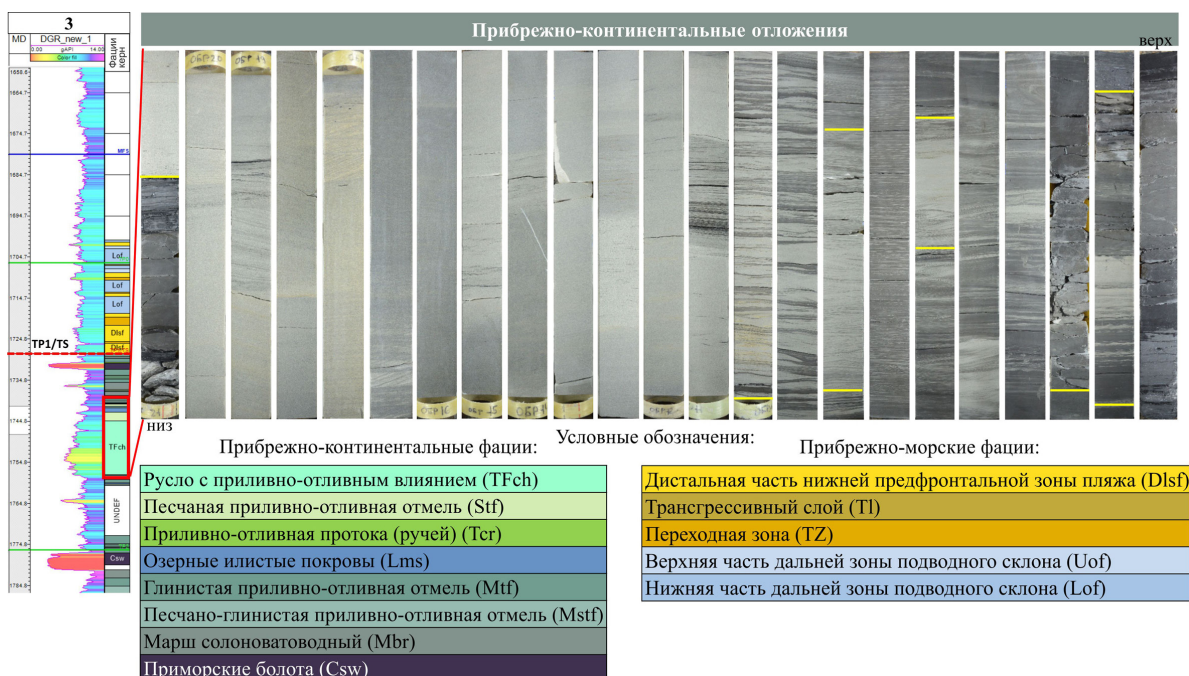


Рис. 2. Фотографии керна скв. 3: прибрежно-континентальные отложения

После трансгрессивной поверхности прибрежно-континентальные отложения перекрываются мелководно-морскими. Они хорошо диагностируются по наличию волновой ряби, тонких штормовых прослоев, а также по обилию и разнообразию морской биотурбации (выше поверхности затопления, обозначенной красной пунктирной линией на рис. 3).

Скважина № 7 не вскрыла русловые отложения (рис. 4). Разрез представлен чередованием углистых отложений приморских болот, глинистых алевролитов озер, маршей с крупными остатками корневых систем наземных растений, которые выше трансгрессивной поверхности также перекрываются мелководно-морскими отложениями.

На рис. 5 представлены схема корреляции и фотографии керна поверхности затопления, вскрытой скважинами на многих лицензионных участках (ЛУ) ПАО «НОВАТЭК». Выделенная поверхность затопления отражает начало региональной раннеальбской трансгрессии и знаменует переход от прибрежно-континентальных к мелководно-морским и далее к морским условиям седиментации.

Наличие поверхности затопления, отражающей смену от прибрежных к мелководно-морским обстановкам, свидетельствует о формировании отложений в трансгрессивном системном тракте.

Пласт ТП1 формировался в условиях прибрежной равнины, где морские воды проникали в речные русла лишь во время высоких приливов (рис. 6), следовательно,

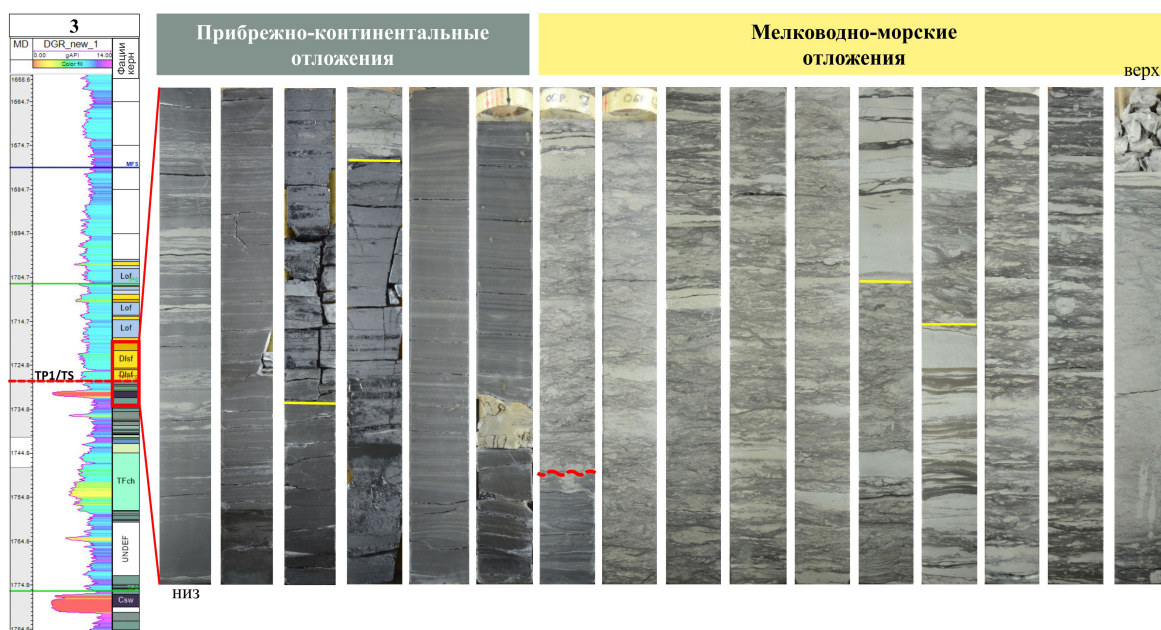


Рис. 3. Фотографии кернa скв. 3: смена прибрежно-континентальных на мелководно-морские отложения. Красной пунктирной линией показана трансгрессивная поверхность, желтой линией – границы литологических слоев. Условные обозначения фаций см. на рис. 2

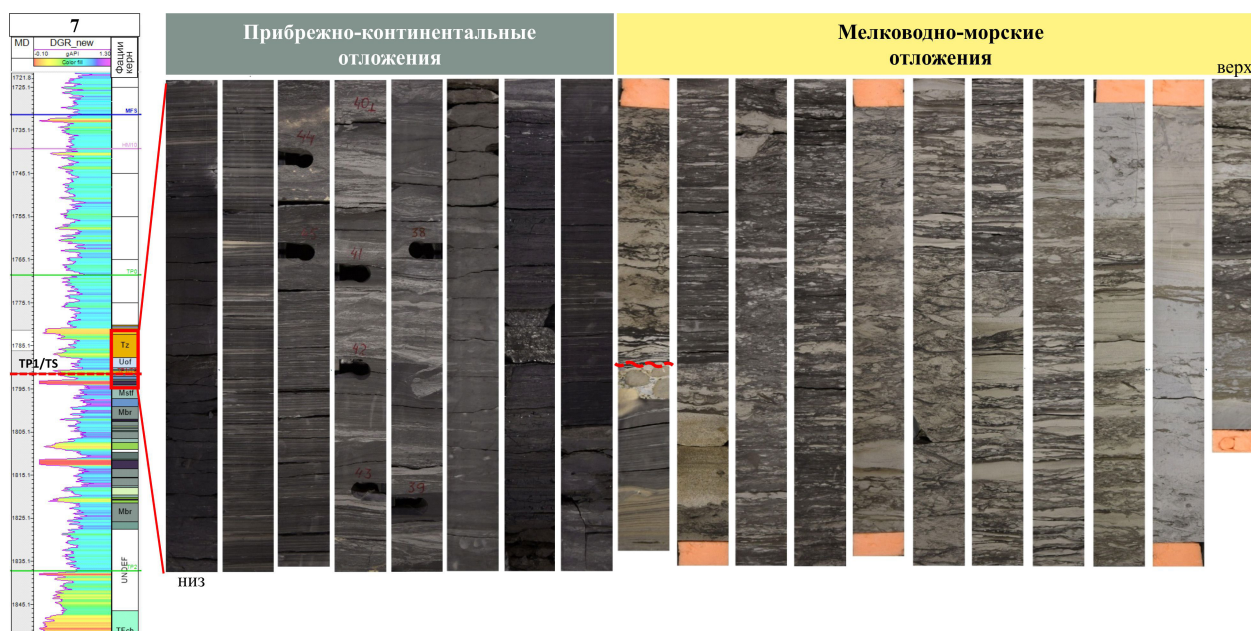
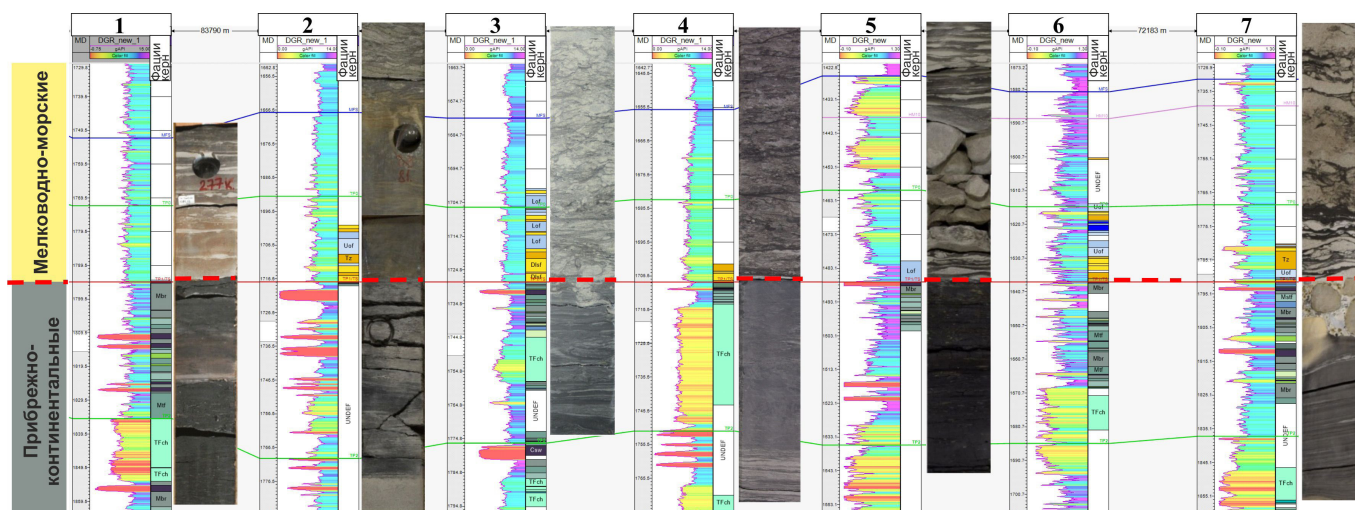


Рис. 4. Фотографии керна скв. 7: смена прибрежно-континентальных на мелководно-морские отложения. Красной пунктирной линией показана трансгрессивная поверхность. Условные обозначения фаций см. на рис. 2



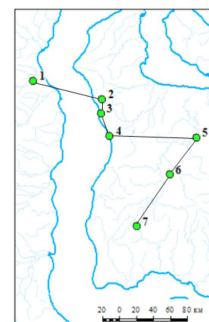
в пласте ТП1 песчаные тела связаны с русловыми поясами и мелкими каналами шнурковой геометрии.

Пласт ТП0 образовывался в мелководно-морских обстановках, средняя глубина составляет до 20–30 м. Выше поверхности затопления (кровли пласта ТП1) песчаники залегают в виде маломощных песчаных прослоев, более мелкозернистых и заглинизированных вследствие интенсивной биотурбации осадка, которые постепенно выклиниваются в сторону бассейна. Таким образом, в керне представлена смена фаций, характерная для этапа трансгрессии.

После детального изучения керна, которое дало понимание о предполагаемой геометрии песчаных тел и скважинной корреляции отложений, выполнена фациальная интерпретация данных сейсморазведки. Для анализа морфологии песчаных тел использованы срезы спектральной декомпозиции.

Под спектральной декомпозицией волнового поля понимается разложение сейсмического сигнала на спектральные, то есть частотные, составляющие. Волновое поле может быть рассмотрено как суперпозиция разно-частотных компонент, которые не являются стационарными, а меняются вдоль сейсмической трассы, отражая влияние геологической среды на спектральный состав

Рис. 5. Корреляция поверхности затопления на основе керна и гамма-каротажа. Условные обозначения фаций см. рис. 2



сейсмической записи. В основе спектральной декомпозиции лежит предположение о том, что локальное изучение спектра волнового поля позволяет получить больше информации о внутреннем строении геологических объектов (Буторин, 2016).

По керну установлено, что отложения пласта ТП1 формировались в прибрежной равнине, расчлененной руслами. Срез слева на рис. 7 соответствует интервалу пластов ТП1–ТП2. Скважина № 1 вскрывает русловое тело, что подтверждается керна и характерной для русел блоковой формой кривой гамма-каротажа (ГК). Это русло на начальном этапе трансгрессии заполняется песчанником и далее перекрывается отложениями заливов.



Рис. 6. Современный аналог условий формирования пластов ТП1–ТП0

На срезе синий и голубой цвета хорошо отражают элементы крупных меандрирующих речных русел, визуализируются их притоки. Яркие желтые цвета связаны с наличием углей и развитием болот в межрусловых участках. Срез спектральной декомпозиции на рис. 7 справа соответствует интервалу пласта ТПО. Отложения образовывались в мелководно-морских обстановках, которые, как правило, хорошо выдержанные по латерали и маломощные, поэтому срезы выглядят неконтрастными (детали седиментологических объектов отсвечивают от нижележащих отложений).

На рис. 8 представлены срезы спектральной декомпозиции по ЛУ 2. Согласно исследованиям керна, скв. № 7 вскрывает отложения приморских болот и озер, приливно-отливных отмелей и маршей. На срезе в интервале ТП1–ТП2 (рис. 8. слева) видно, что скв. № 7 находится за пределами крупного меандрирующего русла. В то время

как скв. № 7¹, которая попадает в зону руслового пояса, вскрывает мощные песчаные тела.

На рис. 9 показан срез спектральной декомпозиции в более крупном масштабе, где хорошо видны элементы русловой системы: прослеживаются детали аккреционного комплекса, более темные оттенки могут служить зонами разобложения песчаных тел пойнт-баров.

На рис. 10 показаны срезы спектральной декомпозиции по ЛУ 3. В интервале пластов ТП1–ТП2 отмечено несколько разновозрастных объектов, которые накладываются друг на друга. Скважины № 2 и 3 находятся на краю речных русел. По керновому материалу и кривой ГК диагностируются песчаные тела, связанные с отложениями каналов. Скважина № 4 расположена на краю более крупного, широкого руслового пояса, которое разливается на ширину до 10 км (примерно, как ширина современной реки Обь). Наличие руслового тела подтверждается

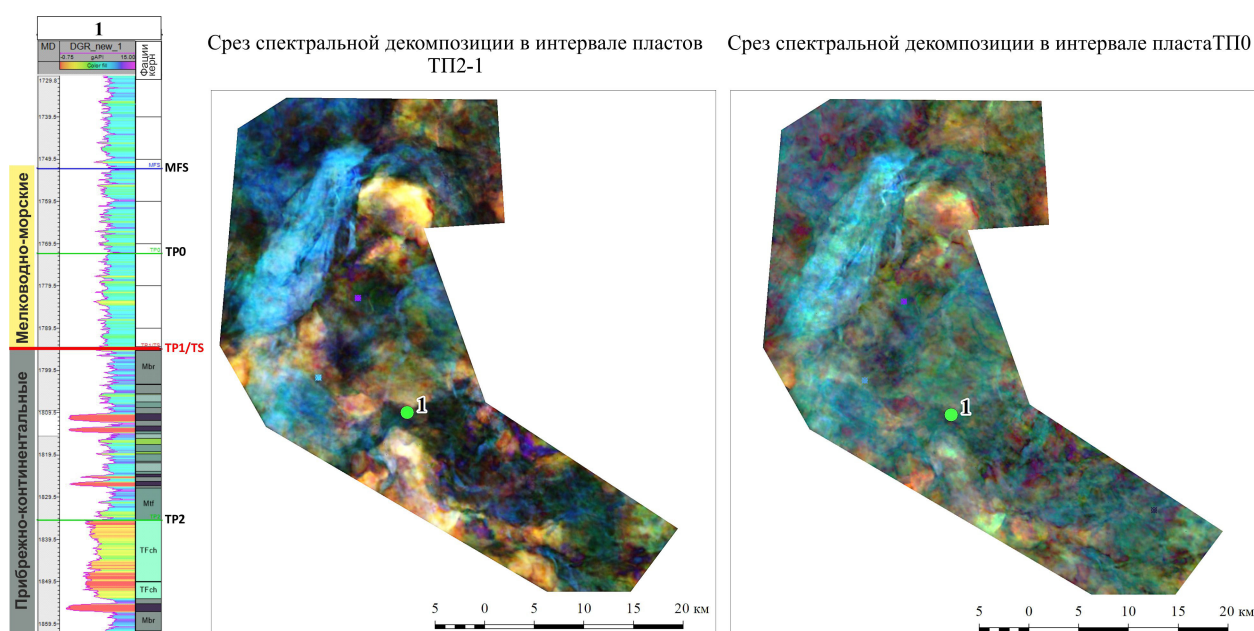


Рис. 7. Срезы спектральной декомпозиции в интервале пластов ТП1–ТП2 (слева) и ТПО (справа). Лицензионный участок 1

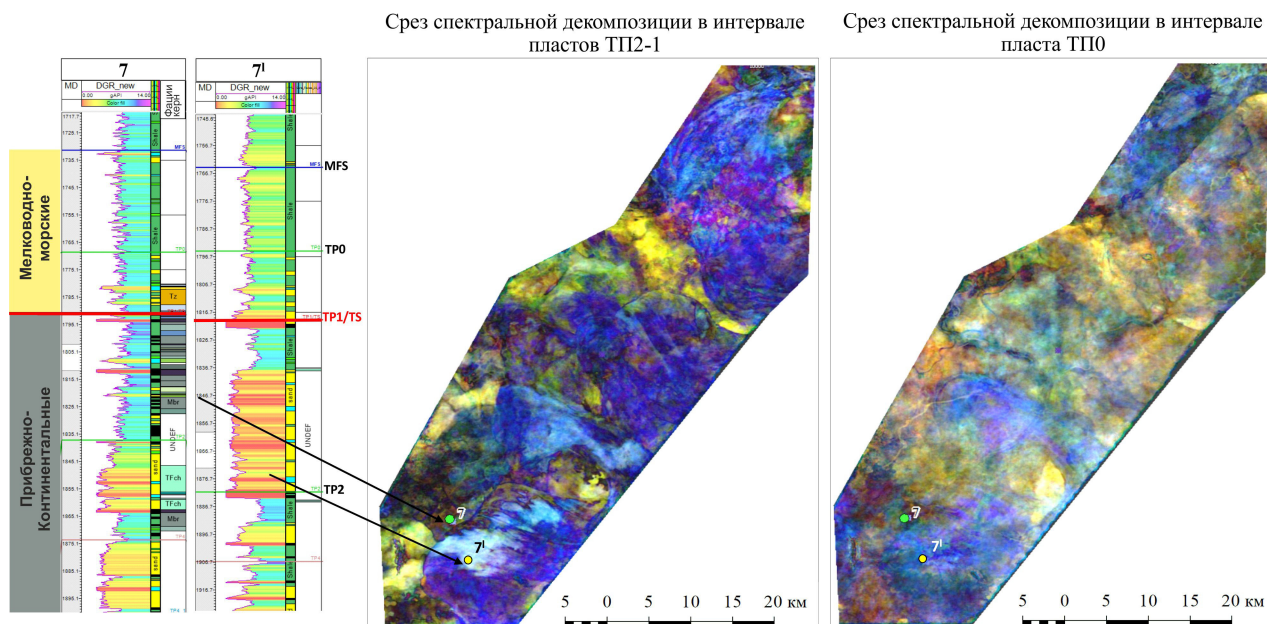


Рис. 8. Срезы спектральной декомпозиции в интервале пластов ТП1–ТП2 (слева) и ТПО (справа). Лицензионный участок 2



Рис. 9. Срез спектральной декомпозиции в интервале пластов ТП1–ТП2 (слева) и современный аналог условий формирования отложений (справа)

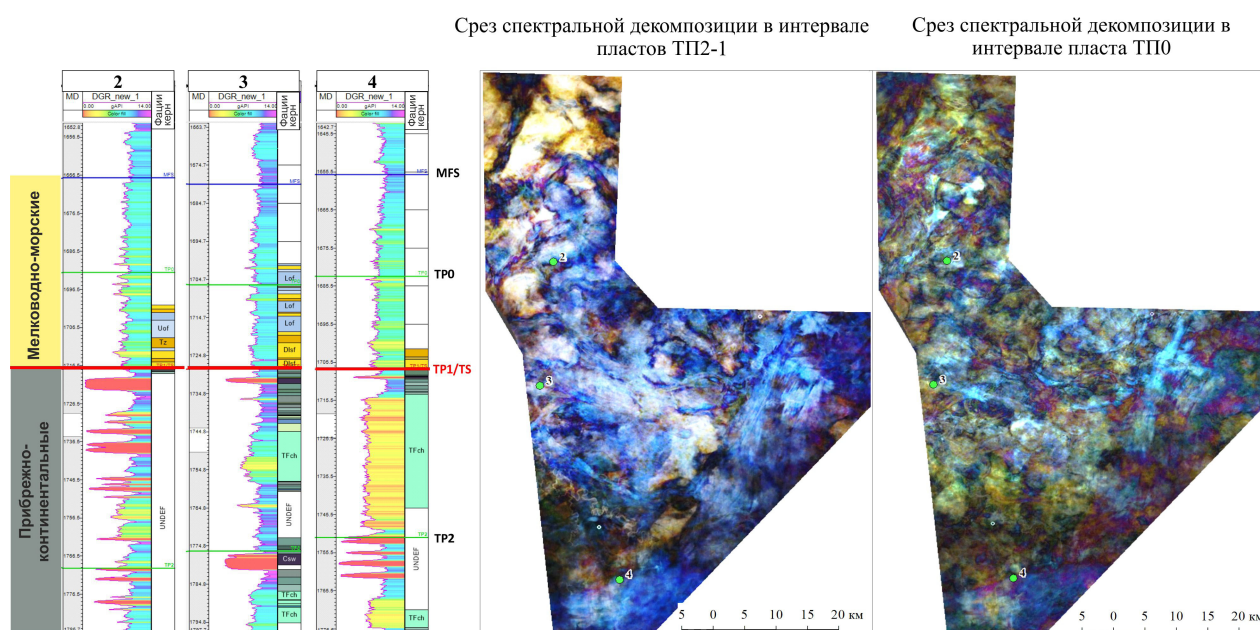


Рис. 10. Срезы спектральной декомпозиции в интервале пластов ТП1–ТП2 (слева) и ТП0 (справа). Лицензионный участок 3

данными керна и каротажа. На рис. 10 (справа) представлен срез спектральной декомпозиции в интервале пласта ТП0, он также менее контрастный, как и на предыдущем участке, что связано с затоплением территории.

Обсуждение результатов

Согласно проведенным исследованиям на большинстве ЛУ ПАО «НОВАТЭК» в пласте ТП1 преобладают крупные меандрирующие русла с широкой палеодолиной (как на рис. 8, слева). Расширение русловых поясов в пласте ТП1 по сравнению с нижележащими пластами свидетельствует о повышении базиса эрозии и выработке профиля равновесия реки за счет преобладания боковой эрозии (Позаментьер, Аллен, 2014). Таким образом, можно заключить, что на изученных территориях в пласте ТП1 ожидается широкое площадное развитие русловых песчаников, обусловленное меандрированием и миграцией русел. Однако границы таких тел резкие за счет врезания каналов в углисто-глинистую отмель, поэтому очень

важно понимание распространения осадочных систем в межскважинном пространстве для их прогнозирования.

На рис. 11 слева представлено более крупным планом небольшое русло в верхней части пласта ТП1. Такие мелкие русла прослеживаются на многих изучаемых площадях. Справа показан срез спектральной декомпозиции верхней части пласта ТП1 на ЛУ 4.

Это самые поздние русла, которые встречаются в пласте ТП1. Они залегают выше крупных меандрирующих систем (пласт ТП2 и нижняя часть пласта ТП1), как правило, интенсивно извилистые, шириной 100–400 м, пересекают уже заболоченную территорию и эродированные нижележащие более крупные русла.

На сейсмических разрезах подобные русла находятся в пределах одной фазы с крупными более ранними русловыми системами, но понимание условий осадконакопления и высокая разрешающая способность метода спектральной декомпозиции позволяют их отделить от нижележащих отложений. На срезах, даже при мелком

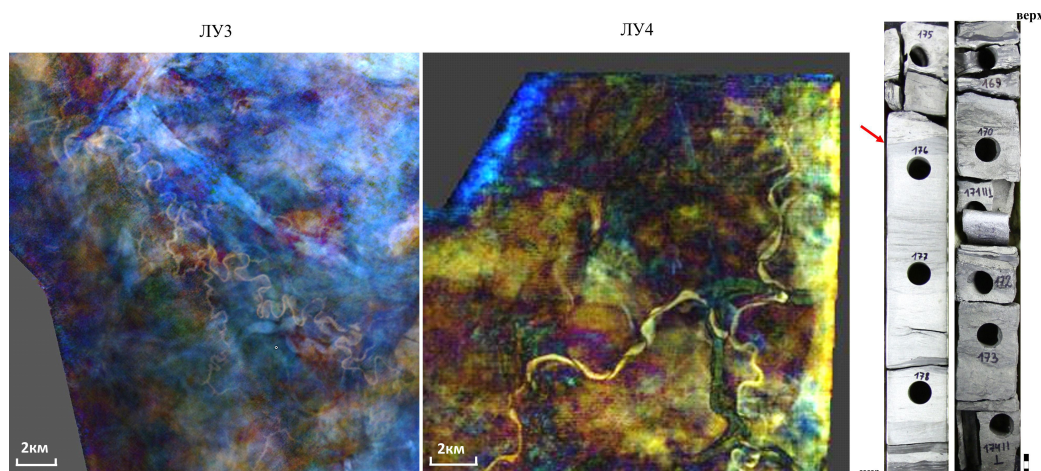


Рис. 11. Срезы спектральной декомпозиции в интервале пласта ТП1 на лицензионных участках 3 и 4. На фотографии керна красной стрелкой показана поверхность затопления, выше которой песчаники прибрежно-континентального генезиса перекрываются песчаниками мелководно-морского генезиса

масштабе, прекрасно видны элементы русловой системы, так называемые пойнт-бары, и само древнее речное русло.

Перекрывающий вышележащий пласт ТПО с несогласием залегает на отложениях прибрежной равнины, его подошва приурочена к трансгрессивной поверхности, фиксирующейся в керне. Пласт сформирован в мелководно-морских условиях, выдержан по латерали, следовательно, его толщина будет отличаться низкой изменчивостью. Наибольшую мощность коллекторов можно ожидать там, где мелководно-морские песчаники накладываются на русловые песчаники за счет отсутствия глинистой перемычки. Как видно из фотографии керна (рис. 11, справа), на песчаные отложения мелкой протоки с резкой эрозионной границей накладываются мелководно-морские отложения.

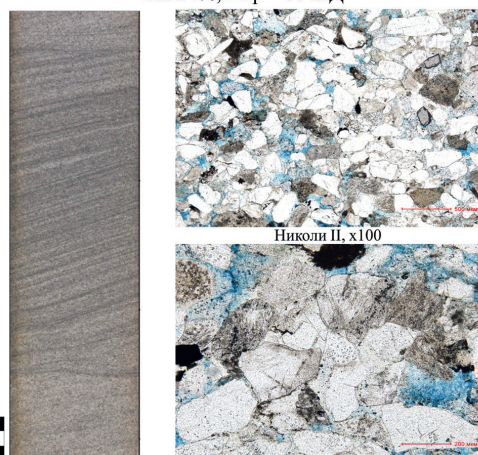
Таким образом, в результате проведенных исследований можно сделать выводы о корреляции изученных отложений: выделенная трансгрессивная поверхность делит отложения разные не только по возрасту, но и по генезису. При наличии углей в скважинах рекомендуется

проводить ее по кровле самого верхнего угольного пропластка, в скважинах без углей – по подошве песчаника мелководно-морского генезиса, выдерживая мощность пласта ТПО, поскольку такие отложения, как правило, хорошо распространены по латерали и имеют низкую изменчивость по толщине.

Можно также дать заключение и для заложения эксплуатационного фонда скважин. На северных участках западно-сибирского нефтегазоносного бассейна газ, сконцентрированный в мелководно-морских отложениях, полностью заполняет структурную ловушку и формирует пластово-сводовую залежь. В русловых же песчаниках газ распределен неравномерно за счет фациальной изменчивости разреза, подстилается водой, поэтому при наличии глинистой перемычки между пластами более эффективно разбуривать их раздельно.

Кроме того, песчаники разного генезиса отличаются друг от друга по своим структурно-текстурным особенностям. Нами проанализированы их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) (рис. 12). Отложения русел,

Скв. 4 глубина 1729м,
николи II, x40
Песчаник тонко-мелко-среднезернистый
алевритистый.
Русло с влиянием приливно-отливных процессов.
Кп 24%, Кпр – 114мД



Скв. 4 глубина 1704,5м,
николи II, x40
Песчаник тонко-мелкозернистый алевритистый.
Дистальная часть нижней предфронтальной зоны
пляжа.
Кп 17%, Кпр – 1,2мД

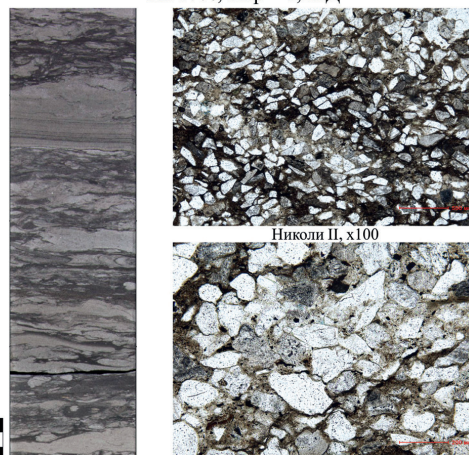


Рис. 12. Структурно-текстурные особенности пород разного генезиса: слева – прибрежно-континентальные отложения; справа – мелководно-морские

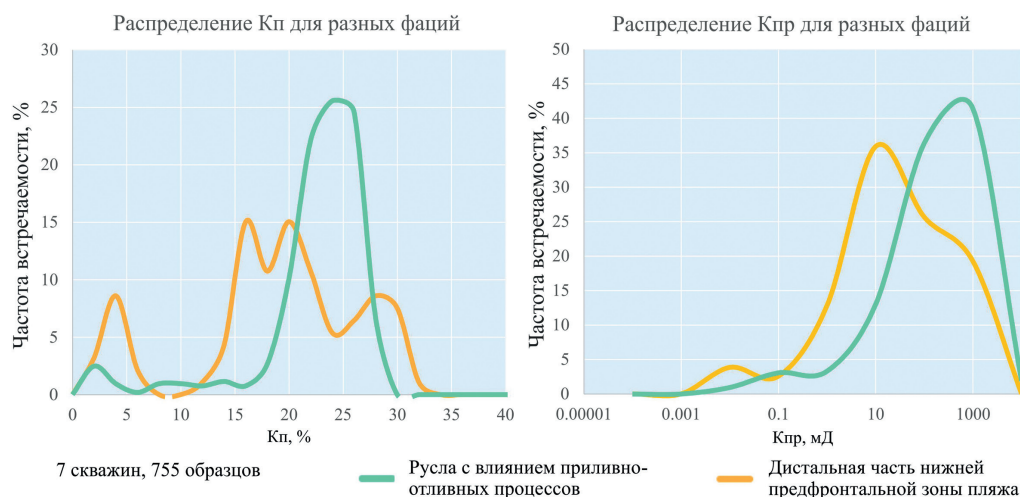


Рис. 13. Распределение Кп (слева) и Кпр (справа) для разных фаций

как правило, представлены более чистыми и более крупнозернистыми песчаниками, соответственно, пористость и проницаемость у них выше. Песчаники мелководно-морского генезиса более мелкозернистые и более глинистые вследствие интенсивной биотурбационной переработки осадка. Бентосные организмы могли как перерабатывать песчаный материал до глинистого, так и концентрировать на себе глинистые частички, поскольку тело их было покрыто слизью. За счет этого песчаники пласта ТП0 обладают пониженными ФЕС. Для построения гистограмм ФЕС пород учтены замеры пористости и проницаемости на 755 образцах из 7 скважин (рис. 13). На этих гистограммах хорошо видно, что песчаники руслового генезиса обладают более высокими коэффициентами пористости и проницаемости. Таким образом, зная данные закономерности в распределении ФЕС пород и проследив трансгрессивную поверхность – кровлю пласта ТП1, можно более корректно прогнозировать ФЕС пород при построении геологической модели залежей углеводородов.

Заключение

Пласты ТП1 и ТП0 формировались в разных обстановках осадконакопления. Генезис пород обусловил геометрию песчаных тел и их ФЕС:

- пласт ТП1 накапливался в пределах прибрежной равнины, песчаники связаны с русловыми поясами и отдельными каналами, которые имеют резкие границы с углисто-глинистыми отложениями прибрежной равнины;

- пласт ТП0 формировался в мелководно-морских условиях, песчаные тела выдержаны по латерали, постепенно выклиниваются в сторону бассейна. ФЕС пород несколько снижены вследствие более мелкозернистой структуры, а также из-за интенсивной биотурбационной переработки осадка (за счет глинизации по стенкам ходов бентосных организмов). При межскважинной корреляции пласта ТП0 необходимо учитывать низкую изменчивость мощности разреза.

Поверхность затопления, выделенная по керну, прослеживается во всех изученных скважинах, соответствует началу раннеальбской трансгрессии и знаменует переход от прибрежно-континентальных к мелководно-морским отложениям.

При построении геологической модели более точно выделены кровля и подошва пластов для корректного распределения объема коллекторов и прогноза ФЕС пород.

Результаты проведенных исследований позволяют повысить прогностическую способность геологической модели залежей углеводородов и эффективность бурения в отложениях прибрежного генезиса.

Литература

Буторин А.В. (2016). Изучение детального строения Ачимовского нефтегазоносного комплекса на основе спектральной декомпозиции сейсмического волнового поля: Дис. ... канд. геол.-минерал. наук. СПб., 141 с.

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

Уолкер Р., Джеймс Н., (2017). Фациальные модели. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 916 с.

Сведения об авторах

Анастасия Сергеевна Потапова – старший эксперт по седиментологии, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: a.s.potapova@novatek.ru

Валерия Александровна Кузнецова – эксперт, ПАО «НОВАТЭК»
Россия, 119313, Москва, Ленинский проспект, д. 90/2
e-mail: valeriya.kuznetsova@novatek.ru

Статья поступила в редакцию 04.07.2024;
Принята к публикации 27.09.2024; Опубликовано 30.09.2024

Evolution of the Geometry of Coastal Plain Sand Bodies During Transgression (on the Example of Formations of the TP Group of the Tanopchinskaya Suite)

A.S. Potapova^{1*}, V.A. Kuznetsova²

¹NOVATEK NTC, Tyumen, Russian Federation

²NOVATEK, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Anastasia S. Potapova, e-mail: a.s.potapova@novatek.ru

Abstract. The purpose of this work is to improve the predictive ability of the geological model of coastal formations when assessing hydrocarbon reserves and laying production wells. The article presents the results of work on the analysis of the geometry of sand bodies of the formations of the TP group of the Tanopchinskaya suite. To determine the morphology of sandstones, the authors used an integrated approach that takes into account: the results of sedimentological core studies, well logging data, 3D seismic materials. The authors studied in detail the conditions for the formation of these rocks on the basis of actual material (core), and presented photographs with characteristic structural and textural features of the rocks, which make it possible to establish the conditions for their formation. Spectral decomposition sections were analyzed in detail in the studied interval at several license areas of NOVATEK.

The reasons for changes in the geometry of sand bodies from the perspective of sequence stratigraphy have been established and explained. In addition, an idea has been formed about the vertical evolution of the coastal zone under conditions of sea transgression. The filtration and reservoir properties of rocks were also analyzed based on measurements of porosity and permeability on more than 700 core samples formed in different sedimentation environments. Recommendations are given for the practical use of established patterns of changes in reservoir properties and the geometry of sand bodies when constructing a geological model of hydrocarbon deposits, which will certainly improve the efficiency of production drilling.

Keywords: sedimentological analysis, depositional environments, flooding surface, transgression, geometry of sand bodies

Recommended citation: Potapova A.S., Kuznetsova V.A. (2024). Evolution of the Geometry of Coastal Plain Sand Bodies During Transgression (on the Example of Formations of the TP Group of the Tanopchinskaya Suite). *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 87–95. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.10>

References

- Butorin A.V. (2016). Study of the detailed structure of the Achimov oil and gas complex based on spectral decomposition of the seismic wave field. Cand. geol. and mineral. sci. diss. St. Petersburg, 140 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>
- Walker R.G., James N.P. (2017). *Facies models*. Moscow – Izhevsk: ICT, 916 p. (In Russ.)

About the Authors

Anastasia S. Potapova – Senior Expert in Sedimentology, NOVATEK NTC

7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation

e-mail: a.s.potapova@novatek.ru

Valeriya A. Kuznetsova – Expert, NOVATEK

90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation

e-mail: valeriya.kuznetsova@novatek.ru

Manuscript received 4 July 2024;

Accepted 27 August 2024; Published 30 September 2024