

# Комплексный анализ пластов прибрежно-континентального генезиса с целью уточнения геологической модели

Г.В. Казанцев

ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия  
e-mail: [Gleb.Kazantsev@novatek.ru](mailto:Gleb.Kazantsev@novatek.ru)

Целью данной работы является уточнение геологической модели пластов прибрежно-континентального генезиса и повышение эффективности заложения горизонтальных скважин. На основе комплексного анализа геолого-геофизической информации и описания ядра построена фациальная и трехмерная геологическая модель пластов ТП<sub>16</sub> прибрежно-континентального генезиса. Пласты ТП<sub>16</sub> характеризуются сильной изменчивостью по латерали и низким коэффициентом песчаности. В ходе работы были использованы данные сейсмической инверсии, геофизических исследований скважин и замеров гидродинамического каротажа. По данным сейсмической инверсии выполнена корреляция геологических объектов. Поинтервальный анализ сейсмических кубов совместно с данными результатов испытаний позволили достоверно определить стратиграфию и хронологию формирования исследуемых пластов. В результате выполненных исследований для каждого пласта получены сейсмические атрибуты, описывающие геологическое строение залежей, возможное распределение продуктивных объемов и фильтрационно-емкостных свойств. По сейсмическим атрибутам выделены границы каналов с приливно-отливным влиянием и пойменных областей. С учетом выделенных границ геологических объектов обновлена фациальная и трехмерная геологическая модель, и заложено бурение эксплуатационных скважин. Точность геологической модели подтверждена бурением 8 горизонтальных скважин со средней эффективной проходкой по коллектору 1640 метров (80%) и средним коэффициентом проницаемости 108 мД.

**Ключевые слова:** гидродинамический каротаж, детерминистическая инверсия, прибрежно-континентальные отложения, трехмерная геологическая модель

**Для цитирования:** Казанцев Г.В. (2024). Комплексный анализ пластов прибрежно-континентального генезиса с целью уточнения геологической модели. *Георесурсы*, 26(3), с. 13–19. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.2>

## Введение

Приливно-отливной равниной называется плоский участок морского берега, заливаемый во время прилива. Она образуется на подверженных влиянию мезо- и макроприливов низменных побережьях, рассеченных приливно-отливными каналами и руслами. Система каналов напоминает речную сеть. Глубина и ширина каналов по мере продвижения в сторону моря растут, а их размеры зависят от величины самой равнины и высоты приливов (Жемчугова, 2014).

Фашии приливно-отливной равнины, как правило, представлены переслаивающимися глинами, алевролитами и песчаниками. При этом песчаники изменчивы по мощности и фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС).

Целью данной работы является уточнение геологической модели пластов прибрежно-континентального генезиса и повышение эффективности заложения горизонтальных скважин. Для этого выполнен комплексный анализ замеров гидродинамического каротажа, сейсмических и геофизических данных.

## Материалы и методы

Объектом исследования являются пласты ТП<sub>16</sub>. Пласты залегают на глубине 2200–2300 м, мощность – от 15 до 50 м.

Коэффициент песчаности ( $K_{\text{пес}}$ ) в скважинах варьируется от 0 до 0,83, при среднем  $K_{\text{пес}}$  по пласту – 0,11. Коэффициент пористости ( $K_{\text{п}}$ ) в скважинах изменяется в диапазоне от 14 до 28%, коэффициент проницаемости ( $K_{\text{пр}}$ ) варьируется от 1 мД до 1Д.

На принадлежность исследуемых пластов к прибрежно-континентальным отложениям указывает наличие мелких углефицированных и полых корешков растений, а также косая таблитчатая, мелкая косая и разнонаправленная слоистость (рис. 1а).

Сейсмической основой исследований послужил объединенный трехмерный куб, составленный из отдельных съемок, выполненных методом отраженных волн в модификации общей глубинной точки (МОВ ОГТ 3D). Тип источника возбуждения колебаний – взрывной и вибрационный. На рисунке 1б представлен слайс офсетной декомпозиции по методу RGB суммирования (далее слайс RGB) исследуемых пластов. На слайсе RGB можно наблюдать множество каналов широтного и субширотного направления. Каналы различны по размеру и извилистости.

Условия формирования пласта напрямую оказали влияние на изменчивость геологии по латерали. Так, например, на небольших расстояниях между скважинами отмечается сильное изменение разреза по литологии (рис. 2).

По суммарному амплитудному кубу (рис. 3) видно, что пласты ТП<sub>16</sub> не характеризуются собственным отражающим горизонтом (ОГ). Отсутствие собственного отражающего горизонта и реперных границ напрямую

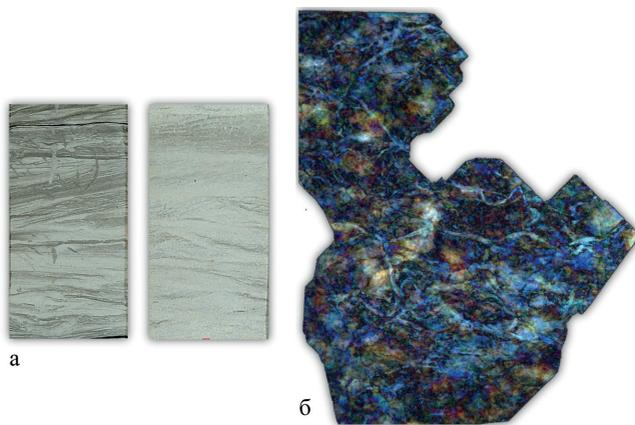


Рис. 1. Фотографии ядра (а) и RGB слайс, снятый в интервале пласта (б)

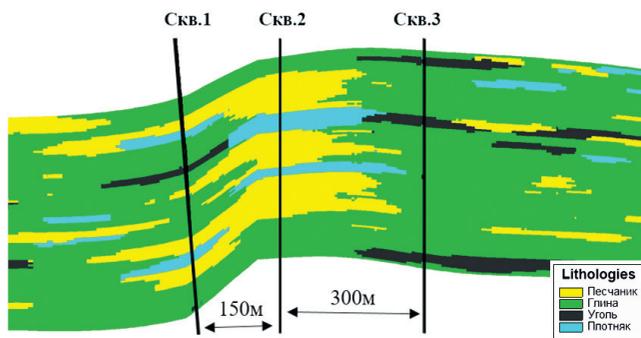


Рис. 2. Типовой разрез по кубу литотипов по линии скважин

повлияли на сложность скважинной и сейсмической корреляции.

Более половины изученных бурением обстановок – это глинистые отложения прибрежной равнины, которые представлены углисто-глинистой толщей (рис. 4). Чуть более трети вскрытых отложений представлены маломощными песчаниками приливно-отливных каналов и рек с относительно невысокой проницаемостью до 20 мД и мощностью до 10 метров. Всего 12% вскрытых отложений представлены крупными каналами с мощными песчаными отложениями от 10 метров с проницаемостью более 100 мД. Таким образом, крупные приливно-отливные каналы являются ключевыми для картирования и геометризации с целью заложения эксплуатационного бурения.

Объект исследования изучен бурением пилотных стволов с опробованием пластов на кабеле (ОПК) и записью гидродинамического каротажа (ГДК). Накопленный опыт применения приборов модульного испытателя

пластов (МДТ) показывает, что исследование скважин методом ГДК-ОПК существенно повышает достоверность геологической информации на стадии поиска и разведки месторождений нефти и газа (Каган, Самойленко, 2019). Результаты замеров пластового давления, полученные приборами МДТ с достаточной достоверностью и точностью, позволяют установить пластовые давления в залежи и определить уровень свободной воды (УСВ). Комплексный анализ градиентов и профилей давлений по нескольким скважинам на неразрабатываемых залежах позволяет выявить гидродинамическую связь или разобщенность коллекторов по разрезу и по простиранию с точки зрения пластового давления. Достоверность градиента давления зависит от толщины пласта, количества достоверных замеров давления, а также плотности флюида.

С целью прогноза песчаности и коллекторских свойств выполнена сейсмическая инверсия. Практическое применение сейсмической инверсии показано в работах (Никанорова и др., 2023).

В качестве исходных данных при выполнении исследований служили современные геофизические методы исследования скважин (имиджер плотности, картограф границ), ГДК, данные ядра и 3D сейморазведки. В статье рассмотрен подход комплексного учета всех исходных данных в единую модель.

## Результаты

График зависимости давления от глубины и кривые градиентов давления представлены на рис. 5 (справа). Слева на рисунке представлена схема корреляции, выровненная на подошву реперного пласта ТП<sub>14</sub>.

Из графика следует, что канал, выделенный светло синим цветом, в скважине 5 не имеет гидродинамической связи с мощным каналом ниже. В то время как мощный канал, выделенный красным, связан с множеством других объектов (как маломощных, так и мощных) в скважинах 1,3,4 и 5.

Ниже по разрезу отмечаются крупные гидродинамически связанные каналы, вскрытые скважинами 2 и 3 (выделены светло-зеленым цветом), не связанные с маломощными каналами в других скважинах. По ряду объектов по пересечению водных и газовых градиентов удалось установить положение УСВ. После уточнения скважинной корреляции по данным МДТ была проведена верификация полученных результатов с сейсмическими данными.

На рисунке 6 справа представлен разрез вдоль куба псевдопесчаности (NTG), полученный в результате

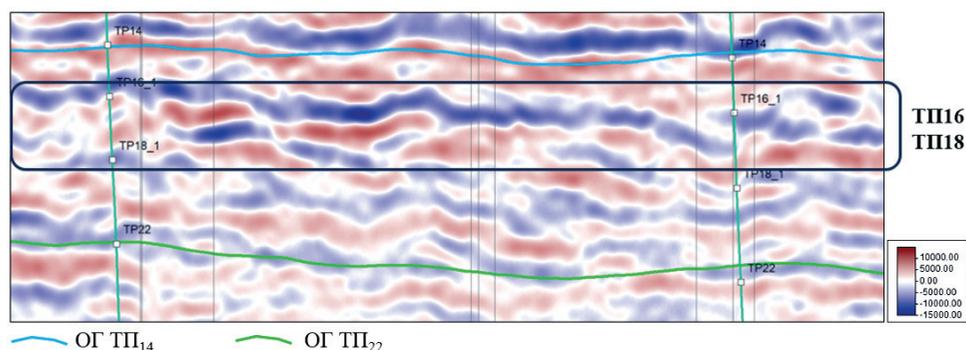


Рис. 3. Разрез по суммарному амплитудному кубу

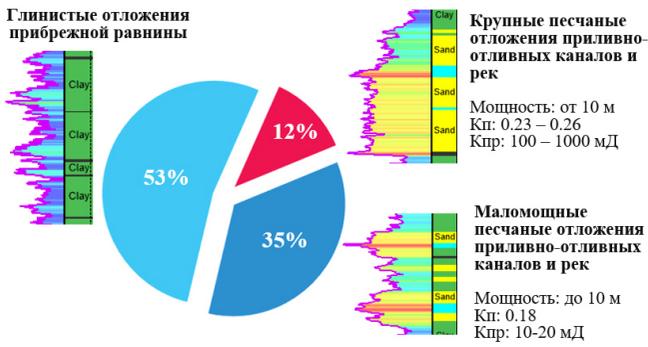


Рис. 4. Статистика вскрытых отложений пластов ТП<sub>16</sub>

детерминистической инверсии. Ниже в том же направлении представлен разрез куба RGB.

По сейсмическим разрезам и по скважинной корреляции (рис. 5) можно наблюдать, что изучаемый объект представлен множеством каналов, которые находятся

на разном стратиграфическом уровне. Каждый канал характеризуется разной акустической контрастностью и, как следствие, прогнозом NTG. Мощные каналы характеризуются повышенным значением прогноза NTG и усилением амплитуд отражений на дальних удалениях. Практическое применение комплексного анализа данных сейсмической инверсии и офсетной декомпозиции показано в работах (Шаповалов и др., 2023; Чучалина и др., 2024). В большинство крупных каналов уже пробурены горизонтальные скважины, которые подтвердили наличие в них песчаников с высоким  $K_{пр}$ .

Рассмотрим сейсмические разрезы по направлению с севера на юг (рис. 7). На разрезах выделяется множество крупных каналов, представленных песчаными отложениями. Крупный канал на северо-востоке и множество каналов на севере пока не изучены бурением.

Комплексный анализ сейсмических данных и замеров ГДК показал, что интересующий нас интервал ТП<sub>16</sub> можно описать тремя пластами ТП<sub>16</sub><sup>1</sup>, ТП<sub>16</sub><sup>2</sup> и ТП<sub>16</sub><sup>3</sup>.

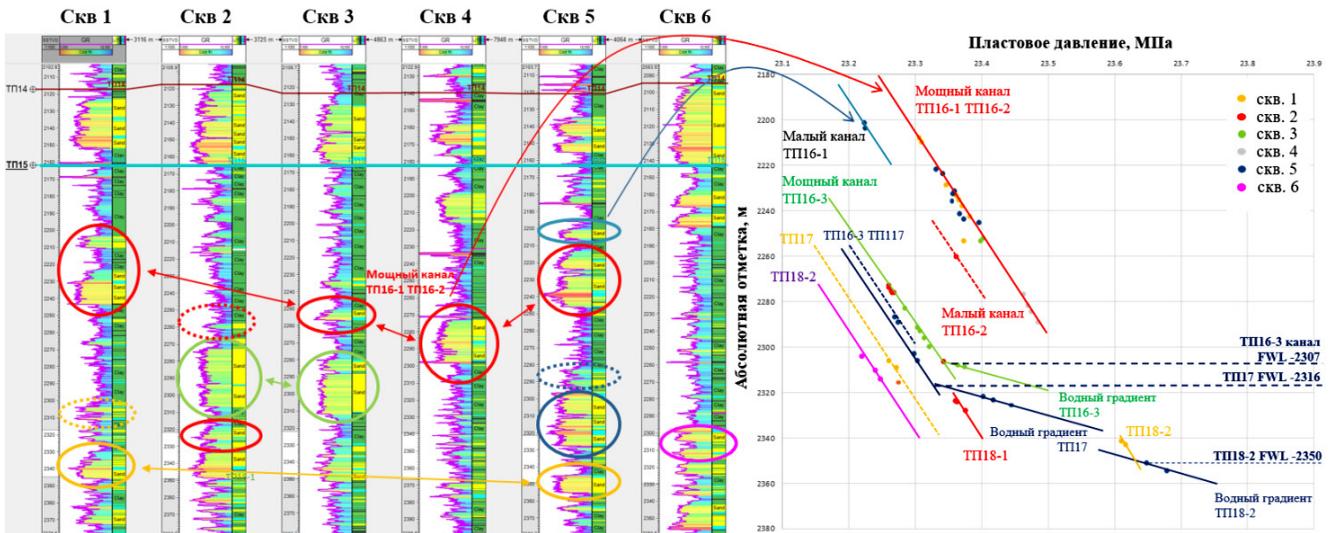


Рис. 5. Схема корреляции (слева) и график зависимости давления от абсолютной отметки (справа)

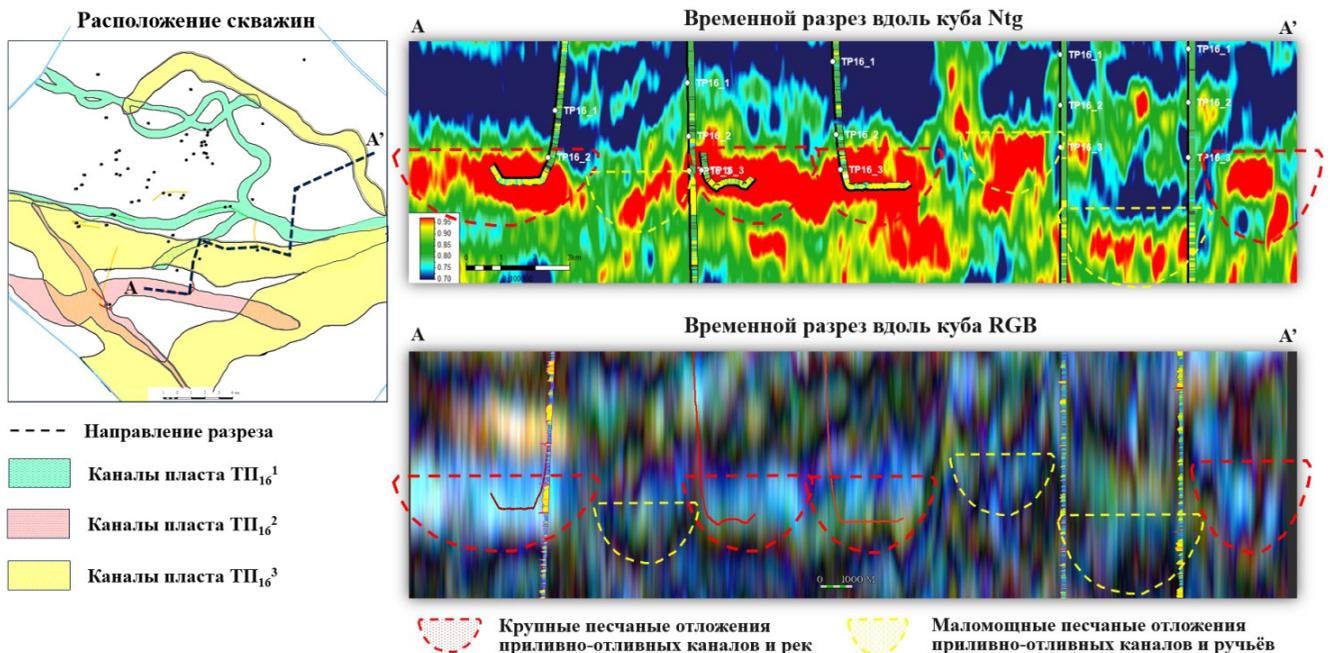


Рис. 6. Сейсмические разрезы по кубам NTG и RGB в направлении с юга-запада на северо-восток

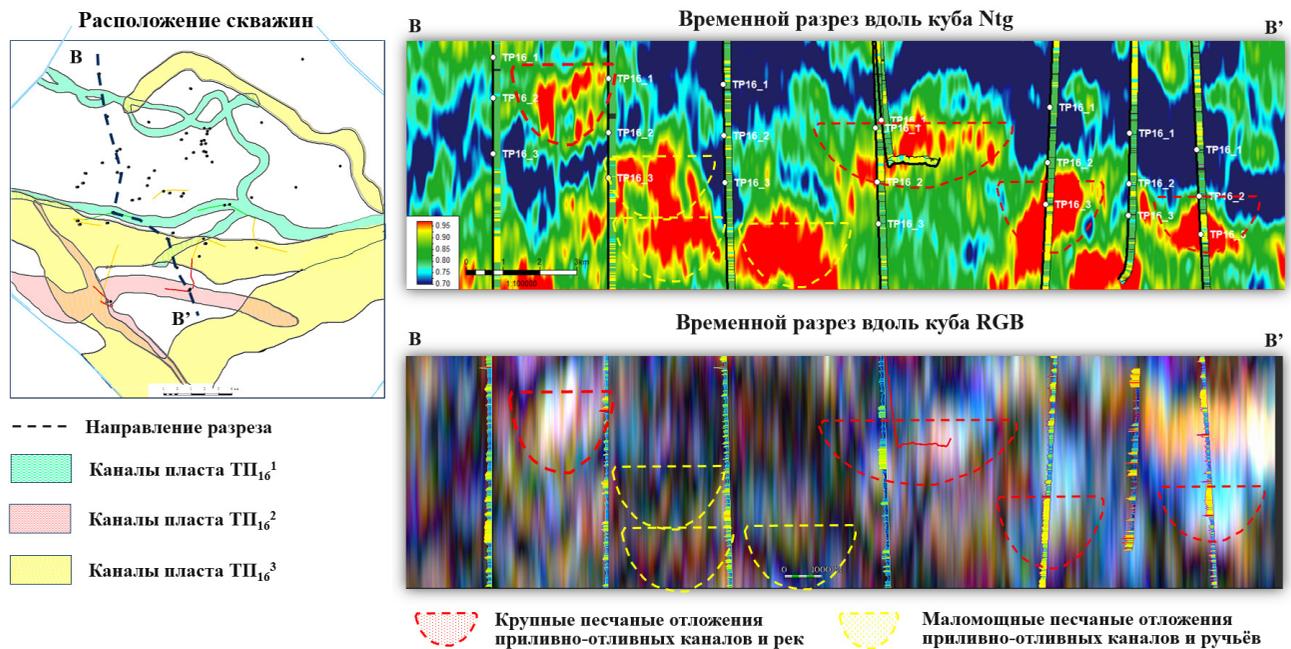


Рис. 7. Сейсмические разрезы по кубам NTG и RGB в направлении с севера на юг

На рисунке 8 представлены сейсмические атрибуты, снятые с куба NTG и RGB в интервале пласта ТП<sub>16</sub><sup>1</sup> с учетом уточненной скважинной и сейсмической корреляции.

По данным атрибутам надежно выделяются каналы широтного простирания, которые вскрыты всего двумя разведочными скважинами. Пласт ТП<sub>16</sub><sup>1</sup> характеризуется низким коэффициентом песчаности, который составляет всего 0.06. Однако в выделенные по сейсмическим данным каналы пробурены две горизонтальные скважины с высоким процентом проходки по коллектору.

На рисунке 9 представлена карта средних амплитуд по кубу NTG и слайс куба RGB, снятый в интервале пласта ТП<sub>16</sub><sup>2</sup>.

Стоит отметить, что на атрибутах ТП<sub>16</sub><sup>2</sup> видны образы каналов выше- и нижележащих пластов ТП<sub>16</sub><sup>1</sup> и ТП<sub>16</sub><sup>3</sup> (рис. 9, пунктирные линии). Пласты ТП<sub>16</sub> представляют собой объекты наложения множества различных по параметрам и направлению каналов. Крупные каналы будут иметь сейсмический отклик на атрибутах выше и нижележащих пластов. Надежно на атрибуте пласта ТП<sub>16</sub><sup>2</sup> выделяются два канала: один – широтного, другой – субмеридионального направления. Наличие газонасыщенного песчаника в выделенных каналах подтверждено газом по геофизическим исследованиям в двух скважинах. В данные каналы пробурены две горизонтальные скважины с высоким процентом проходки по коллектору.

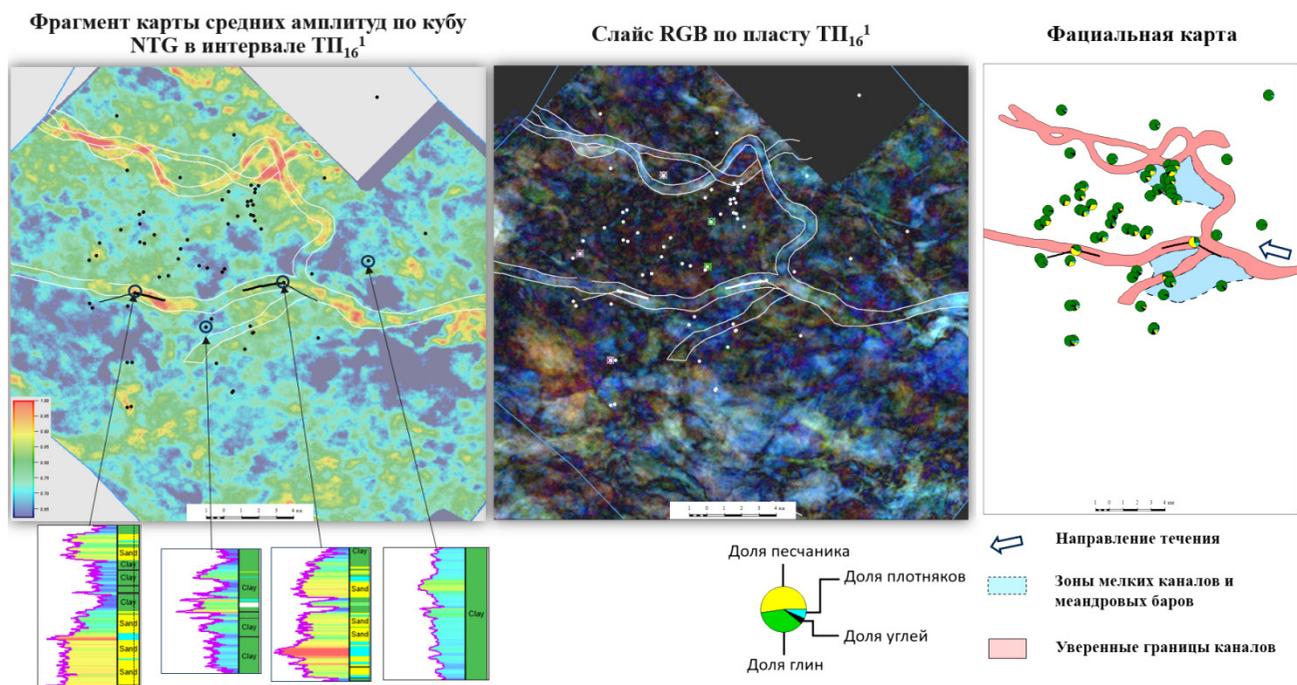


Рис. 8. Сейсмические атрибуты пласта ТП<sub>16</sub><sup>1</sup> с границами выделенных каналов

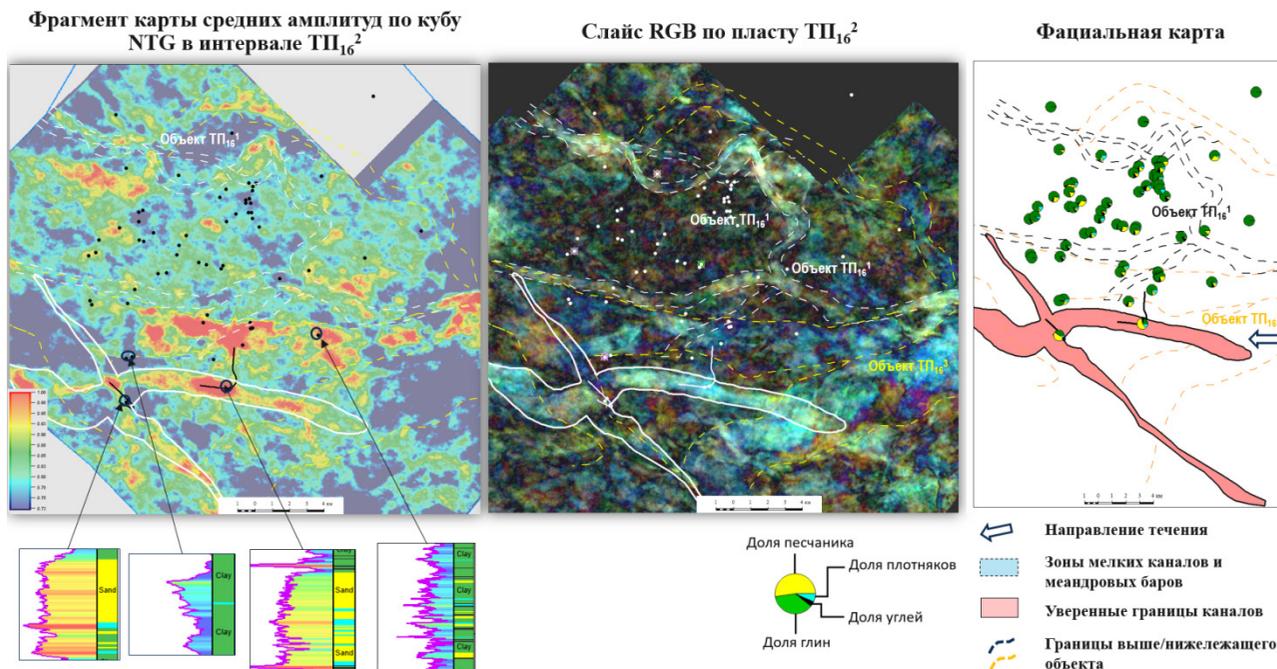


Рис. 9. Сейсмические атрибуты пласта  $TP_{16}^2$  с границами выделенных каналов

Атрибутный анализ показал, что центральная и северная части представлены прибрежной равниной, сложенной глинистыми отложениями или маломощными каналами, которые не характеризуются высокими амплитудами по карте средних NTG.

На рисунке 10 представлена карта средних амплитуд по кубу NTG и слайс куба RGB, снятый в интервале пласта  $TP_{16}^3$ . На атрибутах  $TP_{16}^3$  видны образы каналов пласта  $TP_{16}^2$ . Надежно выделяются несколько каналов разветвленного типа преимущественно субширотного простирания. Данные объекты отмечаются в 5 скважинах. Пробурено 4 эксплуатационных скважины, которые подтвердили их развитие и газовое насыщение.

### Обсуждение и выводы

С учетом выделенных объектов и сейсмических атрибутов обновлена геологическая модель (рис. 11).

При обновлении трехмерной модели границы каналов, выделенных по сейсмическим данным, использовались в качестве зон замещения. В каждом канале использовались 1D и 2D тренды, при построении которых участвовали только скважины, вскрывающие данный объект.

Справа на рисунке 11 представлены разрезы через горизонтальную скважину по прогнозному кубу NTG и по кубу литотипов из 3D модели. Куб литотипов имеет высокую сходимость с прогнозным кубом NTG.

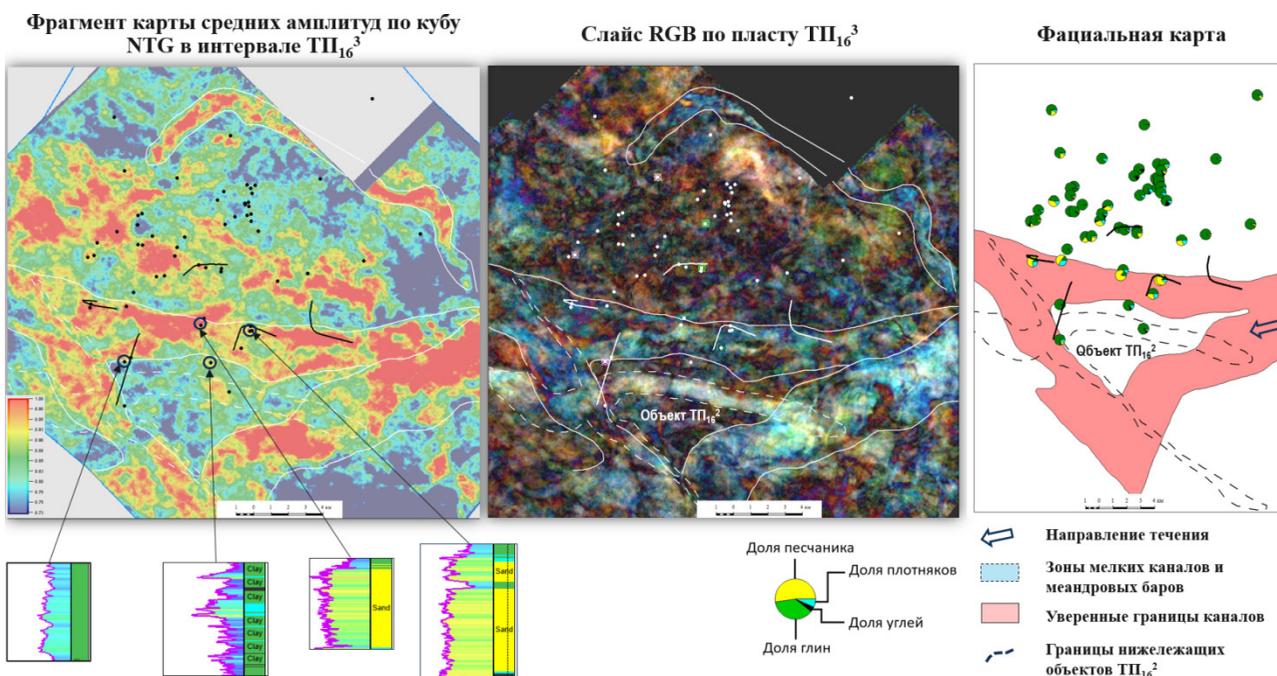


Рис. 10. Сейсмические атрибуты пласта  $TP_{16}^3$  с границами выделенных каналов

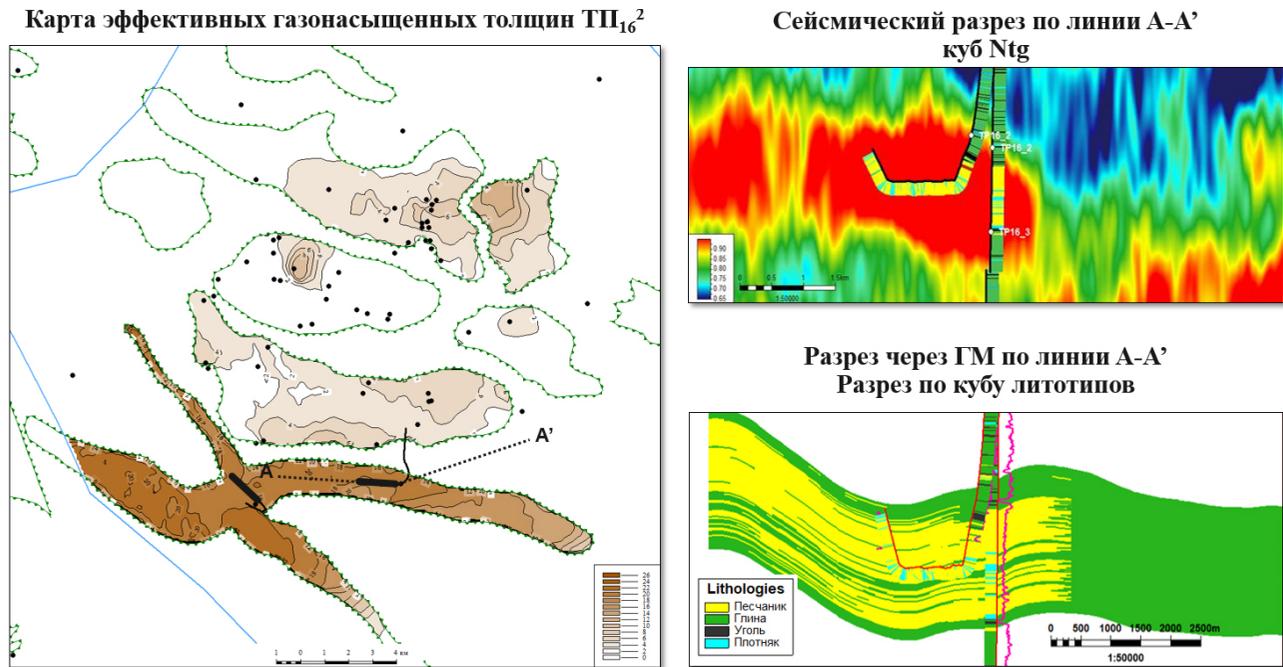


Рис. 11. Результат обновления трехмерной геологической модели пласта  $ТП_{16}^2$  и сейсмический разрез вдоль куба NTG

Области севернее выделенных каналов представляют собой прибрежную равнину с маломощными каналами, которые не выделяются по сейсмическим данным.

### Выводы

1. В условиях сложного строения пластов прибрежно-континентального генезиса стандартные методы моделирования не описывают строение залежей, распределение продуктивных объемов и ФЕС.
2. Для успешного заложения эксплуатационного бурения необходим комплексный анализ сейсмических и скважинных данных.
3. Сейсмическая корреляция объектов и поинтервальный анализ сейсмических кубов совместно с данными ГДК позволяет достоверно определить стратиграфию и хронологию формирования объектов прибрежно-континентального генезиса.
4. Использование выделенных объектов при трехмерном геологическом моделировании позволяет уточнить строение залежей, распределение продуктивных объемов и ФЕС.
5. Точность геологической модели подтверждена бурением 8 горизонтальных скважин со средней эффективной проходкой по коллектору 1640 метров (80%) и средним коэффициентом проницаемости 108 мД.

### Литература

- Жемчугова В.А. (2014). Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем. М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 344 с, стр. 64.
- Каган К.Г., Самойленко А.Ю. (2020). Опыт применения современных методов гидродинамических исследований скважин в открытом стволе. *Сборник докладов научно-практических конференций журнала «Нефтяное хозяйство»*, с. 188–196.
- Никанорова М.А., Калинин Е.Н., Шаповалов М.Ю., Королев Е.С., Шадчнев Н.А., Бабинов К.Ю. (2023). Уточнение геологической модели юрских отложений с учетом результатов стохастической инверсии и фациального моделирования. *Георесурсы*, 25(3), с. 57–64. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.8>
- Чучалина К.Ю., Иванов А.И., Казанцев Г.В. (2024). Моделирование коллекторов юрских отложений на основе сейсмофациального анализа. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2, с. 41–48.
- Шаповалов М.Ю., Хамитуллин И.М., Шакиров Р.Р., Филиппова К.Е., Брегада А.А. (2023). Использование сейсмической инверсии для прогноза коллектора в интервале прибрежно-континентальных отложений юрского комплекса. *Георесурсы*, 25(3), с. 49–56. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.7>

### Сведения об авторе

Глеб Владимирович Казанцев – руководитель группы, ООО «НОВАТЭК НТЦ»  
Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7  
e-mail: Gleb.Kazantsev@novatek.ru

Статья поступила в редакцию 02.07.2024;  
Принята к публикации 22.07.2024; Опубликовано 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Complex Analysis of Coastal-Continental Geological Formations for the Clarification of Geological Model

G.V. Kazantsev

NOVATEK NTC, Tyumen, Russian Federation  
e-mail: Gleb.Kazantsev@novatek.ru

**Abstract.** The main objective of this paper is to increase the efficiency of planning horizontal wells and refine the geological model of formations of coastal origin. Based on a comprehensive analysis of geological and geophysical information and a description of the core, a facies and a 3D geological models of TP16 formations of coastal origin were constructed. These formations are characterized by strong lateral variability and low net to gross.

In the course of this research, data from seismic inversion, geophysical studies of wells and production logging were used. Updated seismic correlation and an interval analysis of seismic cubes, together with the data from well test results, made it possible to reliably determine the stratigraphy and chronology of accumulation of the studied formations.

As a result of the performed research, seismic attributes describing the geological structure of the deposits, as well as the distribution of productive volumes and reservoir properties were obtained for each formation. Also, the boundaries of tidal-fluvial channels and floodplain areas were identified based on seismic attributes. Taking into account the acquired data, the facies and 3D geological models were updated and the drilling of exploitation wells was planned.

The accuracy of the new geological model was confirmed by drilling 8 horizontal wells with an average effective penetration of the reservoir of 1640 meters (82%) and an average permeability coefficient of 108 mD.

**Keywords:** production logging, seismic inversion, formations of coastal origin, 3D geological model

**Recommended citation:** Kazantsev G.V. (2024). Complex Analysis of Coastal-Continental Geological Formations for the Clarification of Geological Model. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 13–19. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.2>

### References

- Chuchalina K.Yu., Ivanov A.I., Kazantsev G.V. (2024). Modeling of Jurassic sediment reservoirs based on seismic facies analysis. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2, pp. 41–48. (In Russ.)
- Kagan K.G., Samoilenko A.Yu. (2020). Experience in applying modern methods of hydrodynamic studies of wells in an open hole. *Scientific and practical conference of the journal "Neftyanoe Khozyaystvo": Coll. papers*. Moscow, pp. 188–196. (In Russ.)
- Nikanorova M.A., Kalinin E.N., Shapovalov M.Yu., Korolev E.S., Shadchnev N.A., Babinov K.Yu. (2023). Refinement of the geological model of Jurassic deposits accounting the results of stochastic inversion and facies modeling. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 57–64. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.8>
- Shapovalov M.Yu., Khamitullin I.M., Shakirov R.R., Filippova K.E., Bregida A.A. (2023). Reservoir characterization in coastal-continental environment of the Jurassic complex based on seismic data inversion. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 49–56. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.7>
- Zhemchugova V.A. (2014). Practical application of reservoir sedimentology in modeling hydrocarbon systems. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 344 p. (In Russ.)

### About the Author

*Gleb V. Kazantsev* – Group Leader, NOVATEK NTC  
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation

*Manuscript received 2 July 2024;  
Accepted 22 July 2024; Published 30 September 2024*