
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

ОСНОВАН В 2004 г.
ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

ЯНВАРЬ № 1 2025 МАРТ

УЧРЕДИТЕЛЬ ЖУРНАЛА

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

академик РАН М.И. Эпов

Ответственный секретарь

канд. физ.-мат. наук А.А. Дучков

Члены редколлегии:

д-р физ.-мат. наук Ю.П. Ампилов, д-р физ.-мат. наук И.О. Баяк, д-р физ.-мат. наук М.Л. Власов,
д-р геол.-мин. наук А.Ф. Глебов, чл.-к. РАН, д-р физ.-мат. наук В.Н. Глинских, д-р техн. наук
Г.Н. Гогоненков, д-р физ.-мат. наук М.С. Денисов, д-р техн. наук И.Н. Ельцов, д-р техн. наук
А.Ф. Еманов, д-р техн. наук А.П. Жуков, д-р техн. наук Ю.И. Колесников, чл.-к. РАН, д-р геол.-мин.
наук В.А. Конторович, чл.-к. РАН, д-р геол.-мин. наук Ю.И. Кулаков, д-р техн. наук Э.Е. Лукьянов,
чл.-к. РАН, д-р физ.-мат. наук П.С. Мартышко, д-р физ.-мат. наук Г.М. Митрофанов, чл.-к. РАН,
д-р физ.-мат. наук И.Б. Петров, д-р геол.-мин. наук Е.В. Поспеева, д-р геол.-мин. наук В.С. Селезнев,
д-р геол.-мин. наук В.Д. Суворов, д-р техн. наук А.П. Сысоев, д-р техн. наук Г.М. Тригубович,
д-р физ.-мат. наук В.А. Чеверда, д-р техн. наук Г.А. Шехтман

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Основан в 2004	Периодичность 4 раза в год	№ 1	Январь–Март 2025
----------------	-------------------------------	-----	---------------------

СОДЕРЖАНИЕ

Канзычаков К.А., Канакова К.И., Соловьев М.В. Сейсмогеологические особенности строения Рыбального нефтяного месторождения (Томская область)	4
Денисов М.С. Какую задачу и как решает алгоритм предсказывающей деконволюции с единичным интервалом прогнозирования	23
Космачева А.Ю., Федорович М.О., Фомин А.Н. Условия формирования залежей углеводородов Герасимовского месторождения (Томская область): бассейновое моделирование	43
Костащук Д.И., Митрофанов Г.М. Модельные эксперименты для выявления зависимостей сейсмических атрибутов от характеристик коллектора	59
Федорович М.О., Космачева А.Ю. Методический подход к прогнозу нефтегазоносности Чкаловского месторождения (Томская область) на основе комплексной интерпретации геолого-геофизической информации	78

НОВОСИБИРСК
ИНГГ СО РАН
2025

RUSSIAN JOURNAL OF GEOPHYSICAL TECHNOLOGIES

Founded in 2004	Quarterly	No 1	January–March 2025
-----------------	-----------	------	-----------------------

CONTENTS

Kanzychakov K.A., Kanakova K.I., Solovev M.V. Seismic and geological features of the Rybalny oil field structure (Tomsk region)	4
Denisov M.S. What problem and how does the spiking deconvolution algorithm solve	23
Kosmacheva A.Yu., Fedorovich M.O., Fomin F.N. Conditions of hydrocarbon formation in the Gerasimov field (Tomsk region): basin and petroleum system modeling	43
Kostashchuk D.I., Mitrofanov G.M. Model experiments to identify relationships between seismic attributes and reservoir characteristics	59
Fedorovich M.O., Kosmacheva A.Yu. Methodological approach to predicting oil and gas occurrence in the Chkalov field (Tomsk region) according to comprehensive interpretation of geological and geophysical information	78



СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ РЫБАЛЬНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Кирилл Александрович Канзычаков¹, Ксения Игоревна Канакова^{2,✉}, Максим Владимирович
Соловьев³

^{1,2,3}Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия,

^{1,2,3}Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,

630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

¹k.kanzychakov@g.nsu.ru, <https://orcid.org/0009-0005-8109-8197>

²KanakovaKI@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0007-8920-0103>

³SolovevMV@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0004-5279-0697>

Аннотация. Работа посвящена изучению особенностей геологического строения юрских отложений Рыбального нефтяного месторождения, находящегося в Томской области. Фактическим материалом для исследования послужили данные 2D, 3D сейсморазведки и материалы глубокого бурения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. На месторождении продуктивны отложения горизонта Ю₁, формировавшиеся в переходной области седиментогенеза, а также песчаные пласты верхней подсвиты тюменской свиты, кроме того выявлены предпосылки для формирования залежей углеводородов в пластах нижнего мела.

Ключевые слова: сейсмическая интерпретация, каротаж, сеточная модель, моделирование волновых полей, картопостроение, геологическая модель

Финансирование: работа выполнена в рамках научной темы FWZZ-2022-0009 «Цифровые геолого-геофизические модели и оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Арктической зоны Сибири и республики Саха (Якутия); усовершенствование геолого-геофизических методов исследований» Государственной программы ФНИ, а также с привлечением средств гранта, предоставленного Новосибирскому государственному университету для реализации программы стратегического академического лидерства Приоритет-2030.

Для цитирования: Канзычаков К.А., Канакова К.И., Соловьев М.В. Сейсмогеологические особенности строения Рыбального нефтяного месторождения (Томская область) // Геофизические технологии. 2025. № 1. С. 4–22. doi:10.18303/2619-1563-2025-1-4.

SEISMIC AND GEOLOGICAL FEATURES OF THE RYBALNY OIL FIELD STRUCTURE (TOMSK REGION)

Kirill A. Kanzychakov¹, Kseniya I. Kanakova^{2,✉}, Maksim V. Solovev³

^{1,2,3}Novosibirsk State University, Pirogova Str., 1, Novosibirsk, 630090, Russia,

^{1,2,3}Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Koptug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

¹k.kanzychakov@g.nsu.ru, <https://orcid.org/0009-0005-8109-8197>

²KanakovaKI@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0007-8920-0103>

³SolovevMV@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0004-5279-0697>

Abstract. The work is devoted to the study of the geological structure features of the Jurassic deposits of the Rybalny oil field located in the Tomsk region. The base for the study was 2D, 3D seismic survey data and deep drilling materials from

exploration and production wells. Deposits of the J₃ formed in the transitional region of sedimentogenesis, as well as sand layers of the upper subformation of the Tyumen Formation, are productive there. In addition, we assume that deposits of hydrocarbons may be detected in the Lower Cretaceous sediments.

Keywords: seismic interpretation, well logging, grid model, wave field modeling, gridding, geological model

Funding: the work was carried out within the framework of the scientific topic FWZZ-2022-0009 “Digital geological and geophysical models and oil and gas potential assessment of sedimentary basins of the Arctic zone of Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia); improvement of geological and geophysical research methods” of the State Program for Fundamental Scientific Research. The study was supported by the grant for the implementation of the strategic academic leadership program “Priority 2030” in Novosibirsk State University.

For citation: Kanzychakov K.A., Kanakova K.I., Solovov M.V. Seismic and geological features of the Rybalny oil field structure (Tomsk region) // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2025. No. 1. P. 4–22. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2025-1-4.

ВВЕДЕНИЕ

На текущем этапе развития минерально-сырьевой базы в Западной Сибири, когда экономически целесообразными стали поиски и разведка средних и мелких по объему запасов месторождений, иногда требуется почти индивидуальный подход к территории исследований. Вместе с тем геологоразведочная практика накапливает набор сценариев, которые могут быть полностью или частично применимы к другим объектам. Данные обстоятельства делают весьма актуальными детальные исследования месторождений, находящихся на стадии промышленной эксплуатации и обеспеченных большим объемом и высоким качеством фактического материала. В данной работе рассмотрено Рыбальное нефтяное месторождение, расположенное на юго-западе Томской области, основные запасы на месторождении приурочены к отложениям горизонта Ю₁, помимо этого притоки углеводородов получены из песчаных пластов тюменской свиты.

СТРУКТУРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

В основу работы были положены данные сейсморазведочных работ 2D 2362.7 км и площадной съемки (3D) площадью 549.8 км², материалы глубокого бурения по 86 скважинам, из них 38 поисковых, 7 разведочных, 41 эксплуатационная. Изученность бурением в районе исследований неравномерная, например, в пределах Рыбальной структуры пробурено около 50 скважин на площади около 42 км², а на периферии – оставшиеся 36 скважин на площади около 507.5 км².

В процессе работы были выполнены структурные построения по основным сейсмическим отражающим горизонтам: Ф₂ (кровля палеозойских отложений), I^{a2} (У₆, тюменская свита), II^a (подшва баженовской свиты), III (кошайская пачка киялинской свиты), IV (кровля кузнецовской свиты).

Из анализа структурных планов отражающих горизонтов Ф₂ (рис. 1), I^{a2} (рис. 2), II^a (рис. 3) можно сделать вывод, что поднятия в рельефе баженовской свиты сформированы над контрастными выступами фундамента. На структурной карте по кровле доюрского комплекса в центральной части наблюдается система сближенных куполовидных поднятий, включающая Лосино-Ярскую, Юбилейную и Рыбальную структуры, оконтурены они по изогипсе –2590 м, амплитуда объединенной структуры 295 м. Западнее располагается Лугинецкое куполовидное поднятие и примыкающее Калганакское, также оконтуренные на абсолютной отметке –2590 м, амплитуда 276 м.

На протяжении всего мезозоя территория в целом развивалась унаследовано, поэтому структурные карты по отражающим горизонтам Ф₂, II^a и I^{a2} практически идентичны (см. рис. 1–3).

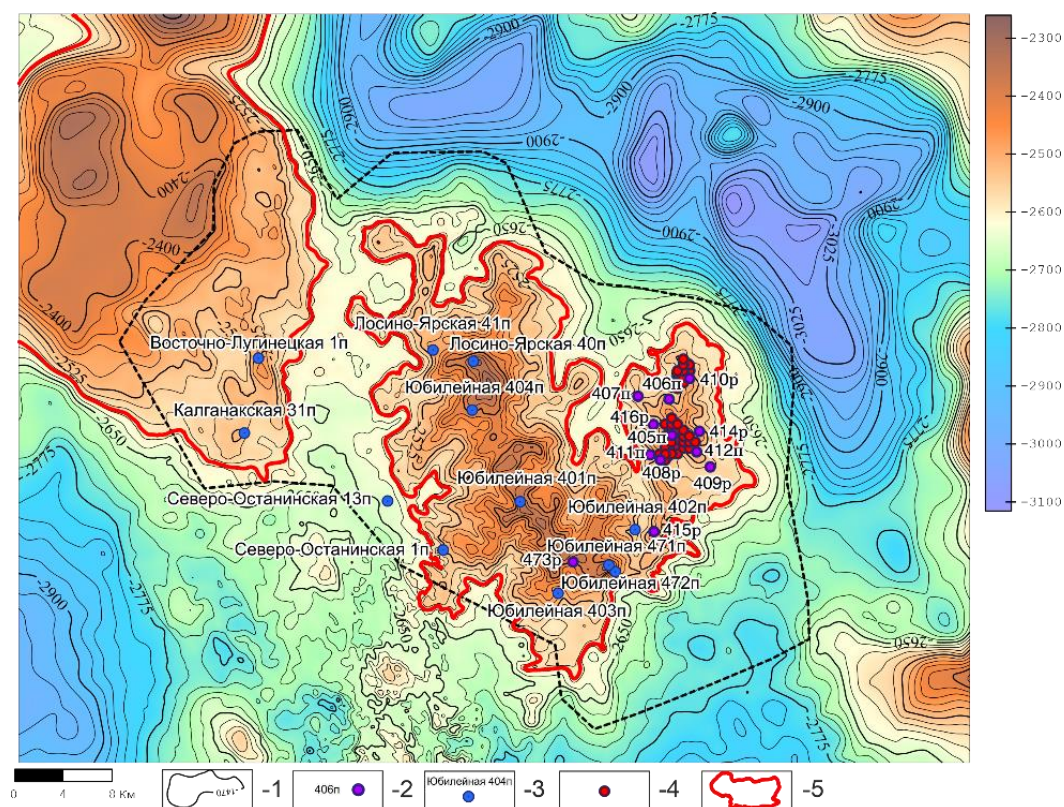


Рис. 1. Структурная карта Рыбальского месторождения по отражающему горизонту Φ_2 (кровля палеозойских отложений): 1 – изогипсы подошвы баженовской свиты; 2 – поисковые и разведочные скважины; 3 – поисковые скважины; 4 – эксплуатационные скважины; 5 – оконтуривающая изогипса.

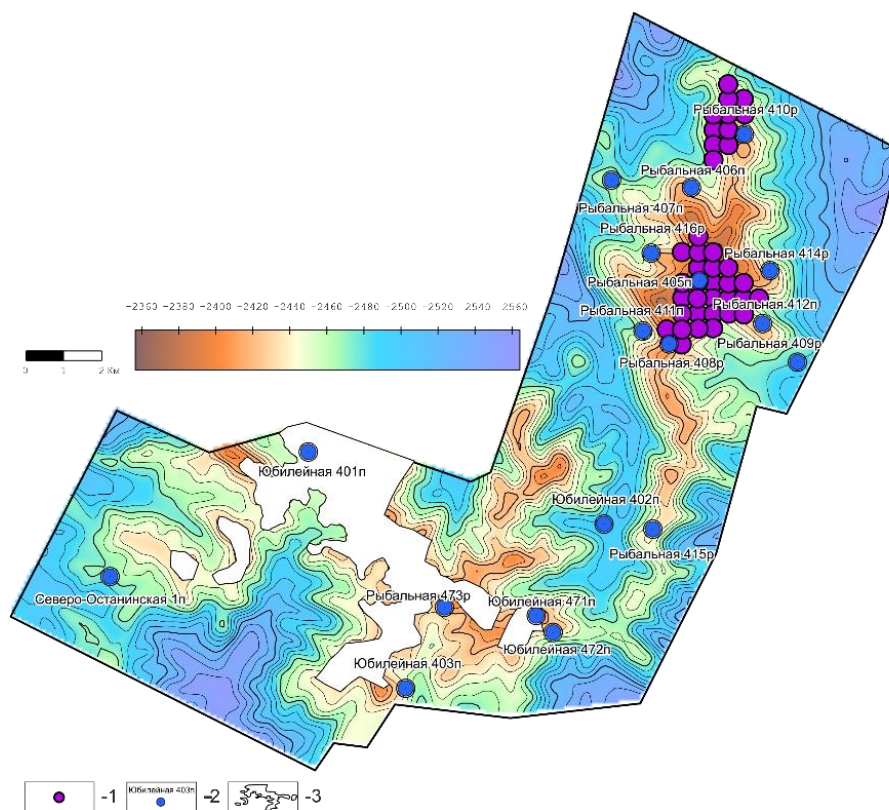


Рис. 2. Структурная карта Рыбальского месторождения по отражающему горизонту I_{a2} (кровля палеозойских отложений): 1 – эксплуатационные скважины; 2 – поисковые и разведочные скважины; 3 – отсутствие горизонта I_{a2} .

В структурном плане отражающего горизонта Ia^2 (см. рис. 2) наблюдается зона отсутствия отложений в пределах Юбилейной структуры, что свидетельствует о том, что часть региона находилась в области денудации. Рыбальная структура оконтуривается на отметке -2454 м, амплитуда 94 м.

В структурном плане отражающего горизонта II^a (см. рис. 3) в центральной части территории исследования наблюдается куполовидное поднятие сложной формы, объединяющее Юбилейную и Лосино-Ярскую структуры, оконтуренное на абсолютной отметке -2327 м, амплитуда поднятия 96 м. Структура вытянута в северо-северо-западном направлении, имеет дендритообразную форму.

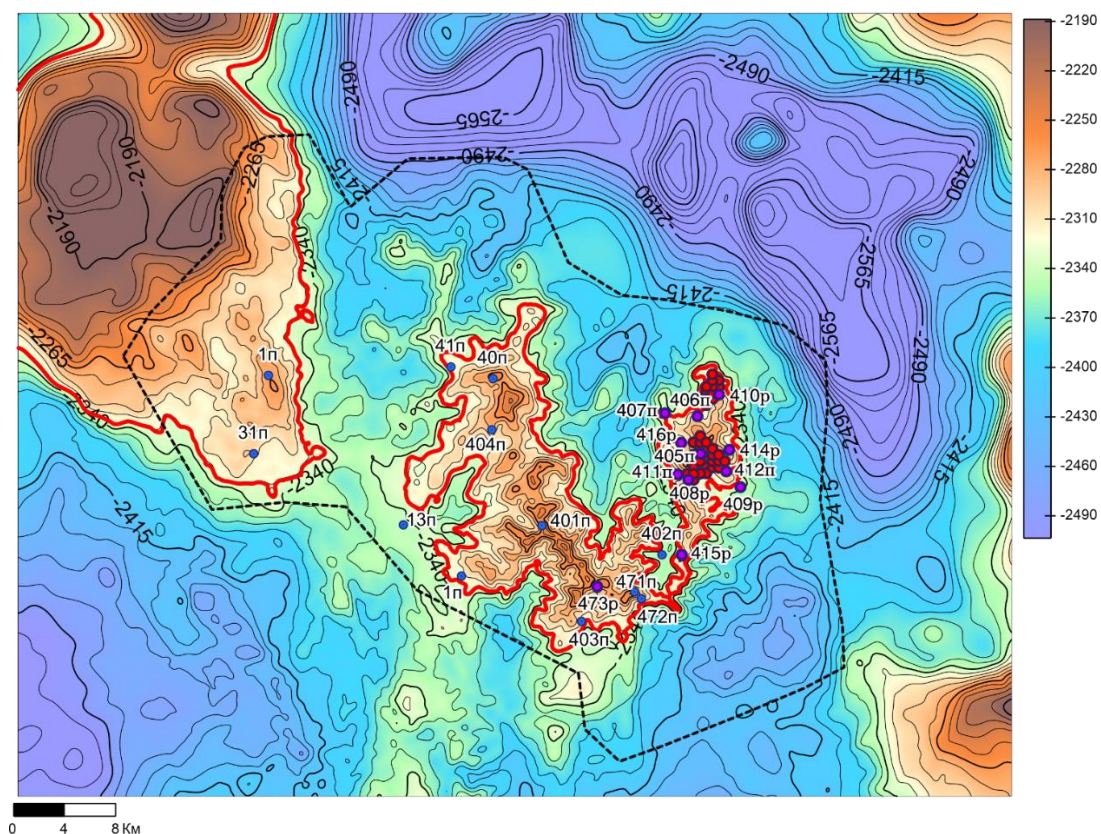


Рис. 3. Структурная карта Рыбального месторождения по отражающему горизонту II^a (подошва баженовской свиты). Усл. обозн. см. на рис. 1.

Поскольку основные запасы углеводородов на изучаемом объекте сосредоточены в верхнеюрских пластах, важно проанализировать изменение рельефа баженовской свиты в течение геологической истории вплоть до современного структурного плана (рис. 4). На рисунке 4, А видно, что уже к апту структура имела схожие с современными очертания, однако площадь ее была существенно больше, Рыбальная и Юбилейная структуры не были обособлены и оконтуривались единой изогипсой. К турону (см. рис. 4, Б) северо-западная часть структуры отстает в росте, что приводит к уменьшению общей площади, плюс Рыбальная структура обособливается от Юбилейной. И лишь в посттуронское время происходит перераспределение площадей структур, вследствие воздымания южной части Рыбального купола, что приводит к увеличению амплитуды и площади Рыбальной структуры. Отметим контрастность палеорельефа в пределах исследуемого объекта: в туроне Рыбальная структура оконтуривается на отметке 1780 м, это существенно выше, чем структуры в сопредельных территориях. Баженовская свита, которая является источником углеводородов на исследуемой площади, к турону уже вошла в главную зону

нефтеобразования, но судя по отметкам палеоглубин, основной процесс генерации начался позже и продолжается по настоящее время. Таким образом, процессы окончательного формирования и заполнения верхнеюрских ловушек совпали по времени.

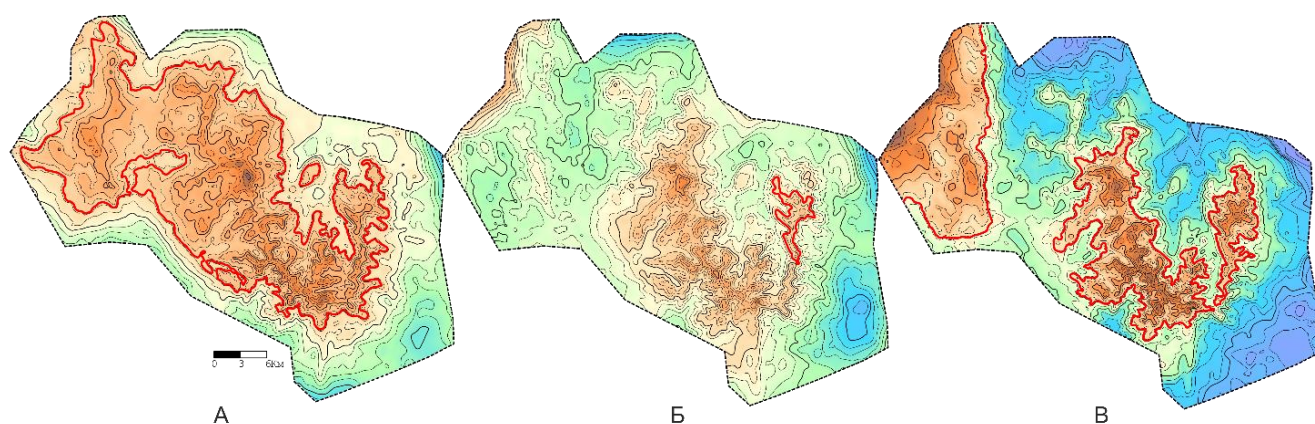


Рис. 4. Сопоставительный материал: А – карта изопахит титон-аптских отложений; Б – карта изопахит титон-туронских отложений; В – структурная карта по отражающему горизонту II^а.

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ГОРИЗОНТА Ю₁

Как уже было отмечено, в исследуемом районе сокращена мощность юрских отложений. Разрез осадочного чехла начинается с отложений тюменской свиты, причем даже угольный пласт У₆ развит не повсеместно. Над тюменской свитой, имеющей континентальный генезис, залегают отложения васюганского горизонта, который на юго-западе Томской области представлен васюганской и наунакской свитами, латерально замещающими друг друга. Васюганская свита имеет мелководно-морской генезис, наунакская – континентальный [Шурыгин и др., 2000; Решение... 2004]. Отложения исследуемой территории формировались в переходной зоне осадконакопления и не соответствуют в полной мере ни одной из данных свит. В плане палеогеографии это выражается в пестром наборе обстановок осадконакопления, которые часто сменяли друг друга ввиду колебания уровня моря и миграции береговой линии. В подобных регионах формируются наиболее сложные коллекторы, для которых характерны существенные литологические неоднородности и изменчивость ФЕС.

Стоит отметить, что в данном районе по ГИС не выделяется нижневасюганская подсвита, весь васюганский горизонт расчленяется на три пачки: подугольную, межугольную и надугольную. Такой разрез характерен для регионально распространенной зоны субмеридионального простирания и рассматривается в работах ряда исследователей [Конторович и др., 2006; Вакуленко, Рыжкова, 2011; Вакуленко и др., 2011; Жилина, 2015; Бурлева и др., 2017]. Нижняя подугольная толща объединяет пласты Ю₁⁴, Ю₁³, имеющие мелководно-морской генезис. Причем, если в районах распространения классического разреза васюганской свиты пласты Ю₁⁴, Ю₁³ соответствуют регрессионному этапу, следующему за событийной батской трансгрессией, то в данном районе для пласта Ю₁⁴ это неочевидно ввиду отсутствия подстилающих глубоководных отложений. Средняя – межугольная – пачка имеет континентальный генезис и представлена чередованием локально развитых песчаных пластов с аргиллитом-алевролитовыми разностями. Надугольная пачка в классическом разрезе васюганской свиты включает в себя два песчаных пласта Ю₁¹, Ю₁², однако на данной территории над угольными пластами выделяется

только один песчаный пласт. Вероятно, континентальные обстановки, ассоциированные с межугольной пачкой, существовали дольше, чем в сопредельных территориях в силу расположения в пределах контрастной положительной структуры. Иными словами, Рыбальная площадь могла быть неким островом в момент накопления пласта Ю¹² по периферии.

ВЫДЕЛЕНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ТИПОВ В РАЗРЕЗЕ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Межскважинная корреляция осуществлялась в модуле GISWell [Канаков и др., 2022; [КРАТОН | Цифровая платформа](#)], разработанном в ИНГГ СО РАН совместно с НГУ. По выделенным граничным значениям для основных литотипов было проведено автоматическое литологическое расчленение юрского разреза Рыбальной и Юбилейной площадей (рис. 5).

Для корреляции использовались кривые: МПЗ, МГЗ в 17 скважинах; ПС в 18 скважинах; БК в 53 скважинах; ГК в 57 скважинах; НК в 57 скважинах; АК в 48 скважинах; ГГКП в 43 скважинах; ИК в 55 скважинах; лабораторные исследования пористости в 21 скважине; лабораторные исследования проницаемости в 21 скважине; описания керна из 15 скважин.

Начальный этап включал анализ описаний кернового материала для дальнейшей привязки керн-ГИС, далее были рассмотрены четыре типа пород юрского разреза исследуемой территории: аргиллиты, алевролиты, угли и песчаники. Базируясь на описаниях керна, были выделены граничные значения кривых ГИС для каждого литотипа (см. рис. 5).

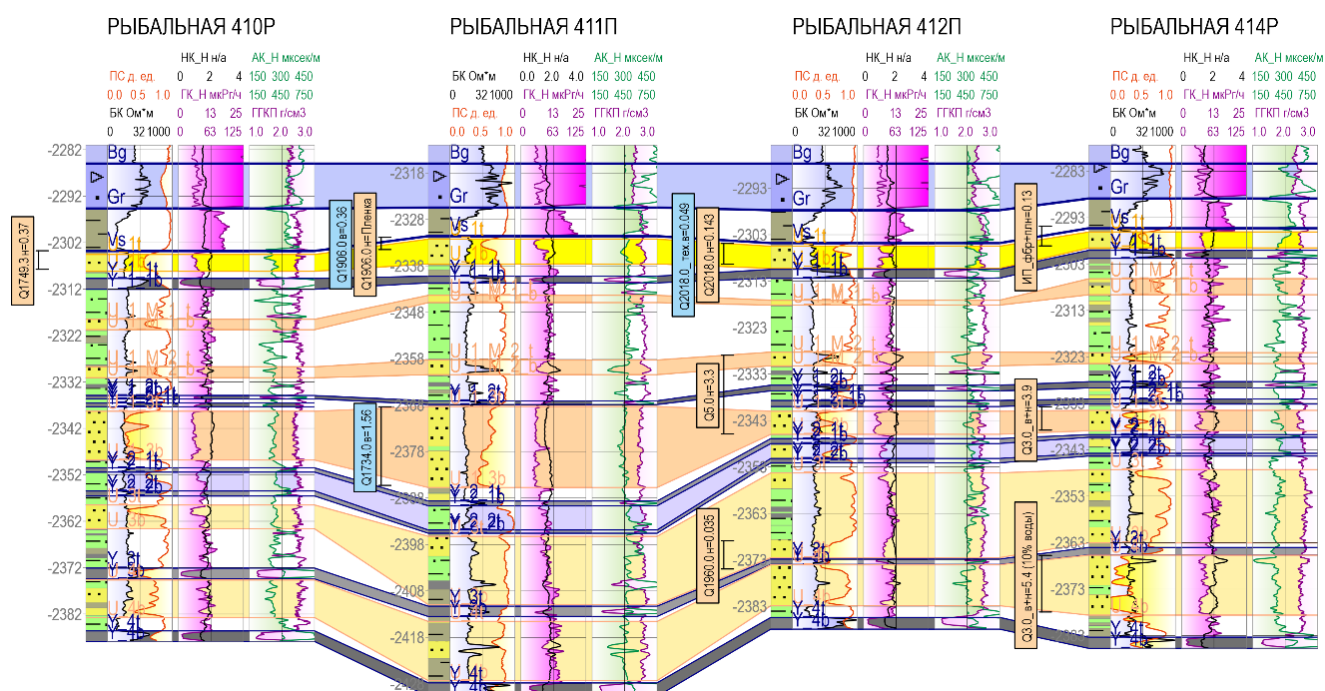


Рис. 5. Корреляционная схема средне- и верхнеюрских отложений.

Анализируя корреляционные схемы, можно увидеть, что верхневасюганская подсвета распространена на всей территории исследования, надугольная, межугольная и подугольная пачки надежно выделяются по данным каротажа ПС, БК, АК, ГК и ГГКП.

Подугольная пачка представляет собой в ряде случаев объединенные песчаные пласты Ю¹³⁻⁴, с прослоями алевролитов, причем мощность общего пласта значительно уменьшается (от 11–18 м

в скв. 410р и 411п до 4–6 м в скв. 412п и 414р) к восточному склону Рыбальной структуры, что говорит о возможном развитии локального песчаного тела по западной периферии поднятия.

В составе континентальной межугольной пачки выделяются два песчаных пласта, один ближе к кровле, другой – к подошве пачки (см. рис. 5). Пласты обособлены друг от друга на всей территории и, вероятно, не имеют гидродинамической связи.

Накопление надугольной пачки соответствует началу киммеридж-волжской трансгрессии. Отложения относятся к прибрежным с приливными каналами и межбаровыми лагунами [Барабошкин, 2007]. Пласт Ю₁¹ распространен на всей территории, однако мощность его существенно меньше, чем на приграничных территориях [Канакова и др., 2022], что опять-таки обусловлено гипсометрическим уровнем палеоструктурного плана.

Задача построения набора структурных карт для тонкослоистого разреза не является тривиальной. Максимальная опора должна быть на результаты корреляции ОГ на сейсмических разрезах и кубах, но в условиях, когда мощность песчаного пласта 5–10 м, а мощность одной фазы отраженной волны – 15–20 мс, разрешающая способность сейсморазведки не позволяет получить геометрию осадочных тел напрямую с сейсмических данных.

В научных и производственных работах для подобных целей, как правило, используют статистические зависимости. Наиболее надежный вариант – нахождение взаимосвязей между эффективными толщинами песчаных пластов и параметрами волнового поля, однако наличие в кровле юрских отложений мощной баженовской свиты, обладающей аномальными акустическими свойствами, существенно усложняет динамический анализ сейсмических данных для верхнеюрских отложений [Конторович, 2002]. Вследствие этого зачастую приходят к построению карт толщин и эффективных толщин через их зависимости от толщин более крупных сейсмостратиграфических комплексов, ограниченных надежными отражающими горизонтами. Такой подход абсолютно справедлив в условиях унаследованного развития территории и выдержанности пластов по латерали, когда их мощности определяются, главным образом, палеорельефом. В ситуации же, когда речь идет о переходной области седиментогенеза, распределение мощностей обусловлено, в первую очередь, палеогеографией и разнообразием фациальных обстановок.

Стандартный метод линейных регрессий для построения прогнозных карт толщин имеет на территории исследования низкие значения коэффициентов детерминации (до 0.38), соответственно точность построений крайне низка [Методические рекомендации..., 2003].

В связи с этим для построения прогнозных карт использовался плагин структурного моделирования, разработанный в НГУ и внедренный в программное обеспечение КРАТОН. Работа плагина основывается на методе многомерных регрессионных сплайнов, каждой изохронной геологической поверхности присваивается некоторое неизменное значение трехмерного поля, причем данные значения стратиграфически упорядочены [Лапковский и др., 2024]. Данные пластопересечений представлены точечными значениями функции трех переменных. Затем при аппроксимации создается представление этой функции во всей области, а границы стратиграфических тел вычисляются как изоуровневые поверхности этой трехмерной функции. Причем все границы совместно учитываются при создании модели, что обеспечивает точность всей конструкции (слои не могут пересекаться) и обоснованность модели. Для метода используются стратиграфически привязанные карты t_0 для любого количества отражающих горизонтов. Таким образом согласованная модель строится для пространства с

тремя измерениями: координатами, значением стратиграфического параметра и значением t_0 , которое вычисляется для любой точки [Лапковский и др., 2024]. В результате создания согласованной модели есть возможность получать не только структурные карты, но и карты толщин даже маломощных пластов.

В рамках данных исследований для создания карт толщин перспективных горизонтов были использованы карты времен двойного пробега для следующих отражающих горизонтов: Φ_2 , $У_6$ и II^a ; в скважинах выделены основные продуктивные пласты-коллекторы изучаемой территории: $Ю_1^1$, $Ю_1^M$, $Ю_1^{3-4}$, $Ю_3$, $Ю_4$, задан квадратичный тип сплайна, введены ограничения скоростей (минимальная – 1000 м/с, максимальная 4000 м/с) и задана умеренная степень сглаживания.

Контроль качества построений осуществлялся слепым тестированием, путем исключения произвольных скважин из обучающей выборки.

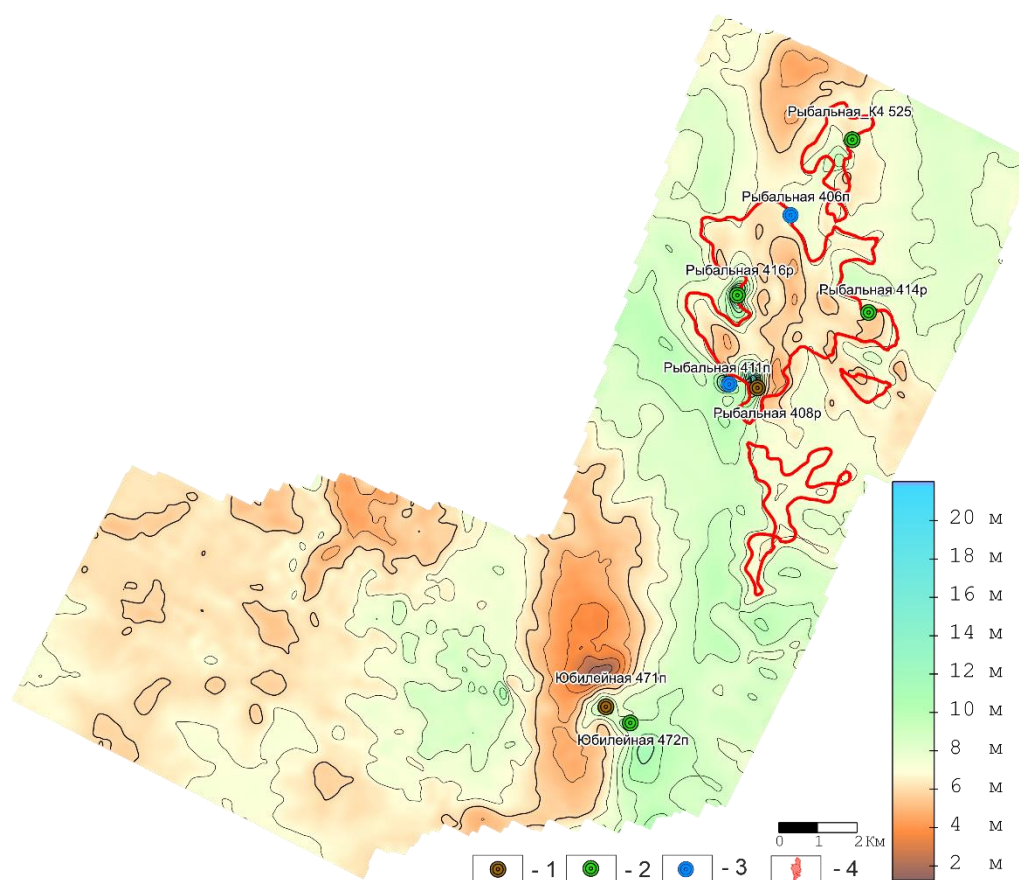


Рис. 6. Карта толщин пласта $Ю_1^{3-4}$: 1 – скважина с притоком нефти; 2 – скважина с притоком нефти и воды; 3 – скважина с притоком воды; 4 – предполагаемый контур ВНК.

Пласты $Ю_1^{3-4}$ имеют минимальную мощность на Юбилейном локальном поднятии до 7 м (рис. 6), а максимальную можно наблюдать в наиболее погруженных периферийных областях района исследований, где она достигает 15 м. Согласно результатам испытаний, предполагаемый ВНК располагается на отметке –2340 м. В пределах Юбилейной структуры тоже получены притоки нефти в скв. 471, что дает основание предполагать наличие залежи на данной территории, однако точность построений в данной зоне существенно ниже ввиду отсутствия дополнительных скважин.

Мощности пласта $Ю_1^{M1}$ составляют от 1.5 до 3.5 м (рис. 7). Несмотря на малую мощность, пласт выделяется во всех скважинах Рыбальной площади, испытан в скв. 408, где получен приток нефти с водой.

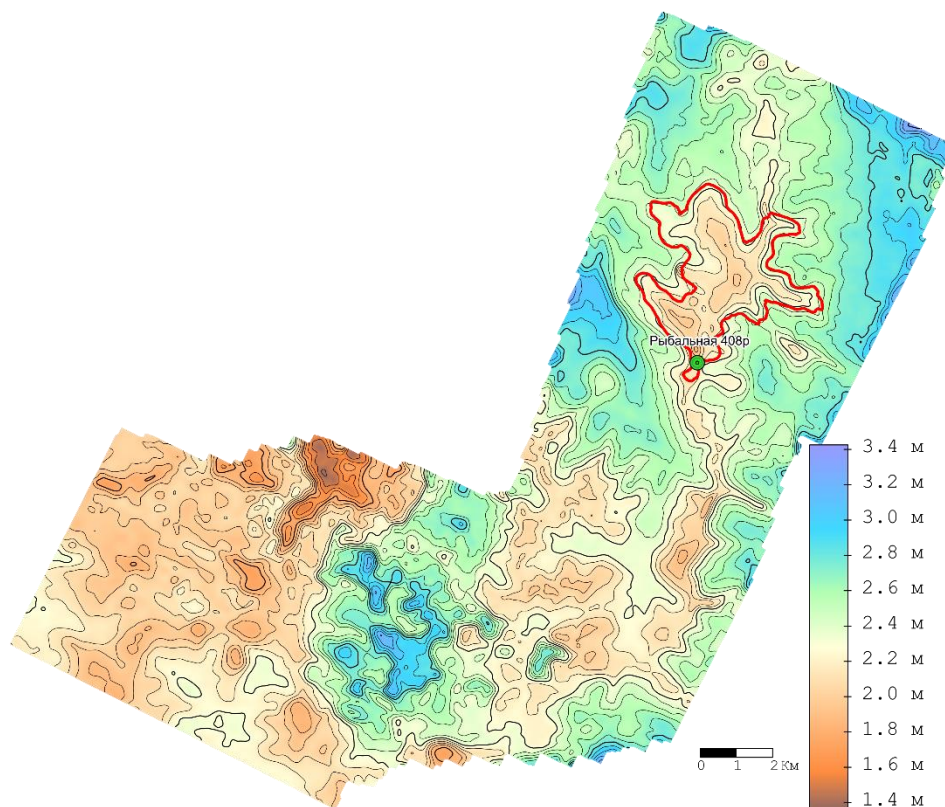


Рис. 7. Карта толщин пласта Ю₁^{М1}. Усл. обозн. см. на рис. 6.

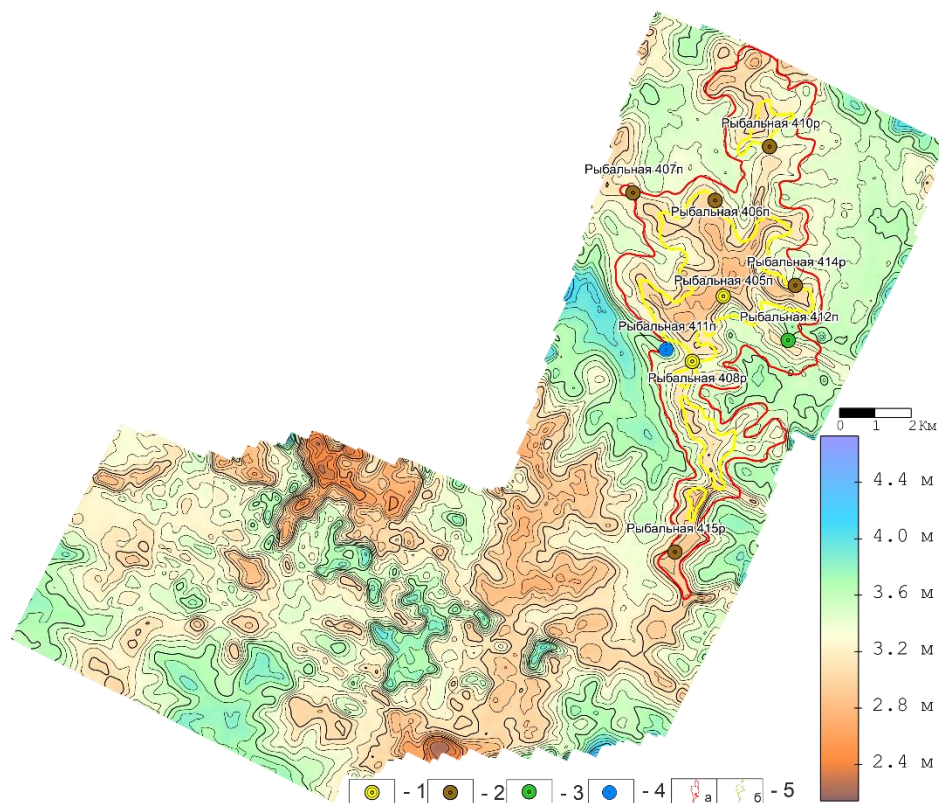


Рис. 8. Карта толщин пласта Ю₁¹: 1 – скважина с притоком газа; 2 – скважина с притоком нефти; 3 – скважина с притоком нефти и воды; 4 – скважина с притоком воды; 5 – предполагаемая граница: а – ВНК, б – ГНК.

Мощность пласта Ю₁¹ в среднем составляет около 5 м, на поднятиях уменьшается до 2 м (рис. 8). Данный пласт имеет повсеместное площадное распространение и высокую корреляцию с палеорельефом, является основным эксплуатационным объектом на месторождении. Помимо притоков нефти в ряде скважин получены притоки газа.

ТЮМЕНСКАЯ СВИТА

Поскольку на исследуемой территории притоки нефти помимо верхнеюрских резервуаров получены из пластов среднеюрского возраста, в работе рассмотрена верхняя подсвита тюменской свиты, мощность изучаемого интервала варьируется от 21 до 52 м. Подсвита развита на всей территории исследования, в ее состав входят песчаные пласты Ю₃, Ю₄, а также угольные пласты У₂, У₃, У₄. В качестве целевого интервала, на наш взгляд, целесообразно рассматривать пласт Ю₄, который имеет мощность от 6 до 21 м, наименьшие толщины закономерно наблюдаются в зоне палеоподнятий (рис. 9).

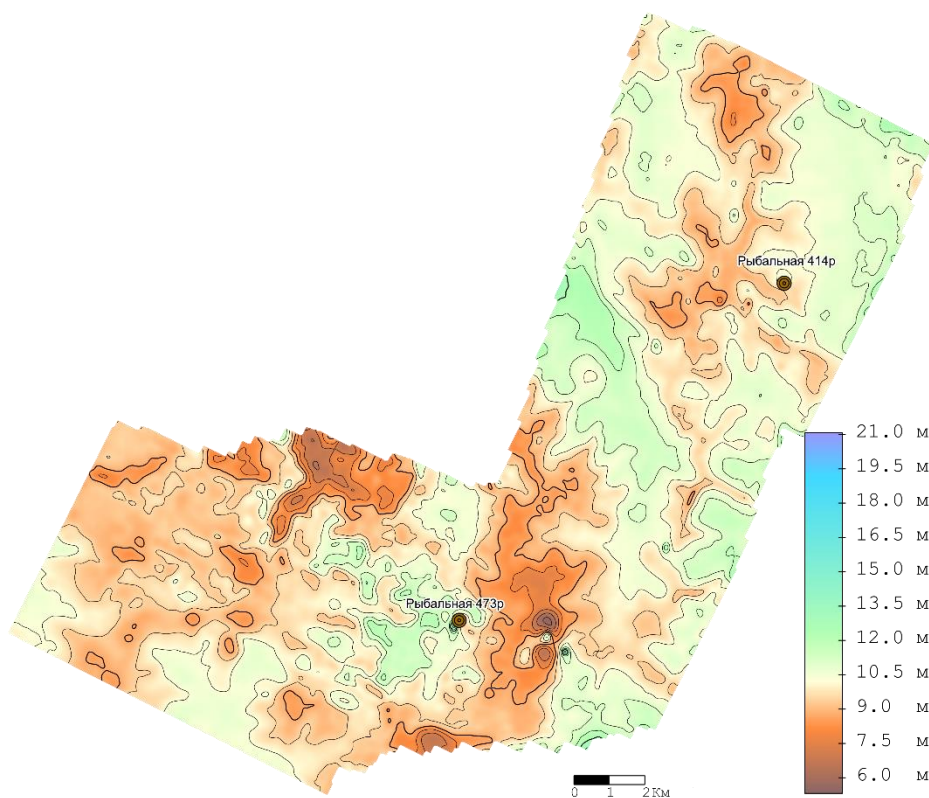


Рис. 9. Карта толщин пласта Ю₄. Усл. обозн. см. на рис. 8.

Поскольку отложения тюменской свиты накапливались в континентальных условиях, среди коллекторов должны преобладать тела аллювиального генезиса. С целью определения их пространственного распространения, помимо карты толщин, привлекались результаты динамического анализа. В числе прочего на данной территории для интервала верхней подсвиты тюменской свиты целесообразно исследовать распространение разрывных нарушений. Проанализировав сейсмические профили (рис. 10), можно заметить, что разрывные нарушения затухают на уровне угля У₆. По анализу сейсмических палеоразрезов (см. рис. 10), можно сделать вывод о том, что там могли формироваться грабенообразные структуры, по погруженным частям которых формировались речные отложения.

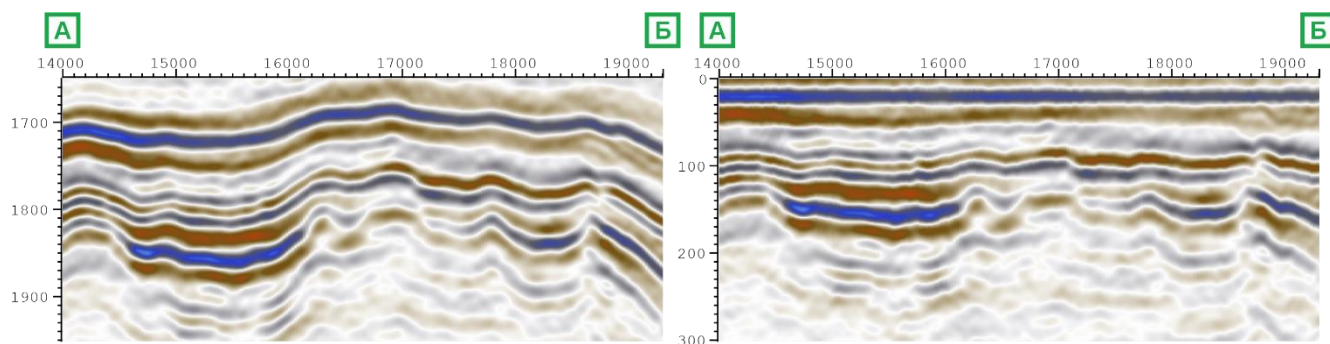


Рис. 10. Сейсмический разрез по профилю АБ (слева); палеоразрез по профилю АБ, выровненный по горизонту II^а (справа).

Анализ среза куба когерентности (рис. 11) позволяет выделить зону распространения разрывных нарушений и формирования грабенообразных структур на востоке Рыбальной площади. Стоит отметить, что данная зона согласуется с зоной увеличенных толщин пласта Ю₄.

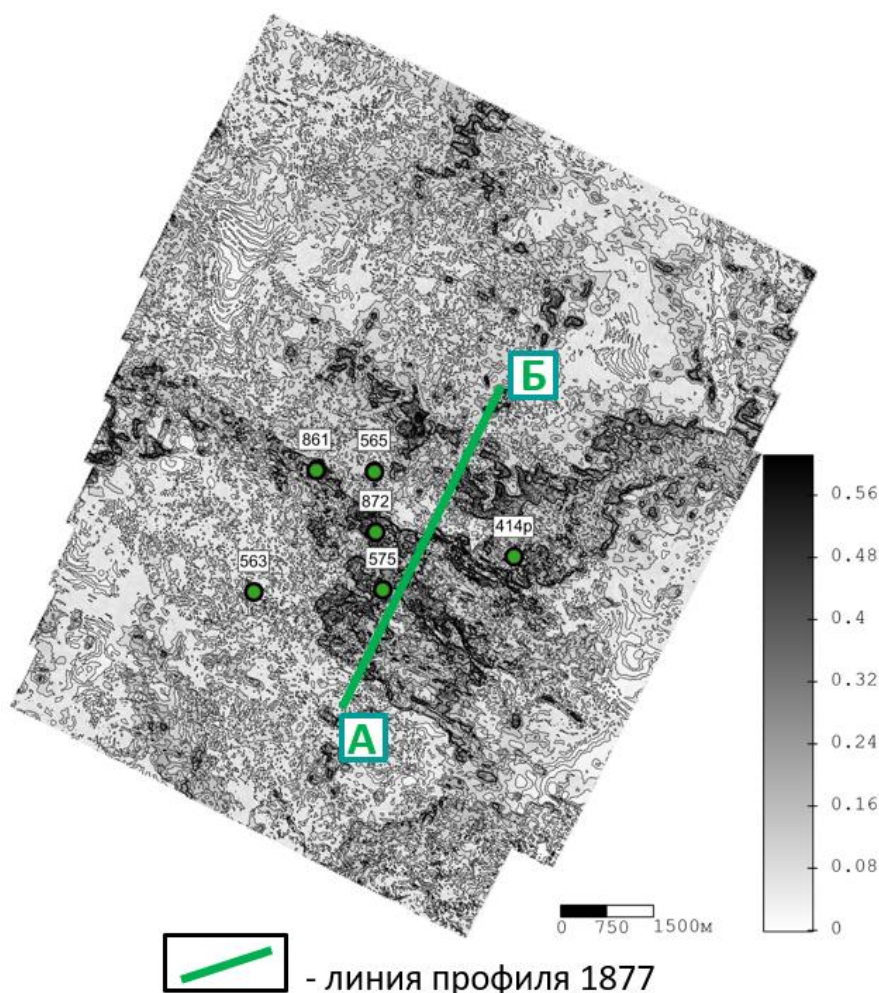


Рис. 11. Срез когерентности для горизонта II^а, с линией профиля АБ.

Анализ исследований керна и ГИС (рис. 12) подтверждает, что песчаники предположительно аллювиального генезиса наиболее развиты в «темных» областях среза когерентности (скв. 414р, 575, 861, 872).

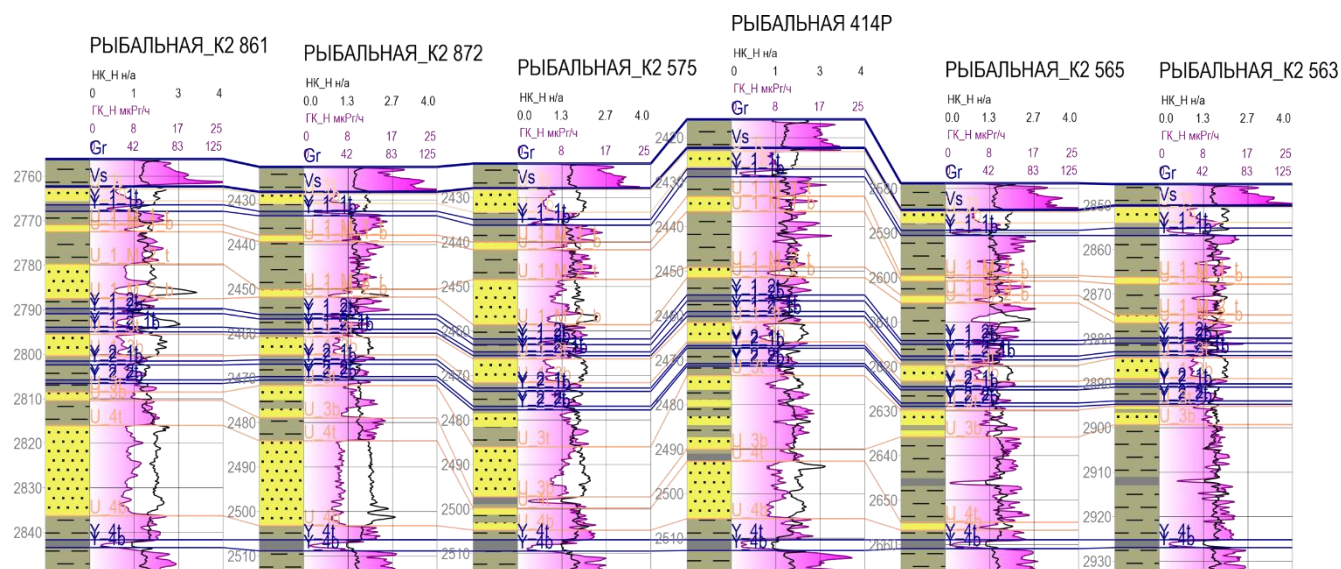


Рис. 12. Корреляционная схема среднеюрских отложений по скважинам Рыбального месторождения.

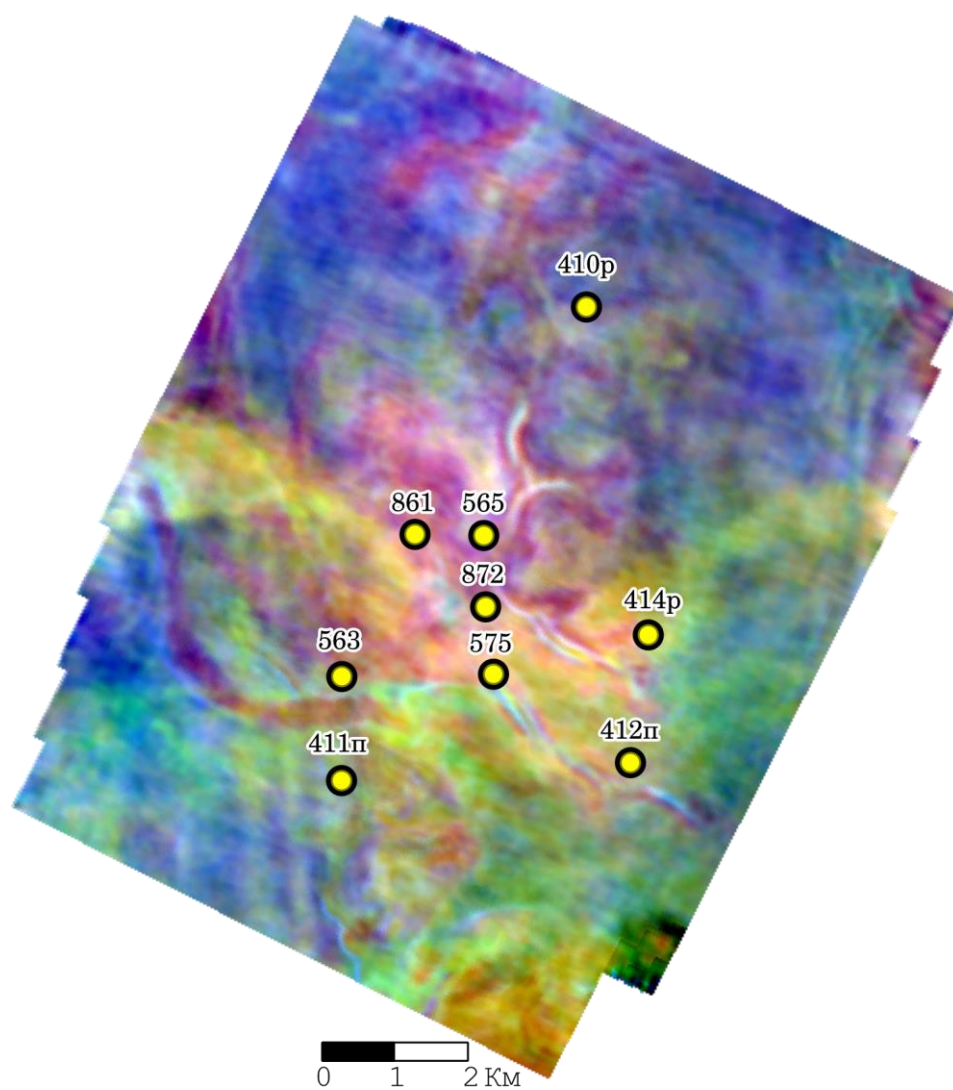


Рис. 13. RGB-срез частотной декомпозиции для частот 10, 20, 30 Гц, временное окно Y_2 – Y_6 .

Для анализа латеральных неоднородностей отложений тюменской свиты также использовался метод спектральной декомпозиции [Буторин, Краснов, 2017], в результате которого из исходного сейсмического куба с помощью оконного преобразования Фурье были выделены три компоненты разных частот (10, 20, 30 Гц) и построены амплитудные срезы в заданном временном окне, далее каждому из срезов присвоен цветовой канал (RGB) и проведено смешивание. Работа в данной методике основана на том, что физические параметры геологической среды по-разному влияют на затухание волн различного частотного диапазона, таким образом на RGB-срезе декомпозиции могут визуализироваться зоны геологических неоднородностей, такие как разрывные нарушения, осадочные и магматические тела, отличающиеся от окружающих отложений. На рисунке 13 приведен срез из временного окна Y_2 – Y_6 , на котором выделяется ряд контрастных зон. Часть из них соответствует разрывным нарушениям (см. рис. 13), кроме того выделяется серия объектов извилистой формы, которые могут соответствовать палеоканалам. Особый интерес вызывает зона, соответствующая желтому цвету и сопоставимая по распространению с зоной развития грабенообразных структур на срезе когерентности.

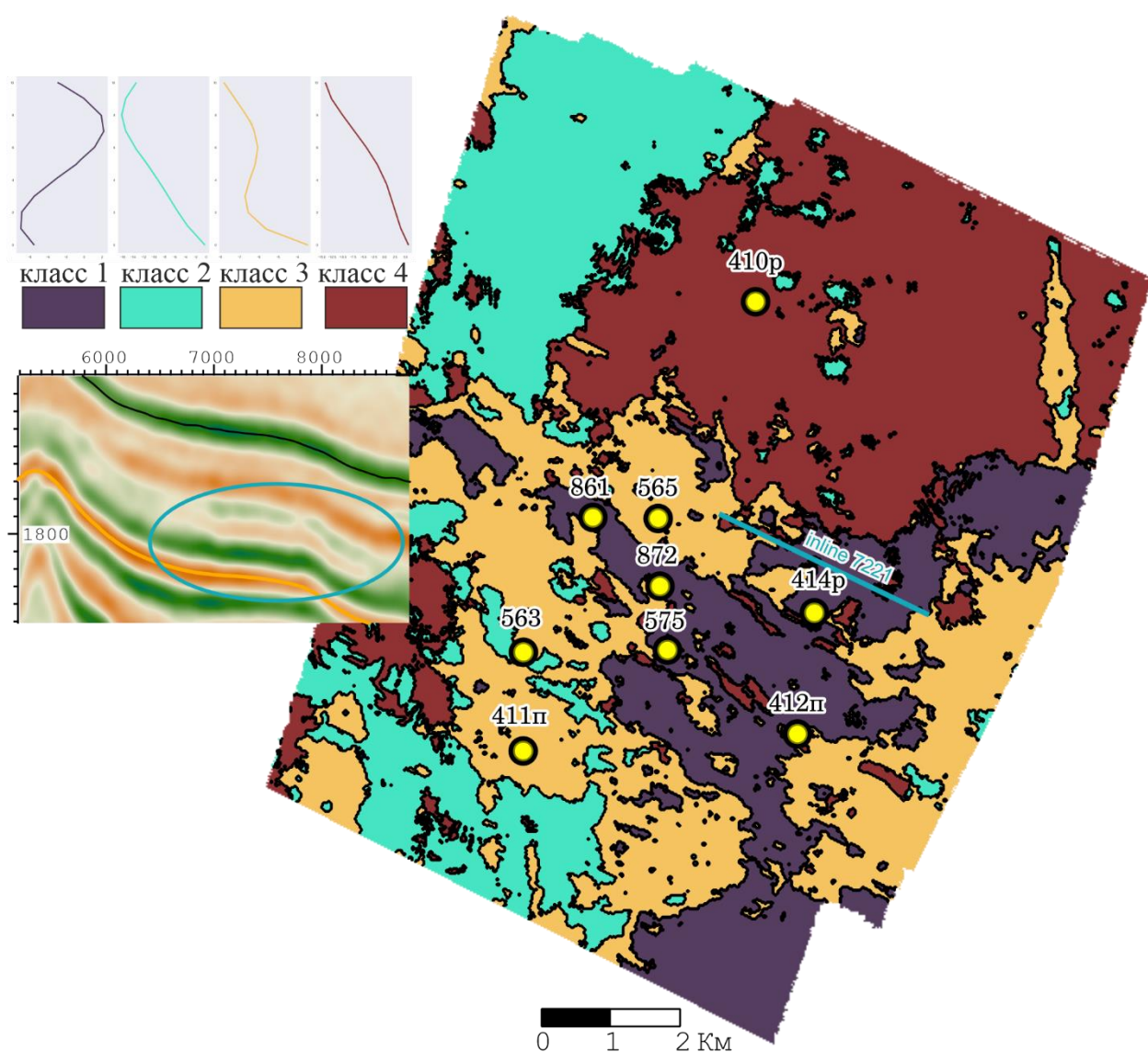


Рис. 14. Результат кластеризации по форме волнового поля в диапазоне Y_2 – Y_6 .

Для оконтуривания зоны, наиболее перспективной для развития коллекторов в отложениях верхней подсвиты тюменской свиты, был проведен сейсмофациальный анализ по форме волнового поля на основе алгоритма *k-means* в модуле автоматической интерпретации MLToolBox [Камашев, 2025]. Объем куба в интервале между пластами $У_2$ и $У_6$ был разделен на четыре класса (рис. 14). На рисунке также приведены обобщенные формы трасс – центроиды кластеров, можно заметить, что для классов 1 и 3 характерна усложненная форма центроида, с появлением дополнительного положительного экстремума. При визуальном анализе инлайнов и кросслайнов, пересекающим класс 1, эта зона отчетливо выделяется. Зона распространения классов 1 и 3 качественно соответствует зоне, выделенной по RGB-срезу и срезу когерентности, а анализ скважин показывает, что хороший коллектор в отложениях горизонта $Ю_4$ вскрыт во всех скважинах, пробуренных в пределах класса 1.

МЕЛОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Возвращаясь к анализу разрывных нарушений, стоит отметить, что по возрасту их можно разделить на три категории. Наиболее многочисленные разломы сформировались еще в предъюрский этап развития территории, в ходе формирования складчатых структур гетерогенного основания Западно-Сибирской плиты.

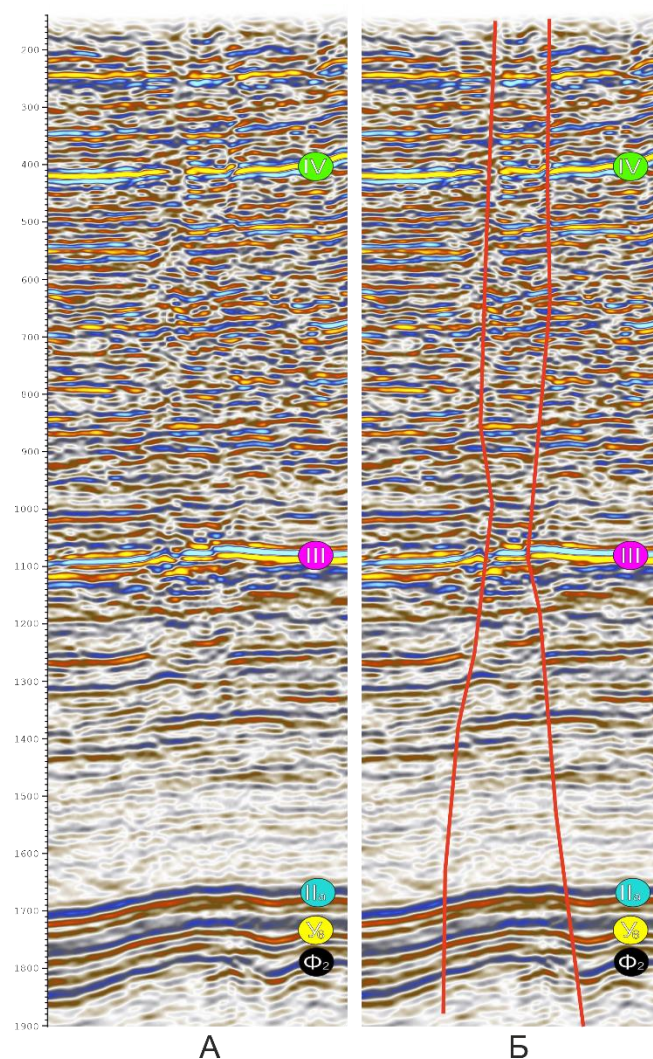


Рис. 15. Сейсмический разрез по профилю inline 7172 (А – исходный разрез, Б – с выделенными молодыми разрывными нарушениями).

Более молодые разломы, о которых шла речь выше, секут базальные горизонты осадочного чехла и, вероятно, повлияли на юрский палеорельеф. Самые молодые же и малочисленные дизъюнктивы нарушают синфазность всех отражающих горизонтов осадочного чехла, вплоть до верхней части разреза (рис. 15).

Такие разломы, в отличие от более древних, сформировались после заполнения юрских ловушек и, вероятно, могли служить каналами для миграции углеводородов вверх по разрезу. Данное обстоятельство дает возможность предположить наличие залежей углеводородов в меловых отложениях, этому же благоприятствует наличие положительных структур в меловых горизонтах и серии пластов коллекторов в составе тарской свиты (испытания пластов не проводились) (рис. 16). На территории западной Сибири выявлен ряд месторождений, на которых именно молодые кайнозойские разломы привели к формированию залежей углеводородов в неоме [Конторович и др., 2014]. Важно отметить, что наиболее крупные молодые разломы выделены на склоне Рыбальной структуры, таким образом они могли не полностью разрушить залежи в верхнеюрских отложениях, а лишь уменьшить их размеры.

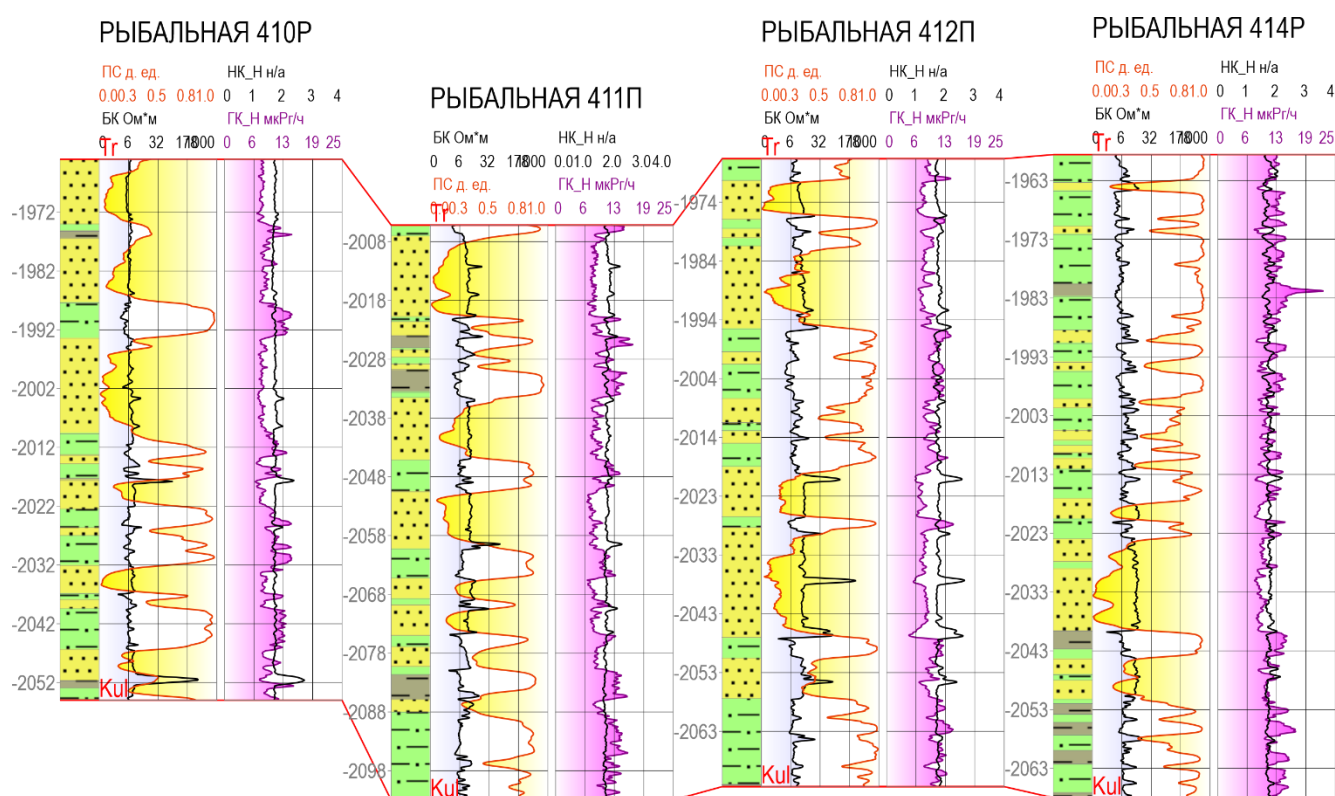


Рис. 16. Корреляционная схема нижнемеловых отложений по скважинам Рыбального месторождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приведем основные геологические особенности Рыбального месторождения. Большая их часть обусловлена тектоническим строением месторождения – поднятие в отложениях осадочного чехла сформировано над контрастным выступом гетерогенного доюрского основания, заметно выделяющимся на фоне сопредельных структур. Следствием такого положения служат, во-первых, сильно редуцированный разрез юрских отложений снизу, во-вторых, сокращенные мощности песчаных пластов мелководно-морского генезиса в составе верхнеюрских отложений, вплоть до отсутствия в разрезе пласта

Ю_{1–2}. Кроме того, высокое гипсометрическое положение палеоподнятия могло благоприятствовать процессам латеральной миграции углеводородов из баженовской свиты более погруженных территорий в песчаные пласты среднеюрского возраста. Поднятие, сформированное над выступом фундамента, сохраняло тенденцию к росту на протяжении всей геологической истории, что на ряде этапов сопровождалось дизъюнктивной тектоникой. Одна из генераций разрывных нарушений формирует грабенообразные структуры в толще отложений средней юры, которые, вероятно, были заполнены осадками аллювиального генезиса и с которыми сейчас могут быть связаны зоны развития улучшенных коллекторов пласта Ю₄. Молодые же разрывные нарушения могли служить каналами миграции углеводородов из юрских залежей вверх по разрезу, что вместе с наличием коллекторов в составе тарской свиты делает возможным предположить наличие залежей углеводородов в отложениях мела.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Барабошкин Е.Ю.** Практическая седиментология (терригенные коллекторы). Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2007. 154 с.
- Бурлева О.В., Вакуленко Л.Г., Дульцева О.В., Ян П.А.** Петрография и коллекторские свойства алевроито-песчаных пород горизонта Ю₁ (келловей – оксфорд) на юго-востоке Западной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2017. № 1 (29). С. 30–42. EDN:YSRYPL.
- Буторин А.В., Краснов Ф.В.** Сравнительный анализ методов спектральной инверсии волнового поля на примере модельных трасс // Геофизика. 2016. № 4. С. 68–76. EDN:WWXNBT.
- Вакуленко Л.Г., Рыжкова С.В.** Критерии выделения Васюганского и Наунакского типов разреза в составе Васюганского горизонта (Западная Сибирь) // Седьмые саксовские чтения (г. Новосибирск, 18–22 апреля 2011). Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. С. 46–50.
- Вакуленко Л.Г., Дульцева О.В., Бурлева О.В.** Строение и обстановки формирования Васюганского горизонта (верхи бата-оксфорд) на территории Александровского свода (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 2011. Т. 52, № 10. С. 1538–1556. EDN:OJTVXN.
- Жилина Е.Н.** Условия формирования и геометризация келловей-волжских природных резервуаров Лугинецкой зоны нефтегазоаккумуляции (Томская область): Дисс... канд. геол.-мин. наук (спец. 25.00.16). Томск: ТПУ, 2015. 180 с.
- Камашев А.М.** MLToolBox – модуль автоматической интерпретации сейсмических данных с помощью методов машинного обучения. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. № 2025610729. Опубликовано 14.01.2025. Бюл. № 1.
- Канаков М.С., Лапковский В.В., Конторович В.А., Канакова К.И., Шорохов Ю.С.** Программный комплекс интерпретации сейсмических и скважинных данных W-SEIS // Геофизические технологии. 2022. № 2. С. 77–91. doi:10.18303/2619-1563-2022-2-77. EDN:JAVOFJ.
- Канакова К.И., Аюнова Д.В., Ибрагимова С.М.** Условия формирования подугольной и надугольной пачек горизонта Ю₁ центральной и южной частей Пудинского мезоподнятия // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: Материалы XVIII международной научной конференции (г. Новосибирск, 18–20 мая 2022 г.). Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2022. Т. 2, № 1. С. 39–47. doi:10.33764/2618-981X-2022-2-1-39-47. EDN:HPEAON.

Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. 253 с.

Конторович В.А., Калинина Л.М., Бердникова С.А., Лапковский В.В., Поляков А.А., Соловьев М.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности келловей-волжских отложений Чузиско-Чижалпской зоны нефтегазонакопления // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 1. С. 4–11. EDN:HSNHOZ.

Конторович В.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Соловьев М.В. Влияние мезозойско-кайнозойских тектонических процессов на формирование Верхнеюрских и меловых залежей углеводородов в северной части Александровского свода // Геология и геофизика. 2014. Т. 55, № 5–6. С. 847–861. EDN:SMXAUU.

КРАТОН | Цифровая платформа. <https://craton.nsu.ru/>

Лапковский В.В., Конторович В.А., Канаков М.С., Канакова К.И. Инновационные решения при интерпретации сейсмических и скважинных данных на основе многомерных RBF сплайнов в ПО W-SEIS (модуль платформы КРАТОН) // ГеоЕвразия–2024. Геологоразведочные технологии: наука и бизнес: Тр. 7 междунар. геол.-геофиз. конф. выст. (Москва, 12–14 марта 2024 г.). Тверь: ПолиПРЕСС, 2024. Т. I. С. 247–251. EDN:POOZEK.

Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Ред. В.И. Петерсилье, В.И. Порожун, Г.Г. Яценко. М.–Тверь: ВНИГНИ/Тверьгеофизика, 2003. 250 с.

Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003). Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. 114 с.

Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Н., Девятков В.П., Ильина В.И., Меледина С.В., Гайдебурова Е.А., Дзюба О.С., Казаков А.М., Могучева Н.К. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал "ГЕО", 2000. 480 с.

REFERENCES

Baraboshkin E.Yu. Practical sedimentology (terrigenous reservoirs) (In Russ.). TPU Center for Professional Retraining of Oil and Gas Specialists, Tomsk, 2007. 154 p.

Burleva O.V., Vakulenko L.G., Dultseva O.V., Yan P.A. Petrography and reservoir properties of silty and sandy rocks of horizon Yu₁ (Calloviaian–Oxfordian) in the southeast of Western Siberia // Geology and Mineral Resources of Siberia. 2017. No. 1 (29). P. 30–42. (In Russ.).

Butorin A.V., Krasnov F.V. Comparative analysis of spectral inversion methods on the model data // Geofizika. 2016. No. 4. P. 68–76. (In Russ.).

Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the review and adoption of updated stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia, Novosibirsk, 2003 (In Russ.). SNIGGiMS, Novosibirsk, 2004. 114 p.

Kamashev A.M. MLToolBox – module for automatic interpretation of seismic data using machine learning methods: Certificate of state registration of a computer program. № 2025610729. Publ. 14.01.2025. Bul. No.1.

Kanakov M.S., Lapkovsky V.V., Kontorovich V.A., Kanakova K.I., Shorokhov Yu.S. Software package for interpretation of seismic and borehole data W-SEIS // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2022. No. 2. P. 77–91. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2022-2-77.

Kanakova K.I., Aunova D.V., Ibragimova S.M. Conditions for the formation of the subcoal and supracol units of the Yu₁ horizon in the central and southern parts of the Pudino mesouplift // Interexpo GEO-Siberia. Subsoil use. Mining. Directions and technologies of prospecting, exploration and development of mineral deposits. Economy. Geoecology: Proceedings of the XVIII International Scientific Conference (Novosibirsk, May 18–20, 2022). (In Russ.). INGG SB RAS, Novosibirsk, 2022. Vol. 2 (1). P. 39–47. doi:10.33764/2618-981X-2022-2-1-39-47.

Kontorovich V.A. Tectonics and oil and gas potential of the Mesozoic–Cenozoic deposits of the southeastern regions of Western Siberia (In Russ.). Publishing House SB RAS, GEO, Novosibirsk, 2002. 253 p.

Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Berdnikova S.A., Lapkovsky V.V., Polyakov A.A., Solov'ev M.V. Geological structure and prospects of oil and gas potential in the Callovian-Volga deposits of the Chuziksko-Chizhapskaya oil and gas accumulation zone // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2006. No. 1. P. 4–11.

Kontorovich V.A., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Solov'ev M.V. The effect of Meso–Cenozoic tectonic processes on the formation of Upper Jurassic and Cretaceous hydrocarbon pools in the north of the Aleksandrov Arch (West Siberia) // Russian Geology and Geophysics. 2014. Vol. 55 (5–6). P. 668–680. doi:10.1016/j.rgg.2014.05.010.

Lapkovsky V.V., Kontorovich V.A., Kanakov M.S., Kanakova K.I. Innovative solutions for interpreting seismic and borehole data based on multidimensional RBF splines in W-SEIS software (KRATON platform module) // GeoEurasia-2024. Geological exploration technologies: science and business: Proceedings of 7th Geol.-Geophys. Conf. Exhib. (Moscow, March, 12–14, 2024). 2024. Vol. I. P. 247–251. (In Russ.).

Methodological recommendations for calculating geological reserves of oil and gas by the volumetric method/ Eds: V.I. Petersil'e, V.I. Poroskun, G.G. Yatsenko (In Russ.). VNIGNI/Tvergeofizika, Moscow–Tver, 2003. 250 p.

Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Devyatov V.P., Ilyina V.I., Meledina S.V., Gaideburova E.A., Dzyuba O.S., Kazakov A.M., Mogucheva N.K. Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Jurassic system (In Russ.). Publishing House of SB RAS, GEO, Novosibirsk, 2000. 480 p.

Vakulenko L.G., Ryzhkova S.V. Criteria for separation Vasyugan and Naunak formation in Vasyugan horizon (Western Siberia) // Seventh Saks's Readings (Novosibirsk, April 18–22, 2011) (In Russ.). IPGG SB RAS, Novosibirsk, 2011. P. 46–50.

Vakulenko L.G., Dul'tseva O.V., Burleva O.V. Structure and depositional environment of the Vasyugan horizon (upper Bathonian–Oxfordian in the Aleksandrovskoe Arch area (West Siberia) // Russian Geology and Geophysics. 2011. Vol. 52 (10). P. 1212–1227. doi:10.1016/j.rgg.2011.09.012. EDN: PEEDIZ.

Zhilina E.N. Conditions of formation and geometrization of the Calloway-Volga natural reservoirs of the Luginetsky oil and gas accumulation zone (Tomsk region) (In Russ.). Tomsk, 2015. 180 p.

CRATON | Digital Platform. <https://craton.nsu.ru/>

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

КАНЗЫЧАКОВ Кирилл Александрович – магистрант Новосибирского государственного университета, инженер научно-образовательного центра “Газпромнефть-НГУ”. Основные научные интересы: динамическая и кинематическая интерпретация сейсмических данных, построение сейсмогеологических моделей, тестирование узкопрофильного программного обеспечения.

КАНАКОВА Ксения Игоревна – ассистент кафедры геологии месторождений нефти и газа ГГФ НГУ, научный сотрудник научно-образовательного центра “Газпромнефть-НГУ”, младший научный сотрудник

лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: комплексная интерпретация данных сейсморазведки и бурения, построение сейсмогеологических моделей, разработка программных продуктов для нефтегазовой отрасли.

СОЛОВЬЕВ Максим Владимирович – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа ГГФ НГУ. Основные научные интересы: комплексный анализ геолого-геофизических данных, построение моделей геологического строения месторождений нефти и газа, выявление нефтегазоперспективных объектов, разработка геофизических методов поиска месторождений нефти и газа в различных осадочных комплексах Сибири.

*Статья поступила в редакцию 21 февраля 2025 г.,
одобрена после рецензирования 18 марта 2025 г.,
принята к публикации 18 марта 2025 г.*



КАКУЮ ЗАДАЧУ И КАК РЕШАЕТ АЛГОРИТМ ПРЕДСКАЗЫВАЮЩЕЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ С ЕДИНИЧНЫМ ИНТЕРВАЛОМ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Михаил Сергеевич Денисов

ООО «ГЕОЛАБ», 119071, Москва, ул. Орджоникидзе, 12/4, Россия

denisovms@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0006-1532-8457>

Аннотация. Рассматриваются вопросы, связанные с обратной фильтрацией сейсмических записей. Показано, что традиционное обоснование деконволюции сжатия корректно только в случае минимально-фазового импульса. Для смешанно-фазового и неполночастотного импульса деконволюция решает задачу расширения амплитудного спектра в пределах рабочей полосы частот, причем это производится средствами авторегрессионного спектрального оценивания.

Ключевые слова: деконволюция, импульс, разрешающая способность, спектральное оценивание

Благодарности: автор благодарит В.С. Серебрякова (ООО «ГЕОЛАБ») за помощь в подготовке графических материалов.

Для цитирования: Денисов М.С. Какую задачу и как решает алгоритм предсказывающей деконволюции с единичным интервалом прогнозирования // Геофизические технологии. 2025. № 1. С. 23–42. doi:10.18303/2619-1563-2025-1-23.

WHAT PROBLEM AND HOW DOES THE SPIKING DECONVOLUTION ALGORITHM SOLVE

Mikhail S. Denisov

GEOLAB Ltd, Ordzhonikidze Str., 12/4, Moscow, 119071, Russia,

denisovms@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0006-1532-8457>

Abstract. Some aspects of seismic deconvolution are considered. It is shown that the traditional justification of spiking deconvolution is correct only for a minimum-phase wavelet. For a mixed-phase and band-limited wavelet deconvolution solves the problem of expanding the amplitude spectrum within the signal frequency band, and this is achieved by means of autoregressive spectrum estimation.

Keywords: deconvolution, wavelet, resolution ability, spectrum estimation

Acknowledgments: the author thanks V.S. Serebryakov (GEOLAB Ltd) for assistance in preparing the figures.

For citation: Denisov M.S. What problem and how does the spiking deconvolution algorithm solve // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2025. No. 1. P. 23–42. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2025-1-23.

ВВЕДЕНИЕ

Различные методики обратной фильтрации широко применяются при решении практических задач обработки данных сейсморазведки. Традиционная одномерная модель сейсмической трассы записывается в виде свертки последовательности коэффициентов отражения (также называемой импульсной трассой) с сейсмическим импульсом. Желаемым результатом обработки является именно последовательность коэффициентов отражения. Наличие импульса снижает временную разрешенность

записи, приводя к эффектам интерференции. Поэтому в данной ситуации импульс оказывается своеобразной помехой, которую следует устранить. Эту задачу призваны решать методы обратной фильтрации. Почти вся терминология, относящаяся к интересующей нас задаче, заимствована из англоязычной литературы. Так, если наблюдаемая трасса в одномерной модели является сверткой, по-английски *convolution*, последовательности коэффициентов отражения с импульсом, то процесс восстановления коэффициентов отражения реализуется как обратная свертка или *deconvolution* – *деконволюция*. Таким образом, *обратная фильтрация* и *деконволюция* – синонимы.

Известны две стратегии деконволюции, нацеленные на коррекцию сигнала [Робинсон, 1984]. В первой, детерминистической, на вход алгоритма поступает оценка формы импульса, по которой рассчитывается обратный фильтр. Затем этот фильтр применяется к исходной трассе. Во второй, статистической, импульс оценивается непосредственно по поступающим на вход алгоритма данным. После этого рассчитывается обратный фильтр и применяется к трассе. Очень часто такая последовательность действий реализуется неявно, и из нее непросто выделить эти этапы решения задачи. В статистическом алгоритме предсказывающей деконволюции с единичным интервалом прогноза вначале оценивается автокорреляционная функция (АКФ) трассы, после чего она используется для получения фильтра прогнозирования и соответствующего ему фильтра ошибки прогнозирования. Такие процедуры фактически реализуют оценивание формы импульса, при этом привлекается гипотеза о том, что он является минимально-фазовой дискретной функцией. (Ниже будут приведены два из нескольких необходимых и достаточных условий минимально-фазовости дискретной функции. Более подробно ознакомиться со свойствами и особенностями этих функций можно, например, в книге [Шерифф, Гелдарт, 1987].) Считается, что применение фильтрации ошибки предсказания удаляет все отсчеты импульса, кроме первого, или, что то же самое, отсчета нулевого момента времени. Таким образом, коррекция сигнала производится при помощи его сжатия до одного отсчета. Этим же фильтром устраняются кратные волны, волны-спутники, а также вторичные пульсации воздушного пузыря в морской сейсморазведке. В англоязычных источниках этот статистический алгоритм называют *spiking deconvolution*, от слова *spike* – предельно короткий импульс, он же – дельта-функция. Здесь, сделав все необходимые оговорки, будем называть алгоритм деконволюцией сжатия сигнала или просто деконволюцией сжатия (ДС). Изучению особенностей этого общеизвестного и хорошо зарекомендовавшего себя при решении практических задач обработки алгоритма посвящена настоящая работа.

МОДЕЛЬ

Все алгоритмы деконволюции так или иначе основаны на одномерной сверточной модели сейсмической трассы $z(t)$:

$$z(t) = w(t) * \xi(t), \quad (1)$$

где $w(t)$ – сейсмический импульс, $\xi(t)$ – последовательность коэффициентов отражения, t – индекс дискретного времени, звездочка обозначает свертку. Для простоты модель записана без учета аддитивной помехи. Если помимо сжатия импульса также решается задача подавления кратных волн, волн-спутников и вторичных пульсаций, то эти факторы включаются в $w(t)$. Относительно $\xi(t)$ делается предположение, что это реализация дискретного стационарного эргодического случайного процесса типа белого шума, состоящая из набора импульсов (дельта-функций $\delta(t)$), каждый из которых соответствует

коэффициенту отражения от некоторой глубинной границы: i -й импульс характеризуется амплитудой a_i и временем вступления θ_i

$$\xi(t) = \sum_i a_i \delta(t - \theta_i). \quad (2)$$

Тогда из (1) и (2) получим

$$z(t) = \sum_i a_i w(t - \theta_i). \quad (3)$$

ПРОБЛЕМЫ ТРАДИЦИОННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ АЛГОРИТМА ПРЕДСКАЗЫВАЮЩЕЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ

Автор алгоритма [Robinson, 1957] приводит следующие соображения в качестве его обоснования. Пусть импульс является минимально-фазовым. Это в том числе означает, что он описывается причинной функцией: $w(t) \equiv 0$ при $t < 0$, т. е. обладает свойством каузальности. Процедура предсказания t -го отсчета трассы записывается в виде

$$\tilde{z}(t) = \sum_{m=1}^M z(t-m)b(m), \quad (4)$$

где $\tilde{z}(t)$ – прогнозное значение, $b(m)$, $m = 1, \dots, M$ – оператор прогнозирования. Ошибкой предсказания является $z(t) - \tilde{z}(t)$, тогда оператор ошибки предсказания $c(m)$ имеет вид

$$c(0) = 1, c(m) = -b(m), m = 1, \dots, M.$$

Таким образом, $c(m)$ – каузальный оператор длины $M + 1$ отсчетов.

Понятно, что, минимизируя дисперсию ошибки предсказания

$$E\{(z(t) - \tilde{z}(t))^2\}, \quad (5)$$

где E – символ математического ожидания, можно подобрать такой фильтр, что он будет идеально точно сжимать сигнал в дискретную дельта-функцию с амплитудой $w(0)$, устраняя хвост сигнала и оставляя только его первый отсчет. Это происходит в силу того, что $c(0) = 1$, т. е. отсчет нулевого времени импульса всегда остается неизменным в результате фильтрации, а оптимальный оператор ошибки прогнозирования, получаемый в результате минимизации функционала (5), обнуляет хвост сигнала, и это значение дисперсии уже не может быть уменьшено. Так как хвостовая часть каузального сигнала может быть предсказана по его головной части, то ошибки прогнозирования будут связаны только с тем, что на трассе непредсказуемым образом вступают импульсы. Каждое такое вступление связано с соответствующим коэффициентом отражения и имеет свое время вступления θ_i и амплитуду a_i .

В результате применения фильтра к трассе каждый элементарный импульс (включая волны-спутники, кратные волны и вторичные пульсации пузыря) будет преобразован в дельта-функцию, следовательно, будет получена искомая последовательность коэффициентов отражения. Именно такая интерпретация алгоритма содержится во множестве источников, в которых развиваются идеи, заложенные в упомянутой работе Робинсона [Peacock, Treitel, 1969; Козлов и др., 1973; Robinson, Treitel, 2008]. В том числе она вошла в учебные пособия и справочники [Yilmaz, 2001; Боганик, Гурвич, 2006] и др.

Однако любой геофизик, имеющий опыт использования процедуры, хорошо знает, что результат ее применения никогда не бывает похож на желаемую импульсную трассу. Тем не менее, этот результат обработки признается «успешным». В этом заключается первая проблема, связанная с интерпретацией алгоритма: на самом деле он не решает поставленную перед ним задачу.

Очень часто деконволюцию интерпретируют как средство повышения разрешенности сейсмических записей. Ниже следует почти дословная цитата из работы [Робинсон, Трейтел, 1980] (с сохранением особенностей этого перевода на русский язык), авторы которой рассуждают о предсказывающей деконволюции с произвольным интервалом прогнозирования. Обратный оператор, необходимый для инверсной фильтрации сейсмотрассы, совпадает с оператором ошибки предсказания. Поскольку такой оператор линейен, им можно воздействовать на принятый сейсмический сигнал (3), представляющий собой множество перекрывающихся колебаний, по форме повторяющих $w(t)$, причем их моменты прихода и амплитуды определяются импульсной трассой (2). В результате подавляются концевые участки всех колебаний, но сохраняются без изменения начальные участки, и тем самым повышается разрешающая способность сейсмического метода. Если требуется получить более высокое разрешение, то интервалы предсказания можно уменьшить, что приведет к еще большей концентрации энергии колебания. Когда интервал предсказания выбран равным единице, оператор ошибки предсказания, полученный с помощью метода наименьших квадратов, является обратным к минимально-фазовому колебанию, а ошибка предсказания совпадает со случайной последовательностью импульсов, определяемой моментами прихода и коэффициентами отражения сигналов.

Проблема такой интерпретации алгоритма связана с тем, что после деконволюции разрешающая способность может ухудшаться, причем значительно. Этот эффект известен и отмечен в том числе в работе [Li et al., 2009]. Ниже он будет проиллюстрирован на модельном примере. Теперь нам предстоит подробно проанализировать предложенные обоснования алгоритма ДС.

ДЕКОНВОЛЮЦИЯ КАК СРЕДСТВО СЖАТИЯ ИМПУЛЬСА

Первое из приведенных в предыдущем разделе рассуждений оказывается корректным только в ситуации, когда импульс является минимально-фазовым. В самом деле, предполагается, что импульс каузальный, и что существует обратный к нему устойчивый каузальный оператор, т. е. такой оператор, что

$$w(t) * c(t) = \delta(t),$$

а это свойство является необходимым и достаточным условием минимально-фазовости функции $w(t)$ [Berkhout, 1974]. По свидетельству Е. Робинсона и С. Трейтела [Робинсон, Трейтел, 1980], они обнаружили на практике, что оператор ошибки прогнозирования всегда оказывается минимально-фазовым. Позже это свойство было ими математически обосновано. Таким образом, если обратный фильтр по построению минимально-фазовый, то он обеспечивает сжатие в дельта-функцию только минимально-фазового импульса.

Не подлежит сомнению, что в полевых сейсмических данных минимально-фазовые импульсы не встречаются. Причина этого даже не в том, что, как показывают специальные исследования, например, [Гогоненков, 1987], в большинстве своем реальные импульсы оказываются смешанно-фазовыми, заметно отличающимися от своих минимально-фазовых аналогов, а в том, что трассы всегда имеют ограниченный частотный диапазон. Это происходит хотя бы потому, что при оцифровке аналоговых колебаний

применяется антиалайсинговая фильтрация. Если записать выражения для прямого и обратного преобразований Фурье, то станет очевидным, что у функции, которая на каком-либо временном интервале тождественно равна нулю, спектр не принимает нулевых значений ни на каком частотном интервале. И наоборот, если в спектре функции имеется нулевой интервал (в нашем случае это происходит за счет полосовой фильтрации), такая функция не принимает нулевых значений ни на каком временном промежутке. Иначе говоря, финитная функция имеет нефинитный спектр, а функция с финитным спектром сама является нефинитной [Хургин, Яковлев, 1971]. Следовательно, после аналоговой полосовой фильтрации импульс теряет свойство минимально-фазовости, в том числе становится некаузальным. (Со свойствами аналоговых и цифровых минимально-фазовых сигналов можно ознакомиться, например, в работе [Mitchell, Stokes, 1986]).

Проиллюстрируем описанные особенности минимально-фазовых и смешанно-фазовых сигналов на модельном примере. Пусть последовательность коэффициентов отражения содержит всего два импульса одинаковой амплитуды (рис. 1, а).

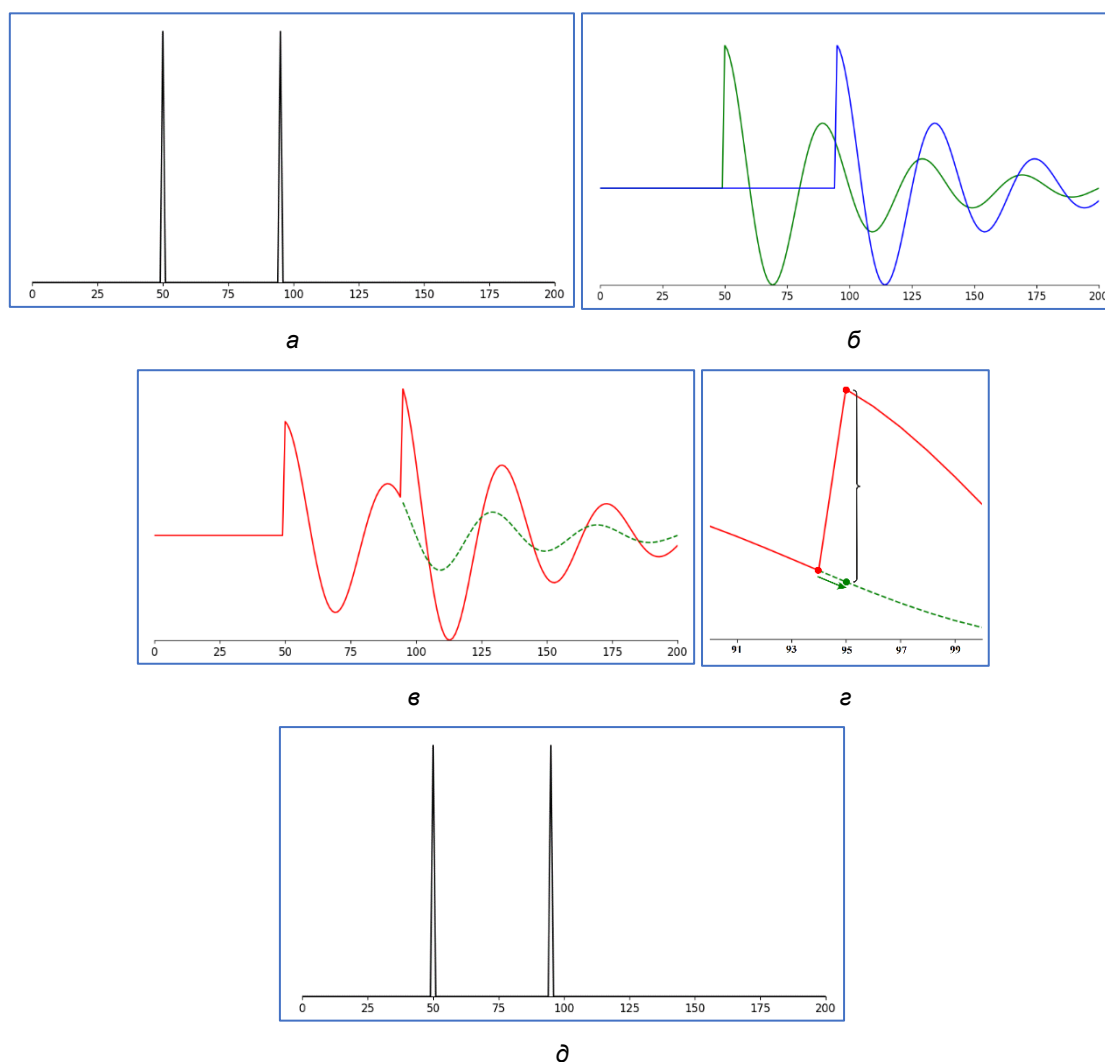


Рис. 1. Деконволюция как фильтрация ошибки предсказания. Используется минимально-фазовый импульс. По вертикальной оси отложены относительные амплитуды, по горизонтальной оси – условные номера отсчетов. Положение нуля вертикальной оси не указывается и на разных рисунках отличается; а – последовательность коэффициентов отражения, б – трасса как совокупность двух импульсов, в – трасса как суммарная интерференционная картина, г – принцип прогнозирования 95-го отсчета трассы по предыдущим отсчетам, д – результат деконволюции.

Рассмотрим ДС в случае минимально-фазового импульса. Представление (3) трассы как совокупности двух минимально-фазовых импульсов показано на рис. 1, б, а суммарная интерференционная картина – красная кривая на рис. 1, в. Одновременно с красной кривой на рисунке приведена зеленая пунктирная линия, показывающая положение хвоста первого импульса в области его интерференции со вторым импульсом. Понятно, что в этой области она совпадает с зеленой кривой на рис. 1, б. Так как импульсы каузальны, прогнозирование отсчетов трассы в области хвоста первого сигнала происходит с нулевой погрешностью до тех пор, пока не будет спрогнозирован отсчет, соответствующий времени вступления второго импульса. Тогда оператор по-прежнему слева направо прогнозирует хвост первого сигнала, а на самом деле в этом отсчете добавляется амплитуда нового импульса, которая не может быть спрогнозирована по предшествующим отсчетам. На рисунке 1, г схематически иллюстрируется этот принцип. В отсчете с порядковым номером 95 вступает второй импульс. Все показанные отсчеты с меньшими номерами прогнозируются с нулевой погрешностью. Зеленой стрелкой показано направление предсказания 95-го отсчета по предшествующим ему отсчетам: по-прежнему прогнозируется хвост первого сигнала, а вступающий второй сигнал не может быть спрогнозирован. Жирной зеленой точкой показан результат предсказания 95-го отсчета по 94-му и предшествующим ему отсчетам. Жирная красная точка в 95-м отсчете – истинное значение трассы. Ошибка предсказания показана фигурной скобкой. Нетрудно понять, что ее величина совпадает с амплитудой второго коэффициента отражения. Тогда и результат ДС будет представлять собой искомую последовательность коэффициентов отражения (рис. 1, д). Как видим, для такой ситуации традиционная интерпретация алгоритма корректна. В данном случае, чтобы не вдаваться в тонкости оценивания корреляционных функций, при реализации ДС мы считали, что АКФ известна. Поэтому оператор был рассчитан по изолированному сигналу, после чего был применен к интерференционной записи.

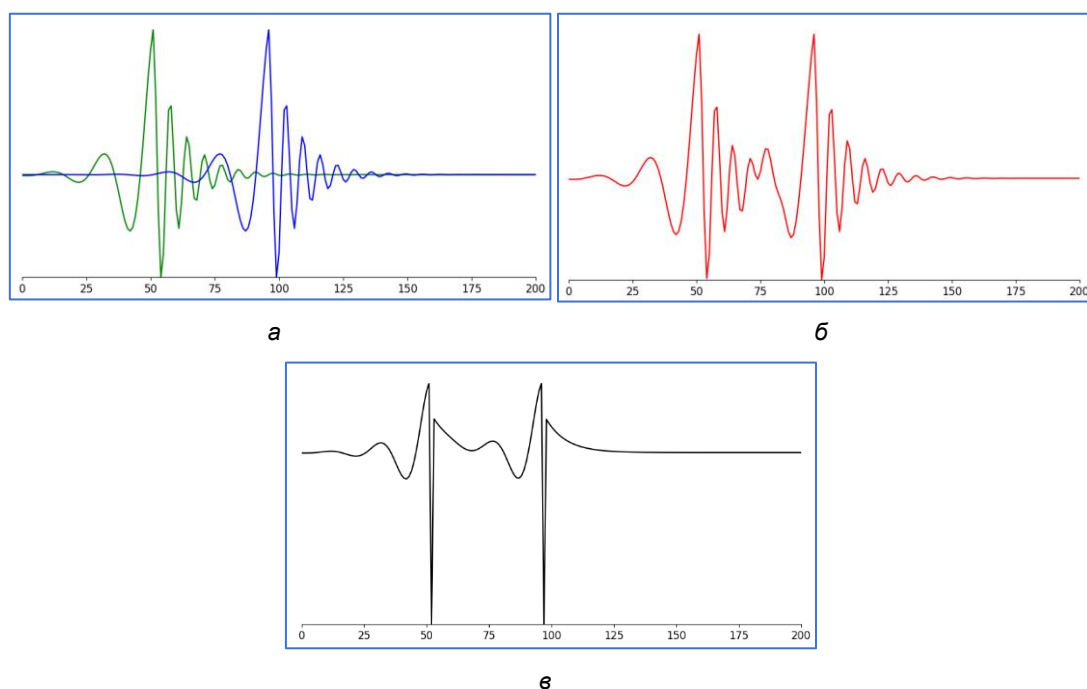


Рис. 2. Деконволюция как фильтрация ошибки предсказания. Используется полночастотный смешанно-фазовый импульс. По вертикальной оси отложены относительные амплитуды, по горизонтальной оси – условные номера отсчетов. Положение нуля вертикальной оси не указывается и на разных рисунках отличается; а – трасса как совокупность двух импульсов, б – трасса как суммарная интерференционная картина, в – результат деконволюции.

Если импульс смешанно-фазовый, складывается совсем иная ситуация. Используем показанную на рис. 1, а реализацию коэффициентов отражения для моделирования трассы с некаузальным смешанно-фазовым импульсом, причем импульс полночастотный.

На рисунке 2, а изображена трасса как совокупность двух импульсов, а суммарная интерференционная картина – на рис. 2, б. Теперь импульс имеет хвост в области отсчетов с отрицательными порядковыми номерами, и рассуждения, которые мы проводили при анализе рис. 1, теряют смысл. Ошибка прогнозирования становится малопохожей на искомую последовательность коэффициентов отражения, результат деконволюции показан на рис. 2, в.

ДЕКОНВОЛЮЦИЯ КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ РАЗРЕШАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ

Выше мы указали на тот факт, что деконволюция далеко не всегда приводит к повышению разрешенности трассы, и это не связано с хорошо известным эффектом увеличения уровня аддитивной помехи в результате обратной фильтрации. В книге [Варакин, 1970] доказано утверждение, что сложность формы сигнала $w(t)$ (величина, обратная к разрешающей способности), под которой понимают безразмерный параметр, называемый эффективной длительностью и вычисляемый как

$$T^{(\text{эфф})} = \sum_t w^2(t) t^2 / \sum_t t^2,$$

почти целиком определяется формой фазового спектра этого сигнала. Точнее говоря, она пропорциональна модулю максимального значения второй производной фазового спектра в сигнальном диапазоне частот, фактически – кривизне фазовой функции. Можно сказать, что чем более гладкий фазовый спектр имеет импульс, тем выше его разрешающая способность. В качестве примера приведем линейно-частотно-модулированный (ЛЧМ) сигнал, имеющий равномерный в заданном частотном диапазоне амплитудный спектр, но сложный параболический фазовый спектр [Гольдин, 1974]. Такой импульс характеризуется чрезвычайно большой эффективной длительностью, т. е. обладает минимальной разрешающей способностью. Если при сохранении его амплитудного спектра скомпенсировать фазовый спектр, сделав его нулевым, импульс фокусируется и приобретает минимальную длительность. В полночастотном случае он станет дельта-функцией, и его разрешающая способность будет максимальной. Если же варьировать амплитудный спектр нуль-фазового импульса, то на разрешающей способности это скажется несильно. Действительно, согласно теореме о свертке [Рапопорт, 1993], такие вариации во временной области тождественны свертке широкополосного нуль-фазового сигнала с нуль-фазовыми операторами. Все они имеют минимальную эффективную длительность, и свертка с ними не приведет к существенному увеличению эффективной длительности исходного импульса.

Так как оператор ДС по построению минимально-фазовый, то он будет сжимать исходный импульс в дельта-функцию, если последний также является минимально-фазовым, тем самым фактически преобразуя его к нуль-фазовому виду. Нулевой фазовый спектр имеет максимальную гладкость, а соответствующий ему импульс – максимальную разрешающую способность. Иначе обстоит дело в случае смешанно-фазовости исходного импульса. На практике не так уж редко встречаются ситуации, когда сложность фазовой характеристики импульса маскируется характером его амплитудного спектра. К примеру, осложнение фазы в виде высокой кривизны этой функции может иметь место в

высокочастотной части спектра, которая до деконволюции едва заметна в силу затухания амплитудного спектра на высоких частотах. Такой импульс имеет относительно высокую разрешающую способность. Обратная фильтрация расширяет спектр и повышает уровень частотных компонент, характеризующихся осложнением фазы. Тогда в результате деконволюции разрешающая способность импульса снижается. С подобными ситуациями мы почти всегда имеем дело при обработке вибросейсмических сигналов.

Сравним два импульса с одинаковым фазовым спектром, показанным на рис. 3, а. Приблизительно до половины частоты Найквиста фазовая функция равна константе $\pi/4$, после чего плавно переходит в параболу, которая соответствует фазовому спектру ЛЧМ сигнала. Амплитудные спектры представлены на рис. 3, б. Исходный импульс имеет затухающий на высоких частотах спектр (зеленая кривая), а результат деконволюции характеризуется расширенным спектром, равномерным во всем частотном диапазоне (горизонтальная синяя линия). Временные отклики импульсов изображены на рис. 3, в. Как следует из последнего рисунка, применение ДС приводит к значительному усложнению сигнала и снижению его разрешающей способности. Сигнал приобретает протяженный осциллирующий хвост. Эффективная длительность исходного импульса равна 122, а после применения деконволюции она увеличивается более чем в 20 раз, до величины 2581. Заметим, что для лучшей наглядности демонстрации рассматриваемого явления была использована не минимально-фазовая деконволюция, а ее нуль-фазовый аналог, сохраняющий фазовый спектр импульса. Особенности этого режима обработки будут обсуждаться ниже.

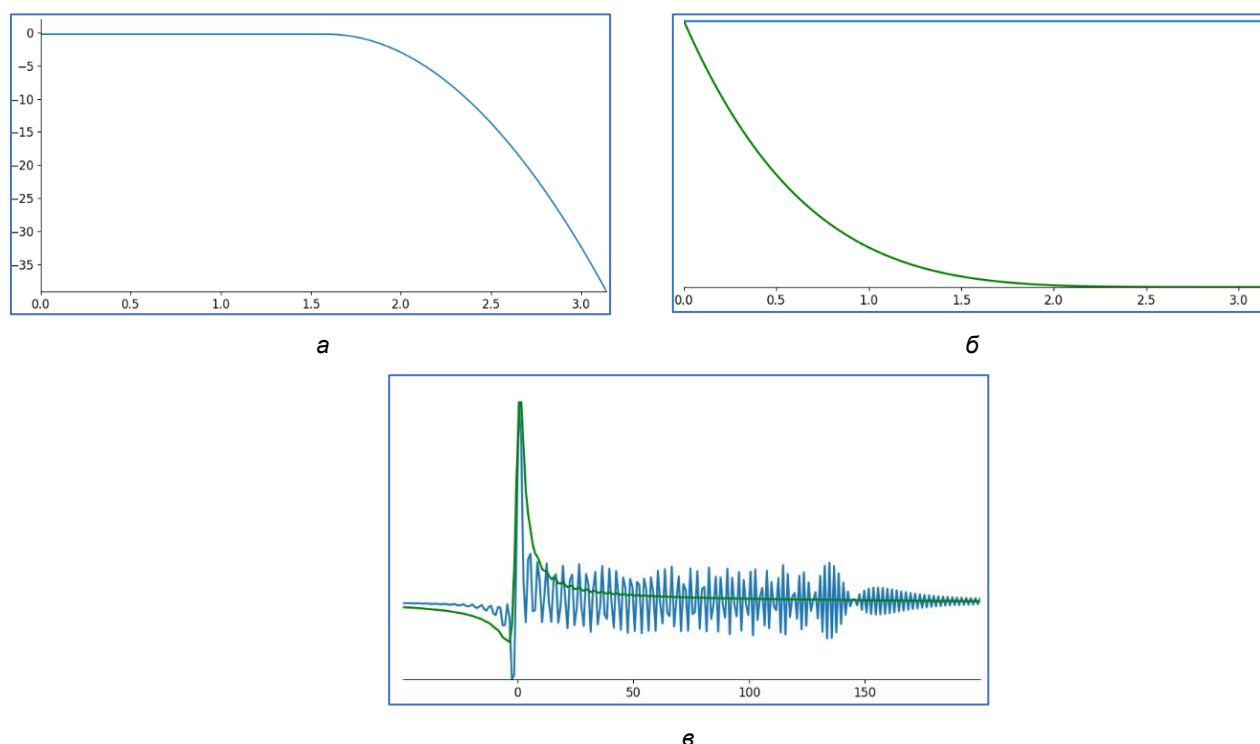


Рис. 3. Сравнение эффективной длительности двух сигналов с одинаковым фазовым спектром: а – фазовый спектр, по горизонтальной оси отложена круговая частота в радианах, по вертикальной – значения фазы; б – амплитудные спектры, зеленый – до деконволюции, синий – после деконволюции, по горизонтальной оси отложена круговая частота в радианах, по вертикальной – относительная амплитуда в условных единицах; в – приведенные к общей амплитуде временные характеристики импульсов, зеленый – до деконволюции, синий – после деконволюции, по горизонтальной оси отложены номера отсчетов дискретных функций, по вертикальной – относительная амплитуда в условных единицах.

ДЕКОНВОЛЮЦИЯ РЕШАЕТ ЗАДАЧУ РАСШИРЕНИЯ АМПЛИТУДНОГО СПЕКТРА ИМПУЛЬСА

Мы убедились в том, что два традиционных понимания ДС, вообще говоря, некорректны. Последовательность коэффициентов отражения не может быть получена, а разрешающая способность импульса не всегда увеличивается. Тем не менее, этот алгоритм успешно применяется в производственных задачах обработки данных. Тогда каких же результатов от него ожидают? По свидетельству И.К. Кондратьева¹, почти сразу геофизики стали относиться к деконволюции как к средству расширения амплитудного спектра импульса в пределах рабочего диапазона частот. Действительно, этот эффект устойчиво наблюдается при всяком применении процедуры. Однако такая задача, как мы видели выше, не ставилась при разработке алгоритма. Восстановить в результате фильтрации последовательность коэффициентов отражения и расширить амплитудный спектр импульса – разные задачи. Почему инструмент, созданный для решения первой задачи, оказался подтвержденным на практике средством решения второй? Известная автору статьи литература не содержит ответа на этот вопрос. Поэтому в рамках настоящего исследования нам предстоит дать на него ответ, предварительно выведя алгоритм ДС как средство решения поставленной задачи расширения спектра и рассмотрев его особенности.

Двусторонняя авторегрессионная модель сейсмической трассы. Вначале потребуется преобразовать традиционную сверточную модель трассы (1) в авторегрессионную модель, и в логике рассуждений будем следовать ранней работе [Денисов, 1994]. Пусть $f(t)$ – обратный фильтр к импульсу $w(t)$, причем импульс может быть некаузальным смешанно-фазовым. Это означает, что

$$f(t) * w(t) = \delta(t). \quad (6)$$

Применим свертку с $f(t)$ к правой и левой частям равенства (1). С учетом (6) получим

$$z(t) * f(t) = \xi(t).$$

Фильтр, обратный к $w(t)$, является некаузальной дискретной функцией: $f(t)$, $t \in [-N, M]$. Поэтому, если раскрыть оператор свертки в виде суммы, последнее равенство запишется как

$$\sum_{m=-N}^M z(t-m)f(m) = \xi(t).$$

Перепишем сумму отдельно для отрицательных, положительных и нулевого индексов m :

$$\sum_{m=1}^N z(t+m)f(-m) + \sum_{m=1}^M z(t-m)f(m) + z(t)f(0) = \xi(t).$$

Перенесем суммы в правую часть, после чего разделим обе части на $f(0)$. Введя обозначения $g(m) = -f(m)/f(0)$ и $\rho(t) = \xi(t)/f(0)$, получим

$$z(t) = \sum_{m=1}^N z(t+m)g(-m) + \sum_{m=1}^M z(t-m)g(m) + \rho(t).$$

¹ Кондратьев И.К. Мой вклад в развитие способов цифровой обработки данных сейсморазведки. 2017. Электронная публикация, сайт www.seismic-info.ru.

Мы пришли к так называемой двусторонней авторегрессионной модели (ДАР) или некаузальной авторегрессионной (АР) модели, в ней каждый отсчет трассы $z(t)$ вычисляется как весовая сумма предыдущих и последующих отсчетов. В роли весов выступают нормированные на величину $-f(0)$ элементы обратного фильтра. Вычисление $z(t)$ по предыдущим отсчетам означает прогнозирование, а по последующим – ретроспекцию.

Если исходный импульс $w(t)$ минимально-фазовый, то обратный фильтр является каузальным. Тогда в ДАР модели остается только вторая сумма, отвечающая за прогнозирование, и мы приходим к традиционной АР модели случайного процесса [Бокс, Дженкинс, 1974]:

$$z(t) = \sum_{m=1}^M z(t-m)g(m) + \rho(t). \quad (7)$$

Как и прежде, параметры $g(m)$ АР модели являются нормированными отсчетами обратного фильтра и они же – веса прогнозирования.

Перед нами по-прежнему стоит задача расширения спектра импульса средствами ДС. Для этого предварительно получим оценку спектра, после чего построим оператор, имеющий в заданной полосе частот амплитудно-частотную характеристику (АЧХ), обратную спектру импульса. Тогда применение оператора к данным будет означать расширение спектра. Мы ввели сверточную модель (1)–(3) как модель импульсного случайного процесса, т. е. потока импульсов, имеющих случайные времена вступления и амплитуды. Известно, что АКФ такого процесса, которую обозначим через $p_z(\tau)$, равна [Левин, 1989]

$$p_z(\tau) = \sigma_\xi^2 p_w(\tau), \quad (8)$$

где σ_ξ^2 – дисперсия процесса $\xi(t)$, а $p_w(\tau)$ – АКФ, определенная для детерминированного сигнала как

$$p_w(\tau) = \sum_t w(t)w(t+\tau),$$

т. е. АКФ сейсмической трассы с точностью до множителя совпадает с АКФ импульса.

Для анализа спектральных характеристик случайных процессов вводится спектральная плотность $P_z(\omega)$, которая, как это следует из теоремы Винера–Хинчина [Харкевич, 2009], связана с АКФ парой преобразований Фурье. Это в том числе означает, что спектральная плотность сейсмической трассы с точностью до множителя совпадает с квадратом амплитудного спектра импульса, и, оценив спектральную плотность трассы, придем к искомой оценке амплитудного спектра импульса. Получить оценку спектральной плотности можно разными способами, но здесь нас интересует то, как это реализуется в алгоритме предсказывающей деконволюции, где эти вычисления производятся неявно.

Понятно, что спектральная плотность импульсного случайного процесса (1) не зависит от фазового спектра импульса. Это следует хотя бы из выражения (8), в котором фигурирует только АКФ импульса, инвариантная относительно фазы. Поэтому в сверточной модели вместо исходного смешанно-фазового импульса будем использовать его минимально-фазовый аналог. Также заметим, что, хотя минимально-фазовая функция не бывает неполночастотной, при увеличении длины оператора прогнозирования (или, что то же самое, порядка АР модели) достигнем сколь угодно точной ее аппроксимации. Тогда

спектральную плотность можно оценивать по АР модели трассы (7), и методика такого оценивания хорошо известна [Льюнг, 1991]. Она сводится к формированию так называемой настраиваемой модели:

$$\tilde{z}(t) = \sum_{m=1}^L z(t-m)\tilde{g}(m),$$

где $\tilde{g}(m)$ – некоторые «пробные» коэффициенты. Порядок L модели АР должен выбираться как $L = M + N$, однако на практике величины M и N неизвестны, и порядок модели оценивается, для чего используется, например, информационный критерий Акаике [Кей, Марпл, 1981]. Последнее выражение производит прогнозирование t -го отсчета трассы по предыдущим отсчетам, прогнозное значение обозначено через $\tilde{z}(t)$. Можно посчитать ошибку прогноза $z(t) - \tilde{z}(t)$ и сформировать функционал (5) в виде дисперсии ошибки. Нетрудно показать, что этот функционал унимодален и имеет минимум на искомых параметрах. Поэтому производится его дифференцирование по каждому параметру, после чего производные приравняются к нулю. В результате приходим к системе линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) вида

$$\begin{bmatrix} p_z(0) & \cdots & p_z(L-1) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ p_z(L-1) & \cdots & p_z(0) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{g}(1) \\ \cdots \\ \hat{g}(L) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p_z(1) \\ \cdots \\ p_z(L) \end{bmatrix}, \quad (9)$$

которую обычно называют уравнениями Юла–Уокера и решают при помощи рекурсивного метода Левинсона. Вместо истинных значений АКФ $p_z(\tau)$ в (9) подставляются их выборочные оценки. Решив эту СЛАУ, получим вектор оптимальных коэффициентов прогнозирования $(\hat{g}(1), \dots, \hat{g}(L))$, а оценка энергетического спектра процесса $z(t)$, которую обозначим через $\hat{P}_z(\omega)$, с точностью до несущественного в нашем случае коэффициента определяется по формуле

$$\hat{P}_z(\omega) = \left| 1 - \sum_{m=1}^L \hat{g}(m)e^{j\omega m} \right|^{-2}, \quad (10)$$

где $j = \sqrt{-1}$. Эти вычисления соответствуют спектральному оцениванию по методу Бурга [Никитин, 1986]. Очевидно, что в правой части равенства (10) в скобках фигурирует спектральная характеристика оптимального оператора ошибки предсказания. Тогда, сравнив выражения (8) и (10), увидим, что амплитудный спектр оптимального фильтра ошибки предсказания обратен к амплитудному спектру импульса.

Если вне рабочего диапазона частот АЧХ импульса стремится к нулю, то амплитудный спектр фильтра ошибки предсказания в этой области будет стремиться к бесконечности. Соответственно, энергия оператора станет неограниченно увеличиваться. Чтобы избежать неустойчивости фильтрации, применяют регуляризацию, которая сводится к введению в функционал (5) штрафной функции, пропорциональной энергии оператора прогнозирования [Василенко, Тараторин, 1986]. В результате дифференцирования такого модифицированного функционала и приравнивания производной к нулю приходят к СЛАУ, аналогичной (9), но в которой к диагональным элементам добавлена константа. На основании теоремы Винера–Хинчина можно сделать заключение, что в результате регуляризации функция спектральной плотности процесса наращивается на всех частотах, и теперь обратный фильтр не

будет иметь области неограниченного возрастания спектральной энергии. В пределах рабочего диапазона регуляризация тоже изменит спектр, но такие изменения обычно несущественны. Поэтому применение регуляризированного обратного фильтра больше не приводит к неконтролируемому росту энергии. В пределах заданного частотного диапазона спектр результата обработки расширяется, т. е. стремится к равномерному, а вне его остается пренебрежимо малым. Именно такие эффекты всегда наблюдаются при применении регуляризированной ДС к сейсмическим трассам.

Классический алгоритм ДС на первом этапе производит оценивание АКФ трассы [Сильвия, Робинсон, 1983]. Затем решается СЛАУ вида (9), после чего к данным применяется фильтр ошибки предсказания. Выше мы убедились в том, что эта процедура совпадает с получением оценки спектральной плотности по методу Бурга. В свою очередь, оценка спектральной плотности с точностью до множителя совпадает с оценкой амплитудного спектра импульса. Применение фильтра ошибки предсказания означает обратную фильтрацию неполночастотного и, вообще говоря, смешанно-фазового импульса. Это объясняет причину того, что ДС приводит не к получению импульсной трассы и не к повышению разрешенности, а к расширению спектра в пределах рабочего диапазона частот. При ДС спектральная характеристика (10) не вычисляется, но спектральное оценивание производится неявно.

На рисунке 4, а изображен неполночастотный импульс, полученный в результате применения полосовой фильтрации к минимально-фазовому сигналу, показанному на рис. 1. Верхняя частота среза полосового фильтра выбрана чуть выше половины частоты Найквиста. Амплитудный спектр импульса представлен на рис. 4, б.

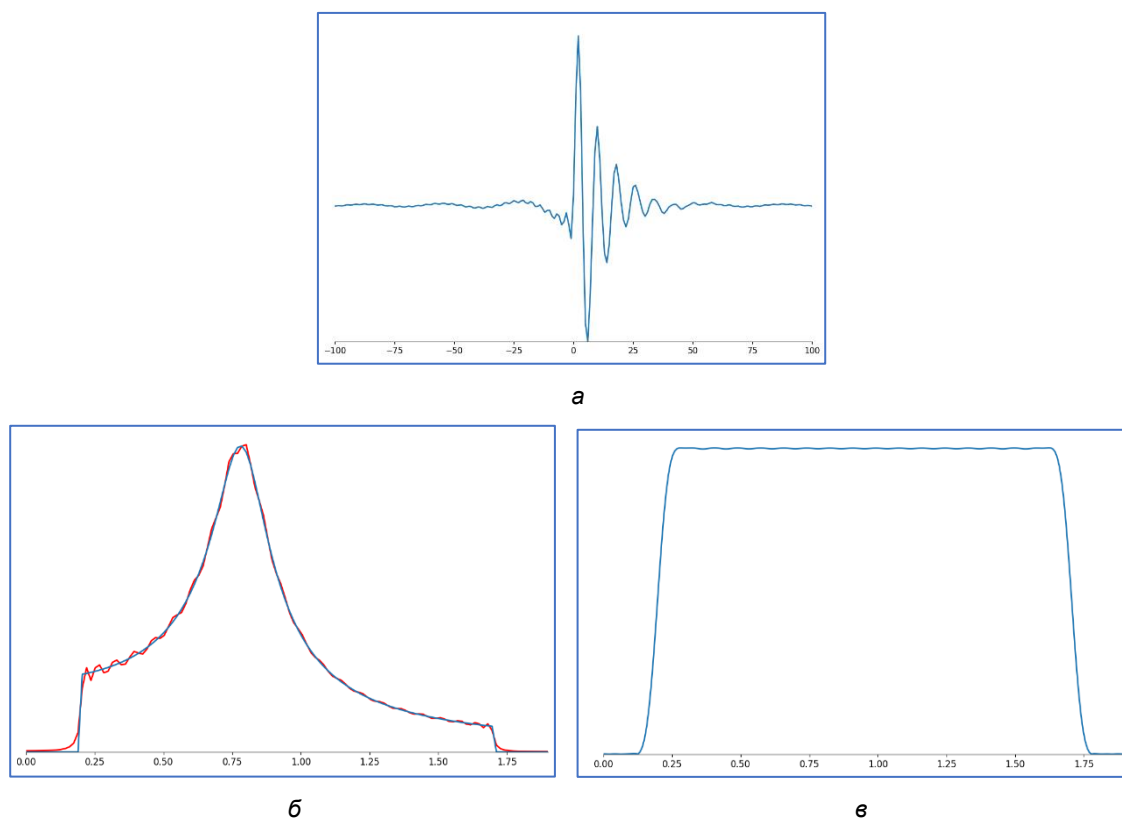


Рис. 4. Аппроксимация спектра неполночастотного импульса при ДС: а – исходный импульс, по вертикальной оси отложены относительные амплитуды, по горизонтальной оси – условные номера отсчетов; б – амплитудные спектры, синяя кривая – истинный спектр импульса, красная кривая – результат оценивания спектра при помощи ДС, по горизонтальной оси отложена круговая частота в радианах, по вертикальной – относительная амплитуда в условных единицах; в – амплитудный спектр результата применения ДС к исходному импульсу.

Функция построена не для всех частот, а в интервале приблизительно до половины частоты Найквиста, чтобы не показывать неинформативный протяженный нулевой участок. Результат его аппроксимации при помощи АР спектральной оценки, полученной как квадратный корень из функции (10), также показан на рис. 4, б. Для корректного описания спектра требуется завышать порядок АР модели относительно порядка модели, при котором точно описывается исходный минимально-фазовый импульс. В данном случае исходный импульс описывается моделью АР(3), а для получения спектральной оценки использовалось АР(80). Чем выше порядок, тем точнее спектральная оценка, получаемая по изолированному импульсу, и при неограниченном его увеличении можно сколь угодно точно описать спектральную характеристику сигнала с финитным спектром. Эффект расширения спектра сигнала демонстрируется на рис. 4, в, где представлен амплитудный спектр результата ДС с использованием регуляризации. Таким образом, мы обосновали и проиллюстрировали утверждение, что ДС является именно средством расширения амплитудного спектра импульса в рабочей полосе частот.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

1. Представление (10) является квадратом амплитудного спектра минимально-фазового сигнала, а такой сигнал, будучи каузальным, всегда полночастотный. Поэтому, чтобы аппроксимировать АЧХ неполночастотного сигнала, приходится наращивать порядок модели АР. Такой прием таит в себе потенциальную опасность. Если ДС применять не к изолированному сигналу, а к трассе, на которой импульсы всегда интерферируют, заведомо длинный оператор, настраиваемый при помощи адаптивной процедуры, имеет шансы проинтерпретировать всю трассу как единый протяженный сигнал, и в результате деконволюции расширить, сделав его равномерным, не спектр импульса, а спектр всей трассы. Тем самым в последовательность коэффициентов отражения будут внесены искажения. У протяженного прогнозирующего фильтра всегда наблюдается тенденция сосредоточить усилия на некоторой интенсивной интерференционной пачке, принимаемой им за отдельный сигнал [Киреева, Фиников, 2025]. По этой причине алгоритм ДС имеет смысл только для коротких фильтров. Тогда при некотором относительно небольшом порядке АР модели аппроксимация (10) амплитудного спектра исходного неполночастотного импульса окажется неидеальной, и это приведет к тому, что в пределах рабочего диапазона частот в результате деконволюции будет наблюдаться расширение спектра импульса, но не преобразование его к равномерному виду. Впрочем, этот эффект на практике почти незаметен в силу того, что истинный спектр импульса неизвестен, а геофизик всегда располагает лишь той или иной его оценкой.

Согласно теореме о свертке, спектр трассы является произведением спектров импульса и реализации последовательности коэффициентов отражения. Относительно последовательности коэффициентов сделано предположение о том, что она является случайным процессом типа белого шума, следовательно, обладает равномерным энергетическим спектром. Однако каждая отдельная реализация белого шума имеет ограниченную протяженность, поэтому характеризуется неравномерным спектром. По этой причине не следует стремиться к идеальному выравниванию спектральной оценки сейсмической записи, чтобы не деформировать коэффициенты отражения. Справедливо считается достаточным в результате ДС не преобразовать спектр к равномерному, а лишь расширить его. Именно по этой причине некоторые неточности описания трассы при помощи АР модели не будут ярко выраженными.

Значительно ослабить проблемы, связанные с ограниченностью частотного диапазона, позволяет так называемое полосовое преобразование [Tribolet, 1978], в результате применения которого к трассе получится новая трасса, частота Найквиста которой будет соответствовать верхней частоте рабочего диапазона исходной трассы, а нулевая частота – нижней частоте рабочего диапазона. Именно так мы поступили в нашем раннем исследовании [Денисов, 1995], посвященном проверке адекватности описания сейсмической трассы моделью AP.

2. Мы убедились в том, что алгоритм ДС вычисляет оценку амплитудного спектра импульса по методу Бурга, причем делает это неявным образом. Можно согласиться с тем, что такая оценка далеко не оптимальна, т. к. не учитывает особенности сейсмических записей. Известно множество методик оценивания спектра случайного процесса, и каждая из них разработана с учетом специфики задач, которые с ее помощью предстоит решать [Альтшулер и др., 1986; Марпл, 1990]. Соответственно, каждая обладает своими преимуществами и недостатками. Так, метод Бурга был предложен для обнаружения скрытых периодичностей во временных рядах и ориентирован на получение спектров, имеющих линейчатую структуру, т. е. характеризуемых наличием выбросов. При этом амплитудные спектры сейсмических импульсов всегда описываются гладкими функциями. На это мы указывали в работе [Денисов, Фиников, 1997], где предложили более устойчивый по сравнению с ДС метод расширения спектра, который в полной мере использует имеющуюся в нашем распоряжении априорную информацию о свойствах импульса и последовательности коэффициентов отражения.

3. Мы критиковали понимание деконволюции как средства повышения разрешенности. Тем не менее, на практике достаточно часто наблюдается именно такой эффект. Он имеет место, когда исходный сейсмический импульс близок к своему минимально-фазовому аналогу. Импульс не может быть минимально-фазовым хотя бы в силу ограниченности диапазона частот, поэтому последнее утверждение требует уточнения. Можно рассуждать о сигнале, являющимся «минимально-фазовым в частотном диапазоне». Это означает, что в пределах диапазона логарифм амплитудного спектра такого цифрового сигнала связан с его фазовым спектром сверткой с функцией котангенса [Сильвиа, Робинсон, 1983], а вне диапазона спектр пренебрежимо мал. Фильтр ошибки предсказания, о свойстве минимально-фазовости которого мы упоминали выше, представляет собой обратный фильтр такому сигналу «в пределах частотного диапазона». Это является следствием того, что фильтр, обратный к минимально-фазовому сигналу, сам оказывается минимально-фазовым, а по теореме о свертке процесс фильтрации может быть рассмотрен на каждой частоте. Таким образом, в пределах диапазона реализуется идеальная обратная фильтрация, в результате чего получим импульс с наилучшей для этого диапазона разрешающей способностью.

Если исходный импульс не обладает свойством минимально-фазовости в пределах частотного диапазона, но близок к такому сигналу, обратный минимально-фазовый фильтр ДС хоть и не скорректирует его АЧХ и фазовую характеристику, но упростит их. Тем самым разрешающая способность увеличится. В качестве аналогии приведем обработку вибросейсмических данных. Теоретический свип-сигнал никогда в точности не совпадает с реальным сигналом, уходящим в глубь среды. Тем не менее корреляция пусть даже с неточным свипом значительно упрощает запись и повышает разрешенность. В результате корреляции реальный сигнал преобразуется не в желаемый импульс с равномерной АЧХ и нулевым фазовым спектром, но все равно его фокусировка имеет место.

4. В упомянутой книге [Гогоненков, 1987] сейсмический импульс извлекается из прямой волны трасс ВСП, после чего приводится анализ его формы, включая сопоставление с минимально-фазовым аналогом. Делается вывод о том, что отклонение реального импульса от минимально-фазового может быть весьма существенным, и, как следствие, для повышения разрешенности необходимо применять специальные методики оценивания и коррекции его фазового спектра. Там же приводится обзор литературных источников, в которых обсуждаются соответствующие вопросы.

5. В соответствии с заявленной темой исследования, вынесенной в заголовок статьи, мы изучали особенности деконволюции сжатия сигнала, под которой понимается прогностическая деконволюция с единичным интервалом прогнозирования. Вопросы оценивания и коррекции фазового спектра импульса выходят за рамки этой темы. Тем не менее отметим, что приступать к оцениванию фазы целесообразно после применения к данным ДС, т. к. расширение амплитудного спектра позволит более устойчиво оценивать фазовый спектр. (На тех частотах, где амплитудный спектр исходного импульса ослаблен, фазовый спектр оценивается неустойчиво, а при нулевом амплитудном спектре фазовый спектр не определен.) В частности, использование статистических процедур приведения импульса к минимально-фазовому виду, подразумевающих предварительное оценивание и соответствующее преобразование его фазовой характеристики, может привести к неустойчивости решения.

В современных программных пакетах обработки сейсмических данных геофизику предоставляется возможность выбора между нуль-фазовым и минимально-фазовым режимами применения оператора ДС. Как мы видели, оператор ошибки предсказания оказывается минимально-фазовым по построению, но можно преобразовать такой оператор к его нуль-фазовому аналогу, после чего применить последний с целью расширения спектра. Выбор между режимами обработки, как правило, производится путем визуального контроля результата. Понятно, что амплитудный спектр обработанных данных не зависит от выбора фазовой характеристики оператора деконволюции, а предпочтение тому или иному оператору отдается на основании разрешенности получаемой с его помощью волновой картины. Если исходный импульс близок к минимально-фазовой функции, то применение минимально-фазового оператора ДС повысит разрешенность. Если, например, импульс близок к нуль-фазовой функции, то минимально-фазовая ДС «навяжет» ему фазовый спектр, и разрешенность ухудшится. В таком случае используют нуль-фазовую деконволюцию.

Выбрав результат с наилучшей разрешенностью, мы улучшим работу оптимизационного алгоритма оценивания фазы, т. к. легче оценивать более простую остаточную фазовую характеристику. Именно на этом этапе обработки происходит повышение разрешенности сейсмической записи за счет фокусировки импульса. Проблеме коррекции фазового спектра посвящен огромный объем литературы, с который читатель может ознакомиться самостоятельно.

6. Конечной целью (если не учитывать влияние шума) всех процедур обработки данных, нацеленных на коррекцию формы импульса, является построение и применение идеального обратного фильтра. В результате свертки исходного импульса с таким фильтром получим дельта-функцию, а если импульс имеет ограниченный диапазон частот, то придем к сигналу с равномерным в этом диапазоне амплитудным и нулевым фазовым спектрами. Оператор ДС может совпадать с искомым идеальным обратным фильтром (если импульс минимально-фазовый), а может и не совпадать с ним (если импульс смешанно-фазовый). Амплитудный спектр оператора ДС такой же, как у идеального фильтра, а фазовый оказывается всегда связанным с логарифмом амплитудного спектра преобразованием Гильберта, что

соответствует условию его минимально-фазовости. Это свойство объясняет устойчивость такого оператора, в то время как при попытке построения каузального обратного фильтра можно столкнуться с эффектом неустойчивости. В случае несовпадения оператора ДС с идеальным обратным фильтром требуется дополнительный этап коррекции фазового спектра после применения предсказывающей деконволюции.

7. Наконец заметим, что понятие ошибки предсказания вообще едва ли может быть применено к неполночастотным сигналам, что усугубляет проблемы традиционного толкования алгоритма как средства восстановления непредсказуемой компоненты сейсмической записи, под которой понимают последовательность коэффициентов отражения. Это утверждение требует пояснения. На основании теоремы Котельникова [Харкевич, 2009] из цифровой сейсмической трассы можно однозначно восстановить соответствующую ей аналоговую трассу, которая оказывается неполночастотной хотя бы по причине применения к ней антиаллисинговой фильтрации. Сигнал с финитным спектром является целой функцией [Хургин, Яковлев, 1971], а целая функция бесконечно дифференцируема. По любому сколь угодно малому отрезку такой функции можно построить всюду сходящийся ряд Тейлора, тем самым экстраполировать ее на произвольный временной интервал. Будущие значения целой функции предсказываются идеально точно [Финк, 1984]. Следовательно, при прогнозировании трассы вообще не может быть ошибки предсказания.

Пусть к исходной аналоговой сейсмической записи применен идеальный полосовой фильтр. (Понятно, что такой фильтр имеет импульсную характеристику бесконечной протяженности, и точность его практического использования связана с краевыми эффектами и особенностями усечения сигнала. Однако эти вопросы мы оставим без рассмотрения, считая, что можем выбирать сколь угодно протяженные функции.) Тогда полученная в результате фильтрации функция с финитным спектром является целой функцией, и это означает, что ее значения могут быть восстановлены на протяжении всей временной оси по любому сколь угодно малому интервалу. Понятно, что при этом сейсмическая трасса теряет свойство непредсказуемости, которое соблюдалось для исходной записи, а рассуждения об ошибке предсказания теряют смысл.

Такую особенность неполночастотной сейсмической трассы можно пояснить и при помощи следующих рассуждений. В исходной полночастотной аналоговой записи времена вступления и амплитуды импульсов носят произвольный, т. е. непредсказуемый (не могут быть спрогнозированы по предыдущему временному интервалу) характер. Это является следствием каузальности импульса. Применение к трассе полосовой фильтрации тождественно полосовой фильтрации каждого отдельного импульса. Это следует из модели трассы (3), представляющей собой совокупность отдельных импульсов, а также из свойства ассоциативности свертки. В результате каждый импульс приобретает финитный спектр, поэтому его временной оклик становится нефинитным и занимает всю временную ось, как бы размазываясь на интервал от минус бесконечности до бесконечности. Понятно, что теперь в каждой точке временной оси наблюдается интерференция всех импульсов. Иначе говоря, любой сколь угодно малый интервал записи содержит всю информацию о всех зарегистрированных импульсах.

Возникает мнимый парадокс, согласно которому сейсмическую трассу можно не записывать целиком, но при необходимости, имея только малый фрагмент, полностью восстановить по нему форму трассы. Дело в том, что при обработке данных в современной сейсморазведке мы имеем дело с цифровыми, а не аналоговыми сигналами. Первые получаются из вторых путем дискретизации в

соответствии с правилами, предписываемыми теоремой Котельникова. Имеющая после полосовой фильтрации финитную спектральную характеристику аналоговая трасса станет нефинитной. Следовательно, отсчеты у такой функции должны браться на протяжении всей временной оси, и именно только по такому бесконечному числу отсчетов можно будет восстановить аналоговую функцию с финитным спектром. В том числе восстановить малый фрагмент, по которому экстраполировать всю функцию целиком.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Известны два подхода к деконволюции сжатия. Детерминированный алгоритм использует ту или иную априорную оценку формы импульса, рассчитывает обратный фильтр, после чего применяет его к обрабатываемым данным. Альтернативная методика, основанная на применении фильтра ошибки предсказания, оценивания импульса в явном виде не производит. При этом, однако, анализ алгоритма позволяет сделать вывод, что в рамках процедуры осуществляется статистическое оценивание импульса в предположении о том, что он является минимально-фазовой функцией, и после этого к трассам применяется обратная фильтрация.

Мы рассмотрели традиционное понимание предсказывающей деконволюции с единичным интервалом прогнозирования и показали, что оно не всегда соответствует алгоритму, используемому при решении задач обработки сейсмических данных. В том числе, несмотря на свое название, деконволюция сжатия может и не сжимать сигнал. Алгоритм нацелен на расширение амплитудного спектра импульса и не следует ожидать от него восстановления последовательности коэффициентов отражения или повышения разрешенности записи. В результате применения процедуры спектр расширяется всегда, а увеличение разрешенности не гарантируется. Получаемый оператор обратной фильтрации по построению минимально-фазовый. Он вычисляется по АКФ исходной трассы, тем самым не зависит от фазовой характеристики импульса. Если импульс близок к минимально-фазовому в пределах рабочего диапазона частот, произойдет упрощение его фазовой характеристики, вследствие чего повысится разрешающая способность. Если это не так, то в результате деконволюции разрешенность может ухудшиться.

Алгоритм ДС является средством идентификации АР модели сейсмической трассы, а получаемая с его помощью спектральная оценка оказывается оценкой по методу максимальной энтропии или, что то же самое, методу Бурга. Этот подход в большинстве случаев неоптимален при анализе сейсмических трасс, и по этой причине почти никогда не используется в задаче спектрального оценивания. Его недостатки хорошо известны, поэтому делались попытки заменить ДС альтернативными методиками, более приспособленными для решения задач обратной фильтрации данных сейсморазведки.

В статье намеренно не освещались вопросы, связанные с наличием помехи. Аддитивная случайная помеха оказывается статистически независимой от сигнальной части процесса, поэтому АКФ трассы есть сумма их АКФ. Следовательно, спектральная плотность трассы также является суммой плотностей сигнальной компоненты и помехи. Это означает, что алгоритм ДС будет оценивать и расширять суммарный спектр. После расширения спектра результат обработки может оказаться зашумленным, если алгоритм усилит относительный уровень тех частот, которые в исходных данных характеризовались малым отношением сигнал/шум, и такой эффект очень часто наблюдается на практике.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Альтшулер С.В., Лапан А.Б., Фиников Д.Б.** Параметрические методы спектрального анализа в сейсморазведке. М.: ВИЭМС, 1986. 48 с.
- Боганик Г.Н., Гурвич И.И.** Сейсморазведка. Тверь: АИС, 2006. 744 с.
- Бокс Дж., Дженкинс Г.** Анализ временных рядов. Прогноз и управление. Вып. 1. М.: Мир, 1974. 406 с.
- Варакин Л.Е.** Теория сложных сигналов. М.: Советское радио, 1970. 376 с.
- Василенко Г.И., Тараторин А.М.** Восстановление изображений. М.: Радио и связь, 1986. 302 с.
- Гогоненков Г.Н.** Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой. М.: Недра, 1987. 222 с.
- Гольдин С.В.** Линейные преобразования сейсмических сигналов. М.: Недра, 1974. 352 с.
- Денисов М.С.** Двусторонняя авторегрессионная модель сейсмической записи // Геофизика. 1994. № 3. С. 2–12. EDN:TIHPVT.
- Денисов М.С.** Как интерпретировать алгоритм предсказывающей деконволюции // Геофизика. 1995. № 3. С. 44–48. EDN:TJIYIB.
- Денисов М.С., Фиников Д.Б.** Способ оценивания амплитудного спектра сейсмического импульса и алгоритм «амплитудной деконволюции» // Геофизика. 1997. № 2. С. 17–23. EDN:TNKYRB.
- Кей С.М., Марпл С.Л.** Современные методы спектрального анализа. Обзор // ТИИЭР. 1981. Т. 69, № 10. С. 5–51.
- Киреева А.П., Фиников Д.Б.** АРУ (AGC) и деконволюция. Об искажениях формы сигнала в ходе нелинейных преобразований // Приборы и системы разведочной геофизики. 2025. № 1 (84). С. 87–103. EDN:ZBRTAG.
- Козлов Е.А., Гогоненков Г.Н., Лернер Б.Л., Мушин И.А., Мешбей В.И., Климович Н.И., Янковский И.И.** Цифровая обработка сейсмических данных. М.: Недра, 1973. 309 с.
- Левин Б.Р.** Теоретические основы статистической радиотехники. М.: Радио и связь, 1989. 654 с.
- Льюнг Л.** Идентификация систем. Теория для пользователя. М.: Наука, 1991. 432 с.
- Марпл–мл. С.Л.** Цифровой спектральный анализ и его приложения. М.: Мир, 1990. 584 с.
- Никитин А.А.** Теоретические основы обработки геофизической информации. М.: Недра, 1986. 342 с.
- Рапопорт М.Б.** Вычислительная техника в полевой геофизике. М.: Недра, 1993. 352 с.
- Робинсон Е., Трейтел С.** Цифровая обработка сигналов в геофизике // Применение цифровой обработки сигналов. М.: Мир, 1980. С. 486–544.
- Робинсон Э.А.** Статистические методы сжатия сейсмического импульса // ТИИЭР. 1984. Т. 72, № 9. С. 52–68.
- Сильвия М.Т., Робинсон Э.А.** Обратная фильтрация геофизических временных рядов при разведке на нефть и газ. М.: Недра, 1983. 447 с.
- Финк Л.М.** Сигналы, помехи, ошибки М.: Радио и связь, 1984. 256 с.
- Харкевич А.А.** Спектры и анализ. М.: Книжный дом «ЛИБРОКОМ», 2009. 236 с.
- Хургин Я.И., Яковлев В.П.** Фinitные функции в физике и технике. М.: Наука, 1971. 408 с.
- Шерифф Р., Гелдарт Л.** Сейсморазведка. Т. 2. Обработка и интерпретация данных. М.: Мир, 1987. 400 с.
- Berkhout A.J.** Related properties of minimum-phase and zero-phase time functions // Geophysical Prospecting. 1974. Vol. 22 (4). P. 683–709. doi:10.1111/j.1365-2478.1974.tb00111.x.
- Li G.F., Zhou H., Zhao C.** Potential risks of spectrum whitening deconvolution – compared with well-driven deconvolution // Petroleum Science. 2009. Vol. 6 (2). P. 146–152. doi:10.1007/s12182-009-0023-y.

- Mitchell A.R., Stokes W.D.** Sampling and minimum phase from both a continuous and discrete point of view // *Geophysical Prospecting*. 1986. Vol. 34 (6). P. 807–821. doi:10.1111/j.1365-2478.1986.tb00494.x.
- Peacock K.L., Treitel S.** Predictive deconvolution: theory and practice // *Geophysics*. 1969. Vol. 34 (2). P. 155–169. doi:10.1190/1.1440003.
- Robinson E.A.** Predictive decomposition of seismic traces // *Geophysics*. 1957. Vol. 22 (4). P. 767–778. doi:10.1190/1.1438415.
- Robinson E.A., Treitel S.** Digital imaging and deconvolution: The ABCs of seismic exploration and processing. SEG, Tulsa, 2008. 424 p. doi:10.1190/1.9781560801610.
- Tribolet J.** Applications of short-time homomorphic signal analysis to seismic wavelet estimation // *Geoexploration*. 1978. Vol. 16 (1–2). P. 75–96. doi:10.1016/0016-7142(78)90008-X.
- Yilmaz Ö.** Seismic data analysis. SEG, Tulsa, 2001. Vol. 1. 1809 p.

REFERENCES

- Altshuler S.V., Lapan A.B., Finikov D.B.** Parametric methods of spectrum estimation in seismic exploration (In Russ.). VIEMS, Moscow, 1986. 48 p.
- Berkhout A.J.** Related properties of minimum-phase and zero-phase time functions // *Geophysical Prospecting*. 1974. Vol. 22 (4). P. 683–709. doi:10.1111/j.1365-2478.1974.tb00111.x.
- Boganik G.N., Gurvich I.I.** Seismic exploration (In Russ.). AIS, Tver, 2006. 744 p.
- Box G.E.P., Jenkins G.M.** Time series analysis: Forecasting and control. Holden-day, San Francisco, Cambridge, London, Amsterdam, 1970.
- Denisov M.S.** Two-sided autoregressive model of a seismic trace // *Geofizika*. 1994. No. 3. P. 2–12. (In Russ.). EDN:TIHPVT.
- Denisov M.S.** How to interpret the prediction deconvolution algorithm // *Geofizika*. 1995. No. 3. P. 44–48. (In Russ.). EDN:TJIYIB.
- Denisov M.S., Finikov D.B.** A method for seismic wavelet amplitude spectrum estimation and the algorithm of "amplitude deconvolution" // *Geofizika*. 1997. No. 2. P. 17–23. (In Russ.). EDN:TNKYRB.
- Fink L.M.** Signals, noise, errors (In Russ.). Radio and Communication, Moscow, 1984. 256 p.
- Gogonenkov G.N.** Study of the detailed structure of sedimentary strata by seismic exploration (In Russ.). Nedra, Moscow, 1987. 222 p.
- Goldin S.V.** Linear transformations of seismic signals (In Russ.). Nedra, Moscow, 1974. 352 p.
- Harkevich A.A.** Spectra and analysis (In Russ.). LIBROKOM, Moscow, 2009, 236 p.
- Hurgin Ya.I., Yakovlev V.P.** Finite functions in physics and technics (In Russ.). Nauka, Moscow, 1971. 408 p.
- Kay S.M., Marple S.L.** Spectrum analysis – A modern perspective // *Proceeding of the IEEE*. 1981. Vol. 69 (11). P. 1380–1419. doi:10.1109/PROC.1981.12184.
- Kireeva A.P., Finikov D.B.** AGC and deconvolution. Wavelet shape distortions during nonlinear transformations // *Instruments and Systems of Exploration Geophysics*. 2025. No. 1 (84). P. 87–103. (In Russ.). EDN:ZBRTAG.
- Kozlov E.A., Gogonenkov G.N., Lerner B.L., Mushin I.A., Meshbey V.I., Klimovich N.I., Yankovkij I.I.** Digital processing of seismic data (In Russ.). Nedra, Moscow, 1973. 309 p.
- Levin B.R.** Theoretical fundamentals of statistical radio engineering (In Russ.). Radio and communication, Moscow, 1989. 654 p.

- Li G.F., Zhou H., Zhao C.** Potential risks of spectrum whitening deconvolution – compared with well-driven deconvolution // *Petroleum Science*. 2009. Vol. 6 (2). P. 146–152. doi:10.1007/s12182-009-0023-y.
- Ljung L.** System identification: Theory for the user. Prentice-Hall, 1999. 609 p.
- Marple S.L., Jr.** Digital spectral analysis with applications. Prentice-Hall, 1987. 495 p.
- Mitchell A.R., Stokes W.D.** Sampling and minimum phase from both a continuous and discrete point of view // *Geophysical Prospecting*. 1986. Vol. 34 (6). P. 807–821. doi:10.1111/j.1365-2478.1986.tb00494.x.
- Nikitin A.A.** Theoretical foundations of geophysical information processing (In Russ.). Nedra, Moscow, 1986. 342 p.
- Peacock K.L., Treitel S.** Predictive deconvolution: theory and practice // *Geophysics*. 1969. Vol. 34 (2). P. 155–169. doi:10.1190/1.1440003.
- Rapoport M.B.** Computing technologies in field geophysics (In Russ.). Nedra, Moscow, 1993. 352 p.
- Robinson E.A.** Predictive decomposition of seismic traces // *Geophysics*. 1957. Vol. 22 (4). P. 767–778. doi:10.1190/1.1438415.
- Robinson E.A.** Statistical pulse compression // *Proceeding of the IEEE*. 1984. Vol. 72 (10). P. 1276–1289. doi:10.1109/PROC.1984.13017.
- Robinson E., Treitel S.** Digital signal processing in geophysics // *Application of digital signal processing* (In Russ.) Mir, Moscow, 1980. P. 486–544.
- Robinson E.A., Treitel S.** Digital imaging and deconvolution: The ABCs of seismic exploration and processing. SEG, Tulsa, 2008. 424 p. doi:10.1190/1.9781560801610.
- Sheriff R.E., Geldart L.P.** Exploration seismology. 2nd ed. Cambridge University Press, 2012. 592 p. doi:10.1017/CBO9781139168359.
- Sylvia M.T., Robinson E.A.** Deconvolution of geophysical time series in the exploration for oil and natural gas. Elsevier Science, 1979. 252 p.
- Tribolet J.** Applications of short-time homomorphic signal analysis to seismic wavelet estimation // *Geoexploration*. 1978. Vol. 16 (1–2). P. 75–96. doi:10.1016/0016-7142(78)90008-X.
- Varakin L.E.** Theory of complex signals (In Russ.). Soviet Radio, Moscow, 1970. 376 p.
- Vasilenko G.I., Taratorin A.M.** Reconstruction of images (In Russ.). Radio and communication, Moscow, 1986. 302 p.
- Yilmaz Ö.** Seismic data analysis. SEG, Tulsa, 2001. Vol. 1. 1809 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

ДЕНИСОВ Михаил Сергеевич – доктор физико-математических наук, директор по науке ООО «ГЕОЛАБ». Основные научные интересы: разработка алгоритмов обработки геофизических сигналов.

*Статья поступила в редакцию 11 апреля 2025 г.,
одобрена после рецензирования 15 мая 2025 г.,
принята к публикации 16 мая 2025 г.*



УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ГЕРАСИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ): БАСЕЙНОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Алина Юрьевна Космачева^{1,✉}, Марина Олеговна Федорович², Александр Николаевич Фомин³

^{1,2,3}Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

¹KosmachevaAY@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8603-986X>

²ZahryaminaMO@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6816-906X>

³FominAN@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5174-4304>

Аннотация. Моделирование условий формирования залежей углеводородов Герасимовского месторождения направлено на восстановление истории тектонического развития отложений, температурной истории и истории погружения осадочных комплексов, определение изменения катагенетической преобразованности органического вещества и коэффициента трансформации керогена, количественную оценку масштабов генерации углеводородов. Всего нефтегазоматеринскими породами генерировано почти 7 млрд т условных углеводородов. На современном этапе углеводороды генерируются органическим веществом баженовской и тюменской свит.

Ключевые слова: бассейновое моделирование, сейсмогеологическое моделирование, палеотектонический анализ, масштабы генерации углеводородов, катагенез органического вещества, Западная Сибирь

Финансирование: работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0012 «Цифровые геолого-геофизические и петрофизические модели осадочных комплексов с трудноизвлекаемыми запасами нефти в Западной и Восточной Сибири как резерв для прироста запасов и добычи».

Для цитирования: Космачева А.Ю., Федорович М.О., Фомин А.Н. Условия формирования залежей углеводородов Герасимовского месторождения (Томская область): бассейновое моделирование // Геофизические технологии. 2025. № 1. С. 43–58. doi:10.18303/2619-1563-2025-1-43.

CONDITIONS OF HYDROCARBON FORMATION IN THE GERASIMOV FIELD (TOMSK REGION): BASIN AND PETROLEUM SYSTEM MODELING

Alina Yu. Kosmacheva^{1,✉}, Marina O. Fedorovich², Alexandr N. Fomin³

^{1,2,3}Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Koptug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

¹KosmachevaAY@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8603-986X>

²ZahryaminaMO@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6816-906X>

³FominAN@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5174-4304>

Abstract. Modeling of hydrocarbon formation conditions in the Gerasimov field describes tectonic evolution of the area, thermal and burial history of the sediments, evolution of the thermal maturity of organic matter and transformation ratio, quantitative assessment of the hydrocarbon generated mass. In total, the source rocks have generated almost 7 billion tons of hydrocarbon equivalents. At the present stage, hydrocarbons are generated by organic matter of the Bazhenov and Tyumen formations.

Keywords: basin modeling, geoseismic modeling, paleotectonic analysis, hydrocarbon generation, maturity of organic matter, Western Siberia

Funding: the work was supported by the Project “Digital geological, geophysical and petrophysical models of sedimentary deposits with hard-to-recover oil reserves in Western and Eastern Siberia as fund for extension of reserves and production”, project number FWZZ-2022-0012.

For citation: Kosmacheva A.Yu., Fedorovich M.O., Fomin A.N. Conditions of hydrocarbon formation in the Gerasimov field (Tomsk region): basin and petroleum system modeling // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2025. No. 1. P. 43–58. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2025-1-43.

ВВЕДЕНИЕ

Томская область является крупным нефтегазодобывающим регионом России. История освоения Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения, которое относится к Лугинецко-Останинскому нефтегазодобывающему району, насчитывает несколько десятилетий. Герасимовское месторождение приурочено к локальному одноименному поднятию. По отражающему горизонту II^a (подошва баженовской свиты) поднятие представляет собой антиклинальную складку субмеридионального простирания, по отражающему горизонту Ф₂ (кровля доюрских образований) – сложнопостроенную блоковую систему эрозионно-тектонического выступа [Иванов, 2002].

Первая пробуренная на западном крыле структуры скважина установила нефтегазоносность пластов васюганской и тюменской свит верхней и средней юры (рис. 1). Результаты пробной эксплуатации показали, что геологическое строение месторождения более сложное, чем предполагалось на этапе разведки. В результате, эксплуатация объекта была приостановлена, т. к. возникла необходимость более глубокого изучения с использованием принципиально новых подходов к составлению геологической модели и схемы разработки месторождения. Впоследствии был установлен более широкий стратиграфический диапазон нефтегазоносности. А именно, было выяснено, что основные запасы углеводородов (УВ) сосредоточены в пласте М палеозойских отложений (см. рис. 1) [Расторгуева, 2013]. Пласт М представлен глинисто-кремнистыми породами коры выветривания, развитой по силикатсодержащим породам девона-карбона – кремнистым известнякам и кремнеаргиллитам [Конторович и др., 2024]. В настоящее время Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение находится на стадии разработки. Месторождение является автономным и относится к числу хорошо обустроенных.

Залежи углеводородов продуктивных отложений контролируются в различной степени структурным, литологическим или тектоническим факторами. В отложениях пластов М коры выветривания палеозоя, Ю₁₀, Ю₉, Ю₈, Ю₇ и Ю₆ тюменской свиты выделены нефтяные залежи, а в отложениях пласта Ю₂ тюменской свиты и горизонта Ю₁ васюганской свиты выделены газовые и газоконденсатные объекты [Космачева, Федорович, 2019].

Коллективом ИНГГ СО РАН были разработаны сейсмогеологические критерии выявления и детального картирования нефтегазоперспективных объектов на территории юго-восточных районов Западной Сибири, построены сейсмогеологические модели эталонных месторождений, в том числе Герасимовского (по материалам 2D сейсморазведки) [Конторович, Калинина, 2019; Конторович и др., 2024].

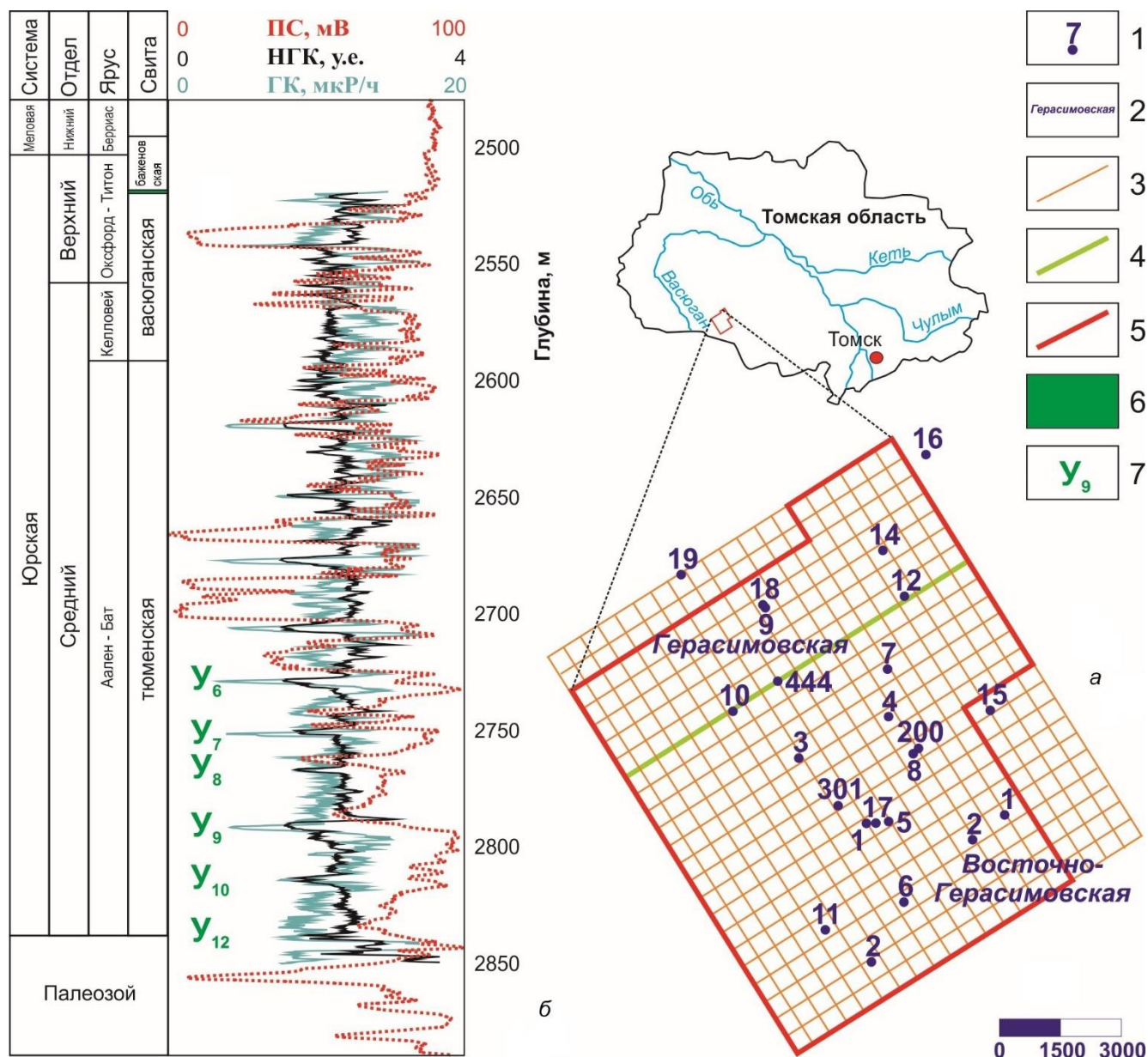


Рис. 1. Схема местоположения района работ и фактического материала (а) и опорный разрез палеозойских и юрских отложений (б) Герасимовского месторождения (скв. Герасимовская № 10): 1 – скважина; 2 – название площади; 3 – линии профилей сейсморазведки 3D; 4 – временной разрез через Герасимовское месторождение (см. рис. 2); 5 – контур района работ; 6 – георгиевская свита; 7 – угольные пласты (нефтегазоматеринские).

Коллективом ИНГГ СО РАН также были проведены геохимические исследования органического вещества (ОВ) и нафтидов месторождения, которые позволили сделать вывод о смешанном генезисе нефтей в залежах эрозионно-тектонических выступов палеозойского фундамента. Источниками этих нефтей являются аквагенное ОВ девонских отложений, накапливавшееся в морских обстановках, и террагенное ОВ угольных пластов средней юры (Y_{12} , Y_9 , Y_8 , Y_7 и Y_6) [Бордюг, 2012; Ступакова и др., 2015]. На Герасимовской площади установлены и битумоиды смешанного генезиса, которые формировались за счет генерации УВ морскими и континентальными нефтепроизводящими толщами [Конторович и др., 1975, 2013; Костырева, 2005]. Необходимо отметить, что на территории исследования тогурская свита, которая является одним из основных генераторов УВ в юго-восточных районах Западной Сибири, отсутствует.

[Решение..., 2004]. Уровень зрелости ОБ баженовской свиты на Герасимовской площади является недостаточным для интенсивной генерации УВ.

Баженовская свита представляет собой гигантское по площади распространения накопление преимущественно органогенных пород. Для построения современной геологической модели баженовской свиты, ее эволюции в катагенезе и прогноза ее нефтеносности первостепенное значение имеет исследование изменения состояния ОБ, одной из основных породообразующих ее компонент [Конторович и др., 2021]. Одной из главных задач устойчивого развития отечественного НГК является введение в экономический оборот трудноизвлекаемых запасов нефти и газа, в том числе баженовской свиты [Филимонова и др., 2020]. Необходимо отметить, что существенная доля трудноизвлекаемой нефти сосредоточена и в среднеюрских отложениях тюменской свиты [Шмелев, 2018].

Целью исследования является анализ условий формирования ловушек УВ в юрских отложениях Герасимовского месторождения на основе моделирования палеозойско-мезозойской нефтегазовой системы. Данная работа является продолжением серии публикаций о перспективах нефтегазоносности Герасимовского месторождения [Космачева, Федорович, 2019; Федорович, Космачева, 2020].

МЕТОДИКА

Технология бассейнового моделирования реализуется за счет моделирования всех этапов эволюции осадочного бассейна от момента начала накопления осадочных толщ до настоящего времени. Последовательная интеграция геофизических, геологических и геохимических данных позволяет рассчитывать взаимосвязанные геологические процессы в осадочном бассейне и определять их влияние на образование и сохранность скоплений УВ [Hantschel, Kauerauf, 2009; Allen, Allen, 2013; Peters et al., 2017].

В основу работы были положены данные 23 разведочных скважин, вскрывших палеозойские отложения, и материалы сейсморазведки 3D, площадью 105 км².

Последовательная интеграция данных подразумевает создание комплексной геологической модели, которая состоит из нескольких частей:

- структурно-литологическая модель (возраст, структурные характеристики: сейсмогеологическая модель, литологический состав стратиграфических комплексов и др.);
- геохимическая модель (тип и кинетические параметры керогена, значения содержания органического углерода и углеводородного потенциала нефтегазопроизводящей толщи);
- температурная модель (плотность теплового потока у основания осадочного чехла, отражательная способность витринита с соответствующими глубинами замера и др.).

В качестве литологического заполнения стратиграфических комплексов в результате анализа геолого-геофизических исследований скважин выбраны типы пород из стандартных библиотек, учитывая преимущественно терригенный тип разреза (см. рис. 1). Каждому литотипу, характеризующему процентное содержание фракций, соответствует определенный набор параметров, таких как пористость, проницаемость и др. Стратификация отложений осадочного чехла осуществлялась на базе комплексной интерпретации данных сейсморазведки и глубокого бурения.

В программном пакете Kingdom была проведена интерпретация материалов сейсморазведки 3D. На территории исследования в разрезе мезозойских образований выделены следующие отражающие горизонты (рис. 2): Φ_2 – подошва осадочного чехла; II^a – подошва баженовской свиты; III – кошайская пачка

(верхняя часть киялинской свиты); IV – кузнецовская свита. Выделение разломов и определение глубины их проникновения проводилось на основании анализа сейсмических разрезов. Основными критериями выделения элементов разрывной тектоники по данным сейсморазведки являются нарушение осей синфазности отражающих горизонтов, уменьшение энергетического уровня сейсмической записи и др. [Боганик, Гурвич, 2006].

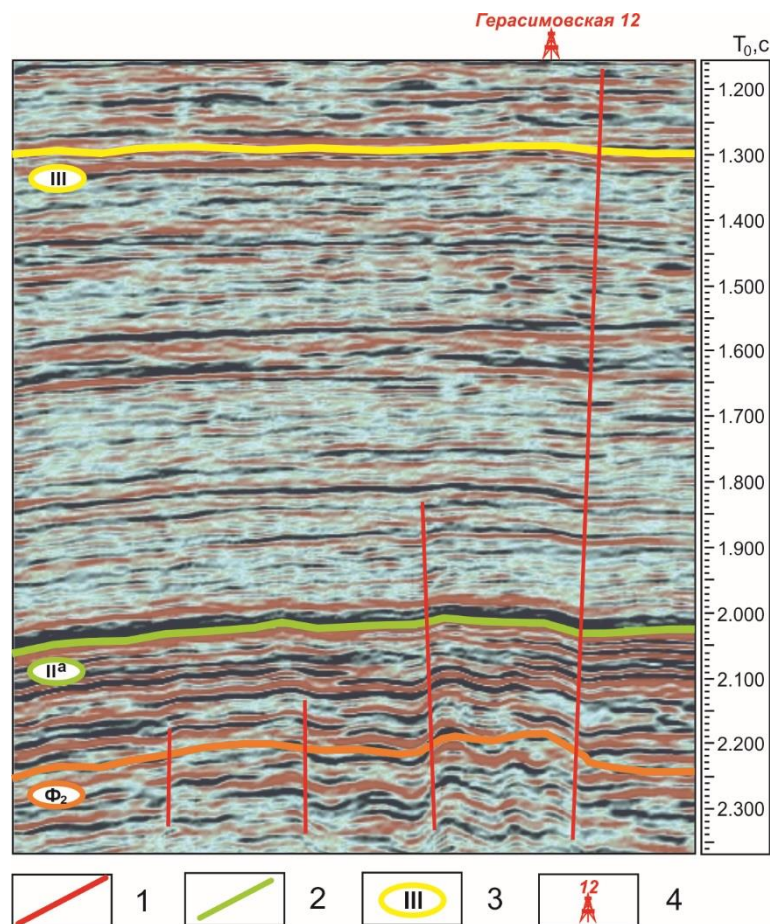


Рис. 2. Временной разрез через Герасимовское месторождение: 1 – дизъюнктивные нарушения; 2 – отражающий горизонт; 3 – индекс отражающего горизонта; 4 – скважина.

Изменчивость литологического состава и акустических свойств горных пород, слагающих доюрское основание и перекрывающих его толщи, а также обилие тектонических нарушений, которые проникают в базальные горизонты осадочного чехла, отрицательно сказываются на устойчивости волнового поля. Надежная корреляция отражающего горизонта Φ_2 требует большей опоры на результаты глубокого бурения. Стоит отметить, что принцип фазовой корреляции, который используется при прослеживании отражающих горизонтов осадочного чехла, не всегда приемлем при картировании доюрской поверхности [Конторович, 2002].

В отложениях девона содержание $C_{орг}$ не превышает 2 %, а НІ достигает 200 мгУВ/г $C_{орг}$; в угольных пластах средней юры содержание $C_{орг}$ доходит до 44 %, а НІ составляет 150 мгУВ/г $C_{орг}$, тогда как в баженовской свите – до 12 % и 700 мгУВ/г $C_{орг}$ соответственно [по данным ИНГГ СО РАН].

Теоретические положения реконструкции процессов нефтегазообразования основаны на принципах осадочно-миграционной теории нафтидогенеза [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967; Неручев и др., 1973]. Вариации глубинной зональности катагенеза обусловлены влиянием большого

количества факторов на преобразование ОБ, главным из которых является температура. Неравномерность процессов новообразования жидких и газообразных УВ отражена в различных классификациях катагенетических превращений ОБ. В настоящей работе особенности катагенетической преобразованности ОБ в процессе созревания устанавливались в соответствии со шкалой катагенеза, разработанной А.Э. Конторовичем и А.А. Трофимуком [1976].

Количественное описание процессов нафтидогенеза основано на моделировании кинетики преобразования керогена. Кинетика химических реакций для нефтегазоматеринских свит объясняет динамику выделения различных компонентов УВ [Behar et al., 1997; Vandenbroucke et al., 1999; Dieckmann et al., 2000]. Кинетика химических реакций для девонских отложений (II тип керогена [Dieckmann et al., 2000]), угольных пластов тюменской свиты (III тип керогена [Vandenbroucke et al., 1999]) и баженовской свиты (II тип керогена [Behar et al., 1997]) выбраны из стандартных библиотек в соответствии с условиями осадконакопления, литологическим составом и мощностью газоматеринских отложений.

Калибровка плотности теплового потока производилась по данным лабораторных измерений отражательной способности витринита. Результаты калибровки теплового потока показаны на рис. 3. Прослеживается удовлетворительное совпадение результатов модельных расчетов и реальных замеров отражательной способности витринита. Можно полагать, что модель теплового поля вблизи скважины является верной. Построенные одномерные модели с корректными граничными условиями легли в основу трехмерной модели территории исследования. Необходимо отметить, что количественная оценка масштабов аккумуляции УВ в пластах-коллекторах не проводилась.

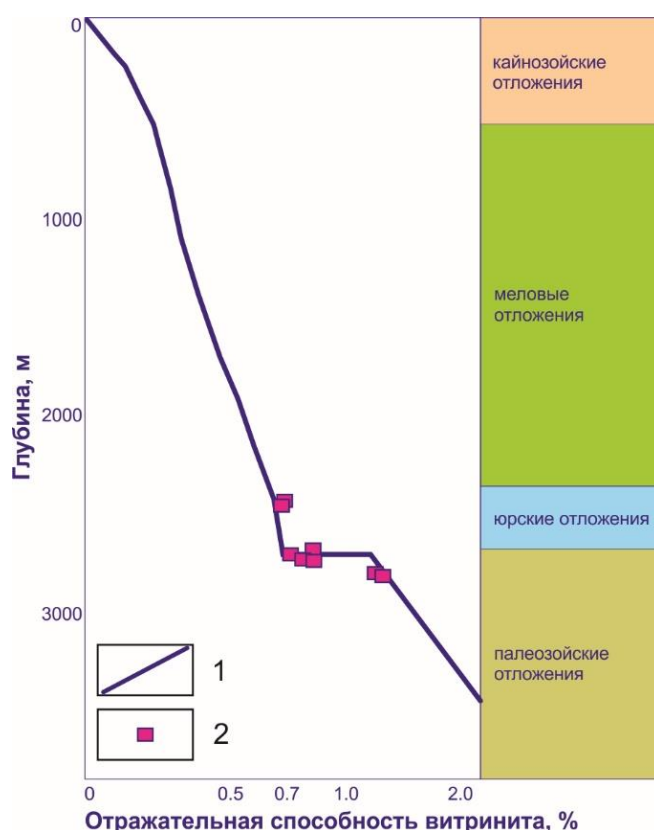


Рис. 3. Результаты калибровки плотности теплового потока по отражательной способности витринита на территории Герасимовского месторождения: 1 – модельные значения отражательной способности витринита; 2 – реальные значения отражательной способности витринита.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Моделирование условий формирования залежей углеводородов Герасимовского месторождения направлено на восстановление истории тектонического развития отложений; истории температур и погружения осадочных комплексов; определение изменения катагенетической преобразованности ОВ, коэффициента трансформации керогена и количественную оценку масштабов генерации УВ.

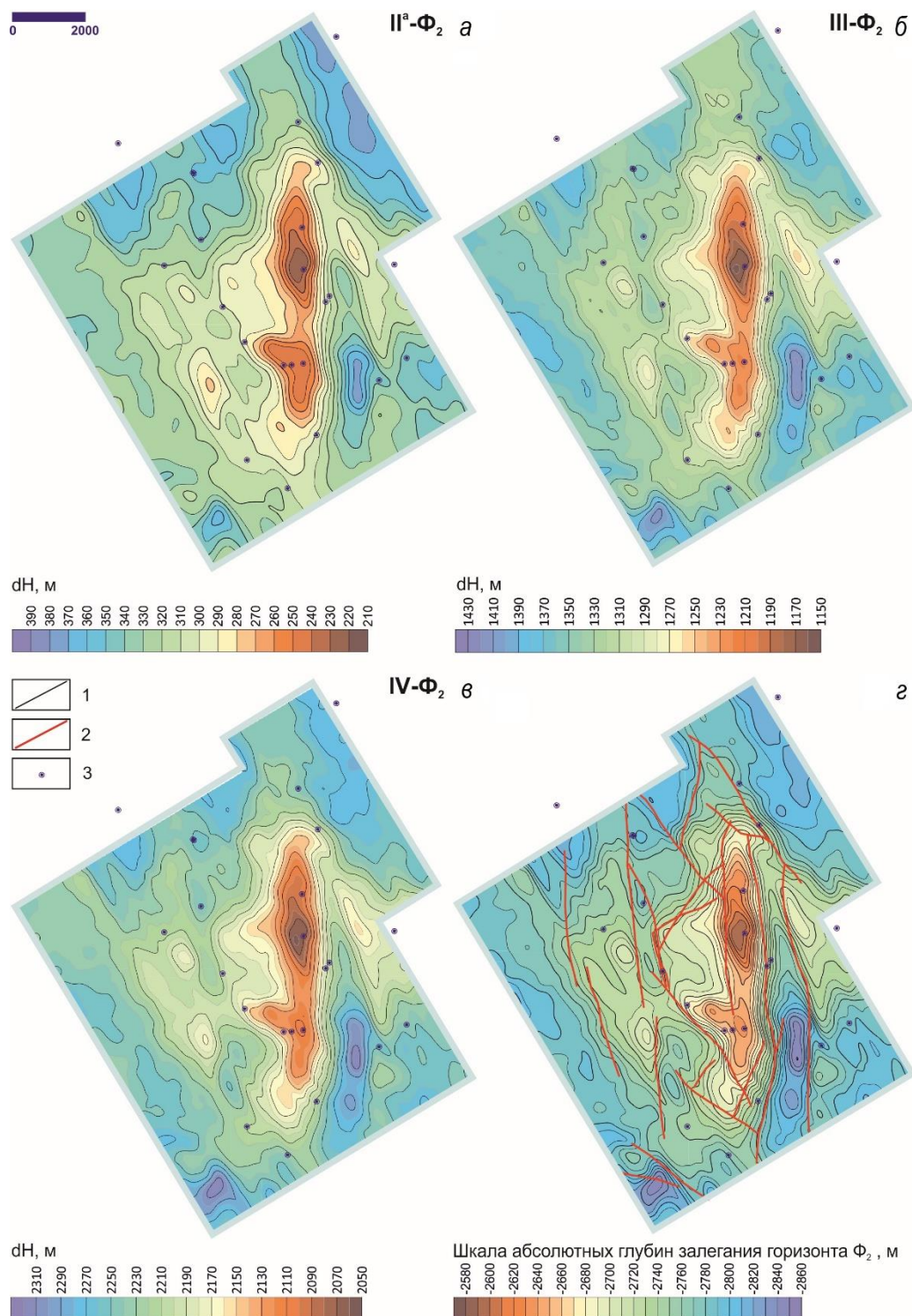


Рис. 4. Структура поверхности фундамента: а – на момент формирования баженовской свиты, б – на момент формирования кошайской пачки (аптский век), в – на момент формирования кузнецовской свиты (туронский век); г – в настоящее время: 1 – изобахты/изогипсы; 2 – дизъюнктивные нарушения; 3 – скважина.

Результаты сопоставления палеорельефа доюрского основания с современным строением района работ свидетельствуют о том, что в юрский этап уже были сформированы потенциальные ловушки УВ, и были заложены основные тенденции развития структур. На территории исследования прослеживаются три этапа тектонической активизации: раннеюрский, раннемеловой и позднемеловой [Космачева, Федорович, 2019]. Большинство дизъюнктивных нарушений сформировались до момента образования кошайской пачки киялинской свиты, и лишь некоторые затухают внутри сеноманской толщи пород (см. рис. 2). Разрывные нарушения могли выполнять роль каналов для миграции УВ из нефтегазоматеринских толщ в пласты-коллекторы. Для определения общих закономерностей формирования структур нефтегазоперспективных объектов проведен анализ изменения рельефа поверхности фундамента со временем (рис. 4).

Изучение изменения архитектуры поверхности фундамента во времени показало, что на протяжении юрского и мелового периодов на территории исследования существовало крупное локальное поднятие, которое расположено в центральной части, и представляет собой единую замкнутую структуру с серией локальных куполов. Формирование замкнутой изометричной структуры произошло благодаря унаследованному характеру развития рельефа территории. На протяжении всей истории развития поднятие так и оставалось замкнутым, лишь несущественно меняя свои очертания и амплитуду, и могло сохранять мигрирующие в коллекторы УВ.

Абсолютная глубина залегания кровли доюрского основания (см. рис. 4, а) варьирует в пределах 280 м (от –2860 до –2580 м). В рельефе прослеживается одно крупное локальное поднятие, которое расположено в центральной части района исследования. Оно вытянуто в северо-восточном направлении и оконтурено изолинией с абсолютной отметкой –2740 м. Амплитуда структуры составляет 140 м. Поднятие осложнено серией локальных куполов. Наиболее амплитудная его часть находится в центре и имеет аналогичное простирание. В этой зоне выделяется локальная структура с абсолютной отметкой –2720 м, которая осложнена двумя поднятиями с абсолютными отметками –2660 м. Структура, которая расположена ближе к северу, имеет амплитуду 60 м, а структура, расположенная южнее – 30 м. Также на востоке и на западе поднятия выделяется ряд более мелких вытянутых куполов, амплитуда которых не более 30 м.

История созревания ОБ в течение геологического времени восстанавливалась в соответствии с закономерностью его катагенетических превращений при погружении. Согласно установленным границам градации катагенеза $МК_1^1$ – $МК_2$ отвечают главной зоне нефтеобразования (R° — 0.50–1.15 %), $МК_3^1$ – $АК_2$ — главной зоне интенсивного газообразования (R° — 1.15–3.50 %) [Конторович, Трофимук, 1976].

Анализ схемы истории погружения осадочных комплексов и изменения катагенетической преобразованности ОБ (рис. 5, а) позволяет сделать следующие выводы:

- *девонские отложения* основанием вошли в главную зону нефтеобразования 380 млн лет назад в познедевонскую эпоху, и к началу пермского периода уровень зрелости ОБ уже соответствовал поздним стадиям мезокатагенеза; высокая преобразованность ОБ связана с накоплением многокилометровой толщи осадков и последующим их размывом (интрузивных излияний на площади исследования и прилегающих территориях не зафиксировано [Сурков, Жеро, 1981]);
- *угольные пласты тюменской свиты* достигли начальных стадий мезокатагенеза 80 млн лет назад в позднемеловую эпоху и в настоящий момент генерируют УВ;
- *баженовская свита* основанием вошла в главную зону нефтеобразования около 60 млн лет назад в палеоценовую эпоху и находится там в настоящее время.

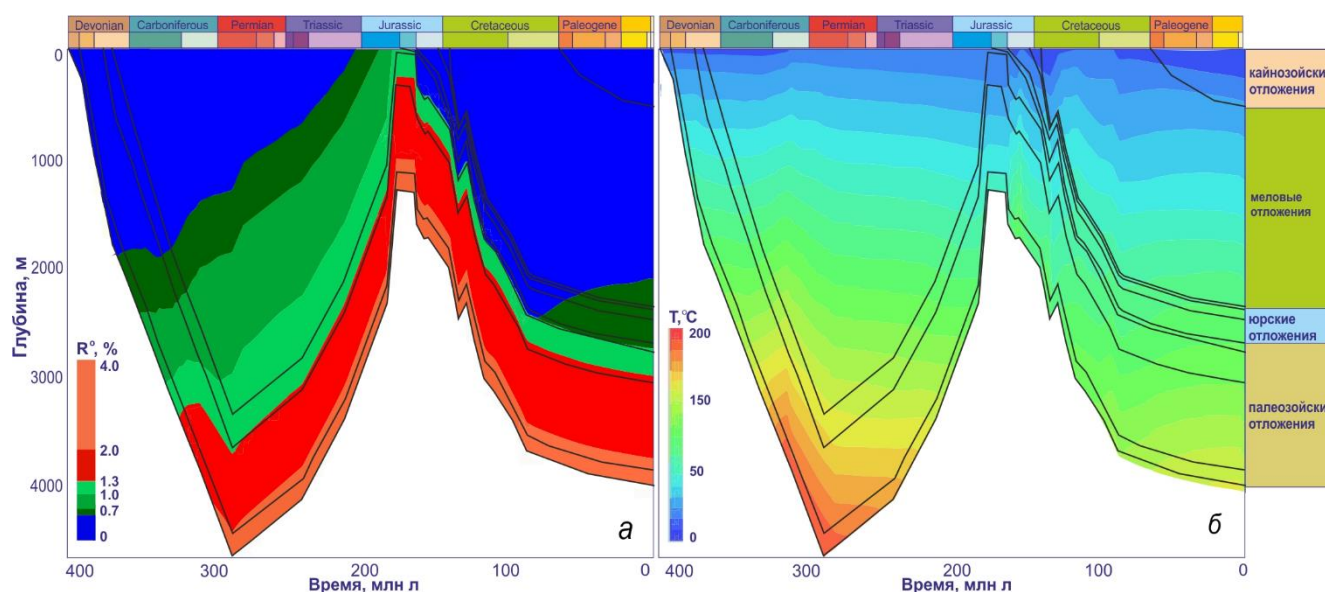


Рис. 5. История погружения осадочных комплексов: изменения катагенетической преобразованности ОВ (а); изменения температуры (б) в разрезе скважины Герасимовского месторождения.

Литификация флюидопоров для палеозойских и юрских залежей УВ произошла до момента вхождения угольных пластов тюменской и баженовской свит в главную зону нефтеобразования и до того момента, как девонские отложения исчерпали свой генерационный потенциал. Необходимо отметить, что уровень зрелости ОВ в породах-коллекторах палеозоя, тюменской и васюганской свит средней и верхней юры на современном этапе соответствует начальным стадиям мезокатагенеза, что способствует сохранности нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей.

Наиболее интенсивному прогреву за всю историю развития бассейна подверглись отложения палеозоя на рубеже каменноугольного и пермского периодов (см. рис. 5, б). На глубине около 5 км температура составляла 200 °С. Для угольных пластов тюменской свиты и баженовской свиты значения температуры не превышали 100–120 °С.

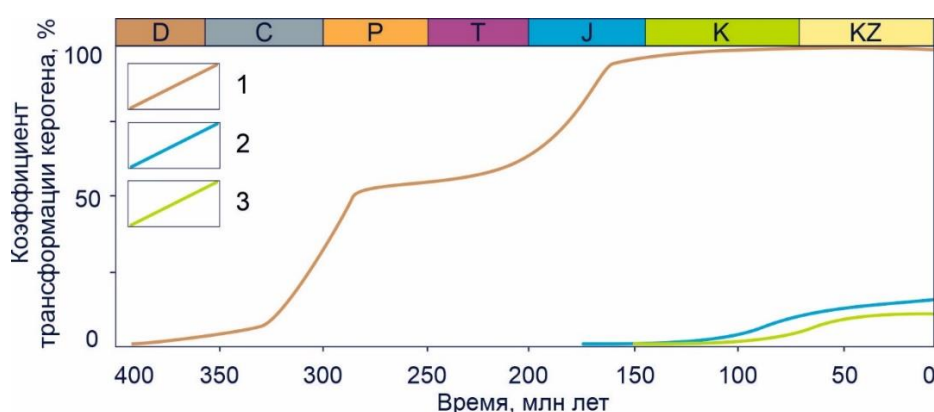


Рис. 6. Динамика изменения коэффициента катагенетической трансформации керогена: 1 – девонских отложений; 2 – угольных пластов тюменской свиты; 3 – баженовской свиты.

Важным показателем степени реализации генерационного потенциала ОВ является коэффициент трансформации керогена. Коэффициент трансформации керогена представляет собой отношение образованных керогеном УВ к общему количеству УВ, которые могут быть генерированы керогеном [Tissot, Welte, 1978]. Генерационный потенциал ОВ девонских отложений был реализован на 50 % около 290 млн

лет назад в раннепермскую эпоху, и уже к началу позднемеловой эпохи нефтематеринская толща истощала свои генерационные возможности (рис. 6). Коэффициент трансформации керогена угольных пластов тюменской и баженовской свит составляет около 20 % в настоящее время.

На рисунке 7 показано изменение катагенетической преобразованности ОВ по площади исследования на современном этапе.

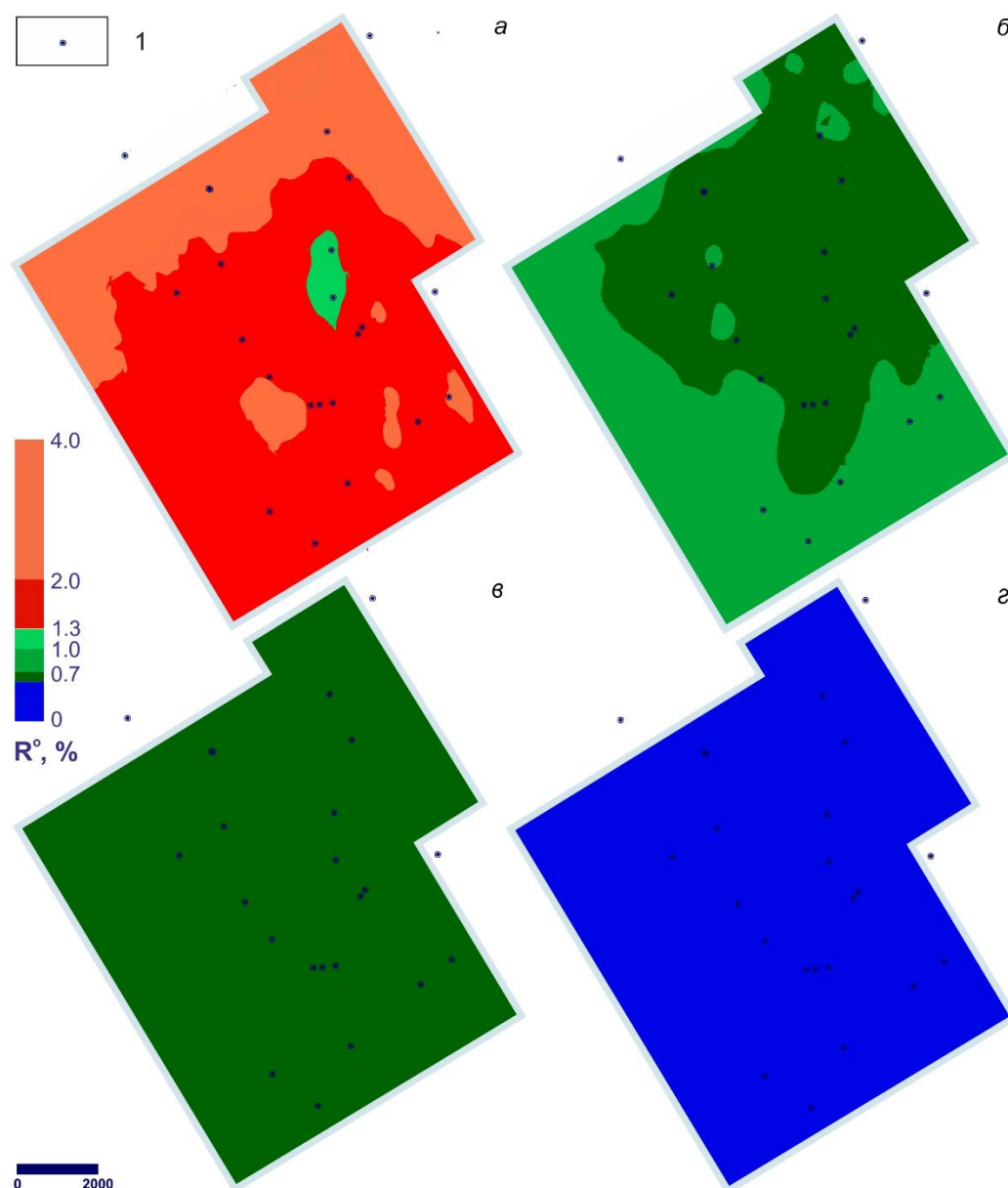


Рис. 7. Современная катагенетическая преобразованность ОВ девонских отложений (а); б – угольных пластов тюменской свиты (У₇); в – баженовской свиты и з – киялинской свиты; 1 – скважина.

В настоящее время уровень зрелости ОВ девонских отложений соответствует поздним стадиям мезокатагенеза. Исключением является наиболее приподнятая центральная часть территории, где катагенез ОВ достиг градации МК₃¹ (R^0 — 1.15–1.55 %). Пониженный катагенез объясняется архитектурой поверхности фундамента и унаследованным характером его развития (см. рис. 4). На севере территории ОВ претерпело глубокие преобразования, характерные для стадий апокатагенеза. Органическое вещество угольных пластов тюменской и баженовской свит находится в главной зоне нефтеобразования

на всей площади исследования. К настоящему моменту киялинская свита еще не вошла в главную зону нефтеобразования.

На рисунке 8 представлена диаграмма геологических событий для верхнепермско-мезозойской нефтегазовой системы Герасимовского месторождения, которая наглядно демонстрирует хронологическую взаимосвязь между ее элементами и процессами в осадочном бассейне. Заполнение ловушек УВ происходило с позднюрской эпохи, когда структуры современного плана, основные элементы нефтегазовой системы уже сформировались, и процессы генерации и миграции УВ протекали на территории исследования.

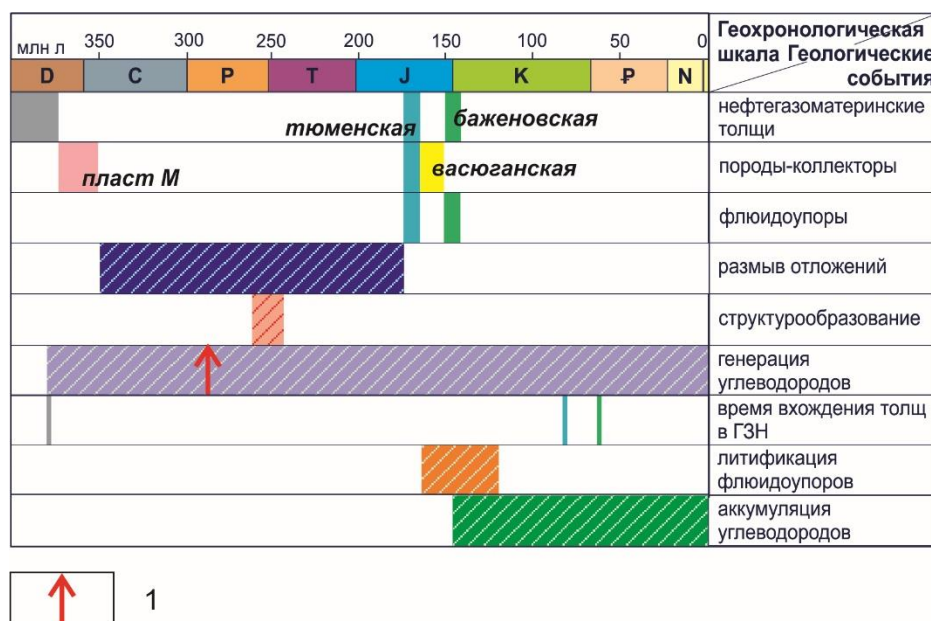


Рис. 8. Диаграмма геологических событий для палеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Герасимовского месторождения: 1 – пик генерации УВ для девонских отложений.

Ниже представлена таблица, отражающая основные результаты моделирования процессов нефтегазообразования Герасимовского месторождения (табл. 1).

Таблица 1

Количественная оценка масштабов генерации УВ нефтегазопроизводящими толщами Герасимовского месторождения

Параметр нефтегазоматеринской толщи (НГМТ)	Баженовская свита	Угольные пласты тюменской свиты	Девонские отложения	Общее количество УВ
Остаточный потенциал (млн т)	344.9	992.3	0	1337.2
Количество генерированных УВ (млн т)	37.3	27.2	6687.6	6752.1
Количество аккумулированных УВ в НГМТ (млн т)	8.3	0.2	0	8.5
Количество эмигрировавших УВ из НГМТ (млн т)	29	27	6687.6	6743.6

Масштабы генерации УВ органическим веществом девонских отложений составляют более 6 млрд т условных углеводородов (УУВ). Генерированные УВ полностью эмигрировали из нефтематеринской толщи, часть из которых в определенные этапы геологической истории развития бассейна заполняла сформированные структуры – потенциальные ловушки УВ.

К настоящему моменту угольные пласты тюменской свиты генерировали около 30 млн т УУВ, количество аккумулированных УВ незначительное. Среднеюрские отложения обладают крупным остаточным потенциалом почти в 1 млрд т УУВ.

На современном этапе жидкие УВ активно генерируются ОВ баженовской свиты, масштабы генерации составляют около 40 млн т УУВ. Более 20 % от генерированных УВ было аккумулировано в нефтематеринской свите. Остаточный генерационный потенциал составляет более 300 млн т УУВ, который при благоприятных геологических условиях может быть реализован.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные структуры – потенциальные ловушки УВ, были сформированы уже в юрский этап развития территории исследования. На протяжении всей истории развития Герасимовское локальное поднятие оставалось замкнутым, лишь несущественно меняя свои очертания и амплитуду, и могло сохранять мигрирующие в коллекторы УВ.

Моделирование процессов генерации нефти и газа Герасимовского месторождения показало, что нафтидообразование на территории исследования протекало в несколько этапов. Девонские отложения вошли в главную зону нефтеобразования 380 млн лет назад в позднедевонскую эпоху. Уровень зрелости ОВ угольных пластов средней юры достиг начальных стадий мезокатагенеза – 80 млн лет, баженовской свиты – 60 млн лет назад. Начиная с позднеюрского этапа развития бассейна генерированные УВ заполняли сформированные ловушки УВ. Согласно модельным расчетам всего нефтегазоматеринскими породами генерировано почти 7 млрд т УУВ.

Генерационный потенциал ОВ девонских отложений был полностью реализован уже к началу позднемеловой эпохи. В настоящее время угольные пласты тюменской и баженовской свит, которые обладают достаточно крупным остаточным потенциалом, являются основным источником УВ на территории Герасимовского месторождения. Благоприятные термодинамические условия для сохранности нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей характерны для коры выветривания палеозоя тюменской и васюганской свит средней и верхней юры.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Боганик Г.Н., Гурвич И.И.** Сейсморазведка. Тверь: АИС, 2006. 743 с.
- Бордюг Е.В.** Генетические типы нефтей продуктивных отложений юго-восточной части Западной Сибири: автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. М., 2012. 26 с.
- Вассоевич Н.Б.** Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Известия академии наук СССР. Серия геологическая. 1967. № 11. С. 137–142.
- Иванов И.А.** Месторождения нефти и газа Томской области. Томск–Новосибирск, 2002. 254 с.
- Конторович А.Э., Трофимук А.А.** Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород. М.: Наука, 1976. С. 19–36.

- Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А.** Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. 1967. Т. 8, № 2. С. 16–29. EDN:UJJGWM.
- Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г.** Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
- Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А.** Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. 2013. Т. 54, № 8. С. 972–1012. EDN:RAPIJF.
- Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р.** Теория нафтидогенеза: количественная модель эволюции аквагенного органического вещества в катагенезе // Геология и геофизика. 2021. Т. 62, № 8. С. 1026–1047. doi:10.15372/GiG2021119. EDN:GDRFLI.
- Конторович В.А.** Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. 253 с.
- Конторович В.А., Калинина Л.М.** Геологическое строение и нефтегазоносность палеозоя Западной Сибири, модели эталонных месторождений // Бурение и нефть. 2019. № 11. С. 18–25. EDN:XRISOT.
- Конторович В.А., Конторович А.Э., Аюнова Д.В., Ибрагимова С.М., Бурштейн Л.М., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Канакова К.И., Костырева Е.А., Соловьев М.В., Филиппов Ю.Ф.** Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири // Геология и геофизика. 2024. Т. 65, № 1. С. 72–100. doi:10.15372/GiG2023181. EDN:OWCTPK.
- Космачева А.Ю., Федорович М.О.** Нефтегазоносность Герасимовского месторождения по результатам комплексной интерпретации сейсморазведки 3-D и данных глубокого бурения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. Т. 14, № 3. С. 6. doi:10.17353/2070-5379/29_2019. EDN:IFGVVJ.
- Костырева Е.А.** Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. 180 с.
- Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н.** Главная фаза газообразования один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества // Геология и геофизика. 1973. Т. 14, № 10. С. 14–16. EDN:QBALUL.
- Расторгуева А.О.** Геолого-геофизические особенности Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVII Международного симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых (Томск, 1–5 апр. 2013 г.). Томск, 2013. Т. 1. С. 397–399.
- Решение** 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. 114 с.
- Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Т.А., Кирюхина И.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В.** Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2015. Т. 61, № 2. С. 63–76. EDN:UAPZAT.
- Сурков В.С., Жеро О.Г.** Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981. 143 с.
- Федорович М.О., Космачева А.Ю.** Компьютерное моделирование истории осадконакопления песчаных тел среднеюрского нефтегазоносного комплекса (на примере Герасимовского месторождения, Западная

Сибирь) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2020. № 4 (44) С. 8–13. doi:10.20403/2078-0575-2020-4-8-13. EDN:UNICZM.

Филимонова И.В., Комарова А.В., Мишенин М.В. ТРИЗ как база устойчивого развития // Нефтегазовая вертикаль. 2020. № 15. С. 25–40.

Шмелев П.В. ТРИЗ как объективная реальность. Особенности классификации и разработки трудноизвлекаемых запасов // Сибирская нефть. 2018. № 2. С. 16–23.

Allen P.A., Allen J.R. Basin analysis: principles and applications to petroleum play assessment. Oxford: Blackwell Publishing, 2013. 619 p.

Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Marquis F., Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Organic Geochemistry. 1997. Vol. 26 (5–6). P. 321–339. doi:10.1016/S0146-6380(97)00014-4.

Dieckmann V., Horsfield B., Schenk H.J. Heating rate dependency of petroleum-forming reactions: implications for compositional kinetic predictions // Organic Geochemistry. 2000. Vol. 31 (12). P. 1333–1348. doi: 10.1016/S0146-6380(00)00105-4.

Hantschel T., Kauerauf I.A. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Springer, Berlin, 2009. 476 p. doi:10.1007/978-3-540-72318-9.

Peters K., Schenk O., Scheirer A., Wygrala B., Hantschel T. Basin and petroleum system modeling // Springer handbook of petroleum technology. Springer, Cham, 2017. P. 381–418.

Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. Springer, Berlin, 1978. 538 p.

Vandenbroucke M., Behar F., Rudkiewicz J.L. Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea) // Organic Geochemistry. 1999. Vol. 30 (9). P. 1105–1125. doi:10.1016/S0146-6380(99)00089-3.

REFERENCES

Allen P.A., Allen J.R. Basin analysis: principles and applications to petroleum play assessment. Blackwell Publishing, Oxford, 2013. 619 p.

Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Marquis F., Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Organic Geochemistry. 1997. Vol. 26 (5–6). P. 321–339. doi:10.1016/S0146-6380(97)00014-4.

Boganik G.N., Gurvich I.I. Seismic prospecting (In Russ.). AIS, Tver, 2006. 743 p.

Bordyug E.V. Genetic types of oils from productive deposits of the southeastern part of Western Siberia. PhD Thesis (Geology and Mineralogy) (In Russ.). Moscow, 2012. 26 p.

Decision of the 6th Interdepartmental stratigraphic conference on the review and adoption of clarified stratigraphic schemes of Mesozoic deposits in Western Siberia (In Russ.). SNIIGGiMS, Novosibirsk, 2004. 114 p.

Dieckmann V., Horsfield B., Schenk H.J. Heating rate dependency of petroleum-forming reactions: implications for compositional kinetic predictions // Organic Geochemistry. 2000. Vol. 31 (12). P. 1333–1348. doi: 10.1016/S0146-6380(00)00105-4.

Fedorovich M.O., Kosmacheva A.Yu. Computer modeling of the sand bodies depositional history of the Middle Jurassic petroleum play (by the example of the Gerasimovskoe field, Western Siberia) // Geology and Mineral Resources of Siberia. 2020. No. 4 (44). P. 8–13. (In Russ.). doi:10.20403/2078-0575-2020-4-8-13.

- Filimonova I.V., Komarova A.V., Mishenin M.V.** Hard to recover reserves as a basis for sustainable development // Oil and Gas Technology. 2020. No. 15. P. 25–40. (In Russ.).
- Hantschel T., Kauerauf I.A.** Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Springer, Berlin, 2009. 476 p. doi:10.1007/978-3-540-72318-9.
- Ivanov I.A.** Oil and gas fields of Tomsk region (In Russ.). Tomsk–Novosibirsk, 2002. 254 p.
- Kontorovich A.E., Trofimuk A.A.** Rock and petroleum formation // Fossil Fuels. Problems of Geology and Geochemistry of Naphthides and Bituminous Rocks (In Russ.). Nauka, Moscow, 1976. P. 19–36.
- Kontorovich A.E., Parparova G.M., Trushkov P.A.** Metamorphism of organic matter and some issues of oil and gas potential (by the example of the Mesozoic deposits in the West Siberia) // Geologiya i Geofizika. 1967. Vol. 8 (2). P. 16–29. (In Russ.).
- Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Ervieu Yu.G.** Geology of oil and gas of Western Siberia (In Russ.). Nedra, Moscow, 1975. 680 p.
- Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A.** Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin // Russian Geology and Geophysics. 2013. Vol. 54 (8). P. 747–779. doi: 10.1016/j.rgg.2013.07.002.
- Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Livshits V.R.** The theory of naphthidogenesis: a quantitative model of the catagenetic evolution of aquatic organic matter // Russian Geology and Geophysics. 2021. Vol. 62 (8). P. 1840–858. doi:10.2113/RGG20214360.
- Kontorovich V.A.** Tectonics and petroleum potential of Mesozoic–Cenozoic deposits of the southeastern regions of West Siberia (In Russ.). GEO, Novosibirsk, 2002. 253 p.
- Kontorovich V.A., Kalinina L.M.** Geological structure and hydrocarbon potential of Paleozoic deposits of Western Siberia, models of reference fields // Drilling and Oil. 2019. No. 11. P. 18–25. (In Russ.).
- Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Ayunova D.V., Ibragimova S.M., Burshtein L.M., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Kanakova K.I., Kostyreva E.A., Solovyev M.V., Filippov Yu.F.** Geological structure and prospects of hydrocarbon potential of Paleozoic deposits in southeastern regions of West Siberia // Russian Geology and Geophysics. 2024. Vol. 65 (1). P. 60–84. doi:10.2113/RGG20234657.
- Kosmacheva A.Yu., Fedorovich M.O.** Petroleum potential of Gerasimov field according to integral interpretation of 3-D seismic survey and deep drilling data // Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies. 2019. Vol. 14 (3). Article 6. (In Russ.). doi:10.17353/2070-5379/29_2019.
- Kostyreva E.A.** Geochemistry and genesis of Paleozoic oils in southeastern West Siberia (In Russ.). GEO, Novosibirsk, 2005. 180 p.
- Neruchev S.G., Rogozina E.A., Kapchenko L.N.** Gas window is one of the catagenesis stages of marine organic matter evolution // Geologiya i Geofizika. 1973. Vol. 14 (10). P. 14–16. (In Russ.).
- Peters K., Schenk O., Scheirer A., Wygrala B., Hantschel T.** Basin and petroleum system modeling // Springer handbook of petroleum technology. Springer, Cham, 2017. P. 381–418.
- Rastorgueva A.O.** Geological and geophysical features of Gerasimov field. Problems of Geology and Development of Subsoil: Proceedings of the XVII International Symposium named after Academician M.A. Usov of Students and Young Scientists (Tomsk, 1–5 April, 2013). 2013. Vol.1. P. 397–399. (In Russ.).
- Shmelev P.V.** Hard to recover reserves as an objective reality. Peculiarities of classification and development of hard-to-recover reserves // Siberian Oil. 2018. No. 2. P. 16–23. (In Russ.).

Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva T.A., Kiryukhina I.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V. Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia // *Georesources*. 2015. Vol. 61 (2). P. 63–76. (In Russ.).

Surkov V.S., Zhero O.G. Basement and development of the platform cover of the West Siberian plate (In Russ.). Nedra, Moscow, 1981. 143 p.

Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. Springer, Berlin, 1978. 538 p.

Vandenbroucke M., Behar F., Rudkiewicz J.L. Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea) // *Organic Geochemistry*. 1999. Vol. 30 (9). P. 1105–1125. doi:10.1016/S0146-6380(99)00089-3.

Vassoevich N.B. Theory of sedimentary and migration origin of oil (historical review and current state) // *Proceedings of USSR Sciences Academy. Geological Issue*. 1967. No. 11. P. 137–142. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

КОСМАЧЕВА Алина Юрьевна – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории проблем геологии, разведки и разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности Западной и Восточной Сибири на основе комплексной интерпретации геофизических, геологических и геохимических исследований и технологии бассейнового моделирования.

ФЕДОРОВИЧ Марина Олеговна – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: расчленение и корреляция отложений Западной и Восточной Сибири, геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности на основе комплексирования сейсмогеологических, геохимических и литологических исследований с использованием бассейнового и фациального моделирования в программных комплексах PetroMod компании «Шлюмберже» и DIONISOS компании «BeicipFranlab».

ФОМИН Александр Николаевич – доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: диагностика генетической природы и уровня зрелости органического вещества углепетрографическими методами для оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов.

*Статья поступила в редакцию 29 мая 2025 г.,
одобрена после рецензирования 5 июня 2025 г.,
принята к публикации 6 июня 2025 г.*



МОДЕЛЬНЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ЗАВИСИМОСТЕЙ СЕЙСМИЧЕСКИХ АТТРИБУТОВ ОТ ХАРАКТЕРИСТИК КОЛЛЕКТОРА

Даниил Иванович Косташук¹, Георгий Михайлович Митрофанов^{2,✉}

^{1,2}Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

^{1,2}Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия,

²Новосибирский государственный технический университет, 630073, Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Россия,

¹d.kostashchuk@g.nsu.ru, <https://orcid.org/0009-0003-0372-0476>

²MitrofanovGM@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4203-2740>

Аннотация. Представлены результаты математического моделирования тонкого и выклинивающегося пласта с переменной мощностью, пористостью и слоем минерализованной воды. По данным моделям рассчитаны значения двенадцати атрибутов. Полученные результаты демонстрируют возможные связи отдельных из рассматриваемых атрибутов как с пористостью, так и мощностью. По другим атрибутам наблюдаются связи только с мощностью, а по отдельным атрибутам выявлены связи с мощностью и слоем минерализованной воды. Таким образом, выполненное моделирование позволило сформировать группы атрибутов, позволяющие оптимизировать определение характеристик объектов, и продемонстрировало их возможные нелинейные связи с атрибутами.

Ключевые слова: сейсморазведка, атрибутный анализ, связь атрибутов со свойствами среды, моделирование

Финансирование: исследование выполнено по плану базовых научно-исследовательских работ ИНГГ СО РАН (проект Минобрнауки РФ FWZZ-2022-0017).

Для цитирования: Косташук Д.И., Митрофанов Г.М. Модельные эксперименты для выявления зависимостей сейсмических атрибутов от характеристик коллектора // Геофизические технологии. 2025. № 1. С. 59–77. doi:10.18303/2619-1563-2025-1-59.

MODEL EXPERIMENTS TO IDENTIFY RELATIONSHIPS BETWEEN SEISMIC ATTRIBUTES AND RESERVOIR CHARACTERISTICS

Daniil I. Kostashchuk¹, Georgy M. Mitrofanov^{2,✉}

^{1,2}Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Koptug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

^{1,2}Novosibirsk State University, Pirogova Str., 1, Novosibirsk, 630090, Russia,

²Novosibirsk State Technical University, K. Marks Ave., 20, Novosibirsk, 630073, Russia,

¹d.kostashchuk@g.nsu.ru, <https://orcid.org/0009-0003-0372-0476>

²MitrofanovGM@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4203-2740>

Abstract. The results of mathematical modeling of a thin and wedging formation with variable thickness, porosity, and a layer of mineralized water are presented. The values of twelve attributes were calculated using these models. The results demonstrate possible relationships of some attributes under consideration with both porosity and thickness. Other attributes show relationships only with thickness, while individual attributes reveal relationships with thickness and a layer of

mineralized water. Thus, the modeling performed allowed us to form groups of attributes that optimize the determination of object characteristics and demonstrated their possible nonlinear relationships with attributes.

Keywords: seismic exploration, attribute analysis, relationship of attributes with properties of the medium, modeling

Funding: The study was carried out as part of government assignment to the Russian Academy of Sciences in basic research, Project FWZZ-2022-0017.

For citation: Kostashchuk D.I., Mitrofanov G.M. Model experiments to identify relationships between seismic attributes and reservoir characteristics // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2025. No. 1. P. 59–77. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2025-1-59.

ВВЕДЕНИЕ

Моделирование является полезным инструментом для выявления зависимостей, которые могут присутствовать в реальных данных. Даже простые модельные эксперименты, основанные на операции свертки, играли важную роль во многих научных исследованиях и активно применялись при построении решений практических задач [Spencer, 1960; Müller, 1968; Гогоненков, 1987; Lyons, 1997; Partyka et al., 1999; Yilmaz, 2001; Плескунов, 2014; Буторин, 2016; Муртазин, 2021]. Широкое использование операции свертки в решении сейсмических задач начинается с начала 50х гг. двадцатого столетия в связи с разработкой метода предсказывающей деконволюции в США [Wadsworth et al., 1953]. Метод эффективно применялся при решении проблемы реверберации и оценки глубинного геологического строения. Он позволил обеспечить связь между физической теорией распространения сейсмических волн и математическими идеями теории связи. Его применение при обработке сейсмограмм показало, что можно преобразовать слабо интерпретируемые данные в информацию о глубинно-тектоническом строении [Сильвия, Робинсон, 1983].

При моделировании сейсмической трассы с использованием операции свертки предполагаются следующие допущения [Yilmaz, 2001]:

- 1) среда состоит из горизонтальных слоев с постоянной скоростью;
- 2) источник генерирует плоскую волну сжатия, которая имеет нормальное падение на границы слоя. В таком случае сдвиговые волны не генерируются.

Сверточная модель трассы определяется выражением

$$x(t) = w(t) * e(t) + n(t),$$

где $x(t)$ – модельная трасса, $w(t)$ – исходный сейсмический импульс (вейвлет), $e(t)$ – импульсный отклик среды, $n(t)$ – случайный шум. Более подробно алгоритм построения сейсмических трасс, определяющих моделируемый разрез, при помощи операции свертки будет описан ниже.

Для анализа значений сейсмических атрибутов при различных характеристиках пласта использовались различные геологические модели, полученные путем свертки коэффициентов отражения с некоторым сигналом. Одной из классических является модель выклинивающегося пласта, с помощью которой была продемонстрирована возможность использования спектральной декомпозиции для выделения маломощных тел в сейсмических данных [Partyka et al., 1999]. Данная модель часто используется в современных работах [Никульников, 2012; Буторин, 2016; Муртазин, 2021]. В частности, она применялась для анализа значений вейвлет-разложения от мощности пласта.

Анализ сейсмических атрибутов стал ключевым инструментом интерпретации данных сейсморазведки с 1930-х гг., когда впервые была выполнена оценка времени пробега отражений с

применением когерентных накоплений. За прошедший период атрибутный анализ существенно расширил свои возможности, став одним из основных инструментов решения задачи определения статических и динамических характеристик коллекторов, включая эффективную мощность, пористость, флюидонасыщенность и др. [Chopra, Marfurt, 2005; Косентино, 2007]. Формально, атрибутом является любой функционал сейсмического волнового поля, полученный с применением математических операций и помогающий визуально усилить или количественно оценить особенности, представляющие интерес для интерпретации [Chopra, Marfurt, 2007]. Современные методы предполагают использование нескольких атрибутов [Barnes, 2000; Косентино, 2007] с анализом их связей с физическими свойствами и особенностями строения изучаемых объектов [Kalkomey, 1997].

В настоящее время многомерный атрибутный анализ активно развивается с применением методов статистической обработки данных и машинного обучения [Никитин, Петров, 2008; Логинов, Лаврик, 2010; Qi et al., 2020; Owusu et al., 2024]. С целью изучения возможных зависимостей значений атрибутов от величины мощности, пористости и водонасыщения пород нами было выполнено моделирование, основанное на операции свертки, для двенадцати сейсмических атрибутов. Выбор атрибутов определялся их широкой распространенностью в открытых научных публикациях.

ВЫПОЛНЯЕМОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Для анализа зависимости значений сейсмических атрибутов от значений общей пористости и мощности будут использоваться выражения, приведенные в работах [Wyllie et al., 1956; Меркулов, 2008; Борисов и др., 2017]. По ним рассчитываются значения скорости продольной волны и плотности от значения коэффициента общей пористости. Также используется классическая модель выклинивающегося пласта, указанная во введении.

Моделирование волновых полей выполнялось на основе выражения сверточной модели для случая $n(t) = 0$. Параметры моделей задаются значениями скорости продольной волны и плотности. При этом предполагается определенная гетерогенность моделируемой среды. При моделировании не учитывается миграция волнового поля и процесс образования отраженных и кратных волн. Данные допущения позволяют провести эксперимент в условиях «идеального» поля, которое состоит только из полезных однократно отраженных волн, и каждая точка отражающей границы располагается на соответствующей ей глубине.

Для построения моделируемого разреза первоначально необходимо рассчитать акустические жесткости модели, определяемые произведением скорости волны V и плотности среды ρ [Боганик, Гурвич, 2006]:

$$AI = \rho V. \quad (1)$$

В литературе помимо термина «акустическая жесткость» встречается термин «акустический импеданс», что обозначает то же самое.

Далее для построения разреза необходимо рассчитать коэффициенты отражения для каждой моделируемой трассы. Коэффициент отражения A_k вычисляется по формуле (2) и ограничен пределами от -1 до 1 [Боганик, Гурвич, 2006]:

$$A_k = \frac{AI_{k+1} - AI_k}{AI_{k+1} + AI_k}, \quad (2)$$

где A_k – акустическая жесткость слоя.

Следующим шагом необходимо выполнить свертку трасс коэффициентов отражения с некоторым сигналом. Сверткой трассы коэффициентов отражения $f(t)$ некоторого сигнала $y(t)$ называется функция $q(t)$, которая задается равенством:

$$q(t) = \int_0^t f(\tau)y(t - \tau)d\tau. \quad (3)$$

Данную функцию обозначают $q = f * y$. Значение данной функции в точке t может быть записано $q(t) = f(t) * y(t)$. Таким образом (Плескунов, 2014):

$$f(t) * y(t) \stackrel{\text{def}}{=} \int_0^t f(\tau)y(t - \tau)d\tau. \quad (4)$$

В качестве вейвлета для свертки с трассой коэффициентов отражения будет использоваться один из «популярных» вейвлетов (Буторин, 2016; Муртазин, 2021) – вейвлет Рикера, который получается при помощи двойного дифференцирования функции Гаусса и задается следующими формулами:

$$\psi(t) = \frac{t^2}{dt^2} e^{-\frac{t^2}{2}}, \quad (5)$$

$$\psi(\omega) = \sqrt{2\pi}\omega^2 e^{-\frac{\omega^2}{2}}. \quad (6)$$

Данный вейвлет имеет хорошую локализацию во временной и в частотной областях (Буторин, 2016).

Пористость – это отношение объема пустот в пространстве к общему объему породы. Под пустотами понимаются все поры и трещины. Пористость обозначается символом $\emptyset$ и принимает значения от 0 до 1 или от 0 до 100 %, но в расчетах всегда используются относительные единицы.

Пористость рассчитывается из следующего соотношения (Меркулов, 2008):

$$\emptyset = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{образца}}} = \frac{V_{\text{образца}} - V_{\text{скелета}}}{V_{\text{образца}}}, \quad (7)$$

где $V_{\text{пор}}$ – поровый объем, $V_{\text{образца}}$ – объем образца, $V_{\text{скелета}}$ – объем твердых частиц, составляющих скелет.

Выделяют несколько типов пористости (Меркулов, 2008):

общая пористость – это отношение объема пустот в пространстве к общему объему породы;

открытая пористость – отношение объема открытых (связанных между собой) пор к общему объему породы;

эффективная пористость – отношение объема связанного порового пространства, в котором возможно движение флюидов, к общему объему пор.

В геофизике широко используется зависимость скорости упругих продольных волн от пористости (Ризниченко, 1949) или «уравнение интервального среднего времени» или уравнение, которое основано на представлении горной породы в виде совокупности зерен, между которыми присутствует флюид (Wyllie et al., 1956). Как было указано выше, объем порового пространства горных пород включает в себя объем межзернового пространства и объем трещин, поэтому, изучая экспериментально влияние пористости на скорость распространения упругих волн, исследователи имеют дело с «интегральным» проявлением данного параметра (Жуков, Кузьмин, 2020).

Уравнение интервального среднего времени выглядит следующим образом (Wyllie et al., 1956):

$$\frac{1}{V_p} = \frac{\phi}{V_f} + \frac{1 - \phi}{V_m}, \quad (8)$$

где V_p – скорость продольной волны в породе, V_f – скорость распространения продольной волны во флюиде, V_m – скорость распространения продольной волны в минеральном скелете, ϕ – коэффициент общей пористости.

Зависимость плотности от пористости выражается через уравнения Гассмана (Gassmann, 1951). Данная зависимость выражается следующим образом (Gassmann, 1951; Меркулов, 2008; Борисов и др., 2017):

$$\rho = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_m, \quad (9)$$

где ρ – объемная плотность породы, ρ_f – плотность флюида, заполняющего поры, ρ_m – минералогическая плотность, ϕ – коэффициент общей пористости.

ПАРАМЕТРЫ МОДЕЛЕЙ

Используя формулы (8), (9) и (1) для расчета значений V_p и ρ (средние значения V_f , V_m , ρ_f , ρ_m взяты из табл. 1 для нефти и песчаника) и акустического импеданса AI вычислим значения коэффициентов отражения (2), чтобы построить синтетический разрез горизонтально-слоистой среды, включающей слой переменной, общей пористостью ϕ от 0.01 до 0.99 (рис. 1).

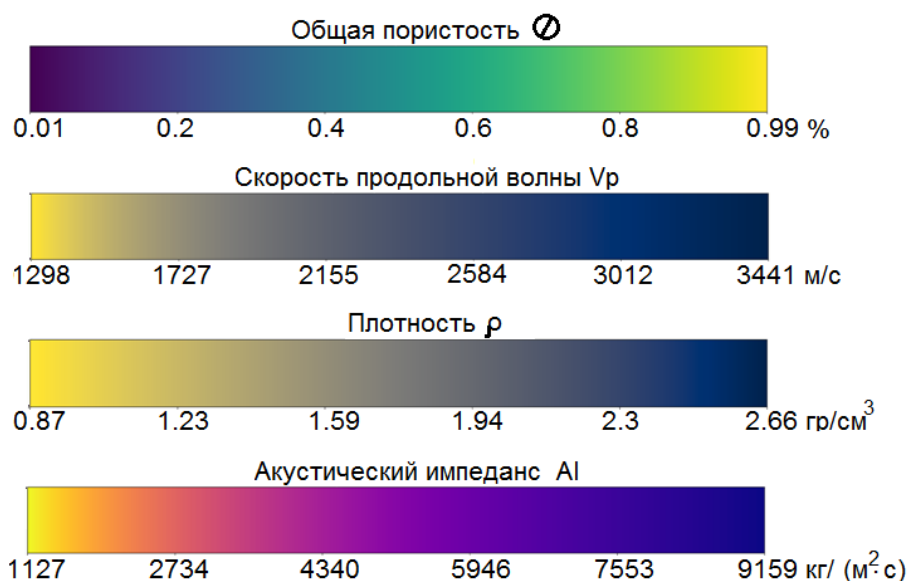


Рис. 1. Расчет значений V_p , плотности ρ и акустического импеданса AI в зависимости от изменения значения общей пористости ϕ .

Коэффициент общей пористости песчаных и алевроитовых пород варьируется от значений нескольких десятых долей до значений больше 0.5; значения общей пористости карбонатных и кремнистых групп пород – от значений меньших десятых долей до 50–70 %. В схожих пределах изменяется ϕ углей и торфа, от нескольких сотых долей до десятых долей изменяется коэффициент общей пористости соляных пород, а для отдельных типов осадочных пород ϕ изменяется еще меньше, но

все же иногда в значительных пределах (Зеливянская, 2015). Значения пористости отдельных пород приведены в табл. 2.

Таблица 1

Скорость и плотность горных пород (Физические свойства ..., 1984)

Порода	Плотность, г/см ³	V_p , м/с	$t_{ск\ p}$, мкс/м	V_s , м/с	$t_{ск\ s}$, мкс/м	V_p/V_s
Песчаник крепко сцементированный	2.65–2.71	3700–5500	170	2300–3400	260	1.5–1.6
Песчаник слабо сцементированный (рыхлый)	2.65–2.71	2800–4500	182	1750–2800	290	1.6
Аргиллит консолидированный (Н>2000 м)	2.3–2.74	3000–4200	270	–	–	1.7–1.9
Аргиллит (глина) плохо консолидированный (Н<2000 м)	1.2–2.4	1550–3000	330	–	–	–
Известняк	2.71	3800–6250	155	1950–3300	312	1.9
Доломит	2.87	4400–7400	142	2500–4100	256	1.8
Ангидрит	2.97–3.07	5600–6000	167	–	297	1.78
Гипс	2.32	5400–5600	178	–	334	1.87
Вода пресная	1.0–1.05	1550–	–	–	–	–
Вода минерализованная	1.05–1.24	–1720	–	–	–	–
Нефть	0.80–0.90	1290	800	–	–	–
Газ (метан)	$1.29 \cdot 10^{-3}$	2330	430	–	–	–

Таблица 2

Значения коэффициента общей пористости горных пород (Зеливянская, 2015)

Порода	ϕ , %	Порода	ϕ , %
Песок	4–50	Пепел	28–66
Алеврит	1–50	Кремень	1–6
Песчаный ил	30–70	Мел	10–55
Песчаник	0.5–40	Известковый ил	65–87
Кварцит	0.2–20	Известняк	0.5–48
Лёсс	30–60	Мрамор	0.1–22
Глинистый ил	50–80	Доломит	0.1–37
Глина	4–75	Гипс	1–37
Аргиллит	1–30	Ангидрит	0.2–17
Диатомит	30–80	Каменная соль	0–5

АНАЛИЗИРУЕМЫЕ АТТРИБУТЫ

Для анализа был выбран набор, состоящий из 12 атрибутов [Митрофанов и др., 2024]:

1. Первыми тремя атрибутами были выбраны мгновенная амплитуда ($A1$), мгновенная фаза ($A2$) и мгновенная частота ($A3$), т. к. они являются традиционными при динамической интерпретации сейсморазведочных данных (Тяпкин и др., 1986). При их расчете происходит переход от исходной сейсмической трассы $x(t)$ к ее аналитической форме при помощи преобразования Гильберта, которое формирует мнимую составляющую, являющуюся ортогональным дополнением исходной трассы:

$$z(t) = x(t) + iy(t), \quad (10)$$

где i – мнимая единица. Построение $z(t)$ лучше выполнять с переходом в спектральную область, вычисляя спектр первоначальной трассы. Значения функций $x(t)$ и $y(t)$ позволяют определить значения указанных атрибутов, как некоторых интегральных оценок, относящихся к исследуемому интервалу записи $T = (t_1, t_2)$:

$$A1 = \sum_{t \in T} R(t), \quad R(t) = \sqrt{x(t)^2 + y(t)^2}, \quad (11)$$

$$A2 = \sum_{t \in T} \varphi(t), \quad \varphi(t) = \arctg\left(\frac{y(t)}{x(t)}\right), \quad (12)$$

$$A3 = \sum_{t \in T} \omega(t), \quad \omega(t) = \frac{d\varphi(t)}{dt}. \quad (13)$$

С данными атрибутами связан атрибут $A9$, представляющий собой отношение $A1$ к $A3$:

$$A9 = \frac{A1}{A3}. \quad (14)$$

2. В качестве четвертого атрибута будет использоваться амплитуда вдоль рассматриваемого горизонта:

$$A4 = \text{Оригинальная амплитуда вдоль горизонта.}$$

3. При определении значений атрибутов $A5$, $A6$ и $A7$ выполнялось стандартное вейвлет-разложение по целевому интервалу при помощи вейвлета Рикера с доминантными частотами 20, 30 и 40 Гц.

4. При расчете значений атрибута $A8$ в целевом интервале трассы, содержащем N отсчетов, выполняется определение среднеквадратической амплитуды (RMS) по следующей формуле:

$$A8 = \sqrt{N^{-1} \sum_{n=1}^N x_n^2}. \quad (15)$$

5. Атрибут $A10$ является стандартным отклонением спектра мгновенной мощности относительно его среднего значения. Требуемое значение спектра мощности рассчитывается на основе автокорреляционной функции исходной трассы $x(t)$.

6. При расчете значения атрибута A_{11} используются сглаженные значения атрибута A_1 , по которым определяется абсолютное значение производной от огибающей по времени или мера скорости относительного изменения амплитуды.

7. Атрибут A_{12} рассчитывается из значений атрибутов A_3 и A_{10} :

$$A_{12} = \frac{A_3}{2 \times A_{10}}. \quad (16)$$

МОДЕЛЬНЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ

Используя полученные значения акустического импеданса, построим модельный разрез для слоя мощностью 20 м с изменяющейся пористостью. При построении разреза использовался вейвлет Рикера с доминантной частотой 30 Гц [Вейл и др., 1982]. Вид разреза показан на рис. 2.

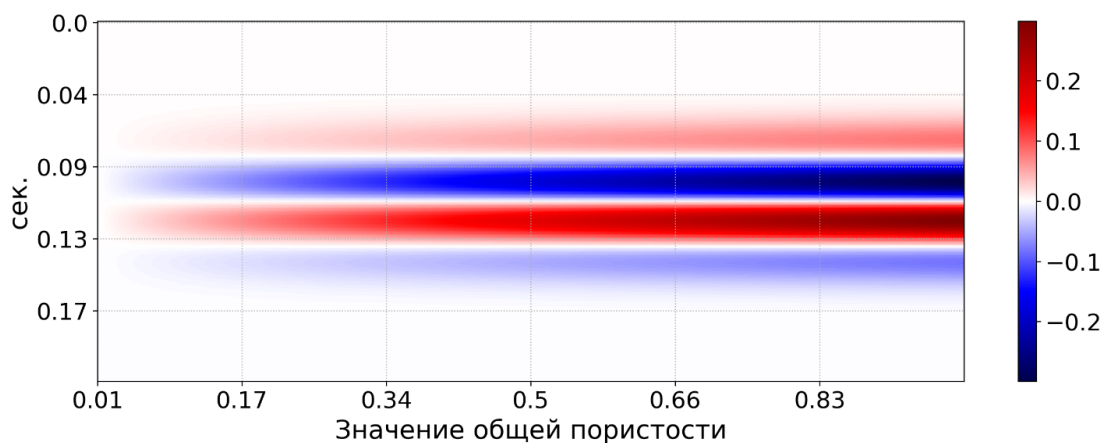


Рис. 2. Модель горизонтального тонкого слоя (мощностью 20 м) с изменяющейся пористостью (возрастает слева направо).

Далее для полученного разреза были рассчитаны сейсмические атрибуты A_1 – A_{12} . Значения для каждого атрибута вдоль верхнего коэффициента отражения показаны на рис. 3. Видно, что некоторые из выбранных атрибутов (A_2 , A_3 , A_{10} , A_{12}) не чувствительны к изменению пористости. Другие атрибуты (A_1 , A_4 – A_9 , A_{11}) имеют некоторую нелинейную зависимость, связанную с изменением пористости, которая может перейти в линейную при меньшем изменении пористости. Наблюдается отрицательный тренд для атрибута A_4 .

Для анализа зависимости значений сейсмических атрибутов от мощности и связанных с этим изменением эффектов интерференции построим классическую модель пласта, которая использовалась во многих работах (Partyka et al., 1999; Буторин, 2016; Муртазин, 2021). Одной из основополагающих работ, в которой использовалась модель клина, является (Partyka et al., 1999). В данной работе авторы рассматривают эффекты, вызванные интерференцией и связанные с выбором размера окна при анализе тонких слоев. Используя постоянное значение пористости вдоль всей модели, был построен синтетический разрез выклинивающегося пласта (рис. 4) с углом выклинивания 1° . На основе этой модели рассматривались различного типа вариации атрибутов как в зависимости от мощности, так и пористости, а также зависимость этих атрибутов при появлении водонасыщенного пласта.

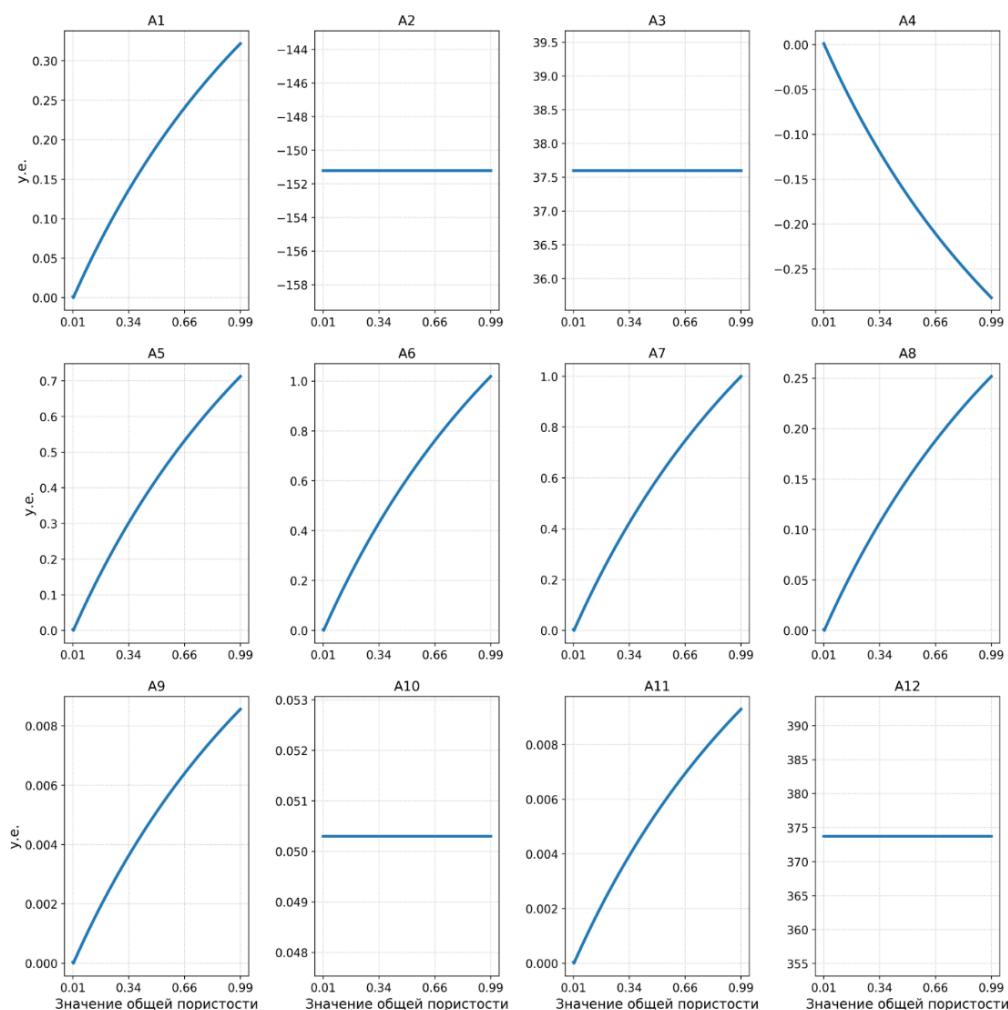


Рис. 3. Значения сейсмических атрибутов A1–A12, рассчитанные по синтетическому разрезу горизонтального тонкого слоя с переменной пористостью, взятые вдоль верхнего коэффициента отражения.

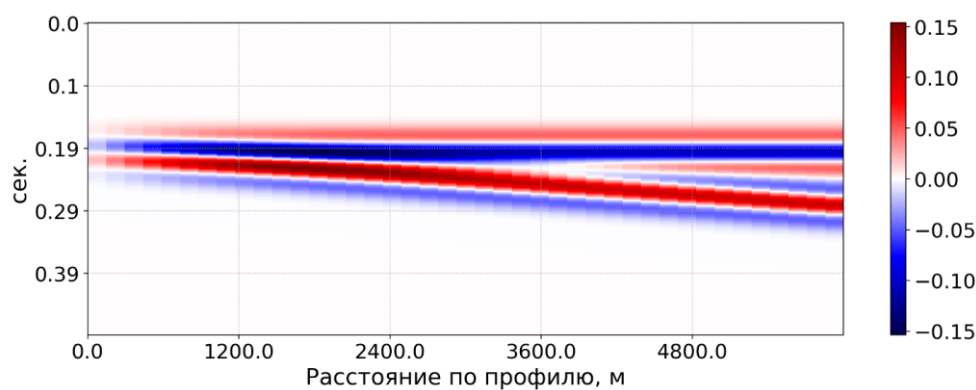


Рис. 4. Сверточная модель выклинивающего пласта с постоянной пористостью.

Далее по синтетическому разрезу выклинивающего пласта были рассчитаны сейсмические атрибуты A1–A12. Значения для каждого атрибута вдоль верхнего коэффициента отражения показаны на рис. 5. Видно, что зависимости значений атрибутов от изменения мощности имеют сложный нелинейный характер.

Рассмотрим синтетический разрез выклинивающего пласта, в котором пористость растет слева направо (рис. 6). В данном случае наблюдается некий восходящий нелинейный тренд (рис. 7) значений

атрибутов: A1, A5, A6–A9, A11, а в значениях атрибута A4 наблюдается нисходящий тренд. Указанные атрибуты могут быть отнесены к чувствительным по пористости.

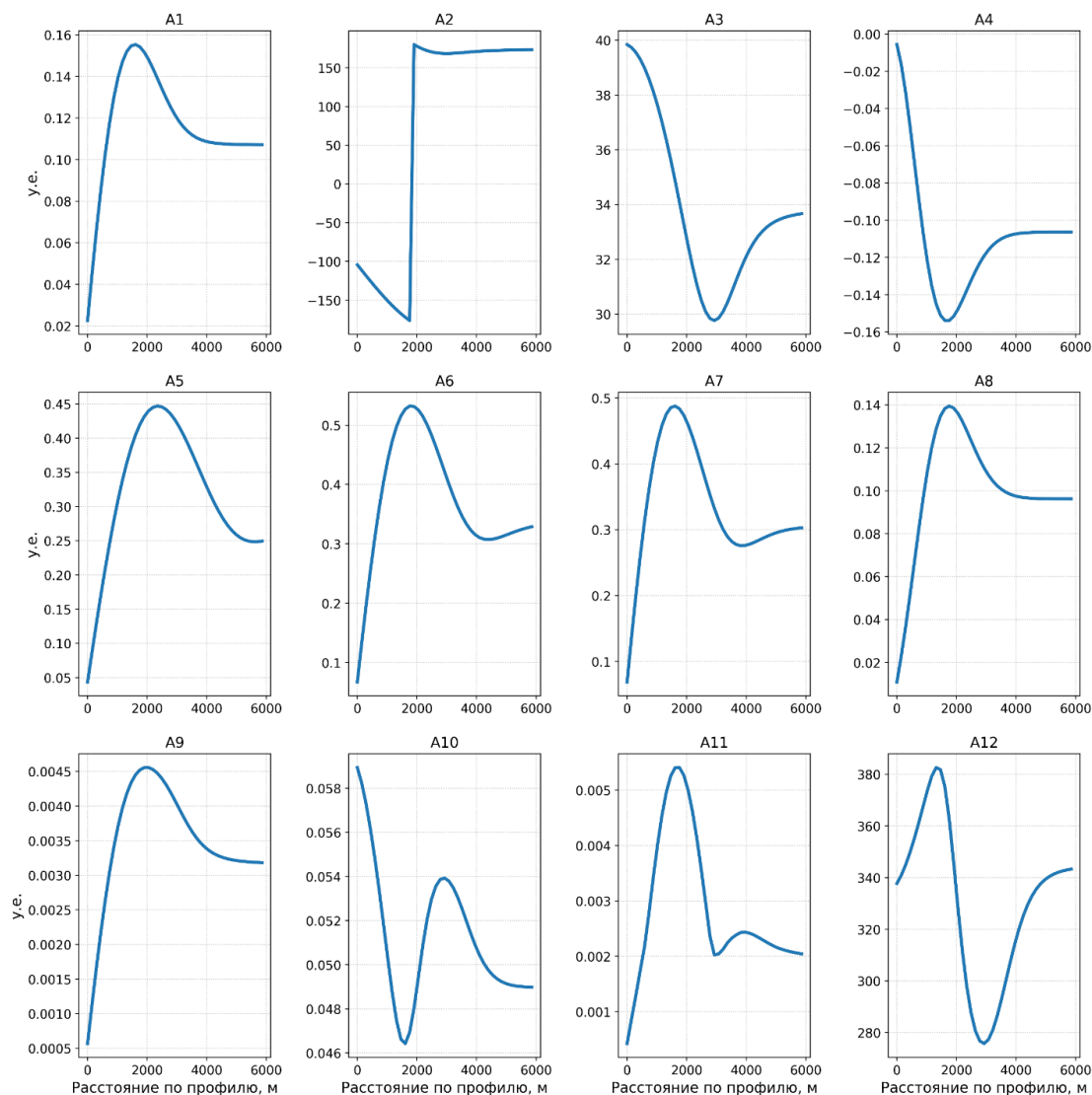


Рис. 5. Значения сейсмических атрибутов A1–A12, рассчитанные по синтетическому разрезу выклинивающего пласта, взятые вдоль верхнего коэффициента отражения.

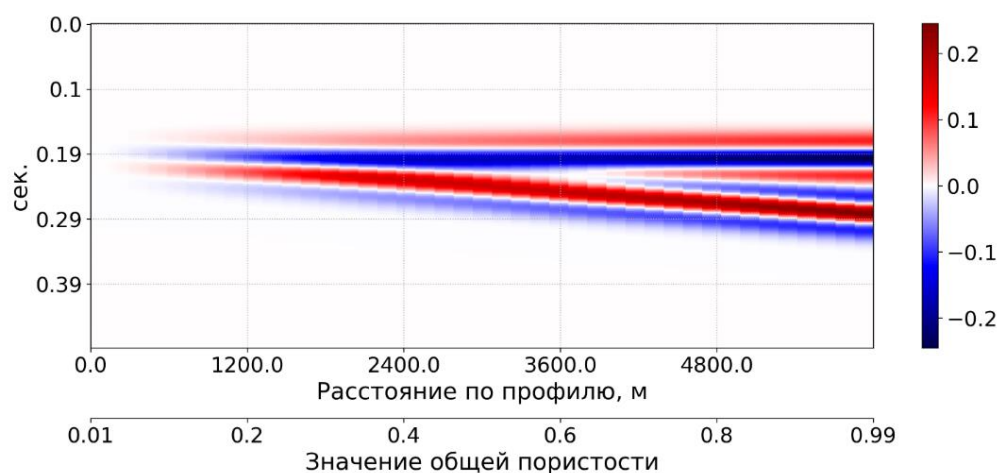


Рис. 6. Сверточная модель выклинивающего пласта с переменной пористостью (пористость растет слева направо).

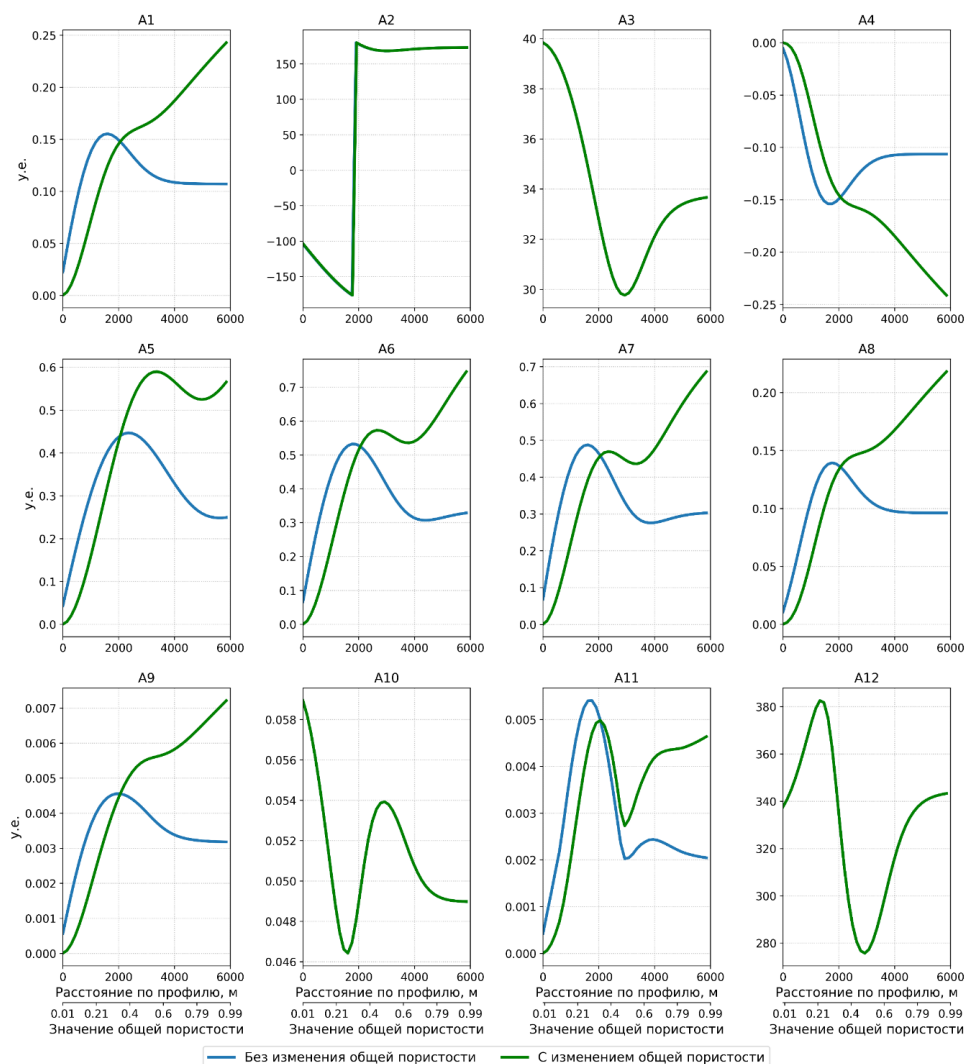


Рис. 7. Значения сейсмических атрибутов A1–A12, рассчитанные по синтетическому разрезу выклинивающего пласта с постоянной пористостью (синий цвет) и переменной пористостью (зеленый цвет; пористость растет слева направо), взятые вдоль верхнего коэффициента отражения.

Теперь рассмотрим модель, в которой пористость растет справа налево (рис. 8). В этом же случае у значений атрибутов от изменения мощности и пористости наблюдается некоторый параболический тренд (рис. 9), за исключением атрибутов A2, A3, A10, A12.

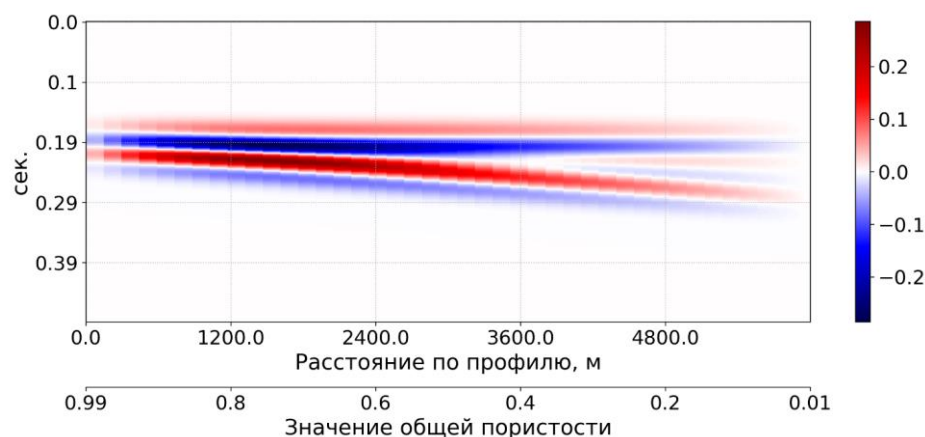


Рис. 8. Сверточная модель выклинивающего пласта с переменной пористостью (пористость растет справа налево).

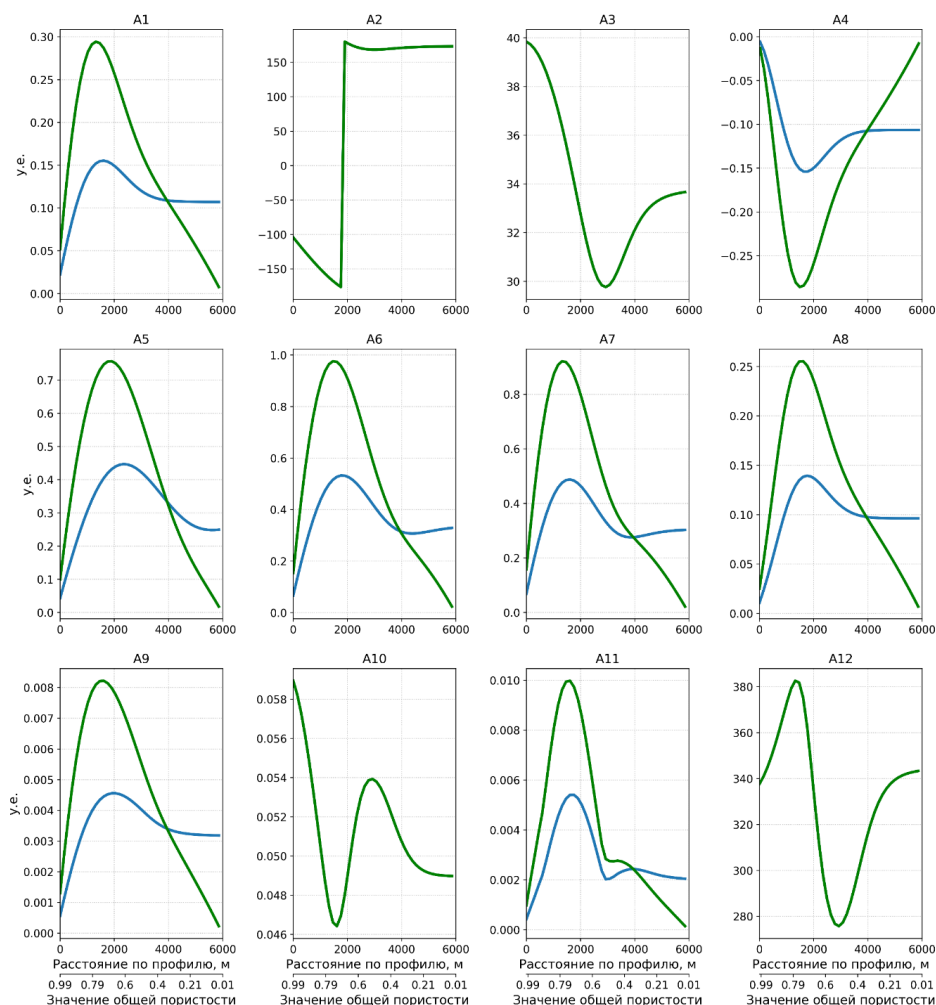


Рис. 9. Значения сейсмических атрибутов A1–A12, рассчитанные по синтетическому разрезу выклинивающего пласта с постоянной пористостью (синий цвет) и переменной пористостью (зеленый цвет; пористость растет справа налево), взятые вдоль верхнего коэффициента отражения. Усл. обозн. см. на рис. 7.

Далее добавим в модель с переменной пористостью (в данном случае пористость растет слева направо) горизонтальный слой минерализованной воды, начинающийся с пунктирной линии (рис. 10). По графикам атрибутов видно (рис. 11), что к слою минерализованной воды оказались чувствительны только атрибуты A3, A5, A9–A12.

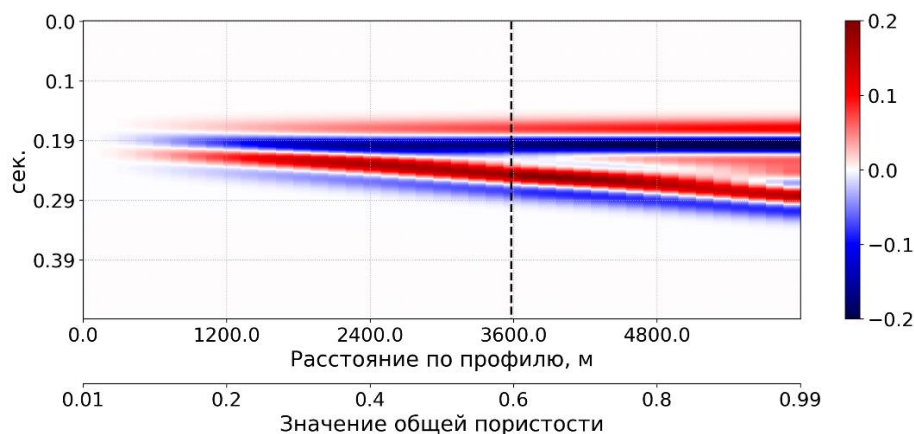


Рис. 10. Сверточная модель выклинивающего пласта с переменной пористостью (пористость растет слева направо) и слоем минерализованной воды (начинается от пунктирной линии в правую сторону).

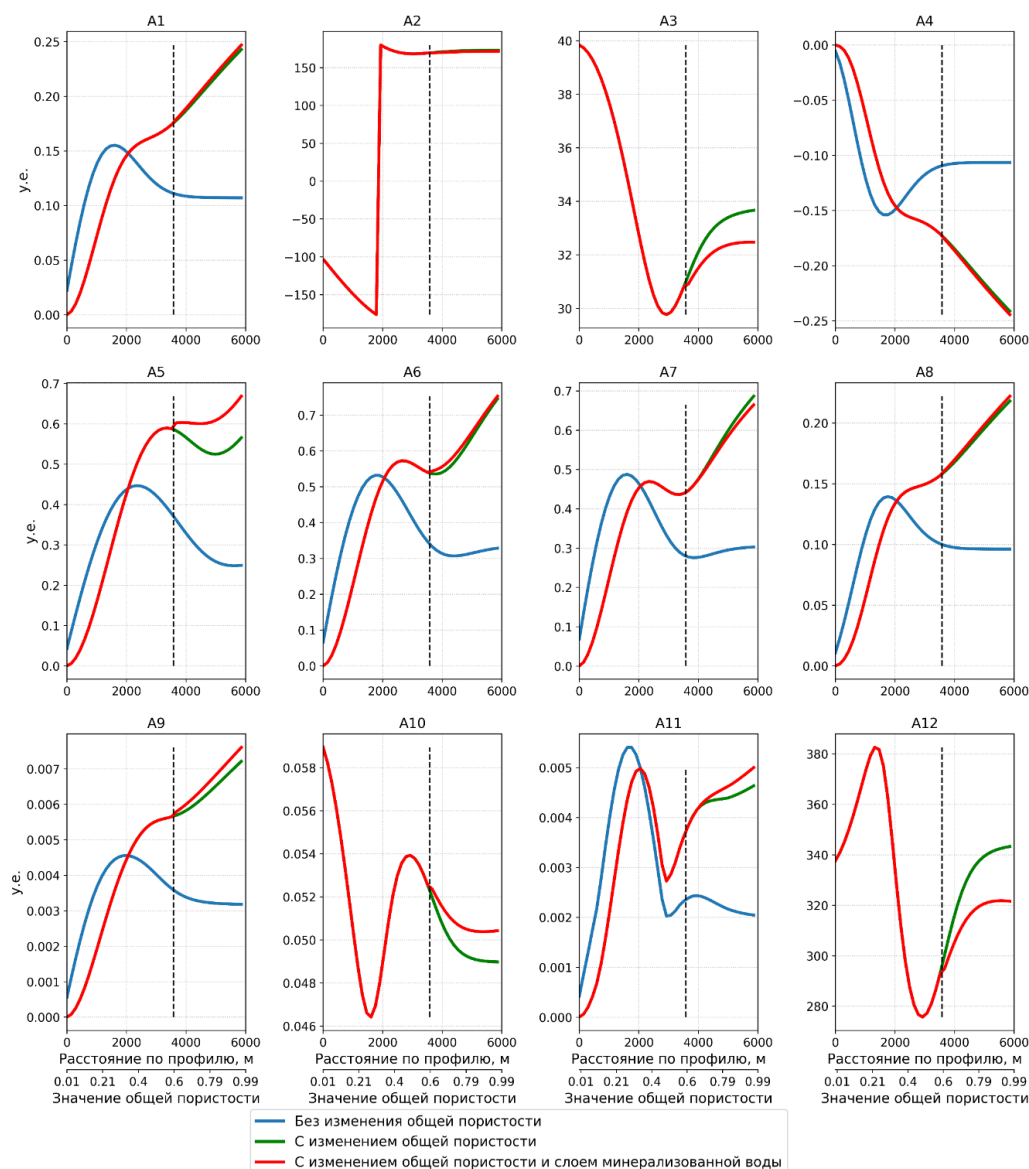


Рис. 11. Значения сейсмических атрибутов A1–A12, рассчитанные по синтетическому разрезу выклинивающего пласта с постоянной пористостью (синий цвет), переменной пористостью (зеленый цвет; пористость растет слева направо) и слоем минерализованной воды (красный цвет), взятые вдоль верхнего коэффициента отражения.

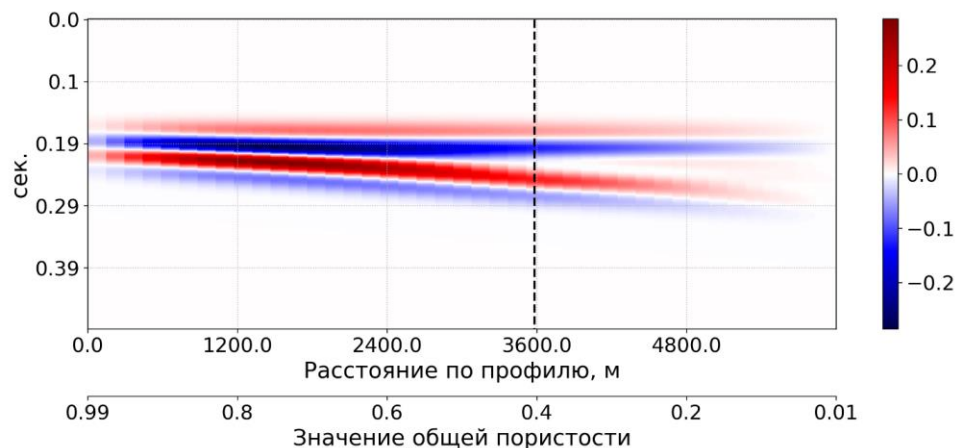


Рис. 12. Сверточная модель выклинивающего пласта с переменной пористостью (пористость растет справа налево) и слоем минерализованной воды (начинается от пунктирной линии в правую сторону).

На рисунке 12 показана модель выклинивающего слоя со слоем минерализованной воды, в которой пористость растет справа налево. По графикам (рис. 13) видно, что при уменьшении пористости в сторону увеличения мощности слоя к слою минерализованной воды остались чувствительны только атрибуты A3, A10, A12.

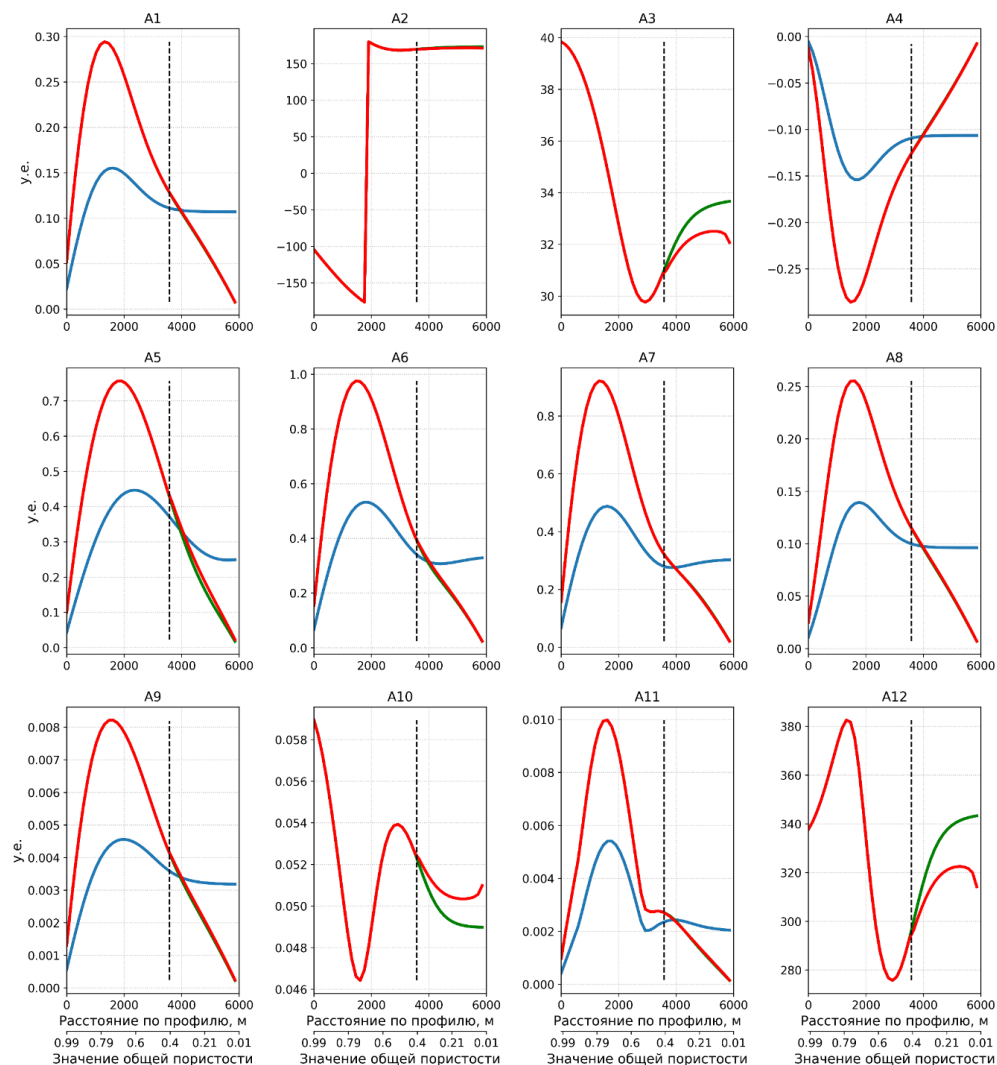


Рис. 13. Значения сейсмических атрибутов A1–A12, рассчитанные по синтетическому разрезу выклинивающего пласта с постоянной пористостью (синий цвет), переменной пористостью (зеленый цвет; пористость растет справа на лево) и слоем минерализованной воды (красный цвет), взятые вдоль верхнего коэффициента отражения. Усл. обозн. см. на рис. 11.

Рассмотрев все модели, представленные выше, можно сделать вывод, что для прогнозирования эффективной мощности и пористости с помощью регрессионного анализа и сейсмических атрибутов необходимо учитывать как линейные, так и нелинейные многомерные регрессионные модели.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной статье рассматриваются результаты моделирования и анализа двенадцати сейсмических атрибутов, позволяющие выявить их взаимосвязь с ключевыми параметрами пласта. На основе проведенных исследований атрибуты были классифицированы по степени чувствительности к различным геологическим характеристикам:

- к пористости – $A_1, A_4 - A_9, A_{11}$;
- к мощности пласта – $A_1 - A_{12}$;
- к наличию минерализованной воды – $A_3, A_5, A_9 - A_{12}$.

Полученные зависимости демонстрируют возможность оптимизации выбора атрибутов для количественной оценки коллекторских свойств, включая пористость и мощность. Физические обоснования для использования некоторых атрибутов для прогнозирования выбранных будет темой последующих исследований.

Важным аспектом исследования является выявление нелинейного характера взаимосвязей между значениями атрибутов и параметрами пласта. Это указывает на целесообразность применения нелинейных многомерных регрессионных моделей при прогнозировании свойств в межскважинном пространстве, что может повысить точность интерпретации сейсмических данных.

Данные выводы имеют практическую значимость для повышения эффективности поиска и оценки углеводородных залежей, а также для минимизации неопределенностей при построении геологических моделей и будут использованы в дальнейших исследованиях.

Теоретическое обоснование выбранных атрибутов с физической точки зрения и их использование при решении рассматриваемых задач предполагается выполнить в последующих исследованиях.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Боганик Г.Н., Гурвич И.И.** Сейсморазведка: Учебник для вузов. Тверь: Изд-во АИС, 2006. 744 с.
- Борисов В.Е., Иванова А.В., Критский Б.В., Меньшов И.С., Савенков Е.Б.** Численное моделирование задач пороупругости. Препринты ИПМ им. М.В. Келдыша. М., 2017. № 81. 36 с.
- Буторин А.В.** Изучение детального строения Ачимовского нефтегазоносного комплекса на основе спектральной декомпозиции сейсмического волнового поля: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.10. СПб.: ВСЕГЕИ, 2016. 141 с.
- Вейл П.Р., Грегори А.П., Митчем Р.М. мл., Шерифф Р.** Сейсмическая стратиграфия. Использование при поисках и разведке нефти и газа: в 2-х частях. Ч. 1. М.: Мир, 1982. 375 с.
- Гогоненков Г.Н.** Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой. М.: Мир, 1987. 221 с.
- Жуков В.С., Кузьмин Ю.О.** Экспериментальные исследования влияния трещиноватости горных пород и модельных материалов на скорость распространения продольной волны // Физика Земли. 2020. № 4. С. 39–50. doi:10.31857/S0002333720040109. EDN:JFPXIG.
- Зеливянская О.Е.** Петрофизика: Учебное пособие. Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2015. 111 с.
- Косентино Л.** Системные подходы к изучению пластов. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 400 с.
- Логинов Д.В., Лаврик С.А.** Некоторые методы определения информативного набора сейсмических атрибутов для прогнозирования свойств коллекторов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т. 5, № 1. С. 10. EDN:OYYSLN.
- Меркулов В.П.** Геофизические исследования скважин. Томск: Изд-во ТПУ, 2008. 139 с.
- Митрофанов Г.М., Коваленко И.А., Корыткин Е.И.** Применение сейсмофациального анализа с использованием атрибутов для прогноза коллекторов // Геофизические технологии. 2024. № 3. С. 33–45. doi:10.18303/2619-1563-2024-3-33. EDN:PEDNRJ.

- Муртазин Д.Г.** Методика комплексной интерпретации спектральной декомпозиции для сейсмофациального анализа и параметризации литологических ловушек: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.10. Уфа, 2021. 120 с.
- Никитин А.А., Петров А.В.** Теоретические основы обработки геофизической информации: Учебное пособие. М., 2008, 112 с.
- Никульников А.Ю.** Интерпретация данных сейсморазведки 3D на основе спектральной декомпозиции и нелинейных зависимостей динамических атрибутов: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.10. М., 2012. 109 с.
- Плескунов М.А.** Операционное исчисление: Учебное пособие. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. 143 с.
- Ризниченко Ю.В.** О распространении сейсмических волн в дискретных и гетерогенных средах // Известия АН СССР. Серия географическая и геофизическая. 1949. № 2. С. 115–128.
- Сильвия М.Т., Робинсон Э.А.** Обратная фильтрация геофизических временных рядов при разведке на нефть и газ. М.: Недра, 1983. 447 с.
- Тяпкин Ю.К., Бельфер И.К., Погожев В.М., Мушин И.А., Митрофанов Г.М.** Оценка возможностей использования мгновенных динамических характеристик сейсмических записей при поисках нефти и газа. М.: ВИЭМС, 1986. 76 с.
- Физические** свойства горных пород и полезных ископаемых. Справочник геофизика / Под ред. Н.Б. Дормана. М.: Недра, 1984. 455 с.
- Barnes A.E.** Attributes for automated seismic facies analysis // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2000. P. 553–556. doi:10.1190/1.1816121.
- Chopra S., Marfurt K.J.** Seismic attributes – A historical perspective // Geophysics. 2005. Vol. 70 (5). P. 3SO–28SO. doi:10.1190/1.2098670.
- Chopra S., Marfurt K.J.** Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. SEG Geophysical Development Series. 2007. No. 11. 465 p.
- Gassmann F.** Über die elastizität poroser medien // Vierteljahrsschrift der naturforschenden gesellschaft in Zürich. 1951. Vol. 96. P. 1–23.
- Kalkomey C.T.** Potential risks when using seismic attributes as predictors of reservoir properties // The Leading Edge. 1997. Vol. 16. P. 247–251. doi:10.1190/1.1437610.
- Lyons R.G.** Understanding digital signal processing. Pearson, 1997. 954 p.
- Müller G.** Theoretical seismograms for some types of point-sources in layered media. Part I: Theory // Zeitschrift für Geophysik. 1968. Vol. 34. P. 15–35.
- Owusu B.A., Boateng C.D., Asare V.-D.S., Danuor S.K., Adenutsi C.D., Quaye J.A.** Seismic facies analysis using machine learning techniques: a review and case study // Earth Science Informatics. 2024. Vol. 17 (5). P. 3899–3924. doi:10.1007/s12145-024-01395-3.
- Partyka G., Gridley J., Lopez J.** Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization // The Leading Edge. 1999. Vol. 18. P. 353–360. doi:10.1190/1.1438295.
- Qi J., Zhang B., Lyu B., Marfurt K.** Seismic attribute selection for machine-learning-based facies analysis // Geophysics. 2020. Vol. 85 (2). P. O17–O35. doi:10.1190/geo2019-0223.1.
- Spencer T.W.** The method of generalized reflection and transmission coefficients // Geophysics. 1960. Vol. 25 (3). P. 625–641. doi:10.1190/1.1438743.

Wadsworth G.P., Robinson E.A., Bryan J.G., Hurley P.M. Detection of reflections on seismic records by linear operators // *Geophysics*. 1953. Vol. 18 (3). P. 539–586. doi:10.1190/1.1437911.

Wyllie M.R.J., Gregory A.R., Gardner L.W. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media // *Geophysics*. 1956. Vol. 21 (1). P. 41–70. doi:10.1190/1.1438217.

Yilmaz Ö. Seismic data analysis. SEG, Tulsa, 2001. Vol. 1. 1809 p.

REFERENCES

Barnes A.E. Attributes for automated seismic facies analysis // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2000. P. 553–556. doi:10.1190/1.1816121.

Boganik G.N., Gurvich I.I. Seismic exploration: Textbook for universities (In Russ.). AIS Publishing House, Tver, 2006. 744 p.

Borisov V.E., Ivanova A.V., Kritsky B.V., Men'shov I.S., Savenkov E.B. Numerical simulation of poroelasticity problems. Preprints of the Keldysh Institute of Applied Mathematics of the Russian Academy of Sciences (In Russ.). Moscow, 2017. No. 81. 36 p.

Butorin A.V. Study of the detailed structure of the Achimov oil and gas complex based on spectral decomposition of seismic wave fields: PhD Dissertation (geol.-min. sciences: 25.00.10) (In Russ.). VSEGEI, St. Petersburg, 2016. 141 p.

Chopra S., Marfurt K.J. Seismic attributes – A historical perspective // *Geophysics*. 2005. Vol. 70 (5). P. 3SO–28SO. doi:10.1190/1.2098670.

Chopra S., Marfurt K.J. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. SEG Geophysical Development Series. 2007. No. 11. 465 p.

Cosentino L. Integrated reservoir studies. Editions Technip, Paris, 2001. 310 p.

Gassmann F. Über die elastizität poröser medien // *Vierteljahrsschrift der naturforschenden gesellschaft in Zürich*. 1951. Vol. 96. P. 1–23.

Gogonenkov G.N. Study of the detailed structure of sedimentary strata by seismic exploration (In Russ.). Mir, Moscow, 1987. 221 p.

Kalkomey C.T. Potential risks when using seismic attributes as predictors of reservoir properties // *The Leading Edge*. 1997. Vol. 16. P. 247–251. doi:10.1190/1.1437610.

Loginov D.V., Lavrik S.A. Some methods of determining an informative set of seismic attributes for forecasting reservoir properties // *Oil and Gas Geology. Theory and Practice*. 2010. Vol. 5 (1). P. 10.

Lyons R.G. Understanding digital signal processing. Pearson, 1997. 954 p.

Merkulov V.P. Geophysical studies of wells (In Russ.). Tomsk, 2008. 139 p.

Mitrofanov G.M., Kovalenko I.A., Korytkin E.I. Application of seismic facies analysis using attributes for reservoir prediction // *Russian Journal of Geophysical Technologies*. 2024. No. 3. P. 33–45. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2024-3-33.

Müller G. Theoretical seismograms for some types of point-sources in layered media. Part I: Theory // *Zeitschrift für Geophysik*. 1968. Vol. 34. P. 15–35.

Murtazin D.G. Methodology for comprehensive interpretation of spectral decomposition for seismic facies analysis and parameterization of lithological traps: PhD Dissertation (technical sciences: 25.00.10) (In Russ.). Ufa, 2021. 120 p.

- Nikitin A.A., Petrov A.V.** Theoretical foundations of geophysical information processing (In Russ.) Moscow, 2008. 112 p.
- Nikulnikov A.Yu.** Interpretation of 3D seismic survey data based on spectral decomposition and nonlinear dependencies of dynamic attributes: PhD Dissertation (technical sciences: 25.00.10) (In Russ.). Moscow, 2012. 109 p.
- Owusu B.A., Boateng C.D., Asare V.-D.S., Danuor S.K., Adenutsi C.D., Quaye J.A.** Seismic facies analysis using machine learning techniques: a review and case study // *Earth Science Informatics*. 2024. Vol. 17 (5). P. 3899–3924. doi:10.1007/s12145-024-01395-3.
- Partyka G., Gridley J., Lopez J.** Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization // *The Leading Edge*. 1999. Vol. 18. P. 353–360. doi:10.1190/1.1438295.
- Physical properties of rocks and minerals.** Ed. N.B. Dortman (In Russ.). Nedra, Moscow, 1984. 455 p.
- Pleskunov M.A.** Operational calculus: Textbook (In Russ.). Publishing house of the Ural University, Yekaterinburg. 2014. 143 p.
- Qi J., Zhang B., Lyu B., Marfurt K.** Seismic attribute selection for machine-learning-based facies analysis // *Geophysics*. 2020. Vol. 85 (2). P. O17–O35. doi:10.1190/geo2019-0223.1.
- Riznichenko Yu.V.** On the propagation of seismic waves in discrete and heterogeneous media // *Izvestiya Akademii Nauk SSSR. Series geograf. geophys.* 1949. No. 2. P. 115–128. (In Russ.)
- Silvia M.T., Robinson E.A.** Deconvolution of geophysical time series in the exploration for oil and natural gas. Elsevier Science Ltd, 1979. 265 p.
- Spencer T.W.** The method of generalized reflection and transmission coefficients // *Geophysics*. 1960. Vol. 25 (3). P. 625–641. doi:10.1190/1.1438743.
- Tyapkin Yu.K., Belfer I.K., Pogozhev V.M., Mushin I.A., Mitrofanov G.M.** Evaluation of the possibilities of using instantaneous dynamic characteristics of seismic records in oil and gas prospecting (In Russ.). VIEMS, Moscow, 1986. 76 p.
- Vail P.R., Gregory A.P., Mitchum R.M. Jr., Sheriff R.E.** Seismic stratigraphy. Application in oil and gas prospecting and exploration. Part 1 (In Russ.). Mir, Moscow, 1982. 375 p.
- Wadsworth G.P., Robinson E.A., Bryan J.G., Hurley P.M.** Detection of reflections on seismic records by linear operators // *Geophysics*. 1953. Vol. 18 (3). P. 539–586. doi:10.1190/1.1437911.
- Wyllie M.R.J., Gregory A.R., Gardner L.W.** Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media // *Geophysics*. 1956. Vol. 21 (1). P. 41–70. doi:10.1190/1.1438217.
- Yilmaz Ö.** Seismic data analysis. SEG, Tulsa, 2001. Vol. 1. 1809 p.
- Zelivyanskaya O.E.** Petrophysics (Electronic resource): Study guide (In Russ.). SKFU publishing house, Stavropol, 2015. 111 p.
- Zhukov V.S., Kuzmin Yu.O.** The influence of fracturing of the rocks and model materials on the *P*-wave propagation velocity: experimental studies // *Izvestiya, Physics of the Earth*. 2020. Vol. 56. P. 470–480. doi:10.1134/S1069351320040102.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

КОСТАЩУК Даниил Иванович – магистрант НГУ, инженер лаборатории динамических проблем сейсмологии Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы:

атрибутный и сейсмофациальный анализ, разработка алгоритмов определения характеристик целевых геологических объектов.

МИТРОФАНОВ Георгий Михайлович – доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник лаборатории динамических проблем сейсмики Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: разработка методов и технологий обработки и интерпретации сейсмических данных, решение обратных задач геофизики.

*Статья поступила в редакцию 3 июня 2025 г.,
одобрена после рецензирования 4 июля 2025 г.,
принята к публикации 7 июля 2025 г.*



МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ПРОГНОЗУ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЧКАЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ) НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Марина Олеговна Федорович¹, Алина Юрьевна Космачева^{2,✉}

^{1,2}Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

¹ZahryaminaMO@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6816-906X>

²KosmachevaAY@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8603-986X>

Аннотация. Представлен методический подход к прогнозу нефтегазоносности на примере Чкаловского месторождения, которое расположено на юго-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Залежи углеводородов сосредоточены в пласте М коры выветривания палеозоя и пласте Ю₁¹ васюганской свиты верхней юры. Ловушки углеводородов были сформированы уже в юрский этап развития бассейна. На протяжении всей геологической истории структуры оставались замкнутыми, несущественно меняя свою форму и амплитуду. На основе комплексной интерпретации данных сейсморазведки, глубокого бурения с использованием технологии бассейнового моделирования выделены залежи нефти и газа, а также ряд нефтегазоперспективных объектов. Ловушки углеводородов контролируются структурным, литологическим и тектоническим факторами.

Ключевые слова: нефтегазоносность, палеотектонический анализ, Западная Сибирь, Томская область

Финансирование: работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0012 «Цифровые геолого-геофизические и петрофизические модели осадочных комплексов с трудноизвлекаемыми запасами нефти в Западной и Восточной Сибири как резерв для прироста запасов и добычи».

Для цитирования: Федорович М.О., Космачева А.Ю. Методический подход к прогнозу нефтегазоносности Чкаловского месторождения (Томская область) на основе комплексной интерпретации геолого-геофизической информации // Геофизические технологии. 2025. № 1. С. 78–90. doi:10.18303/2619-1563-2025-1-78.

METHODOLOGICAL APPROACH TO PREDICTING OIL AND GAS OCCURRENCE IN THE CHKALOV FIELD (TOMSK REGION) ACCORDING TO COMPREHENSIVE INTERPRETATION OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL INFORMATION

Marina O. Fedorovich¹, Alina Yu. Kosmacheva^{2,✉}

^{1,2}Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Koptug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

¹ZahryaminaMO@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6816-906X>

²KosmachevaAY@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8603-986X>

Abstract. We present a methodological approach to predicting oil and gas occurrence by the example of the Chkalov field, which is located in the southeast of the West Siberian petroleum basin. The M bed of the Paleozoic weathering crust and the Yu₁¹ bed of the Upper Jurassic Vasyugan Formation contain oil and gas accumulations. Hydrocarbon traps were already formed during the Jurassic stage of the development of the basin. Throughout geological history, the structures remained

closed, changing their shape and amplitude insignificantly. According to the comprehensive interpretation of seismic exploration and deep drilling data and basin modeling technology, oil and gas accumulations, as well as a number of prospective oil and gas traps, have been identified. Structural, lithological, and tectonic factors provide hydrocarbon trapping.

Keywords: petroleum potential, paleotectonic analysis, Western Siberia, Tomsk region

Funding: the work was supported by the Project “Digital geological, geophysical and petrophysical models of sedimentary deposits with hard-to-recover oil reserves in Western and Eastern Siberia as fund for extension of reserves and production”, project number FWZZ-2022-0012.

For citation: Fedorovich M.O., Kosmacheva A.Yu. Methodological approach to predicting oil and gas occurrence in the Chkalov field (Tomsk region) according to comprehensive interpretation of geological and geophysical information // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2025. No. 1. P. 78–90. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2025-1-78.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальным направлением нефтедобывающей отрасли Западной Сибири является существенный прирост запасов и предотвращение снижения добычи нефти. Необходимо активно вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы углеводородов (УВ) из сложнопостроенных и глубокозалегающих залежей, в частности, потенциально богатые залежи доюрского комплекса [Isaev et al., 2019]. В настоящее время не вызывает сомнений, что палеозойские отложения Западной Сибири по своему углеводородному потенциалу существенно уступают мезозойским. В то же время очевиден и тот факт, что этот комплекс пород содержит значительные объемы залежей нефти и газа [Конторович, Калинина, 2019]. Для мезозойских пород отношение стоящих на балансе запасов к начальным геологическим ресурсам составляет 45 %, для палеозоя этот параметр не превышает 1.5 % [Конторович и др., 2024].

На юго-востоке Западно-Сибирского бассейна притоки нефти и газа получены как из пород палеозойского возраста (Малоичское, Еллей-Игайское месторождения), так и из разновозрастного нефтегазоносного горизонта зоны контакта с осадочными породами мезозоя (Арчинское, Герасимовское, Калиновое, Лугинецкое, Нижнетабаганское, Останинское, Северо-Калиновое, Северо-Лугинецкое, Урманское, Южно-Тамбаевское, Чкаловское и др.). Наиболее значительные результаты по выявлению скоплений УВ связаны именно с корой выветривания [Биджаков и др., 1981; Трофимук, 1997, Ступакова и др., 2015].

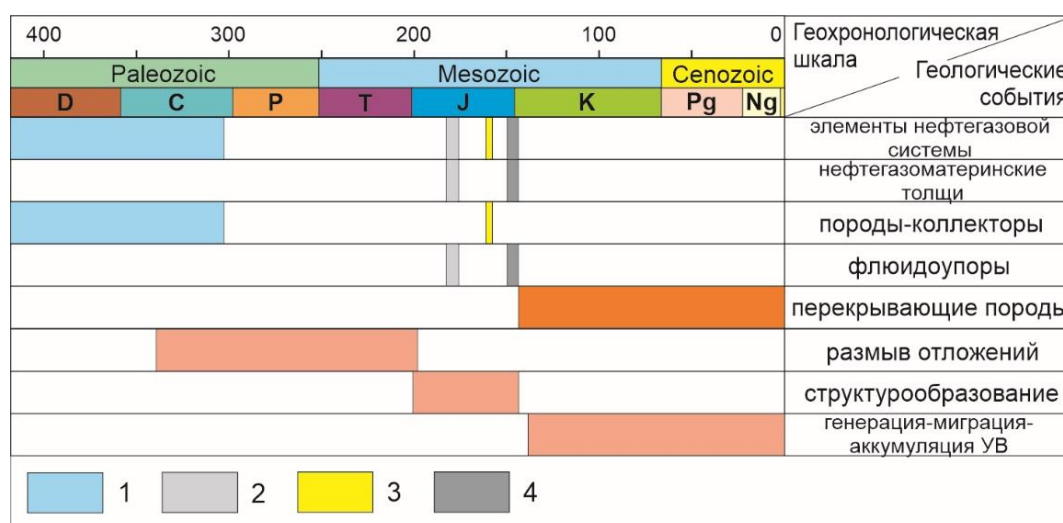


Рис. 1. Диаграмма геологических событий для верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Чкаловского месторождения [Kosmacheva, Fedorovich, 2021]: 1 – пласт М коры выветривания палеозоя; 2 – тогурская свита; 3 – пласт Ю₁¹ васюганской свиты; 4 – баженовская свита.

Чкаловское месторождение расположено в Александровском районе Томской области. Работы на Чкаловской площади осуществлялись планомерно: поиск, разведка и доразведка. Чкаловское поднятие выявлено в 1958 г. и подготовлено под глубокое бурение в 1975 г. сейсморазведочными работами МОВ. Месторождение открыто в 1977 г., а в 1986 г. было введено в разработку. Территория изучена сейсморазведкой 2D и 3D и поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами [Иванов, 2002; Паровинчак, 2013]. В настоящее время на месторождении ведется поисково-разведочное и эксплуатационное бурение.

Нефтегазоносность месторождения связана с верхнеюрским терригенным комплексом и палеозойским карбонатным комплексом пород. Залежи УВ приурочены к пласту М коры выветривания палеозоя и пласту Ю₁¹ васюганской свиты верхней юры [Иванов, 2002] (рис. 1). Пласт Ю₁¹ является основным объектом разработки месторождения.

Одним из способов прогноза залежей УВ является комплексное использование данных сейсморазведки, глубокого бурения и ГИС, что повышает детальность и достоверность геологической модели территории, а также эффективность поиска новых скоплений УВ. Результатом применения такого системного подхода является выделение ловушек нефти и газа и определение фазового состояния залежей.

ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

В основу работы были положены данные 90 скважин (24 разведочных и 66 эксплуатационных), 31 профиль сейсморазведки 2D, общей протяженностью более 305 км, и 3D, площадью 55 км² (рис. 2).

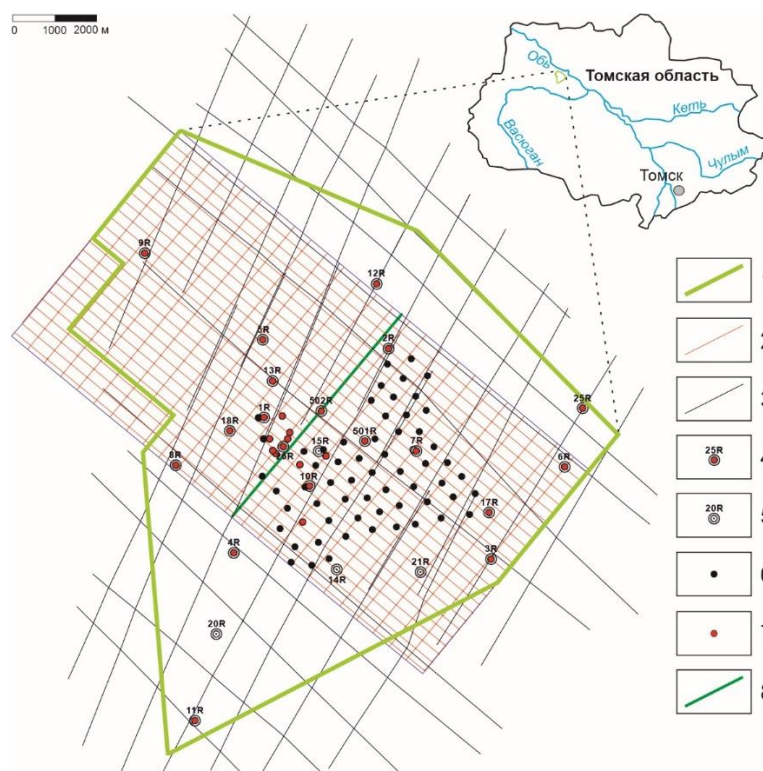


Рис. 2. Схема фактического материала и местоположения района исследования: 1 – контур района работ; 2 – сейсморазведка 3D; 3 – сейсморазведка 2D; 4 – разведочная скважина, вскрывающая палеозойские отложения; 5 – разведочная скважина, вскрывающая юрские отложения; 6 – эксплуатационная скважина, вскрывающая юрские отложения; 7 – эксплуатационная скважина, вскрывающая палеозойские отложения; 8 – временной разрез через Чкаловское месторождение (см. рис. 3).

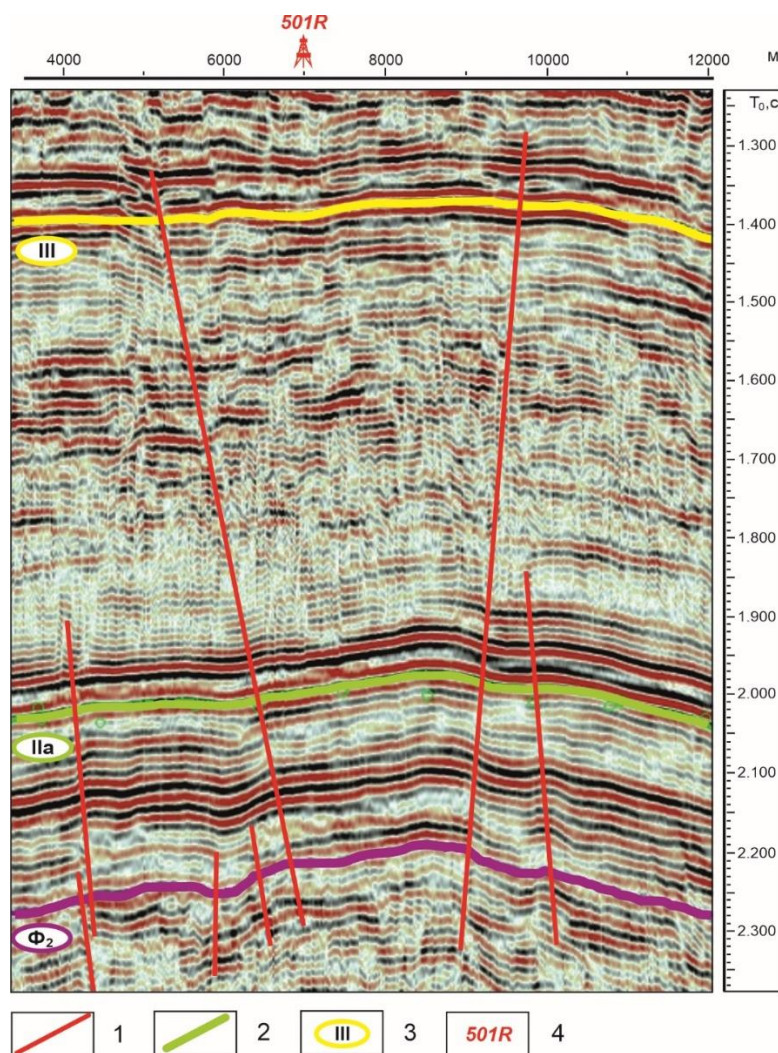


Рис. 3. Фрагмент временного разреза по кросслайну 125 через Чкаловское месторождение: 1 – дизъюнктивные нарушения; 2 – ОГ; 3 – индекс ОГ; 4 – скважина.

Для построения сейсмогеологической модели в программном пакете Kingdom проведена интерпретация материалов сейсморазведки. В разрезе мезозойских отложений выделены и прослежены следующие отражающие горизонты (ОГ) (рис. 3).

– Φ_2 – подошва осадочного чехла. Изменчивость литологического состава и акустических свойств горных пород, слагающих доюрское основание и перекрывающих его толщу, а также обилие тектонических нарушений, проникающих в базальные горизонты осадочного чехла, отрицательно сказываются на устойчивости волнового поля [Конторович, 2002];

– II^a – подошва баженовской свиты (основное отражение на площади исследования);

– III – кошайская пачка киялинской свиты;

– IV – кузнецовская свита (наряду с горизонтом II^a является наиболее надежным сейсмическим репером);

– V – талицкая свита.

В результате построен набор структурных карт по основным ОГ и карт изопахит сейсмогеологических комплексов (юрский мегакомплекс; берриас-аптский, апт-туронский и посттуронский комплексы). Выделение дизъюнктивных нарушений и определение глубины их проникновения проводилось на основании анализа сейсмических разрезов (нарушение осей синфазности ОГ,

уменьшение энергетического уровня сейсмической записи) и построения карт градиентов структурных поверхностей ОГ.

При оценке перспектив нефтегазоносности необходимо учитывать историю геологического развития осадочного бассейна, а также детали его строения. Литостратиграфическое расчленение разреза отложений проводилось на основе интерпретации материалов геофизических исследований скважин (электрический каротаж, гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж) [Дахнов, 1981; Итенберг, 1987] с использованием дополнительной геолого-геофизической информации (описание керна, разбивки и результаты испытаний по скважинам) [по данным ИНГГ СО РАН].

РЕЗУЛЬТАТЫ

Тектоническая активизация района происходила в раннеюрскую, раннемеловую и позднемеловую эпохи (рис. 3). В пределах Чкаловского локального поднятия однозначно присутствуют разрывные нарушения, секущие юрские отложения. Все тектонические нарушения сформировались до момента образования кузнецовской свиты и затухают внутри сеноманской толщи пород. Положительные структуры – потенциальные ловушки УВ, были сформированы уже в юрский период (рис. 4).

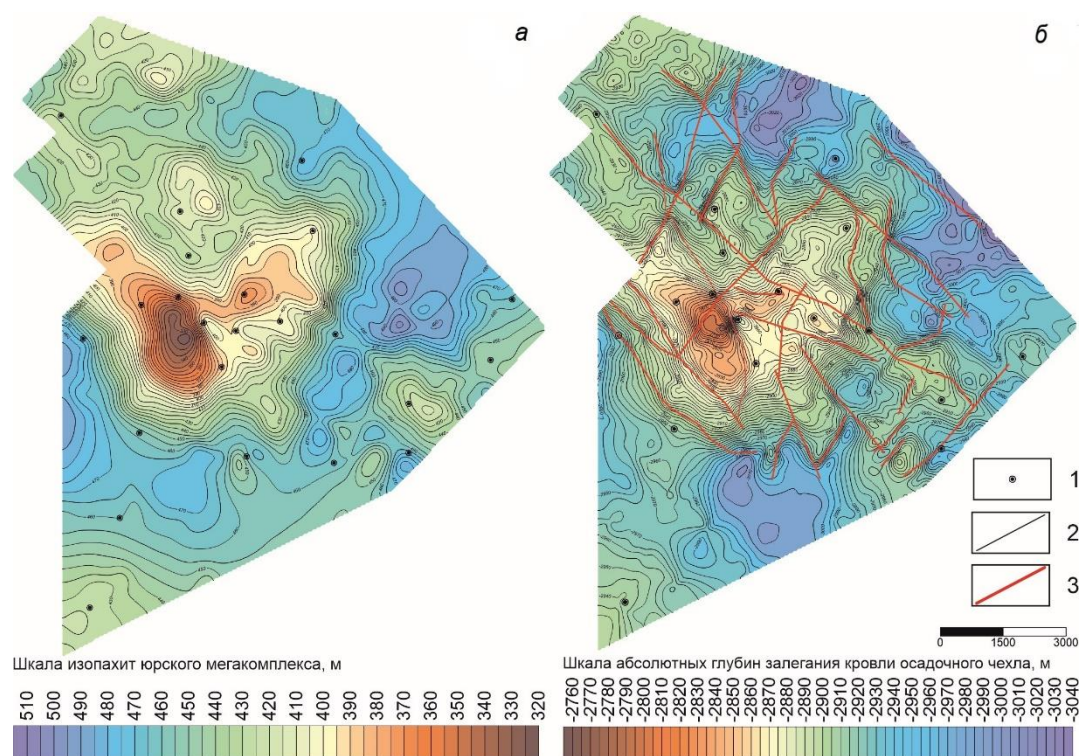


Рис. 4. Структура поверхности фундамента: а – на момент формирования баженовской свиты; б – в настоящее время: 1 – разведочная скважина; 2 – изолинии, м; 3 – дизъюнктивные нарушения.

Так как значительная часть УВ сконцентрирована в пласте Ю₁¹ васюганской свиты, особенно важно изучить изменения архитектуры юрского структурного яруса во времени. Для определения общих закономерностей формирования ловушек УВ проведен анализ изменения структуры поверхности баженовской свиты на момент формирования кошайской пачки киялинской свиты, на момент формирования кузнецовской свиты, на момент формирования талицкой свиты и в настоящее время. В результате был получен набор карт толщин, отражающих палеорельеф баженовской свиты в определенные этапы развития (рис. 5).

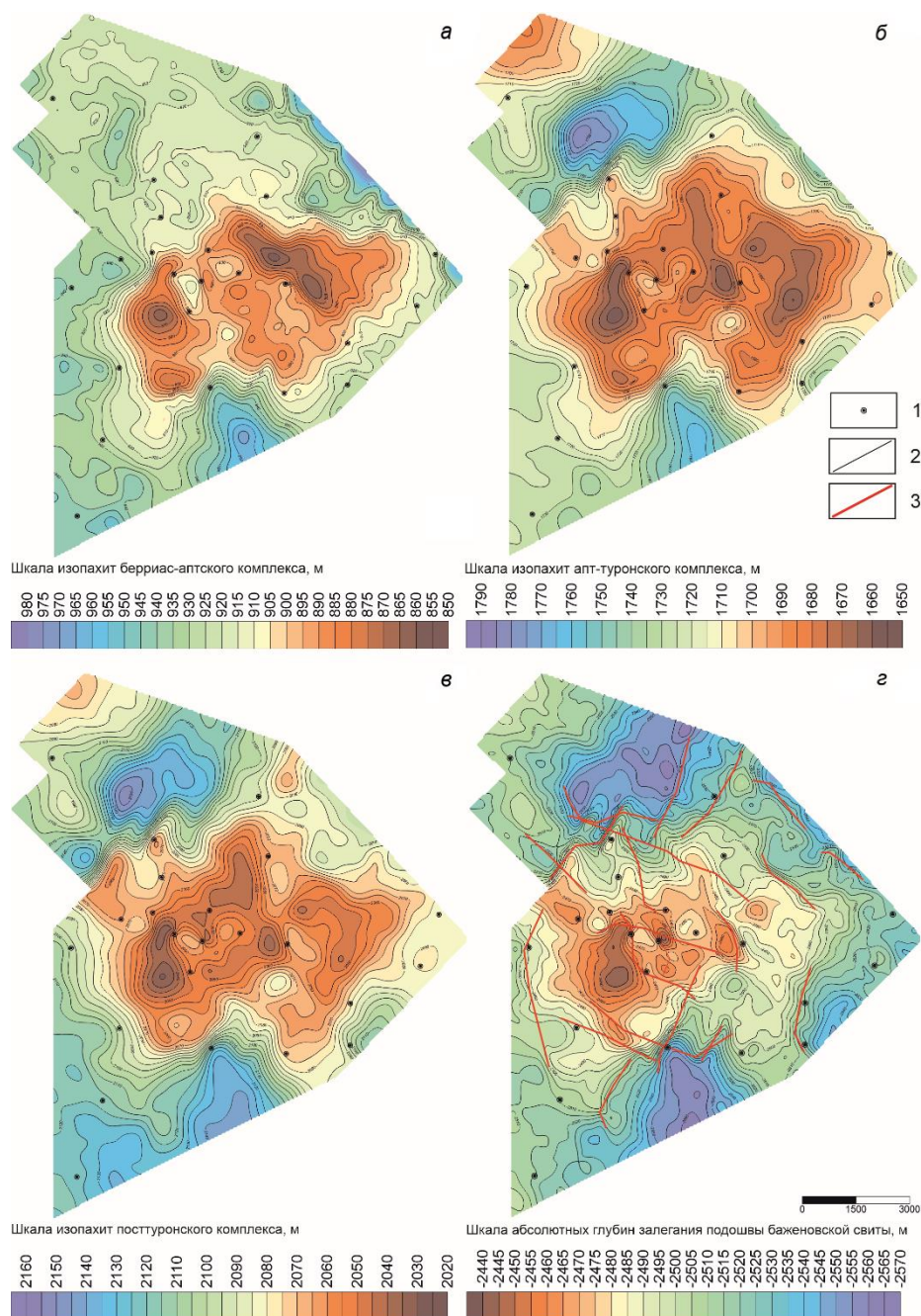


Рис. 5. Структура поверхности баженовской свиты: а – на момент формирования кошайской пачки киялинской свиты (аптский век), б – на момент формирования кузнецовской свиты (туронский век); в – на момент формирования талицкой свиты (датский век); г – в настоящее время: 1 – разведочная скважина; 2 – изолинии, м; 3 – дизъюнктивные нарушения.

На протяжении всего времени Чкаловское локальное поднятие существовало как единая замкнутая структура с серией локальных куполов. Формирование замкнутой изометричной структуры произошло благодаря унаследованному характеру развития территории в разные моменты геологической истории. В аптский век существовало поднятие, амплитуда которого достигала 60 м, его осложняют два купола. В апт-туронский этап наблюдается наиболее интенсивный рост поднятия, оно становится более контрастным и амплитудным, его осложняют три локальных купола. В посттуронский этап структурный план практически не менялся, наблюдается выполаживание куполов.

Таким образом, Чкаловское локальное поднятие в рельефе баженовской свиты существовало как единая замкнутая структура уже в берриасский век. На протяжении всей истории развития структура

оставалась замкнутой, лишь несущественно меняя очертания и амплитуду, что способствовало аккумуляции мигрирующих УВ.

Нефтегазоматеринскими толщами являются баженовская и тогурская свиты [Конторович и др., 1975; Костырева, 2005; Ступакова и др., 2015]. Время вхождения тогурской свиты в главную зону нефтеобразования – 140 млн лет, баженовской свиты – 99 млн лет. На момент начала генерации УВ основные палеоподнятия – потенциальные ловушки нефти и газа – и основные региональные глинистые толщи, служащие покрышками, были сформированы и литифицированы [Космачева, Захрямина, 2017].

Карта перспектив нефтегазоносности для **пласта Ю₁¹ васюганской свиты** получена с использованием структурной карты подошвы баженовской свиты, карты эффективных толщин пласта Ю₁¹, данных результатов испытаний скважин и результатов бассейнового моделирования.

Основываясь на выводах анализа истории тектонического развития, а именно, учитывая, что в пределах исследуемого района в течение юрского и берриас-аптского этапов не было существенных изменений направленности тектонических движений [Kosmacheva, Fedorovich, 2021], для построения карты толщин пласта Ю₁¹ были выявлены несколько зависимостей:

- мощности пласта Ю₁¹ от мощности берриас-аптского сейсмокомплекса;
- мощности пласта Ю₁¹ от мощности юрского сейсмокомплекса;
- глубины залегания подошвы пласта Ю₁¹ от суммарной мощности юрского и берриас-аптского сейсмокомплексов (рис. 6).

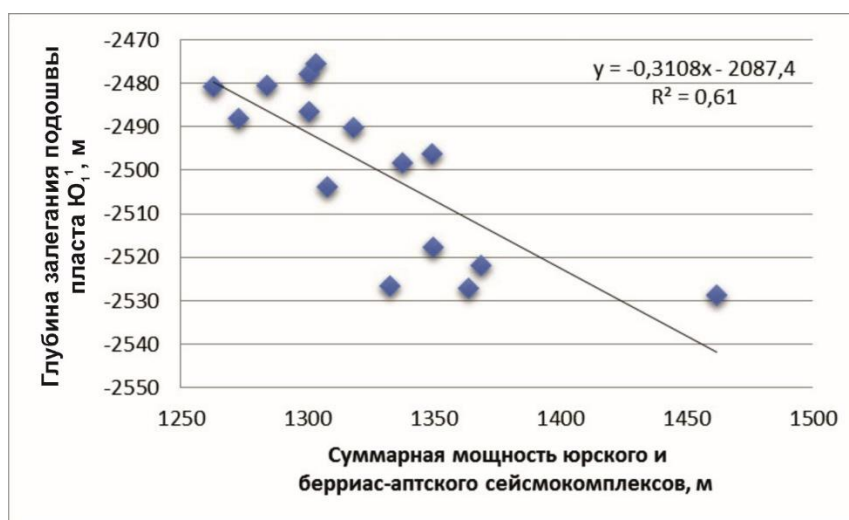


Рис. 6. Зависимость глубины залегания подошвы пласта Ю₁¹ от суммарной мощности юрского и берриас-аптского сейсмокомплексов.

Для всех зависимостей коэффициент корреляции составляет 0.7 и выше. Самая достоверная – зависимость глубины залегания подошвы пласта Ю₁¹ от суммарной мощности юрского и берриас-аптского сейсмокомплексов. С помощью этой зависимости и карты изопахит юрского и берриас-аптского сейсмокомплексов была построена структурная карта подошвы пласта Ю₁¹ и, соответственно, карта общих толщин пласта Ю₁¹ васюганской свиты. Его мощность изменяется от 5 до 19 м.

Выделение коллекторов в составе песчаных тел верхневасюганской подсвиты осуществлялось с помощью α ПС. Для юго-востока Западной Сибири используется граничное значение α ПС – 0.33, что соответствует коэффициенту пористости – 13 % [Конторович и др., 2004]. Для того чтобы определить

закономерности распространения коллекторов по площади была использована зависимость эффективных от общих толщин пласта Ю₁¹ (рис. 7). Величины эффективных толщин изменяются от 0 до 19 м.

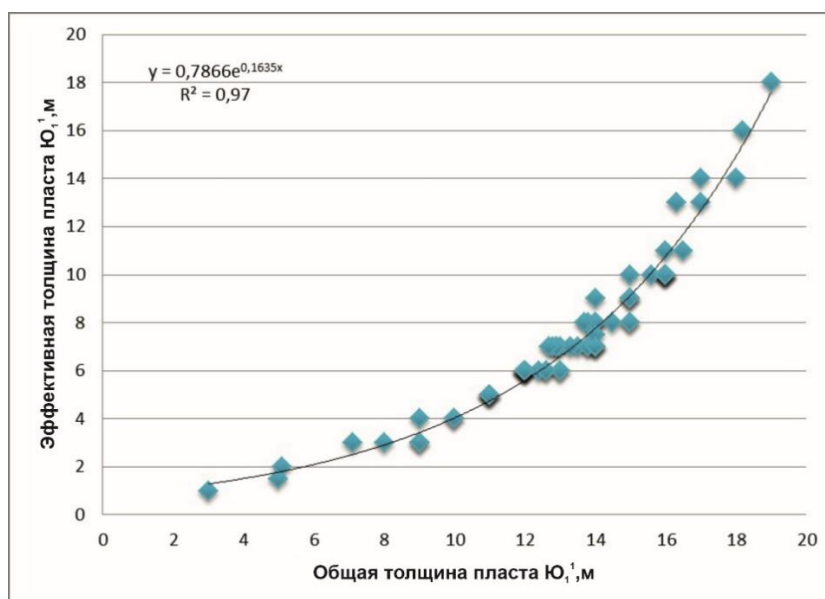


Рис. 7. Зависимость эффективной от общей толщины пласта Ю₁¹.

Анализ результатов испытаний скважин показал, что продуктивность пласта Ю₁¹ васюганской свиты определяется двумя факторами – литологическим и структурным. При эффективной мощности менее 3/5 м и глубине залегания ниже –2503 м притока УВ не получено (рис. 8). Зона отсутствия коллектора распространена на северо-западе района. Водонефтяной контакт (ВНК) проведен на абсолютной отметке –2503 м.

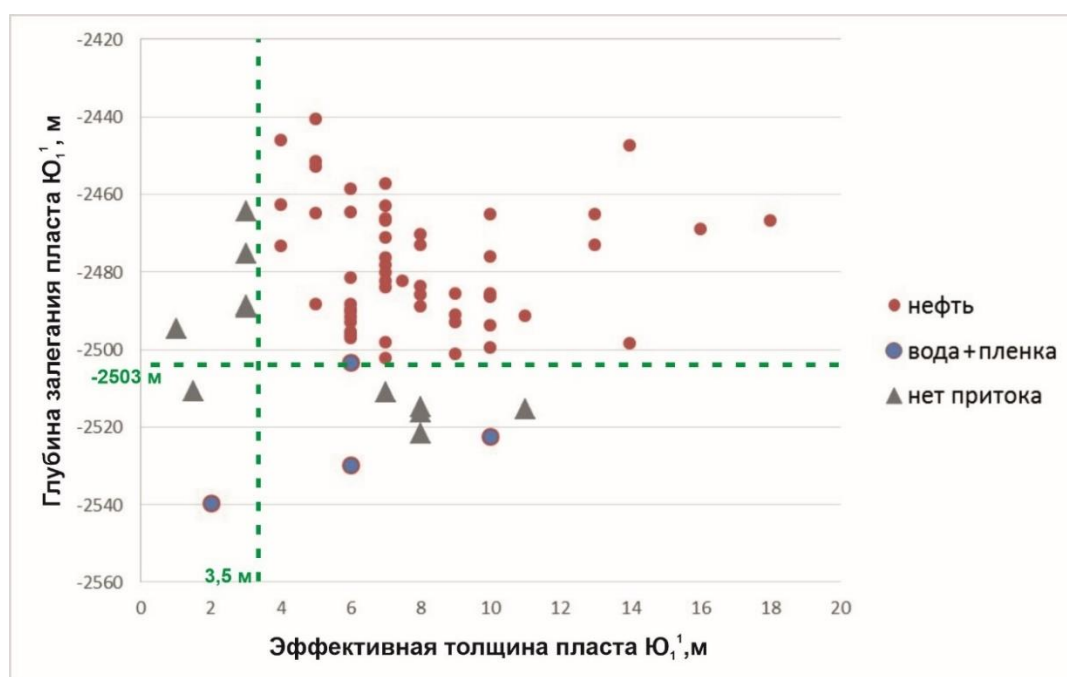


Рис. 8. Зависимость результатов испытания пласта Ю₁¹ от глубины его залегания и эффективной мощности.

Таким образом, для пласта Ю₁¹ васюганской свиты была выделена одна нефтяная ловушка в центральной части территории (рис. 9). Залежь контролируется литологическим экраном на северо-западе и водонефтяным контактом, принятым на отметке –2503 м. Тип ловушки – структурно-литологический. Амплитуда поднятия составляет 70 м. В скважинах, в том числе эксплуатационных, в пределах выделенной залежи получены притоки нефти. Зона отсутствия коллектора на северо-западе подтверждается данными испытаний скважин – в диапазоне рассматриваемого продуктивного уровня притока флюидов не зафиксировано.

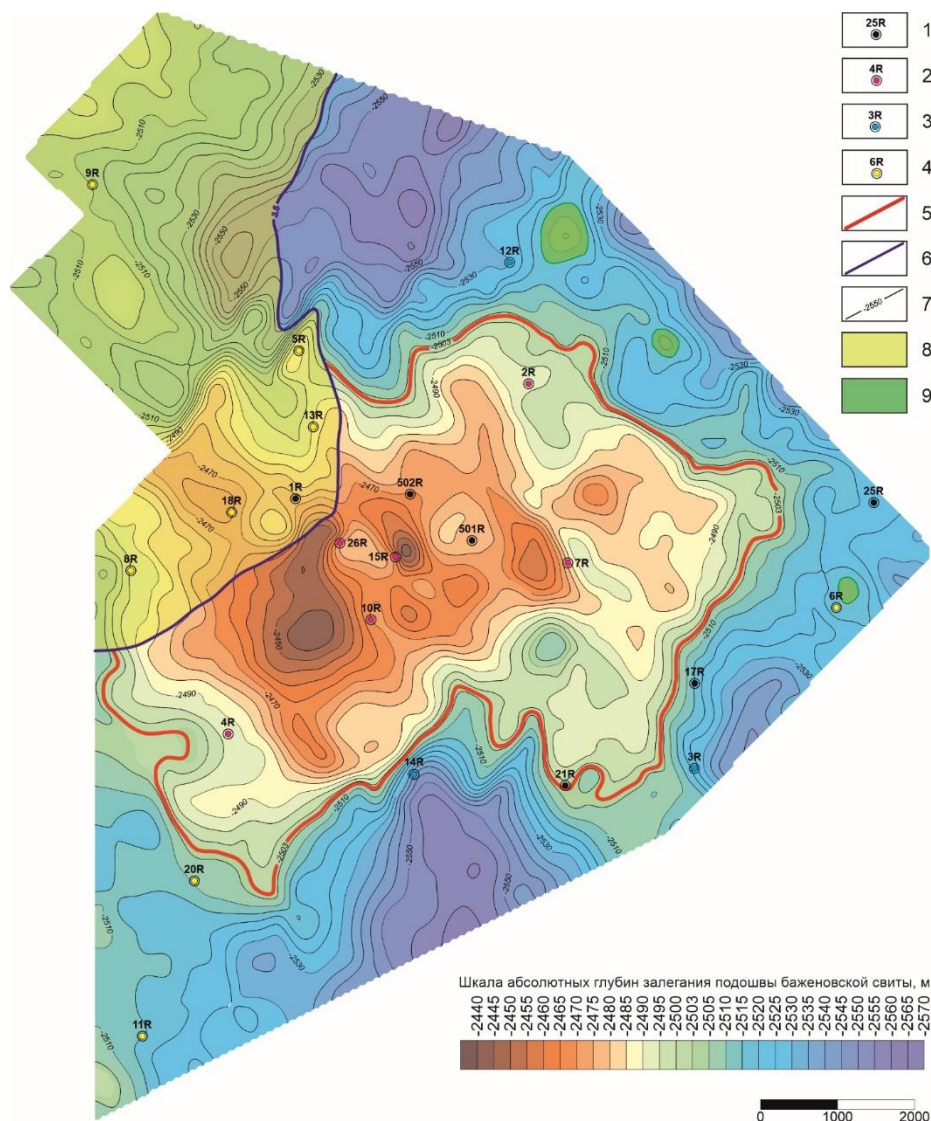


Рис. 9. Карта перспектив нефтегазоносности для пласта Ю₁¹ васюганской свиты: 1 – разведочная скважина; результаты испытаний: 2 – нефть, 3 – вода, 4 – нет притока, 5 – ВНК; 6 – линия глинизации; 7 – изогипсы, м; 8 – зона отсутствия коллектора; 9 – перспективные ловушки нефти.

По результатам проведенного бассейнового моделирования [Космачева, Захрямина, 2017] выделены три мелкие структурные ловушки УВ на северо-восточном склоне. Водонефтяной контакт для перспективных объектов проведен на отметке –2515 м. Амплитуда поднятий не превышает 15 м.

На структурной карте по подошве осадочного чехла показаны перспективы нефтегазоносности для **пласта М коры выветривания палеозоя** с учетом карты дизъюнктивных нарушений, результатов испытаний скважин и бассейнового моделирования. Поскольку фундамент имеет блоковое строение,

залежи УВ контролируются дизъюнктивной тектоникой. В центральной части территории выделены шесть характерных блоков с разными уровнями ВНК. Тип ловушек – структурно-тектонический (рис. 10).

Самая крупная нефтяная залежь приурочена к наиболее приподнятому, западному, блоку. Она контролируется структурным фактором на юго-западе и тектоническим экраном с востока. Водонефтяной контакт проведен на отметке –2880 м. Амплитуда поднятия составляет 100 м. Для других трех центральных блоков также характерны нефтяные залежи. Первые два из них контролируются преимущественно дизъюнктивной тектоникой и только с юго-востока – структурным фактором. Водонефтяной контакт проведен на отметках –2880 и –2865 м. Амплитуда поднятий составляет 35 м. К третьему блоку приурочены сразу две более мелкие нефтяные залежи с разными уровнями ВНК (–2840 и –2855 м). Залежи контролируются структурным фактором на северо-востоке и тектоническим экраном на юге. Амплитуда поднятий не превышает 10 м. В скважинах в пределах выделенных ловушек получены притоки нефти. Принятые уровни ВНК подтверждаются результатами испытаний в скважинах.

Газовая залежь относится к восточному блоку и контролируется структурным фактором с северо-востока и тектоническим экраном с юга. Газоводяной контакт проведен на отметке –2900 м. Амплитуда поднятия составляет 40 м. Фазовый состав залежи подтверждается результатами испытаний.

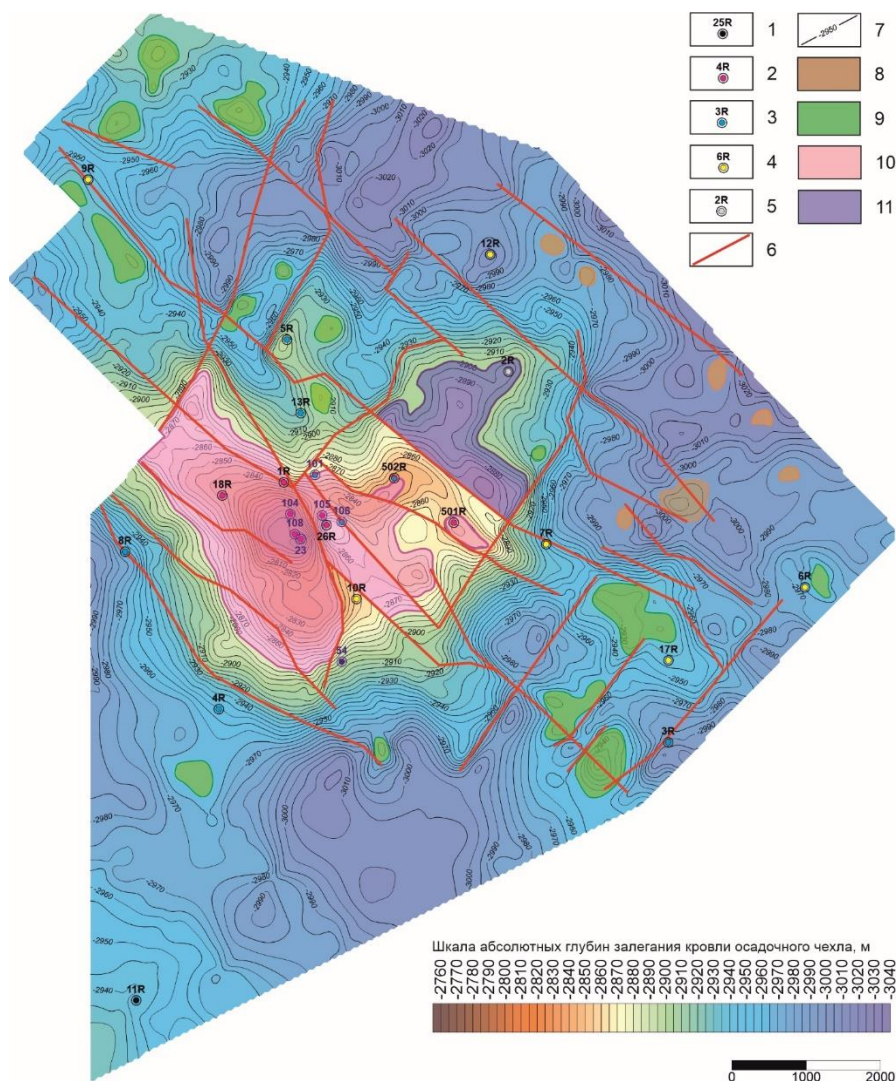


Рис. 10. Карта перспектив нефтегазоносности для пласта М коры выветривания палеозоя: 1 – скважина; результаты испытаний: 2 – нефть, 3 – вода, 4 – нет притока, 5 – газ; 6 – дизъюнктивные нарушения; 7 – изогипсы, м; 8 – перспективные ловушки газа; 9 – перспективные ловушки нефти; 10 – нефтяная залежь; 11 – газовая залежь.

На склонах выделены нефтегазоперспективные объекты по результатам бассейнового моделирования [Космачева, Захрямина, 2017], которые приурочены к замкнутым антиклинальным структурам (мелким и средним). На севере, востоке и юге района выделены 16 нефтяных ловушек. На северо-востоке выделено семь газовых ловушек. Водонефтяной контакт для перспективных объектов проведен на разных уровнях, от –2915 до –3010 м. Амплитуда поднятий достигает 30 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ истории тектонического развития показал, что Чкаловское локальное поднятие в рельефе баженовской свиты существовало как единая замкнутая структура уже в берриасский век. К этому моменту тогурская свита уже вошла в главную зону нефтеобразования и флюидоупоры для залежей коры выветривания палеозоя уже были литифицированы. На протяжении всей истории развития структура оставалась замкнутой, лишь несущественно меняя очертания и амплитуду, что способствовало аккумуляции мигрирующих УВ.

Залежи УВ пласта Ю₁¹ контролируются литологическим и структурным факторами. Породы с эффективной мощностью более 3.5 м и залегающие выше абсолютной отметки –2503 м являются продуктивными. Выделена крупная нефтяная залежь в центральной части территории с уровнем ВНК –2503 м и мелкие нефтеперспективные объекты (структурные ловушки) на северо-востоке с уровнем ВНК –2515 м.

Залежи УВ коры выветривания палеозоя контролируются преимущественно дизъюнктивной тектоникой, поскольку фундамент имеет блоковое строение, и в меньшей степени структурным фактором. Выделены шесть характерных блоков, в которых сосредоточены залежи не только нефти, но и газа с разными уровнями ВНК. В обрамлении выделены нефтегазоперспективные объекты, которые приурочены к замкнутым антиклинальным структурам разного масштаба.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Биджаков В.И., Даненберг Е.Е., Иванов И.А., Тищенко Г.И.** Нефтегазоносность верхней части палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока (Труды ИГиГ СО АН СССР). 1981. Вып. 513. С. 116–121.
- Дахнов В.Н.** Электрические и магнитные методы исследования скважин. М.: Недра, 1981. 344 с.
- Иванов И.А.** Месторождения нефти и газа Томской области. Томск–Новосибирск, 2002. 254 с.
- Итенберг С.С.** Методика изучения нефтегазоносных толщ по комплексу промыслово-геофизических и геологических исследований. М.: Недра, 1987. 279 с.
- Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г.** Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
- Конторович В.А.** Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. 253 с.
- Конторович В.А., Бердникова С.А., Калинина Л.М., Поляков А.А.** Сеймогеологические адаптивные методы прогноза качества коллекторов и подготовки сложно построенных ловушек нефти и газа в верхней юре центральных и южных районов Западной Сибири (горизонт Ю1 васюганской свиты) // Геология и геофизика. 2004. Т. 45, № 1. С. 79–90. EDN:AQRSCE.
- Конторович В.А., Калинина Л.М.** Геологическое строение и нефтегазоносность палеозоя Западной Сибири, модели эталонных месторождений // Бурение и нефть. 2019. № 11. С. 18–25. EDN:XRISOT.

- Конторович В.А., Конторович А.Э., Аюнова Д.В., Ибрагимова С.М., Бурштейн Л.М., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Канакова К.И., Костырева Е.А., Соловьев М.В., Филиппов Ю.Ф.** Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири // Геология и геофизика. 2024. Т. 65, № 1. С. 72–100. doi:10.15372/GiG2023181. EDN:OWCTPK.
- Космачева А.Ю., Захрямина М.О.** Моделирование процессов нефтегазообразования Чкаловского месторождения в Томской области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т. 12, № 1. С. 11. doi:10.17353/2070-5379/6_2017. EDN:YIWEYR.
- Костырева Е.А.** Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. 180 с.
- Паровинчак К.М.** Концептуальная модель строения доюрских отложений Чкаловского месторождения // Территория Нефтегаз. 2013. № 2. С. 44–51. EDN:RDZSCT.
- Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Т.А., Кирюхина И.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В.** Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2015. Т. 61, № 2. С. 63–76. EDN:UAPZAT.
- Трофимук А.А.** Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1997. 369 с.
- Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Kuzmin Yu.A., Lobova G.A., Stulov P.A.** Hard-to-recover Reserves of Yugra Oil (West Siberia) // Geofizicheskiy Zhurnal. 2019. Vol. 41 (1). P. 33–43. doi: 10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158862.
- Kosmacheva A., Fedorovich M.** Basin and petroleum system modeling in conjunction zone of the Alexander and Srednevasyugan anticlines and Ust-Tym depression, southeastern part of the West Siberian hydrocarbon province (Russia) // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2021. Vol. 11. P. 539–548. doi: 10.1007/s13202-020-01037-6.

REFERENCES

- Bidzhakov V.I., Danenberg E.E., Ivanov I.A., Tishchenko G.I.** Oil and gas potential of the upper part of the Paleozoic in the southeast of the West Siberian Plate // Oil and gas potential of Siberia and the Far East (Trudy IgiG SO AN SSSR). 1981. Vol. 513. P. 116–121. (In Russ.).
- Dakhnov V.N.** Electrical and magnetic methods of well exploration (In Russ.). Nedra, Moscow, 1981. 344 p.
- Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Kuzmin Yu.A., Lobova G.A., Stulov P.A.** Hard-to-recover Reserves of Yugra Oil (West Siberia) // Geofizicheskiy Zhurnal. 2019. Vol. 41 (1). P. 33–43. doi: 10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158862.
- Ivanov I.A.** Oil and gas fields of Tomsk region (In Russ.). Tomsk–Novosibirsk, 2002. 254 p.
- Itenberg S.S.** Methodology for studying oil and gas-bearing strata using a complex of industrial-geophysical and geological studies (In Russ.). Nedra, Moscow, 1987. 279 p.
- Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Ervieu Yu.G.** Geology of oil and gas of Western Siberia (In Russ.). Nedra, Moscow, 1975. 680 p.
- Kontorovich V.A.** Tectonics and petroleum potential of Mesozoic–Cenozoic deposits of the southeastern regions of West Siberia (In Russ.). GEO, Novosibirsk, 2002. 253 p.
- Kontorovich V.A., Berdnikova S.A., Kalinina L.M., Polyakov A.A.** Reservoir quality and complex traps in Upper Jurassic of central and southern West Siberia: adaptive seismogeological modeling (horizon U₁ of the Vasyugan Formation) // Russian Geology and Geophysics. 2004. Vol. 45 (1). P. 79–90.

- Kontorovich V.A., Kalinina L.M.** Geological structure and hydrocarbon potential of Paleozoic deposits of Western Siberia, models of reference fields // *Drilling and Oil*. 2019. No. 11. P. 18–25. (In Russ.).
- Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Ayunova D.V., Ibragimova S.M., Burshtein L.M., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Kanakova K.I., Kostyreva E.A., Solovyev M.V., Filippov Yu.F.** Geological structure and prospects of hydrocarbon potential of Paleozoic deposits in southeastern regions of West Siberia // *Russian Geology and Geophysics*. 2024. Vol. 65 (1). P. 60–84. doi:10.2113/RGG20234657.
- Kosmacheva A.Yu., Zakhryamina M.O.** Petroleum formation processes simulation of Chkalov field, Tomsk area // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2017. Vol. 12 (1). P. 11. (In Russ.).
- Kosmacheva A., Fedorovich M.** Basin and petroleum system modeling in conjunction zone of the Alexander and Srednevasyugan anticlines and Ust-Tym depression, southeastern part of the West Siberian hydrocarbon province (Russia) // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2021. Vol. 11. P. 539–548. doi: 10.1007/s13202-020-01037-6.
- Kostyreva E.A.** Geochemistry and genesis of Paleozoic oils in southeastern West Siberia (In Russ.). GEO, Novosibirsk, 2005. 180 p.
- Parovinchak K.M.** Conceptual model of the structure of pre-Jurassic deposits of the Chkalov field // *Territoriya Neftegaz*. 2013. No. 2. P. 44–51. (In Russ.).
- Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva T.A., Kiryukhina I.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V.** Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia // *Georesources*. 2015. Vol. 61 (2). P. 63–76. (In Russ.).
- Trofimuk A.A.** Forty years of struggle for the development of the oil and gas industry in Siberia. Izd-vo SO RAN, Novosibirsk, 1997. 369 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

ФЕДОРОВИЧ Марина Олеговна – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: расчленение и корреляция отложений Западной и Восточной Сибири, геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности на основе комплексирования сейсмогеологических, геохимических и литологических исследований с использованием бассейнового и фациального моделирования в программных комплексах PetroMod компании «Шлюмберге» и DIONISOS компании «BeicipFranlab».

КОСМАЧЕВА Алина Юрьевна – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории проблем геологии, разведки и разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности Западной и Восточной Сибири на основе комплексной интерпретации геофизических, геологических и геохимических исследований и технологии бассейнового моделирования.

*Статья поступила в редакцию 17 июня 2025 г.,
одобрена после рецензирования 4 июля 2025 г.,
принята к публикации 7 июля 2025 г.*