

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 31.03.2025 г.

Принята к публикации 06.06.2025 г.

EDN: СТНРВА

УДК 552.578.061.4:550.834(470.1)

Смирнов О.А.

ООО «ИНГЕОСЕРВИС», Тюмень, Россия, osmirnov@ingeos.info

Бородкин В.Н.

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Лукашов А.В.

ООО «ИНГЕОСЕРВИС», Тюмень, Россия

Плавник А.Г.

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Тюмень, Россия

СОЗДАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПОДДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕЧОРОГОРОДСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА БАЗЕ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D И БУРЕНИЯ

Представлена характеристика геологической модели поддоманикового горизонта Печорогородского месторождения (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция), включающая построение тектонической модели, статистический анализ между параметрами продуктивности и фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, диагностику залежи и прочее. Даны рекомендации по дальнейшему исследованию залежей углеводородов.

Ключевые слова: поддоманиковые отложения, фильтрационно-емкостные свойства коллектора, продуктивность, геологическая модель, Печорогородское месторождение, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.

Для цитирования: Смирнов О.А., Бородкин В.Н., Лукашов А.В., Плавник А.Г. Создание геологической модели поддоманиковых отложений Печорогородского месторождения на базе сейсморазведки 3D и бурения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №2. - https://www.ngtp.ru/rub/2025/20_2025.html
EDN: СТНРВА

Введение

Печорогородское месторождение расположено в Печорском районе Республики Коми в 10 км юго-восточнее г. Печора, в бассейне р. Печора. Данное месторождение открыто в 1961 г. по результатам бурения параметрической скв. 1 Печорогородская, явившаяся первооткрывательницей газоконденсатной залежи в старооскольских отложениях. В нефтегазогеологическом отношении исследуемая площадь приурочена к Кыртаельско-Печорогородскому нефтегазоносному району Печоро-Колвинской нефтегазоносной области, расположенной в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Основная продуктивность связана с среднедевонско-нижнефранскими, ниже-средневизейскими и верхнепермскими терригенными и карбонатными отложениями. Среднедевонско-нижнефранский терригенный

комплекс является одним из основных, он вмещает основную часть запасов углеводородного (УВ) сырья.

Литологически пласт-коллектор представлен песчаниками верхней части эйфельского яруса, старооскольского надгоризонта и джьерского (по старой стратиграфической схеме пашийского) горизонта. Коллекторами являются кварцевые песчаники порового типа, неравномерно чередующиеся с алевролитами, глинами и их промежуточными разностями. Флюидоупором для верхне-среднедевонской залежи являются слабо- и низкопроницаемые алевролиты и аргиллиты (аргиллитоподобные глины) тиманско-саргаевского возраста.

Значительный научно-методических объем исследований выполнен исследователями, которые изучали поддоманиковые отложения в Тимано-Печорской провинции: З.В. Ларионовой, В.И. Богацким, В.В. Меннер, В.А. Жемчуговой, В.В. Шиманским, Н.К. Фортунатовой и многими другими [Ларионова, Богацкий, Еременко, 1995, 1997; Жемчугова, 1998; Фортунатова и др., 2024].

В тектоническом отношении район исследований находится на Печоро-Колвинском мегаблоке, который входит в состав Печороморско-Большеземельского геоблока.

С точки зрения нефтегеологического районирования исследуемая площадь приурочена к Кыртаельско-Печорогородскому нефтегазоносному району Печоро-Колвинской нефтегазоносной области в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В пределах района исследований выявлены Печорогородское и Западно-Печорогородское месторождения.

Для данной зоны характерен сложный физико-химический состав УВ и геохимический состав залежей, также сложная геодинамическая эволюция формирования залежей УВ.

Характеристика геологической модели Печорогородского месторождения

Для создания геологической модели месторождения проанализирована вся геолого-геофизическая информация о месторождениях и залежах района исследований.

Для выполнения и решения геологических задач предложены технологические решения (рис. 1), которые включают в себя выявление особенностей формирования залежей УВ.

Технология построения геологической модели обуславливает решение нескольких задач: создание структурно-тектонической модели месторождения по данным сейсморазведки 3D; обоснование тектонической модели месторождения с использованием сейсмических атрибутов; частотный анализ структурной основы для выявления локальных форм деформации и т.д.

Сравнительный анализ построенной структурно-тектонической модели с ранее полученными разными авторами, показывает их расхождение, особенно это касается варианта структурной модели, принятой при подсчете запасов УВ (рис. 2, 3).

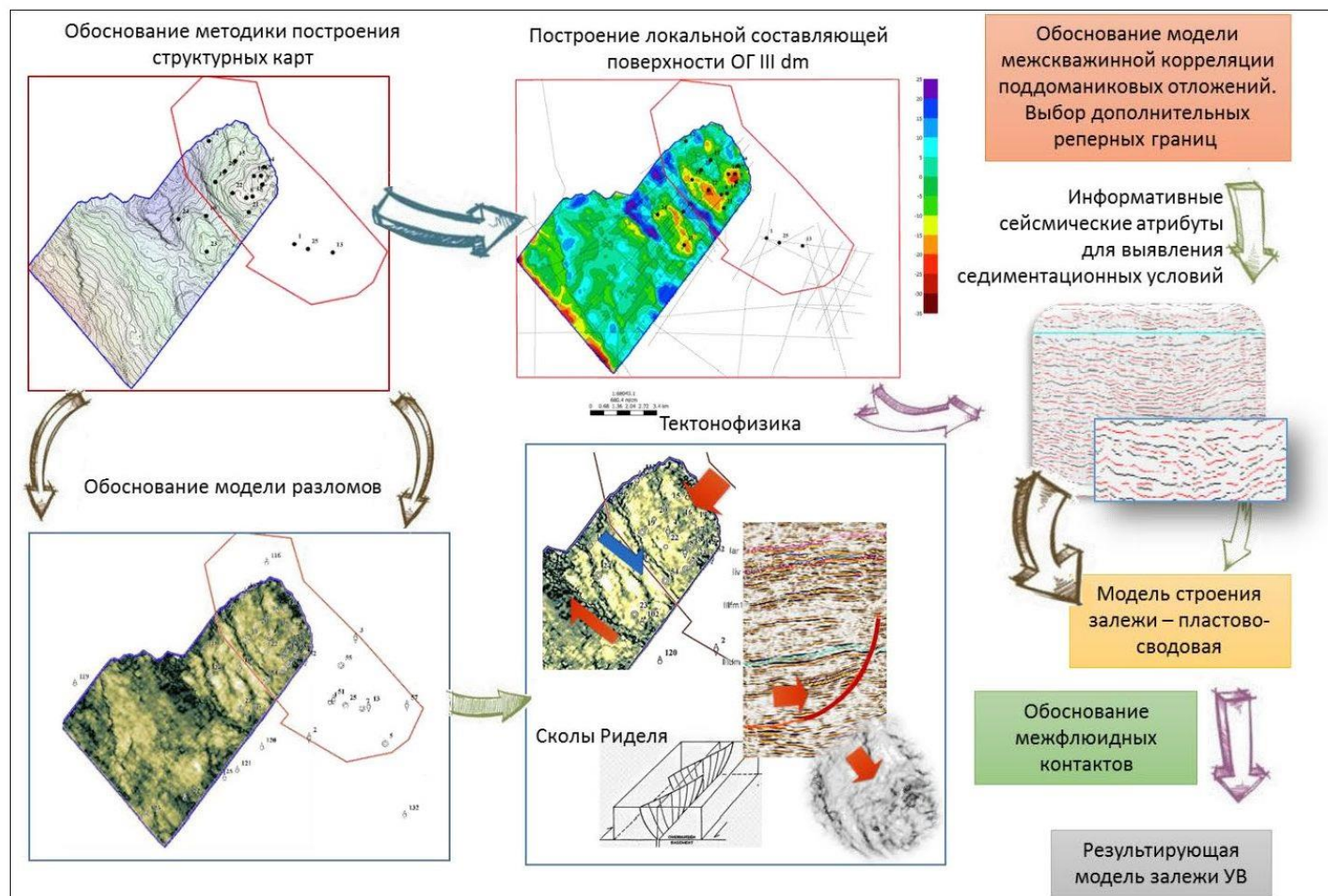


Рис. 1. Технология построения структурно-тектонической модели месторождения

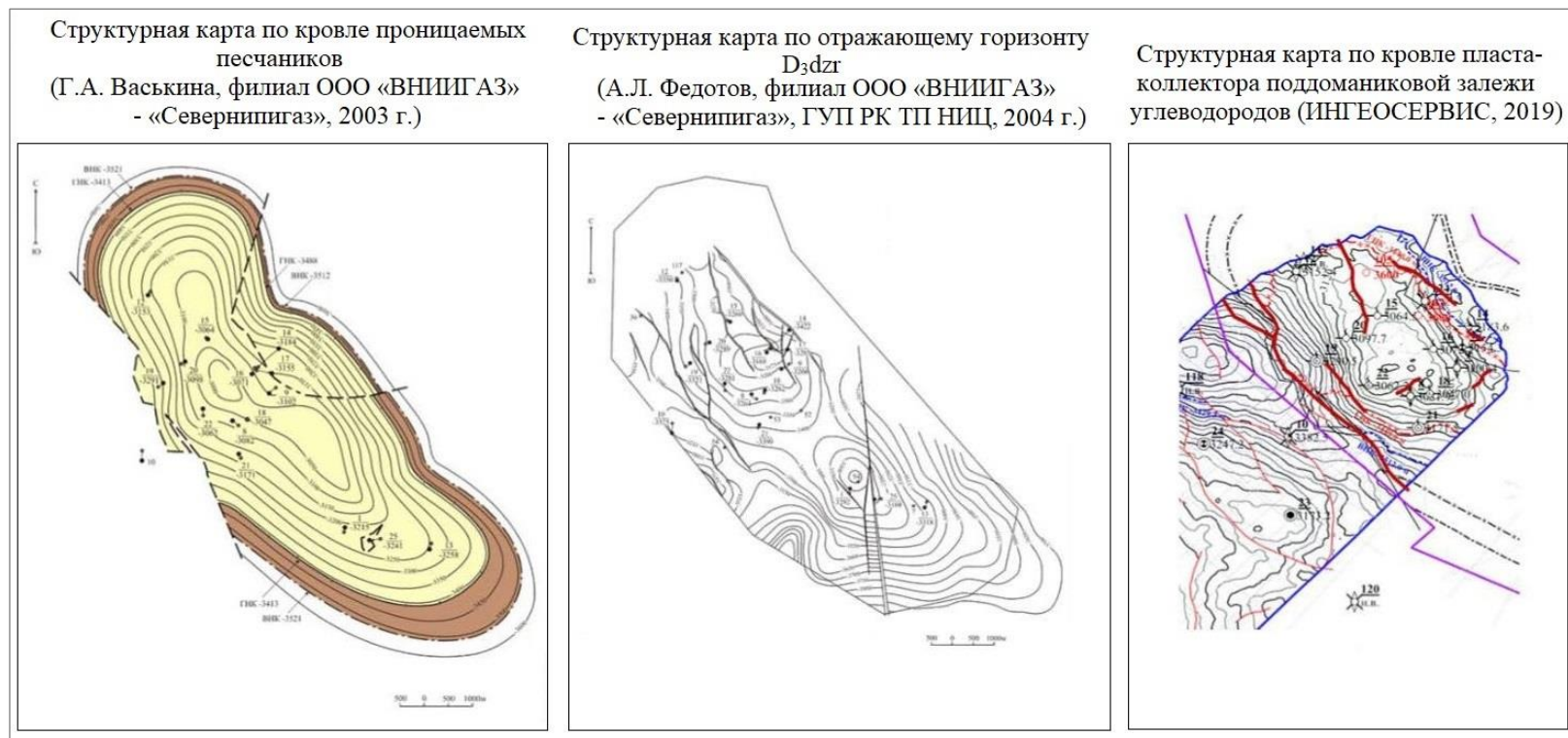


Рис. 2. Изменение структурно-тектонической модели залежи углеводородов поддоманиковых отложений Печорогородского месторождения

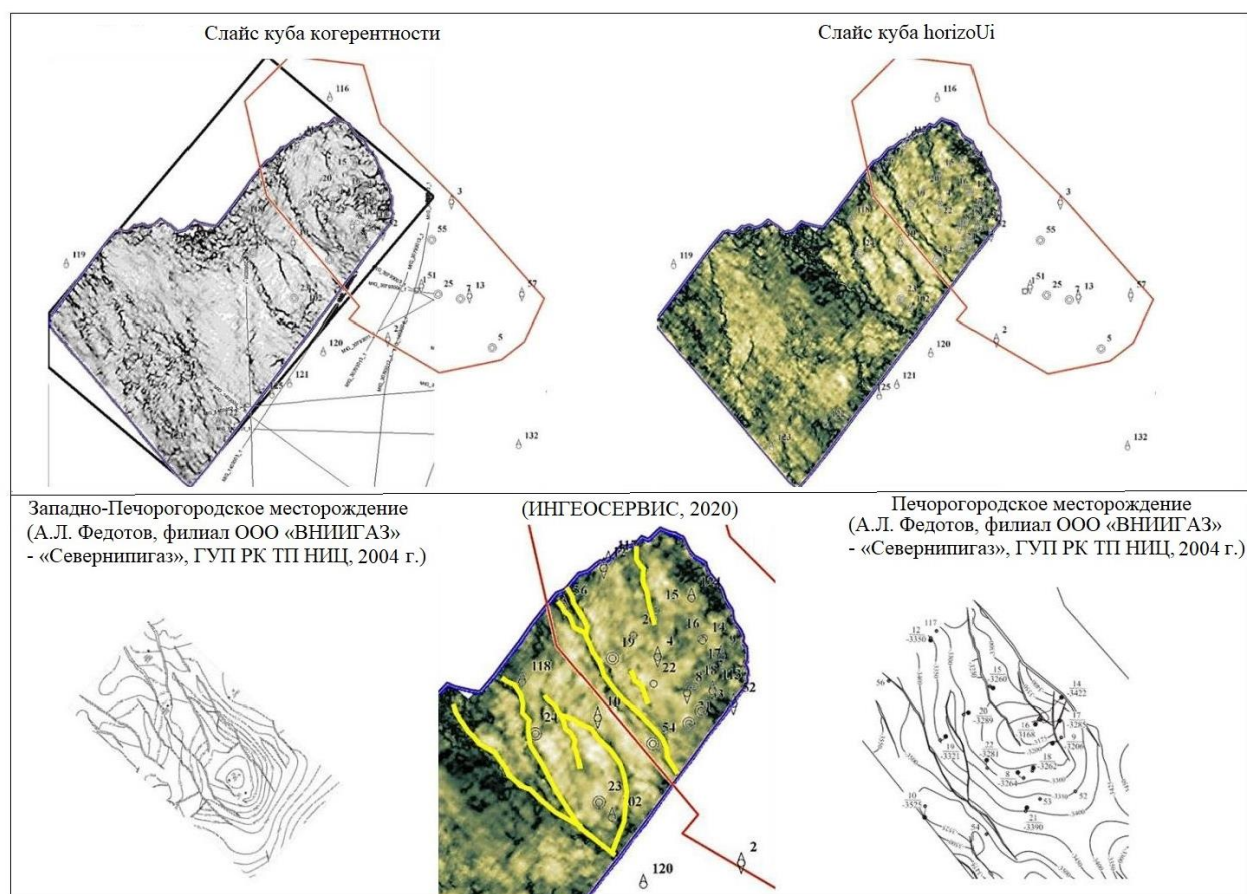


Рис. 3. Тектоническая модель Печорогородского и Западно-Печорогородского месторождений

Построение тектонической модели предусматривало решение следующих задач:

1. Установление протяженных непроницаемых тектонических нарушений, способных быть экранами для залежей УВ.
2. Выявление проницаемых тектонических нарушений - оперяющих сколов и разрывов сплошности пород, которые могли выступать в роли вертикальных каналов миграции УВ.

На рис. 3 представлены выделенные нарушения и принятая тектоническая модель Печорогородского и Западно-Печорогородского месторождений.

Также выполнено сравнение с ранее принятой тектонической моделью по результатам обработки данных сейсморазведки 2D и 3D 2005 г. Следует отметить, что наиболее информативные сейсмические атрибуты для выявления тектонической картины являются: кубы когерентности, кривизны (curvature), подобия (similarity), а также комплексный сейсмический атрибут, рассчитанный по оригинальной методике – horizonUi.

Практика использования данного атрибута в условиях сложной тектонической составляющей разреза показала хорошую информативность и распознавании дизъюнктивов различного генезиса в сейсмогеологических условиях Восточной Сибири, Западной Сибири, Волго-Урала.

После пикинга опорного отражающего горизонта (ОГ) III_{dm} (подошва поддоманиковых отложений, верхний девон) и выделения руководящих разломов, стало возможным реконструирование концептуальной модели деформации с учетом полученной структурно-тектонической основы. Реконструкция модели деформации среды и тектонофизическая интерпретация может быть выполнена только по данным сейсморазведки 3D.

Тектонофизическая модель сдвига характерна для объяснения модели формирования Западно-Печорогородской структуры (рис. 4). Механизм простого сдвига предложен В. Риделем [Riedel, 1929] для описания расположения разломов в однородной среде при преобладании тангенциальных напряжений в пределах сдвиговой зоны.

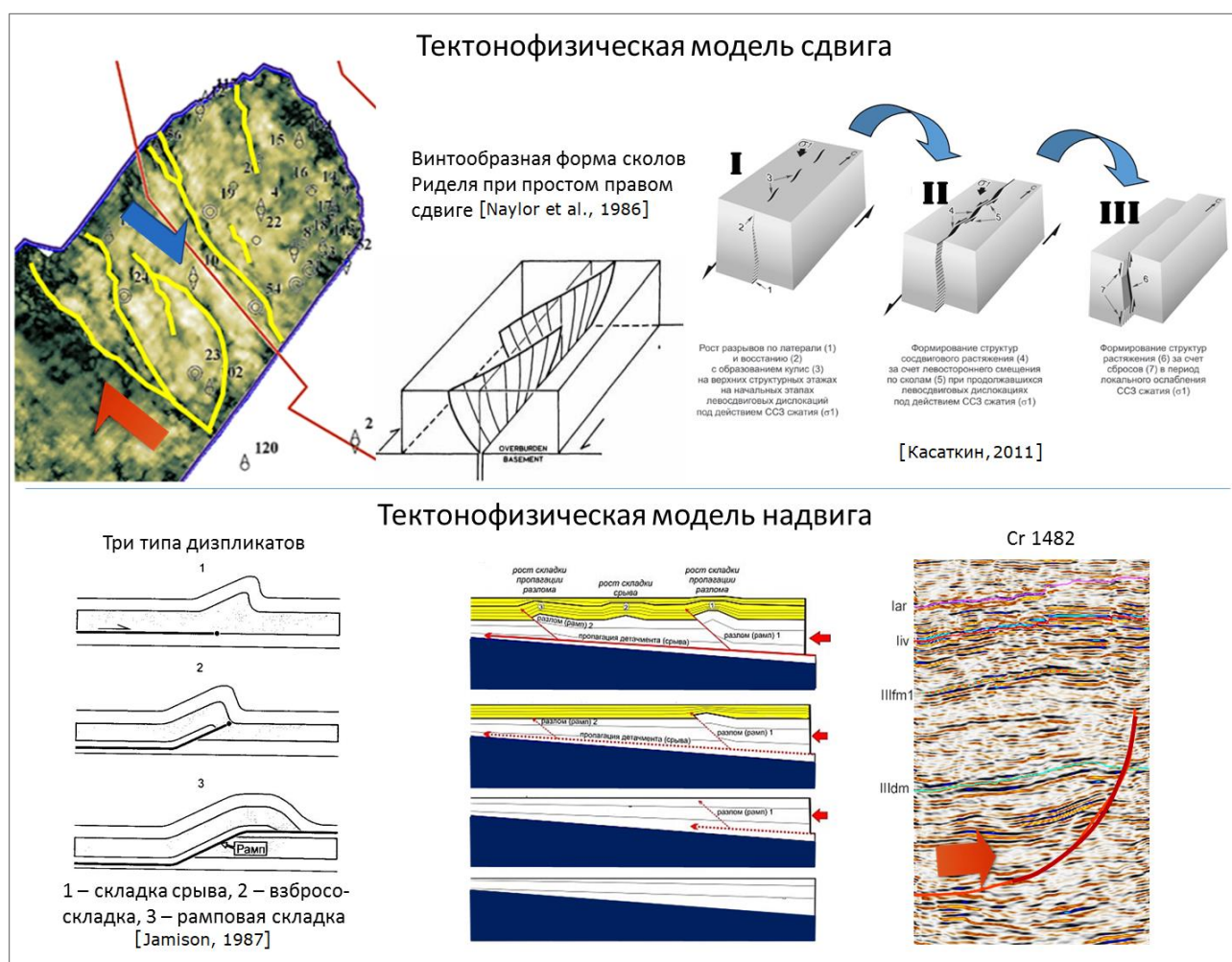


Рис. 4. Тектонофизическая модель сдвига и надвига

Тектонофизическая модель надвига характерна для модели формирования и деформации Печорогородской структуры (рис. 5).

Формирование надвигов сопровождается пликативными деформациями. Все многообразие дизъюнктивно-пликативных форм (дизпликатов по [Гололобов, 1982]) сводится

к трем типам: 1) складки срыва – взбросо-складка - detachment (decollement) fold, или lift-off fold [Mitra, Namson, 1989]; 2) складки продолжения надвига – fault-propagation fold (в русскоязычной литературе - взбросо-складки); 3) складки изгиба-надвига – fault-bend fold или рамповые складки – ramp fold [Suppe, 1985; Jamison, 1987]. Геодинамические закономерности изучения размещения залежей УВ на территории Тимано-Печорской провинции изучались И.А. Мараковой и др. [Маракова и др., 2022].

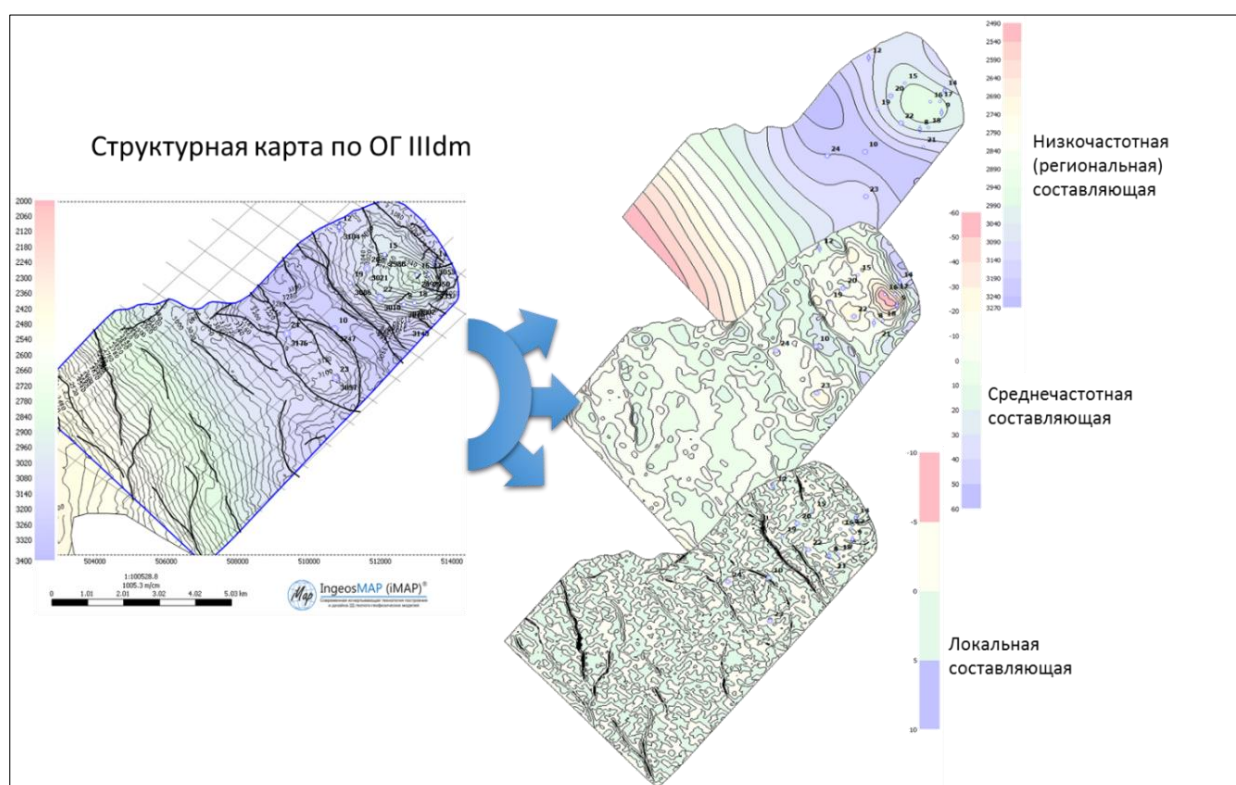


Рис. 5. Частотная составляющая структурной карты по отражающему горизонту III dm

При выделении структурных деформаций различного порядка применяется процедура частотного разложения структурных поверхностей, в данном случае структурной поверхности ОГ III dm (см. рис. 5). На карте среднечастотной составляющей выделяются элементы деформации структурной поверхности, которые сформированы восходящими и нисходящими тектоническими движениями.

Интерпретационная модель формирования коллекторов в условиях тектонического стресса показана на рис. 6. Положительные элементы приращения среднечастотной составляющей характеризуют сжатие, отрицательные элементы – растяжение.

Данная карта служит основой для оценки продуктивности залежи и заложения проектных скважин. Положительные палеоструктурные формы по среднечастотной составляющей – это структурно-тектонический элемент реализованного тектонического стресса.

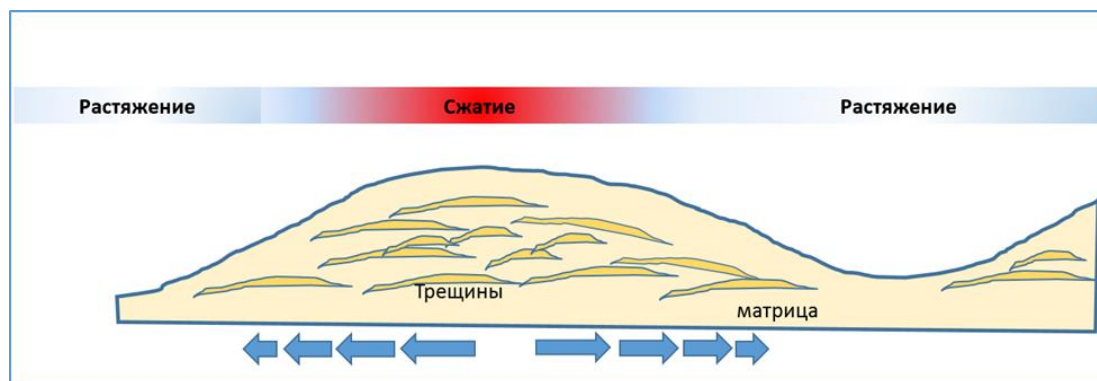


Рис. 6. Интерпретационная модель формирования коллекторов в условиях тектонического стресса

При проведении исследований построена трехмерная геологическая модель в границах съемки 3D, а также геолого-статистический разрез, с целью установления пространственной связности распространения коллекторов и определения значимости пачек по объему порового пространства в интервале продуктивной части разреза (рис. 7). Установлено, что от суммарного объема всех коллекторов, вскрытых скважинами, 60% приходится на 2 цикла пластов-коллекторов старооскольского надгоризонта. На остальные 27 циклов пластов приходится 40% от суммарного объема коллекторов и представляют собой изолированные тела небольшой протяженности, при этом доля каждого изменяется в диапазоне от 4,6 до 0,3%. Таким образом, можно сказать, что связный объем продуктивной толщи, к которой могут быть приурочены основные отборы газа, составляют примерно 60%, а наиболее неоднородная и сильно расчлененная толща, с малорентабельными дебитами составляет около 40% запасов газа.

Для сейсмофациальной интерпретации продуктивной толщи поддоманиковой части разреза наиболее информативным сейсмическим атрибутом является минимум-максимум сейсмической фазы (min-maxPik).

Сейсмогеологическая интерпретационная модель поддоманиковой части разреза представлена на рис. 8. На данном примере предпринята попытка выделить зоны локализации песчаных тел в интервале продуктивной части разреза. На указанном разрезе по линии скважин 15, 16, 9 хорошо выделяются врезанные части песчаных тел, максимальная толщина которых вскрыта в скв. 16.

Выполнен статистический анализ между параметрами продуктивности и фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов и макрогеологическими параметрами продуктивной толщи. Наиболее значимые взаимосвязи между параметрами пластов, представляющие интерес для установления корреляционных связей и использования при площадном прогнозе, приведены на рис. 9-11.

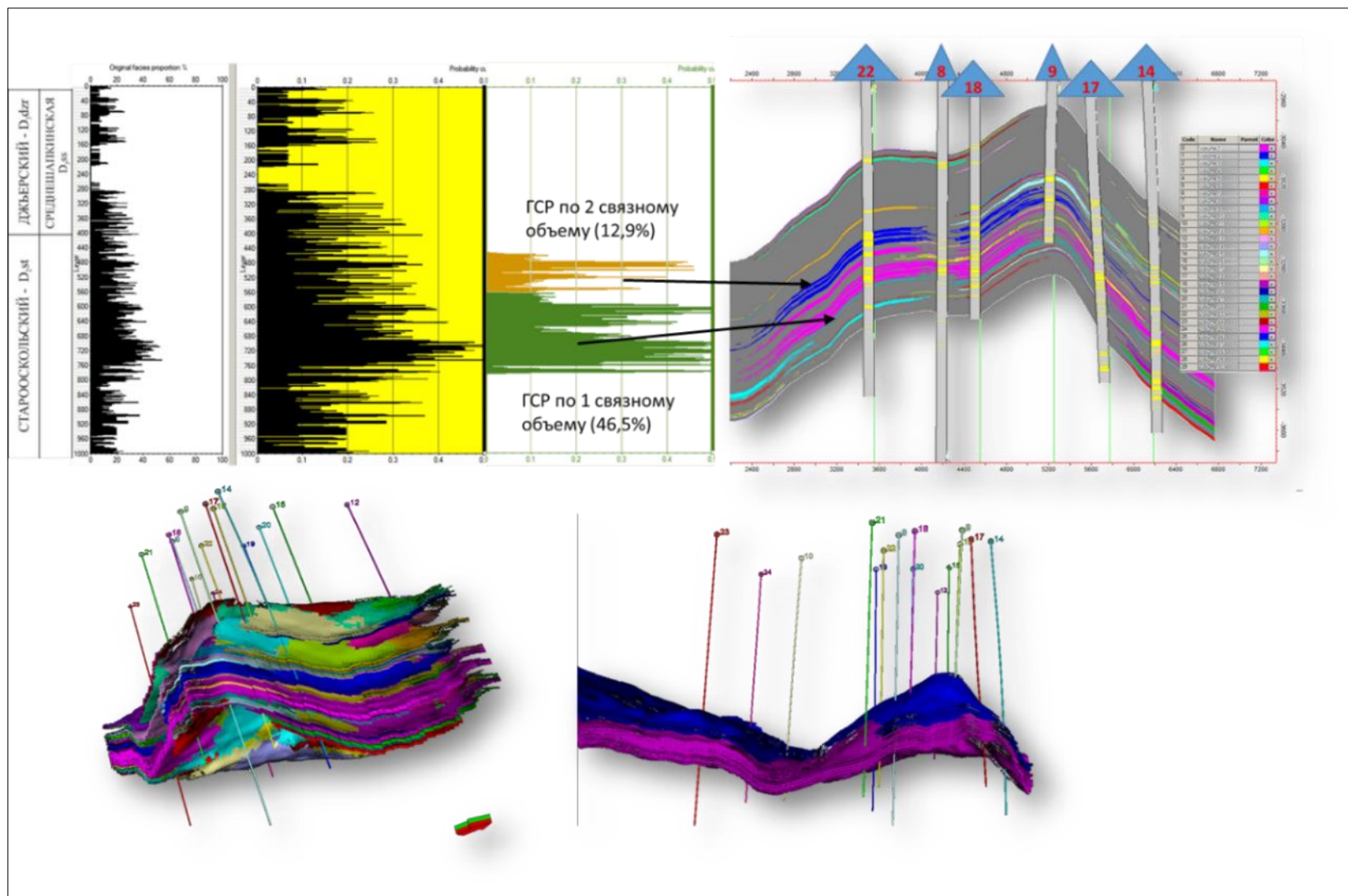


Рис. 7. Геолого-статистический разрез по скважинам, вскрывшими продуктивную часть разреза

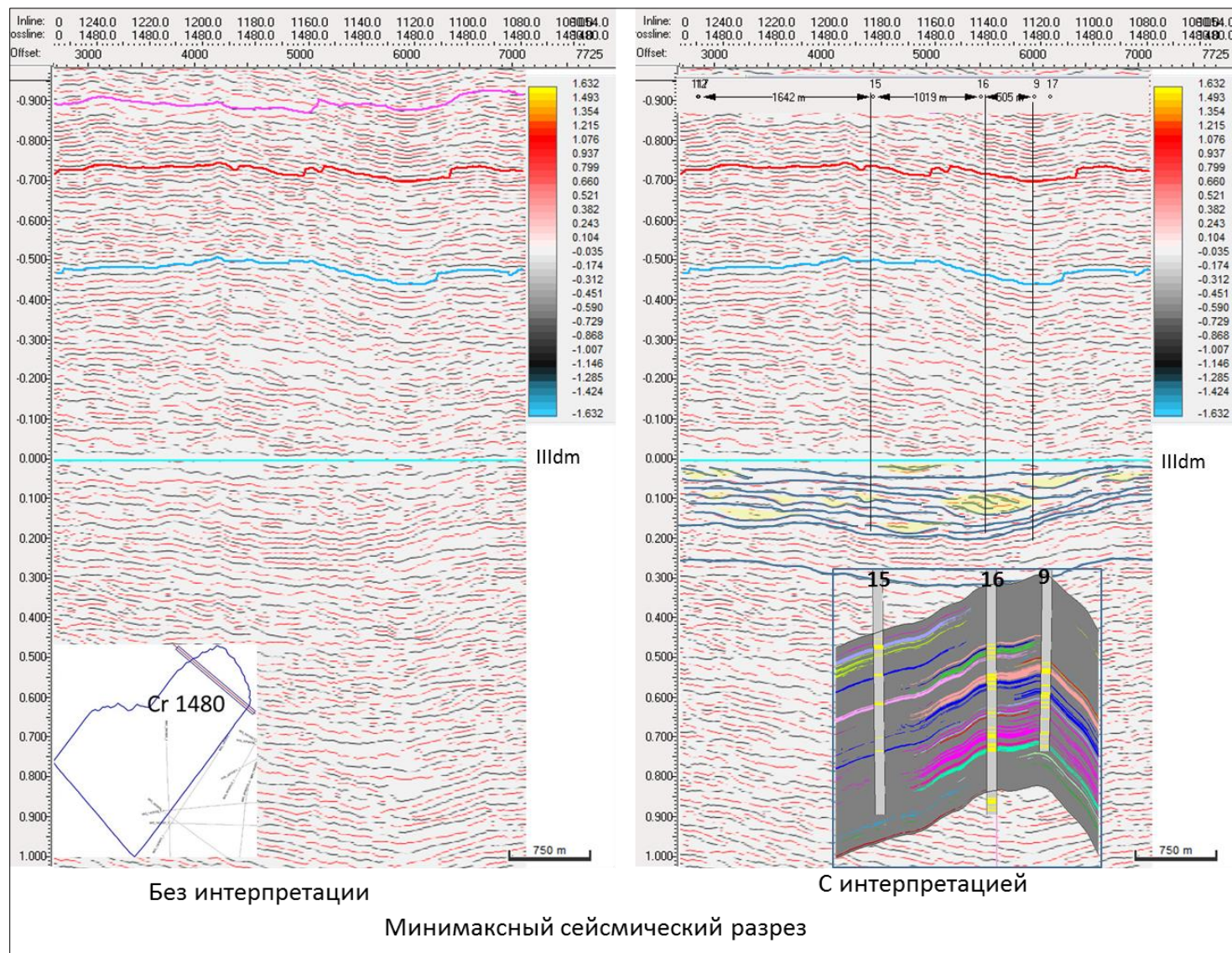


Рис. 8. Сейсмогеологическая интерпретационная модель поддоманиковой части разреза

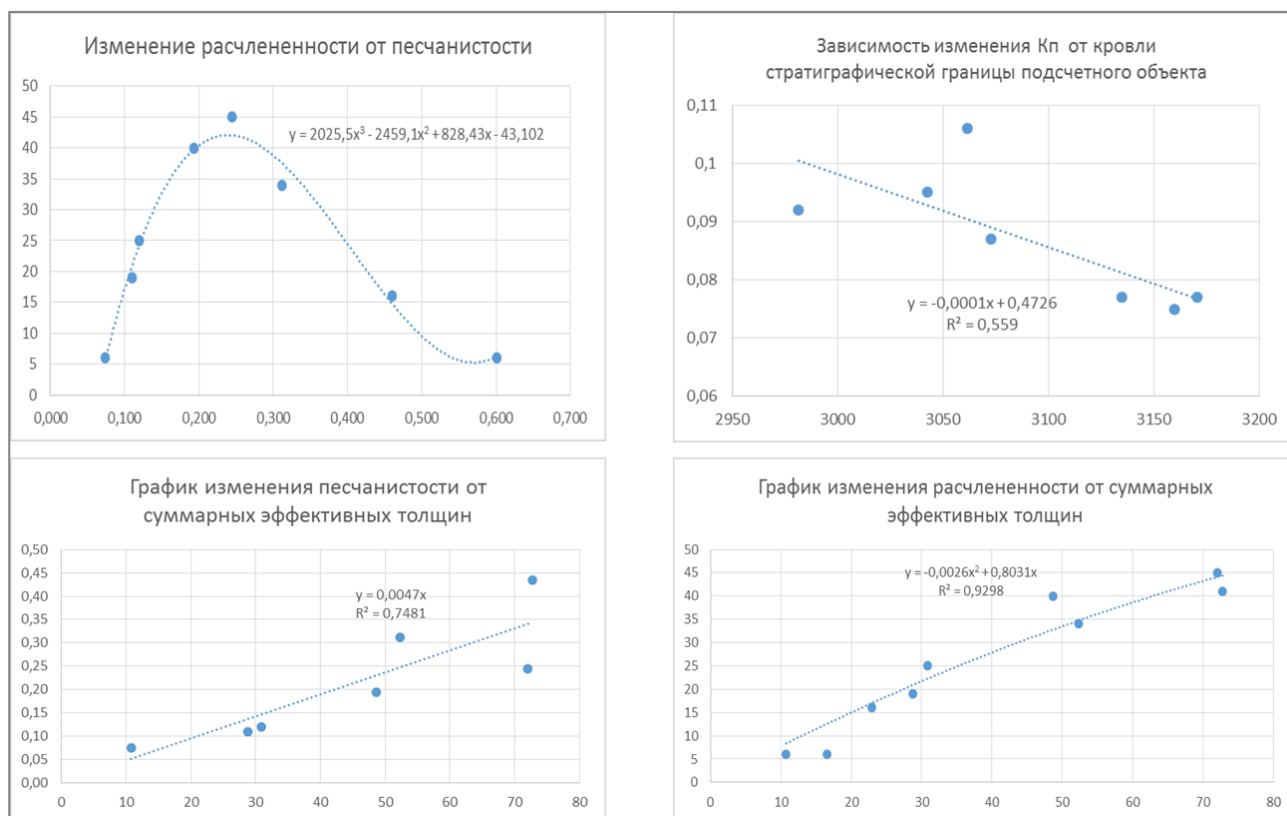


Рис. 9. Графики изменения макрогеологических параметров залежи поддоманиковых отложений

Представляет интерес график изменения коллекторских свойств с глубиной (см. рис. 9) и характеризует влияние горного давления на уменьшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Интересные зависимости получены для продуктивности от макрогеологических параметров залежи (см. рис. 10). Наблюдается зависимость величины дебита газа от гипсометрии залежи.

Притоки в скважинах зависят от энергетики залежи. В данном случае подтверждается факт влияния описанного выше тектонического сжатия (деформации с образованием положительных структурных форм) и энергетики залежи. Энергетика залежи возрастает с увеличением гипсометрии поверхности залежи.

На рис. 11 представлены графики зависимости дебита газа от макрогеологических параметров залежи поддоманиковых отложений. Комплексный параметр качества коллектора - $N_{эфф} \cdot K_{песч} \cdot K_{расчл}$ – хорошо описывает и коррелируется со всеми значимыми геолого-промысловыми параметрами залежи и может быть использован в качестве критерия оценки качества коллектора.

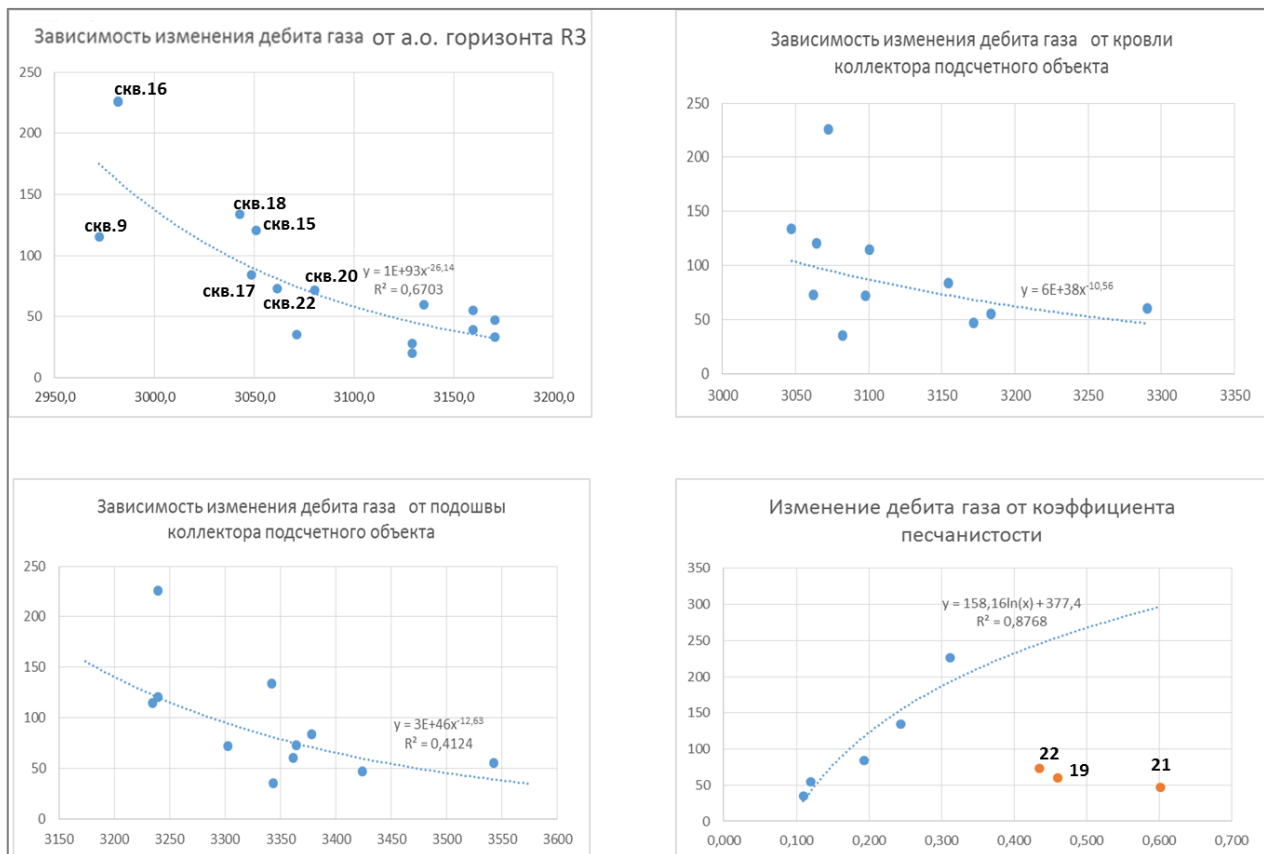


Рис. 10. Графики зависимости дебита газа от структурных характеристик залежи поддоманиковых отложений

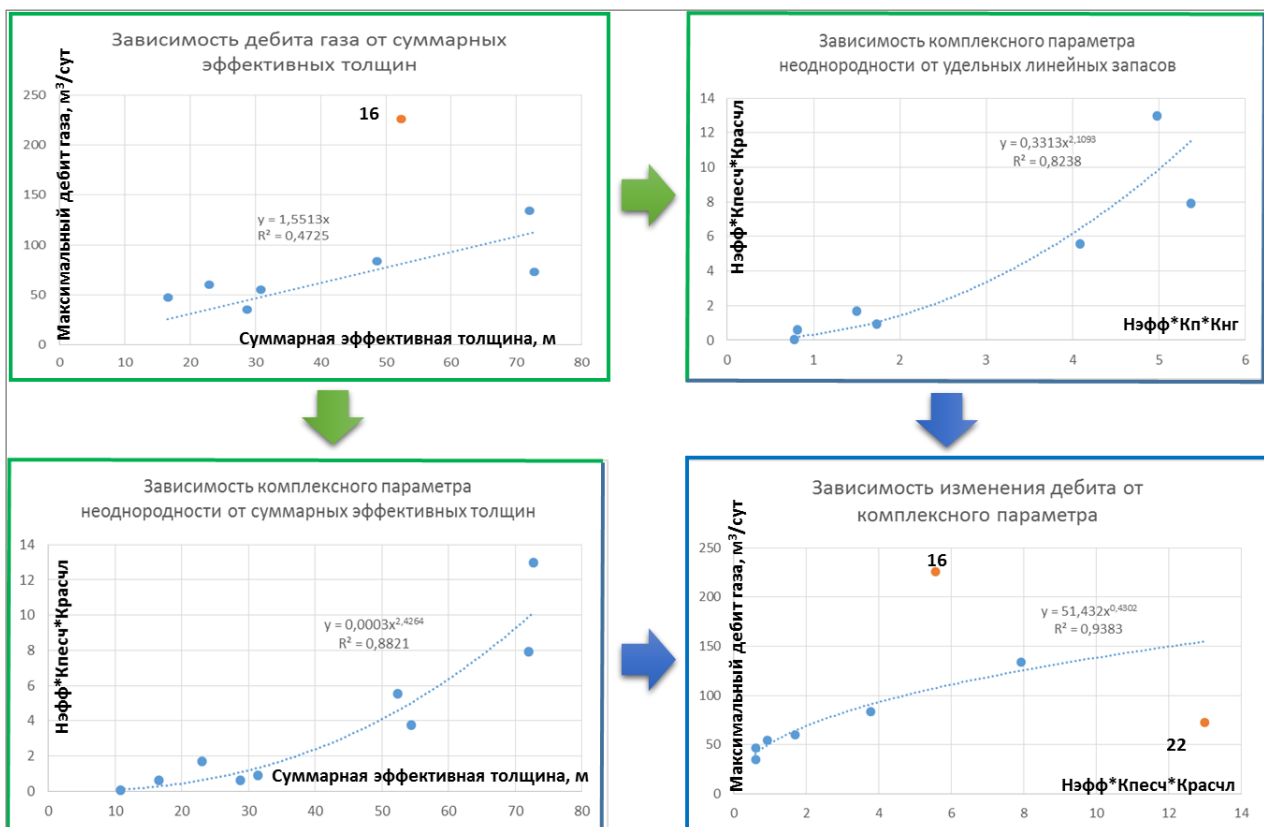


Рис. 11. Графики зависимости дебита газа от макрогеологических параметров залежи поддоманиковых отложений

Диагностика фазового состава залежи Печорогородского месторождения с использованием геохимических коэффициентов по В.И. Тихомирову [Тихомиров, 1991] показывает, что фракционный состав УВ меняется от тяжелых нефтей до тяжелых конденсатов (рис. 12).

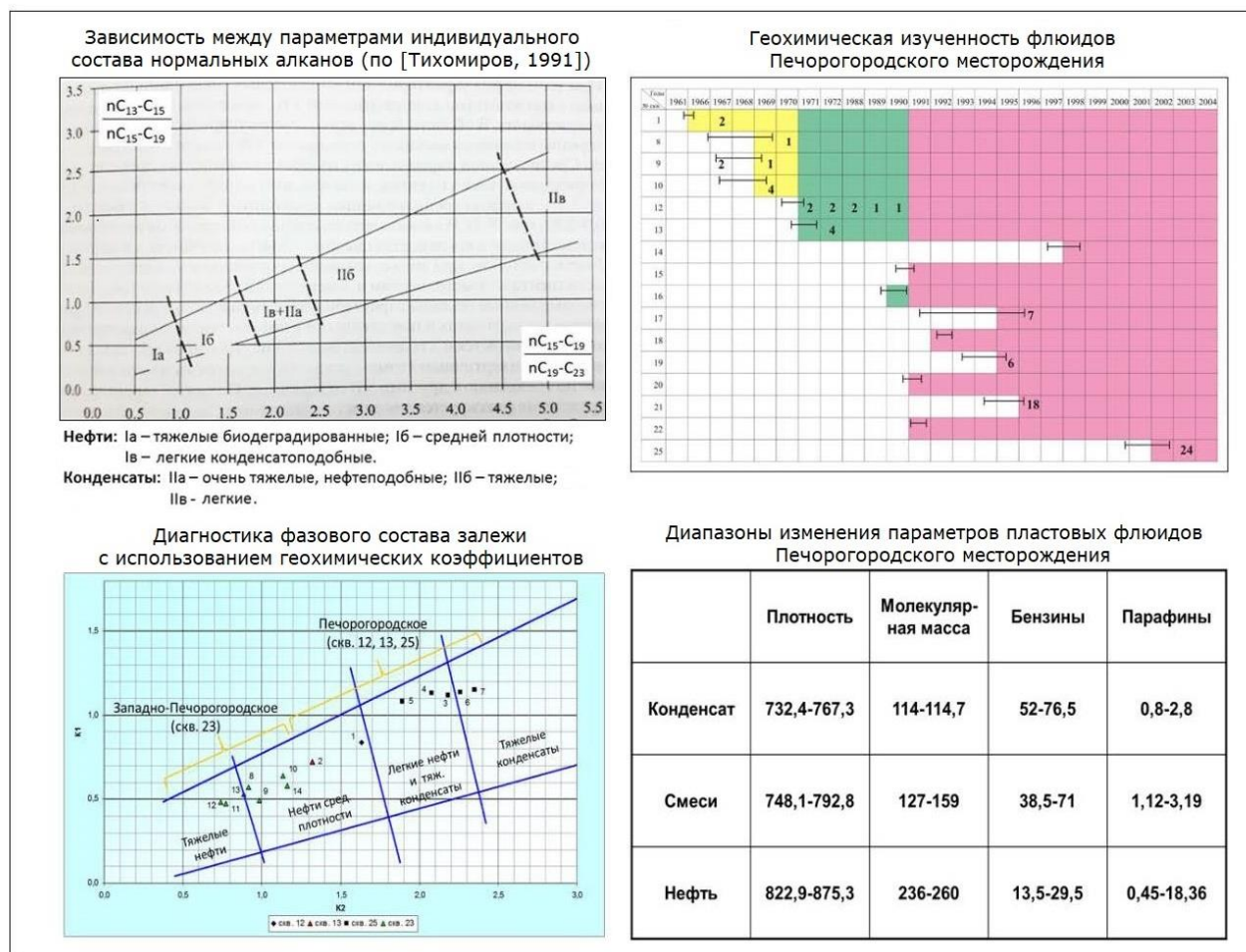


Рис. 12. Диагностика фазового состава залежи Печорогородского месторождения с использованием геохимических коэффициентов (по [Склярова, 1995])

Для Западно-Печорогородского месторождения установлены тяжелые типы нефтей, средней плотности и легкие конденсатоподобные. Для Печорогородского месторождения тип нефтей конденсатоподобный, конденсаты очень тяжелые, нефтеподобные (см. рис. 12). Для Печорогородского месторождения характерным является смешанный УВ-состав – нефтегазоконденсатный. Изменение содержания физико-геохимических свойств в конденсатах и нефтях по разрезу залежи в поддоманиковых отложениях по З.П. Скляровой приведено на рис. 13.

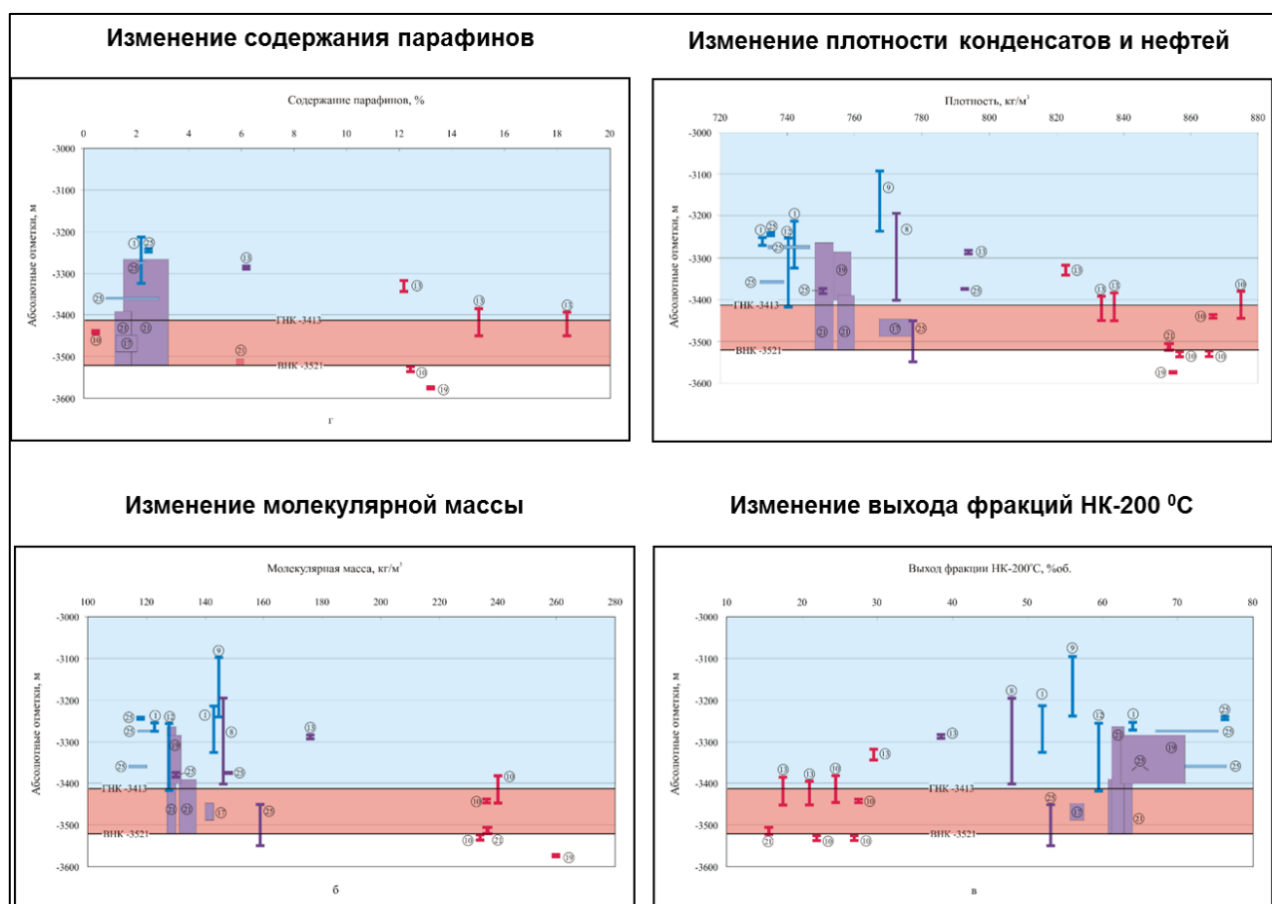


Рис. 13. Изменение содержания физико-геохимических свойств в конденсатах и нефтях по разрезу залежи в поддоманиковых отложениях (по [Склярова, 1995])

Заключение

Рекомендации по дальнейшему изучению разреза комплексом ГИС и лабораторных исследований керна.

Рекомендации по комплексу ГИС в открытом стволе:

- Решить задачу проводки ствола скважины без значительных разрушений. Интенсивное кавернообразование по стволу скважины значительно затрудняет или делает практически невозможным использование полного комплекса ГИС, особенно в части методов пористости – радиоактивного и акустического каротажей, не говоря уже о таких чувствительных методах как, например, ЯМК.

- В интервалах верхней перми, карбона и девона необходимо проведение полного комплекса ГИС: СП, КВ, МКВ, МКЗ, БК, МБК, ИК, ВИКИЗ, БКЗ, ГК, НК, ГГК-П, АК и газового каротажа. Обязательный контроль качества проведенных исследований.

- Опциональное проведение исследований ЯМК, ОПК, MDT в перспективных интервалах верхней перми, если позволяют геолого-технологические условия.

Рекомендации по исследованию керна:

- провести в отложениях перми, карбона и девона обязательный **сплошной** отбор керна **герметичным** керноотборником со 100%-ным выносом;
- проведение стандартных исследований на керне.

Таким образом, на основании вышеизложенного можно отметить, что для залежи Печорогородского месторождения целесообразно проанализировать вариант пластового строения ловушек УВ с различными уровнями газо-водяного и водо-нефтяного контактов с учетом характера развития коллекторов и изменения свойств. Изучение сложнопостроенных объектов должно проводиться с помощью поинтервального опробования и современных методов промысловых исследований и высокого качества отбора проб.

Необходимо продолжить комплексное изучение особенностей изменения физико-химических свойств пластовых флюидов залежей УВ Печорогородского месторождения и литолого-фациальных закономерностей терригенного комплекса отложений.

Литература

Гололобов Ю.Н. Диагностическое значение парагенезисов дизъюнктивно-пликативных структур // Изв. ВУЗов. Сер. Геология и разведка. - 1982. - № 12. - С. 41-47.

Жемчугова В.А. Верхний палеозой Печорского нефтегазоносного бассейна (строение, условия образования, нефтегазоносность). - Сыктывкар, 1998. - 160 с.

Касаткин С.А. Структурно-динамический контроль оруденения Фестивального месторождения (Комсомольский рудный район, Россия) // Современное состояние наук о Земле: материалы Международной конференции, посвященной памяти В.Е. Хаина (г. Москва, 1-4 февраля 2011 г.). - Москва: Геол. факульт. МГУ. - С. 843-848.

Ларионова З.В., Богацкий В.И., Еременко В.И. Эволюция Тимано-Печорского седиментационного бассейна (с позиций sequence stratigraphy) // Био- и секвенсстратиграфия нефтегазоносных бассейнов: тезисы докладов второго международного симпозиума. - СПб: ВНИГРИ, 1997. - С. 54-55.

Ларионова З.В., Богацкий В.И., Еременко В.И. Применение секвенс-стратиграфии в практике геологических исследований в Тимано-Печорской провинции // Секвенс-стратиграфия нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ: тезисы докладов 1-ой Международной конференции. - СПб. 1995. - С. 25-26.

Маракова И.А., Вельтистова О.М., Мотрюк Е.Н., Сабельников М.Ю. Геодинамические аспекты размещения нефтегазоперспективных структурных форм в доманиково-турнейском карбонатном комплексе Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба // Геология нефти и газа. - 2022. - № 6. - С. 5-18. DOI: [10.31087/0016-7894-2022-6-5-18](https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-6-5-18)

Склярова З.П. Геохимический практикум: учеб. пособие; Гос. ком. РФ по образованию. Ухт. индустр. ин-т. - Ухта: УИИ, 1995. - 92 с.

Тихомиров В.И. Распознавание типов пластовых флюидов по составу нормальных алканов // Геохимия нефти и газа. - 1991. - № 8. - С. 20-23.

Фортулатова Н.К., Рыбальченко В.В., Ситдигов Н.Р., Шишкина Т.Ю., Белоусов Г.А., Канев А.С., Алференок А.В., Городков А.Б., Таратын Э.А., Сотникова Д.Ю. Результаты построения региональной тектонической модели в зоне Предуральяского краевого прогиба

Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т. 19. - № 1. - https://www.ngtp.ru/rub/2024/8_2024.html EDN: [NHPWJP](#)

Jamison W.J. Geometric analysis of fold development in overthrust terranes // Journal of Structural Geology. - 1987. - V. 9. - P. 207-219. DOI: [10.1016/0191-8141\(87\)90026-5](https://doi.org/10.1016/0191-8141(87)90026-5)

Mitra S., Namson J. Equal-Area Balancing // American Journal of Science. - 1989. - V. 289. - P. 563-599. DOI: [10.2475/ajs.289.5.563](https://doi.org/10.2475/ajs.289.5.563)

Riedel W. Zur Mechanik Geologischer Brucherscheinungen // Zentral-blatt fur Mineralogie, Geologie und Paleontologie B. - 1929. - P. 354-368.

Suppe J. Principles of structural geology. Englewood Cliffs, New Jersey, Prentice-Hall. - 1985. - 537 p.

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 31.03.2025

Published 06.06.2025

Smirnov O.A.

INGEOSERVIS LLC, Tyumen, Russia, osmirnov@ingeos.info

Borodkin V.N.

West Siberian Branch of the Federal State Budgetary Institution of Science, A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS; Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Lukashov A.V.

INGEOSERVIS LLC, Tyumen, Russia

Plavnik A.G.

West Siberian Branch of the Federal State Budgetary Institution of Science, A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Tyumen, Russia

GEOLOGICAL MODEL OF THE SUB-DOMANIK STRATA OF THE PECHOROGOROD FIELD BASED ON 3D SEISMIC SURVEYING AND DRILLING

The article presents the characteristics of the geological model of the sub-Domanik level of the Pechorogorod field (Timan-Pechora petroleum province), including the construction of a tectonic model, statistical analysis between petroleum productivity parameters and reservoir filtration and capacity properties, hydrocarbon accumulation diagnostics, etc. Recommendations for further study of the hydrocarbon's accumulations are given.

Keywords: sub-Domanik strata, reservoir filtration and capacity properties, petroleum productivity, geological model, Pechorogorod field, Timan-Pechora petroleum province.

For citation: Smirnov O.A., Borodkin V.N., Lukashov A.V., Plavnik A.G. Sozdanie geologicheskoy modeli poddomanikovyx otlozheniy Pechorogorodskogo mestorozhdeniya na baze seysmorazvedki 3D i bureniya [Geological model of the sub-Domanik strata of the Pechorogorod field based on 3D seismic surveying and drilling]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2025, vol. 20, no. 2, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2025/20_2025.html EDN: CTHPBA

References

Fortunatova N.K., Rybal'chenko V.V., Sitdikov N.R., Shishkina T.Yu., Belousov G.A., Kanev A.S., Alferenok A.V., Gorodkov A.B., Taratyn E.A., Sotnikova D.Yu. Rezul'taty postroeniya regional'noy tektonicheskoy modeli v zone Predural'skogo kraevogo progiba Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii [Results of a regional tectonic model building concerning the zone of the Pre-Ural trough (Volga-Ural petroleum province)]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2024, vol. 19, no. 1, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2024/8_2024.html (In Russ.). EDN: [NHPWJP](#)

Gololobov Yu.N. Diagnosticheskoe znachenie paragenезisov diz'yunktivno-plikativnykh struktur [Diagnostic significance of parageneses of disjunctive-pllicative structures]. *Izv. VUZov. Ser. Geologiya i razvedka*, 1982, no. 12, pp. 41-47. (In Russ.).

Jamison W.J. Geometric analysis of fold development in overthrust terranes. *Journal of Structural Geology*, 1987, vol. 9, pp. 207-219. DOI: [10.1016/0191-8141\(87\)90026-5](https://doi.org/10.1016/0191-8141(87)90026-5)

Kasatkin S.A. Strukturno-dinamicheskiy kontrol' orudeneniya Festival'nogo mestorozhdeniya (Komsomol'skiy rudnyy rayon, Rossiya) [Structural and dynamic control of the mineralization of the Festival deposit (Komsomolsky Rudny district, Russia)]. *Sovremennoe sostoyanie nauk o Zemle: materialy Mezhdunarodnoy konferentsii, posvyashchennoy pamyati V.E. Khaina* (Moscow, 1-4 Feb 2011). Moscow: Geol. fakul't. MGU, pp. 843-848.

Larionova Z.V., Bogatskiy V.I., Eremenko V.I. Evolyutsiya Timano-Pechorskogo sedimentatsionnogo basseyna (s pozitsiy sequence stratigraphy) [Evolution of the Timan-Pechora sedimentation basin (from the perspective of sequence stratigraphy)]. *Bio- i sekvensstratigrafiya*

neftegazonosnykh basseynov: tezisy dokladov vtorogo mezhdunarodnogo simpoziuma. St. Petersburg: VNIGRI, 1997, pp. 54-55.

Larionova Z.V., Bogatskiy V.I., Eremenko V.I. Primenenie sekvens-stratigrafii v praktike geologicheskikh issledovaniy v Timano-Pechorskoy provintsii [Application of sequence stratigraphy in the practice of geological research in the Timan-Pechora province]. *Sekvens-stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Rossii i stran SNG: tezisy dokladov 1-oy Mezhdunarodnoy konferentsii*. St. Petersburg. 1995, pp. 25-26. (In Russ.).

Marakova I.A., Vel'tistova O.M., Motryuk E.N., Sabel'nikov M.Yu. Geodinamicheskie aspekty razmeshcheniya neftegazoperspektivnykh strukturnykh form v domanikovo-turneyskom karbonatnom komplekse Verkhnepechorskoy vpadiny Predural'skogo kraevogo progiba [Geodynamic aspects of the placement of oil and gas-promising structural forms in the Domanik-Tournaisian carbonate structures of the Verkhnepechora depression of the Pre-Ural regional trough]. *Geologiya nefti i gaza*, 2022, no. 6, pp. 5-18. (In Russ.). DOI: [10.31087/0016-7894-2022-6-5-18](https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-6-5-18)

Mitra S., Namson J. Equal-Area Balancing. *American Journal of Science*, 1989, vol. 289, pp. 563-599. DOI: [10.2475/ajs.289.5.563](https://doi.org/10.2475/ajs.289.5.563)

Riedel W. Zur Mechanik Geologischer Brucherscheinungen. *Zentral-blatt fur Mineralogie, Geologie und Paleontologie B*, 1929, pp. 354-368.

Sklyarova Z.P. *Geokhimicheskiy praktikum: ucheb. posobie* [Geochemical practicum: textbook. the manual; State Com. Russian Federation by education]. Gos. kom. RF po obrazovaniyu. Ukht. industr. in-t. Ukhta: UII, 1995, 92 p. (In Russ.).

Suppe J. *Principles of structural geology*. Englewood Cliffs, New Jersey, Prentice-Hall, 1985, 537 p.

Tikhomirov V.I. Raspoznavanie tipov plastovykh flyuidov po sostavu normal'nykh alkanov [Recognition of reservoir fluid types by the composition of normal alkanes]. *Geokhimiya nefti i gaza*, 1991, no. 8, pp. 20-23. (In Russ.).

Zhemchugova V.A. *Verkhniy paleozoy Pechorskogo neftegazonosnogo basseyna (stroenie, usloviya obrazovaniya, neftegazonosnost')* [Upper Paleozoic of the Pechora petroleum basin (structure, formation conditions, oil and gas content)]. Syktyvkar, 1998, 160 p. (In Russ.).