



Перспективные поисковые объекты в турнейских клиноформах Актаныш-Чишминского прогиба

Л. Н. Чанышева¹, Р. В. Мирнов², Ю. А. Котенёв²

¹ ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
chanyshevaln@bnipi.rosneft.ru

² Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия
Roman-mirnov@yandex.ru, geokot@inbox.ru

Современный этап геолого-разведочных работ характеризуется высокой степенью изученности традиционных объектов и возрастающей необходимостью поиска новых ловушек углеводородов сложного строения. Одним из наиболее актуальных направлений является детализация строения бортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). Объектом исследований выступает карбонатный клиноформный комплекс турнейского возраста, приуроченный к Актаныш-Чишминскому прогибу (Республика Башкортостан).

Обширный массив геолого-геофизической информации, включающий скважинные данные и материалы сейсморазведочных работ, послужил основой для проведения сейсмогеологического анализа. Построена модель строения турнейского клиноформного комплекса Актаныш-Чишминского прогиба (АЧП). Выделено пять генетических типов поисковых объектов, среди которых обломочные шлейфы, ундаформенные части клиноформ и структуры их облекания. Для каждого типа обоснованы диагностические признаки, служащие руководством для поиска аналогичных ловушек, и предложены рекомендации по доизучению с применением современной сейсморазведки.

Внедрение описанных в статье подходов позволит повысить достоверность геологических построений и точность прогноза нефтеносности карбонатных клиноформ не только на территории РБ, но и на сопредельных территориях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Клиноформные комплексы ККСП обладают необходимым потенциалом для дальнейших исследований.

Ключевые слова: Актаныш-Чишминский прогиб, карбонатные клиноформы, обломочные шлейфы, поисковые объекты, перспективы нефтеносности, геолого-разведочные работы

Prospective exploration targets in the Tournaisian clinoforms of the Aktanish-Chishmy trough

L. N. Chanysheva¹, R. V. Mirnov², Yu. A. Kotenev²

¹ RN-BashNIPIneft, Ufa, Russia

² Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Current petroleum exploration is characterized by a high degree of maturity in traditional plays and an increasing need to identify new, complex hydrocarbon traps. One of the most relevant research directions is the detailed structural analysis of the Kama-Kinel Trough System (KKTS) margins. This study focuses on the Tournaisian carbonate clinoform complex within the Aktanysh-Chishmy Trough (Republic of Bashkortostan).

An extensive dataset, including well and seismic data, formed the basis for a detailed seismo-geological analysis. A structural-sedimentary model of the Tournaisian clinoform complex was developed. Five genetic types of exploration targets were identified, including carbonate debris fans, undaform (shelf) units and associated drape structures. Diagnostic features for each type were substantiated, and recommendations for further seismic-based studies were provided.

The application of the approaches described in this paper will improve the reliability of geological modeling and the accuracy of hydrocarbon potential forecasting for carbonate clinoforms, not only within the Republic of Bashkortostan but also across adjacent areas of the Volga-Ural petroleum province. The clinoform complexes of the Kama-Kinel Trough System (KKTS) retain significant potential for further detailed exploration.

Keywords: Aktanish-Chishmy trough, carbonate clinoforms, sedimentary aprons, exploration sites, oil prospects, geological exploration



Введение

Промышленная нефтегазоносность Республики Башкортостан берет свое начало с 30–40-х годов прошлого столетия. Одни из первых крупных открытий связаны с «девонской нефтью» Туймазинского месторождения (1944 г.) и песчаниками нижнего карбона Арланского месторождения (1955 г.). В отличие от терригенных толщ нижнего карбона и девона, карбонатные отложения верхнего девона – турне долгое время не рассматривались как самостоятельные крупные объекты. Открытие в 50–60-е годы ряда крупных месторождений, таких как Югомашевское, Четырманское и др., приуроченных к верхнедевонско-турнейскому нефтегазоносному комплексу, способствовало повышению интереса к изучению карбонатной части разреза. Появилось новое направление геолого-разведочных работ: биогермы и структуры их облекания. В то же время, наряду с открытием крупных по масштабам и запасам залежей, в отдельных скважинах получали притоки из незапланированных интервалов франско-турнейских отложений, в том числе из клиноформного комплекса. На сегодняшний день данные объекты представляют интерес, поэтому стала очевидна необходимость построения детальной геологической модели, полноценно охватывающей Актаныш-Чишминский прогиб (АЧП), с определением генезиса отложений, строения и закономерностей распространения поисковых объектов.

Камско-Кинельская система прогибов (ККСП) — связующее звено Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, которое с середины прошлого столетия объединяет исследователей из различных регионов. Запасы наиболее крупных нефтеносных объектов, приуроченных к амплитудным антиклинальным структурам, уже разведаны. Процесс поиска залежей углеводородов, как и их строение, усложняется, но вместе с этим активно развиваются технологии, позволяющие выполнять более детальные и объектно-ориентированные построения. Одно из наиболее актуальных направлений геолого-разведочных работ — изучение перспектив нефтегазоносности клиноформных комплексов, приуроченных к бортам ККСП.

Условно развитие знаний о Камско-Кинельской системе прогибов можно разделить на два основных временных этапа.

На первом этапе в работах ученых-геологов (Познер и др., 1955, 1957; Филиппова; Грачевский, 1959; Мирчинк и др., 1965; Юнусов, 1966; Хатьянов и др., 1976) был заложен фундамент современных представлений о происхождении и строении Камско-Кинельской системы прогибов. В ряде случаев (Мкртчян, 1964, 1980) выделялись зональные клиноформные комплексы, отмечена их существенная роль в распределении нефтегазоносности.

Вторая половина 90-х годов прошлого столетия открывала следующий этап изучения геологического строения ККСП, связанный с развитием сейсморазведочных работ МОГТ-3D. Исследователи (Калабин, Катошин и др., 2002; Шершнева и др., 1991; Шакиров, Вилесов и др., 2021; Шашкова, Четина, Морозкин, 2009, 2014; Фортунатова и др., 2005, 2006, 2007, 2022*, 2023; Чихирин и др., 2021) подчеркивали необходимость углубленного комплексного изучения клиноформ с применением подходов секвентной стратиграфии для извлечения максимально возможного количества геологической информации из сейсмических материалов. Это способствовало более детальному расчленению клиноформных комплексов ККСП, однако проблемы закономерностей локализации ловушек углеводородов так и остаются нерешенными.

Данная статья включает в себя описание перспективных нефтепоисковых объектов турнейского клиноформного комплекса Актаныш-Чишминского прогиба. Предложенный материал имеет прикладное значение для геологов-нефтяников и может послужить дополнением для принятия решений при планировании геолого-разведочных работ в зоне развития клиноформного комплекса.

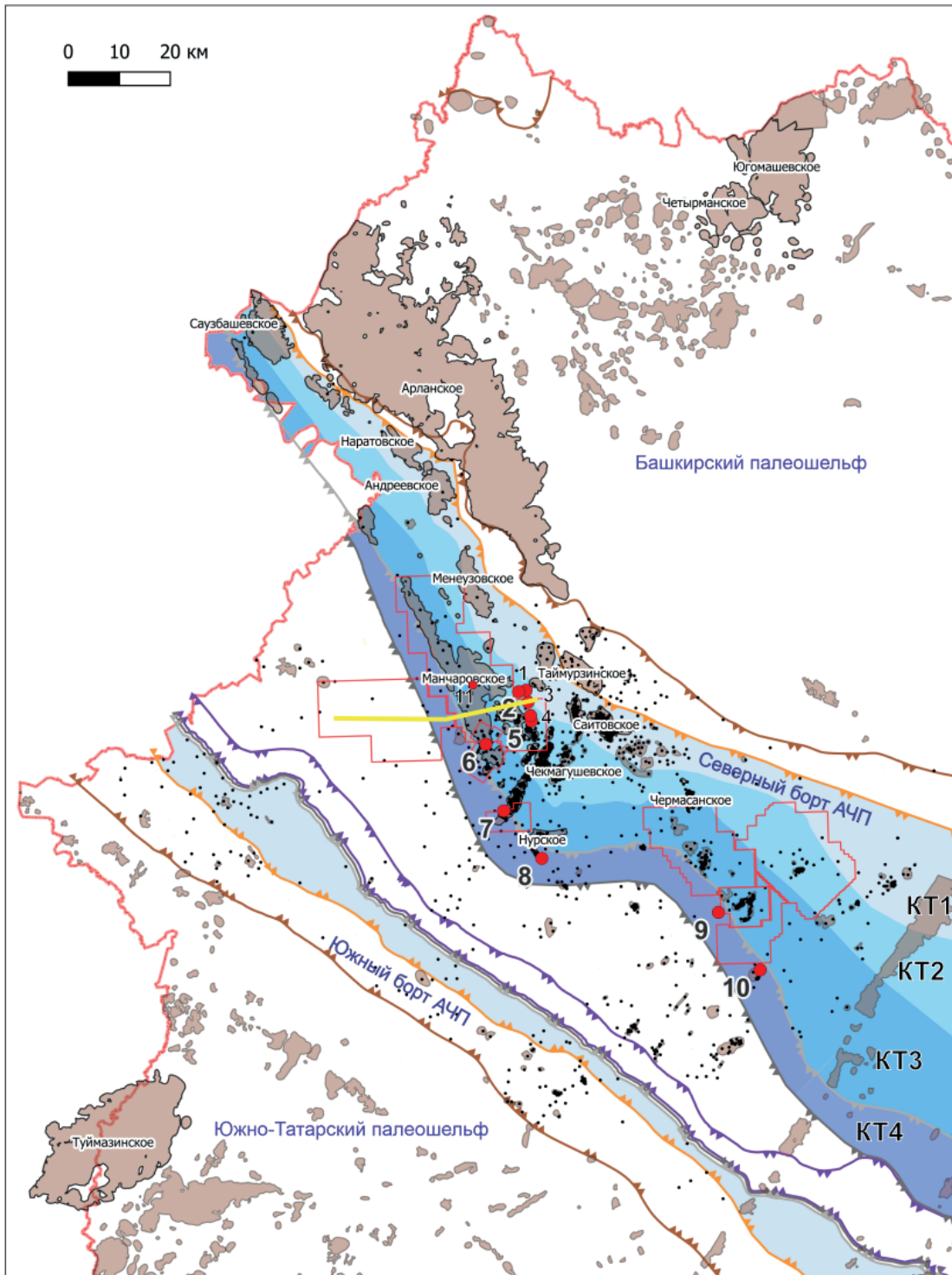
Материалы и методы

Исследуемая территория охватывает Актаныш-Чишминский прогиб и характеризуется довольно высокой степенью изученности (рис. 1). Северный борт, в отличие от южного, практически всецело покрыт съемками МОГТ-3D и профилями МОГТ-2D высокого разрешения, существующими в виде цифровых данных SEG-Y формата. Основой для анализа послужили сейсмические данные по 25 участкам МОГТ-2D/3D, скважинные данные, включая керн по 35 скважинам, ГИС по более 1900 скважинам, обширная база опробований и испытаний (более 800 скважин).

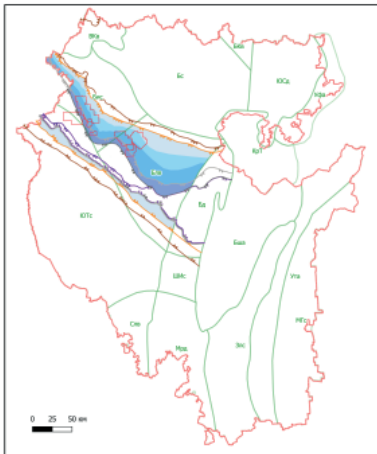
В керне из верхнедевонско-турнейского интервала разреза выделены литологические признаки, указывающие на колебания относительного уровня моря, охарактеризованы элементы клиноформного комплекса. С помощью данных ГИС интервалы отбора керна были сопоставлены с волновым полем. Для оценки коллекторских свойств пород были привлечены кубы акустического импеданса. Это позволило приблизиться к более объективному восприятию волнового поля, пониманию условий осадконакопления и построить геологическую модель клиноформного комплекса. Для определения критериев перспективности проводился сравнительный анализ успешных и неподтвержденных объектов. Основным результатом построений — это генезис, строение и перспективы нефтеносности поисковых объектов клиноформного комплекса Актаныш-Чишминского прогиба.

* Фортунатова Н. К., Канев А. С., Бушueva М. А. Сейсморазведочные работы в пределах Благовещенской впадины и Южно-Татарского свода: Государственное задание ФГБУ «ВНИГНИ» № 049-00012-20-01 от 28.01.2020 г., № 049-00003-21-00 от 12.01.2021 г., № 049-00014-22-01 от 14.01.2022 г. Приказ Федерального агентства по недропользованию № 504 от 27.09.2022 г. ФГБУ «ВНИГНИ». М. 2022, РФГФ, № 546401.

Fortunatova N. K., Kanev A. S., Bushueva M. A. Seismic Exploration within the Blagoveshchensk Depression and the South Tatar Arch. State Assignment of All - Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI) 049-00012-20-01 dated 28.01.2020, 049-00003-21-00 dated 12.01.2021, 049-00014-22-01 dated 14.01.2022. Order of the Federal Agency for Subsoil Use No. 504 dated 27.09.2022. Moscow, VNIGNI; 2022. RGF. 546401. Russian



Обзорная карта тектонических регионов РБ



Условные обозначения:

- КТ1 клиноформа КТ1
- КТ2 клиноформа КТ2
- КТ3 клиноформа КТ3
- КТ4 клиноформа КТ4

Разновозрастные борты АЧП:

- среднефаменский
- верхнефаменский
- граница клиноформы КТ3
- граница клиноформы КТ4
- косьвинский

- сводные контуры месторождений РБ
- скважины, на основе которых проведен анализ
- участки МОГТ-3D, упоминаемые в статье
- скважины, упоминаемые в статье
- линия сейсмогеологического профиля (рис. 2)

Рис. 1. Обзорная карта изучаемой территории РБ

Fig. 1. Location map of Bashkortostan showing the study area

Краткий обзор развития и геологического строения Актаныш-Чишминского прогиба

Актаныш-Чишминский прогиб (АЧП) — одна из ветвей Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП), которая пересекает Республику Башкортостан с северо-запада на юго-восток. Зарождение ККСП произошло в среднепозднефранское время, и к концу раннего фамена обособились три крупные структурно-фациальные зоны: мелководная шельфовая, бортовая и осевая (депрессивная) зоны. Развитие Камско-Кинельской системы происходило при постоянных изменениях относительного уровня моря (ОУМ), вызванных тектоническими прогибаниями, скоростями привноса осадочного материала и дифференциального уплотнения толщ. Наличие признаков колебаний ОУМ, зафиксированных по данным керна и материалам сейсморазведки, позволяет разделить отложения верхнедевонско-турнейского комплекса на трансгрессивно-регрессивные циклиты (секвенсы) III порядка: саргавско-воронежский, евлановско-нижнефаменский, средне-верхнефаменский, малевско-кизеловский, косьвинско-радаевский (Мирнов, Чанышева, 2025).

Доманиково-воронежский этап соответствует глобальному погружению восточной окраины Русской плиты и Западного Приуралья, устанавливается относительно глубоководный режим осадконакопления. Евлановское время знаменует начало роста и развития шельфовых биогермов, органогенных построек, окаймляющих мелководные шельфы, и одиночных бассейновых построек в благоприятных условиях устойчивого погружения. Этап основного рифообразования завершается раннефаменской регрессией, которая приводит к карстованию органогенных построек и образованию высокочемки коллекторов. В среднем фамене происходит постепенное повышение относительного уровня моря, которое способствовало накоплению субрегионального флюидоупора в зонах мелководных шельфов и затоплению одиночных бассейновых рифов. Позднефаменское (заволжское) время характеризуется регрессией, которая наиболее проявлена к концу этапа в виде появления склоновых глин «саузбашевской пачки», подчеркивающих верхнефаменский борт АЧП.

В турнейский век началась выраженная проградация клиноформного комплекса, в особенности со стороны северного борта АЧП. По скважинным и сейсмическим данным выявлены признаки, позволяющие выделить до четырех клиноформ — циклов (секвенций) IV порядка. На данный момент существует довольно ограниченная база биостратиграфических определений в бортовой зоне, поэтому вопрос более точного определения возрастов клиноформ является актуальным для дальнейшего изучения с применением конодонтовой шкалы. Тем не менее сомнений в турнейском возрасте клиноформного комплекса нет. По этой причине клиноформы (секвенции) условно пронумерованы: КТ1, КТ2, КТ3, КТ4 (рис. 1), где сокращение «КТ» обозначает «клиноформа турнейская».

Клиноформы КТ1, КТ2, КТ3 схожи по составу и представлены преимущественно известняками различной плотности, к аккумулятивному склону приурочены глины, доля которых увеличивается при приближении к осевой зоне. Граница клиноформы КТ3 подчеркнута валообразной структурой, наиболее про-

явленной на Манчаровском месторождении, которая маркирует тракт высокого стояния и трансгрессию. Со временем бассейн претерпел обмеление, поэтому клиноформа КТ4 содержит большее количество глинистых прослоев, которые к тому же становятся мощнее. Предполагаемый источник сноса терригенного материала — Сысольско-Коми-Пермяцкая суша, располагавшаяся к северо-западу от территории РБ.

В косьвинско-радаевско-бобриковское время происходит регрессия и переход на терригенную седиментацию с полноценной компенсацией Актаныш-Чишминского прогиба.

Результаты и обсуждение

На рис. 2 представлена модель строения клиноформного комплекса АЧП, построенная авторами на основе комплексного анализа скважинных и сейсморазведочных данных. На профиле цифрами отмечены перспективные объекты, каждый из которых далее охарактеризован по геологическим критериям (коллектор, флюидоупор и структуроформирующий фактор) и диагностическим признакам.

Объекты, приуроченные к франско-фаменским органогенным постройкам

Промышленная нефтеносность пластов фаменского яруса одиночных рифовых массивов была установлена еще в 60-е годы прошлого столетия на Чермасанском месторождении. Данные объекты представляют собой бассейновые органогенные постройки франско-фаменского возраста, которые в конце среднефаменского времени оказались «затопленными» и были перекрыты карбонатно-кремнистыми породами (рис. 2, цифра 1). На наличие малоамплитудных органогенных построек указывает увеличение интервального времени (рис. 3) и толщины отложений (рис. 4) между отражающими горизонтами D_{3dm} и D_{3fm2} . Анализ керна из данного интервала показал, что породы представлены известняками, богатыми пластинчатыми строматопорами, которые, в свою очередь, обусловили слоистую текстуру (рис. 3).

Ниже рассмотрим геологические факторы нефтеносности органогенных построек данного типа.

Во-первых, это качество коллектора, которое зависит не только от первичного состава пород, но и от степени преобразованности вторичными процессами. Во время кратковременных падений относительного уровня моря в нижнем фамене на органогенные постройки оказывали воздействие экзогенные процессы, выщелачивая породу и улучшая ее коллекторские свойства. Наиболее подвержены вторичным преобразованиям были амплитудные органогенные постройки, которые за счет своих вертикальных размеров оказывались ближе к поверхности.

Второй немаловажный критерий нефтеносности — экранирующие свойства перекрывающих толщ. Флюидоупорами для «затопленных» бассейновых построек служат углеродистые карбонатно-кремнистые породы среднего фамена. Основные риски заключаются в наличии и сохранности покрывки, поскольку за счет более быстрого уплотнения карбонатно-кремнистых пород относительно рифовых тел экранирующие толщи могут растрескиваться, что подтверждено

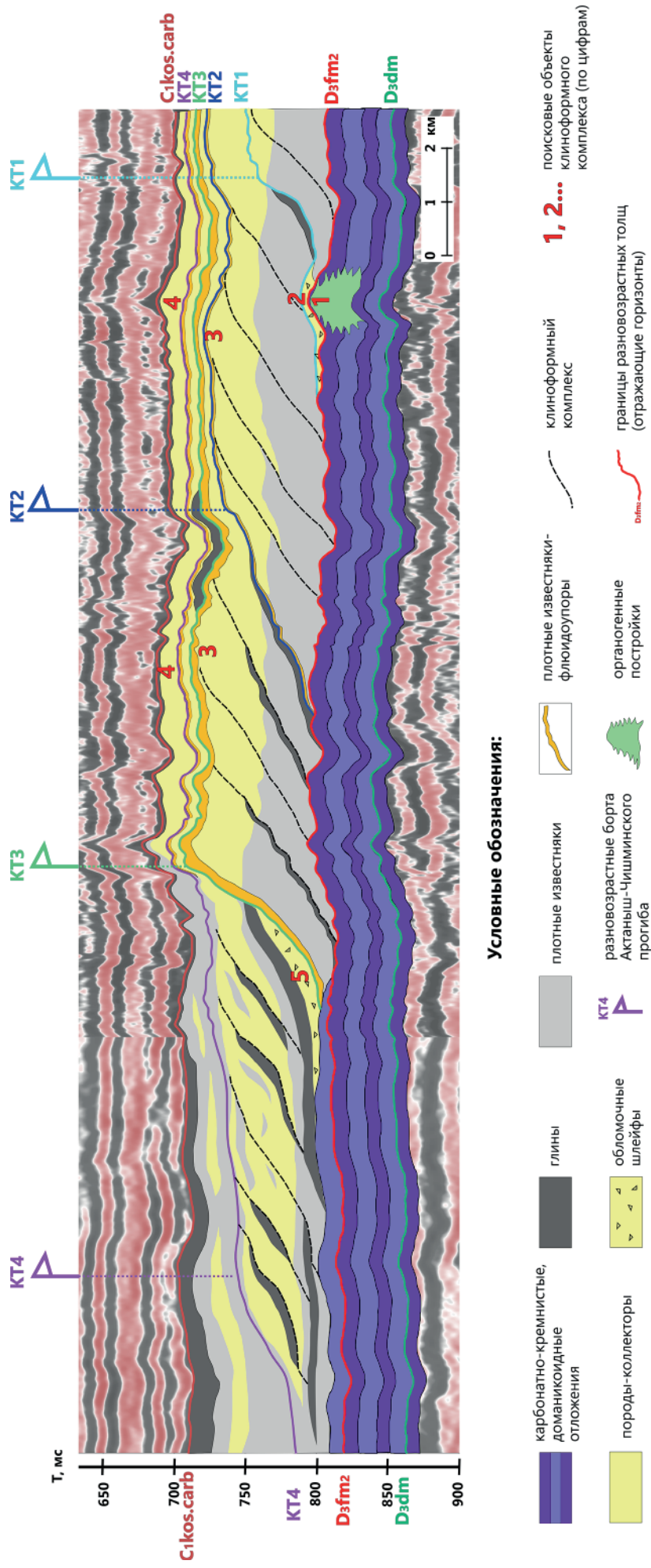


Рис. 2. Модель строения перспективных объектов Актамыш-Чишимского клиноформного комплекса: 1 — объекты, приуроченные к франско-фаменским органогенным постройкам; 2 — объекты, приуроченные к обломочным шлейфам внутри клиноформы КТ1 (структурно-литологические объекты); 3 — объекты, приуроченные к мелководным частям клиноформ КТ2, КТ3; 4 — объекты, приуроченные к структурам облекания клиноформного комплекса; 5 — объекты, приуроченные к обломочным шлейфам внутри клиноформы КТ4 (литологические объекты)

Fig. 2. Structural model of oil prospective objects in Aktanysh-Chishmy clinoforms. Numbers denote: 1 — Frasnian-Famennian bioherm objects; 2 — carbonate debris fans (combination, structural-lithological traps); 3 — undaform (shelf) clinoform units; 4 — drape structures over clinoforms; 5 — carbonate debris fans (lithological traps)

по керну. При таких условиях углеводороды мигрируют в вышележащие толщи. При анализе сейсмических и скважинных данных по объектам, приуроченным к франско-фаменским органогенным постройкам, был выявлен возможный диагностический признак. Наличие

четко проявленной фазы с низкими значениями акустического импеданса, соответствующей карбонатно-кремнистым депрессионным отложениям среднего фамена, может свидетельствовать о наличии выдержанного флюидоупора над рифом (рис. 3, под цифрой 1).

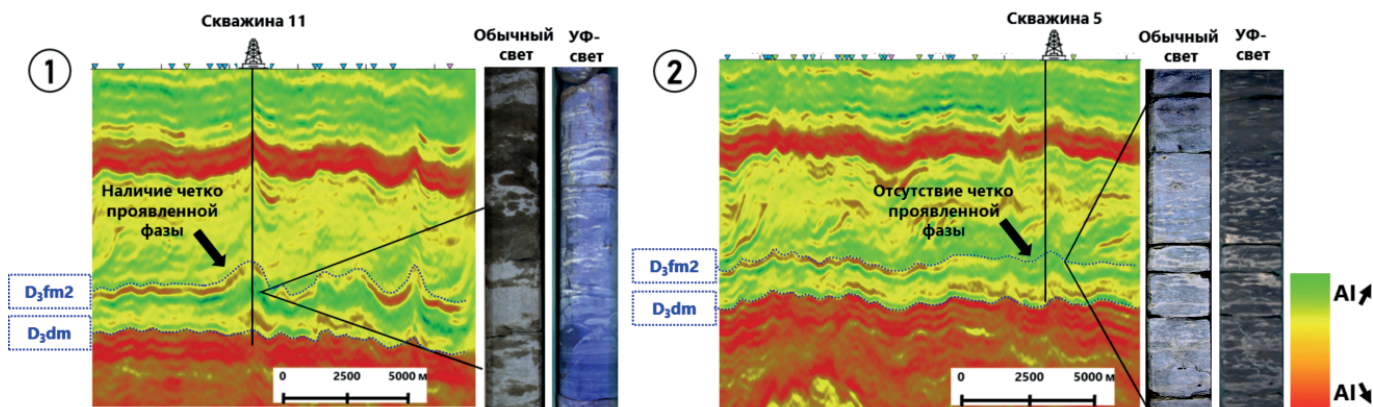


Рис. 3. Признак наличия флюидоупора для франско-фаменских органогенных построек

Fig. 3. Feature marking the seal above Frasnian-Fammenian bioherms on the seismic profile

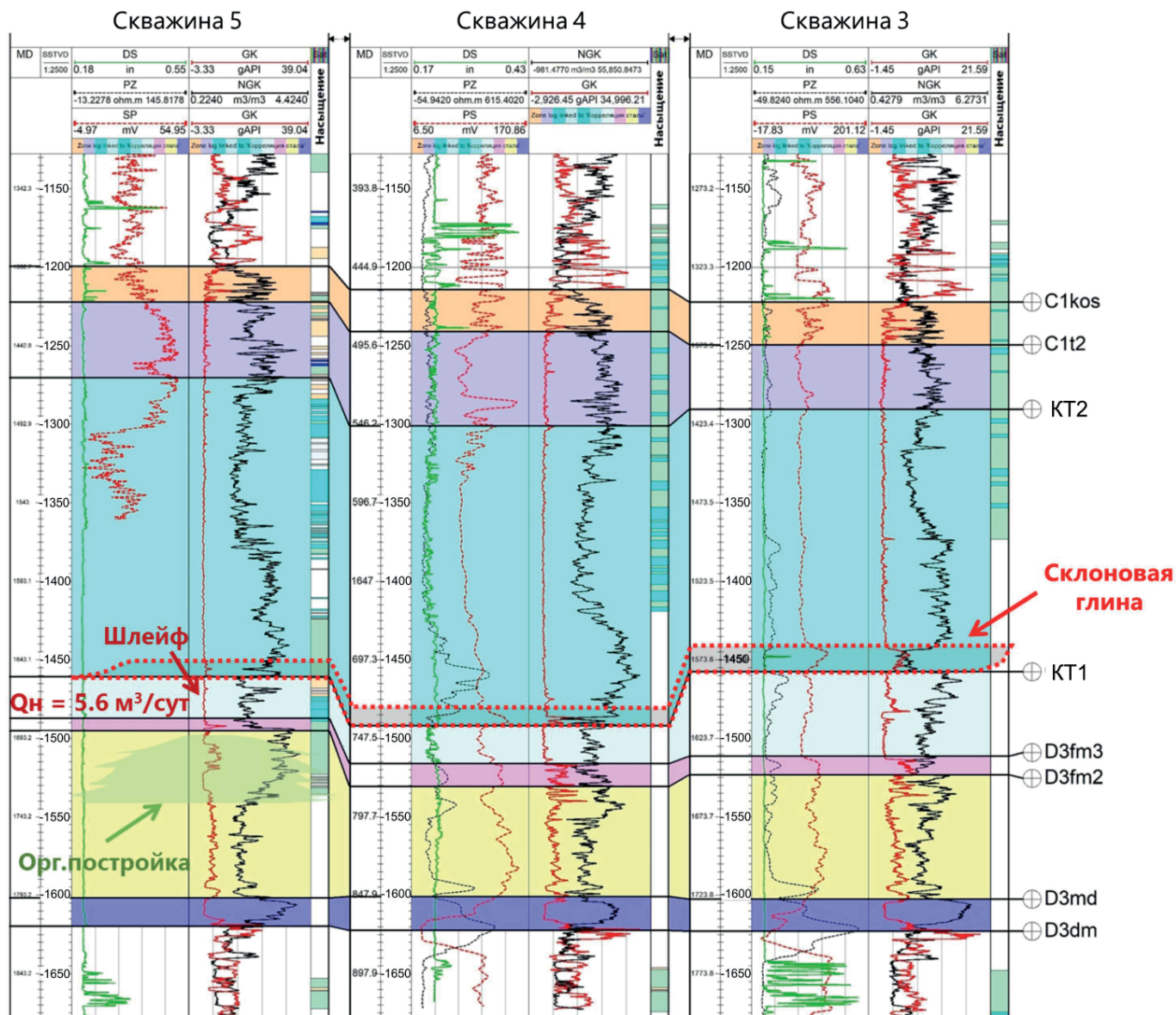


Рис. 4. Корреляционная схема строения карбонатного обломочного шлейфа клиноформы KT1

Fig. 4. Well-section of the KT1 clinoform carbonate debris fan



На примере керн из рифового тела, вскрытого скважиной 11, отмечаются нефтепроявления, в отличие от аналогичного интервала скважины 5, где признаки УВ отсутствуют, а в волновом поле инверсии нет выраженного низкоимпедансного отражения.

Органогенные постройки депрессионной зоны не всегда четко проявлены на структурных планах выше-залегающих косьвинского и бобриковского горизонтов по причине их небольших размеров. Для их выделения необходимо детальное прослеживание отражающего горизонта D₃fm2, соответствующего максимальному затоплению в среднефаменскую трансгрессию, и построение карт толщин между ОГ D₃fm2 и D₃dm.

Объекты, приуроченные к карбонатным обломочным шлейфам (структурно-литологические объекты)

В 1968 году на Чермасанском месторождении был получен приток безводной нефти дебитом 2.4 т/сут из интервала известняков пачки Дзв (пачка Дзв по ранней разбивке соответствует отложениям заволжского надгоризонта, по модели авторов — клиноформе КТ1). Выявленная пластовая структурно-литологическая залежь вызвала интерес исследователей, пласт с тех пор стал объектом интерпретации ГИС. Позднее благодаря опробованиям и испытаниям скважин в аналогичном интервале было подтверждено наличие коллектора, в архивных материалах изучения каменного материала породы пачки Дзв описаны как «известняки песчаниковидные», что указывает на их обломочный генезис.

По геологической модели данные объекты относятся к шлейфам. Под данным термином авторы подразумевают скопления обломочных карбонатов у под-

ножий аккумулятивных склонов, которые являются результатом разрушения пород края карбонатной платформы в тракты форсированной регрессии либо при кратковременных падениях относительного уровня моря (рис. 2, цифра 2). Породы-коллекторы представлены известняками органогенно-обломочными, их толщина составляет не более 10 м.

Отложения тракта форсированной регрессии сменяются проградационным набором парасеквенций тракта низкого стояния: вверх по разрезу от линз обломочных шлейфов залегают плотные пелитоморфные известняки фондоформенной и склоновой частей клиноформ. Результаты проведенного исследования показали, что плотные известняки являются породами с ухудшенными коллекторскими свойствами, поэтому однозначно их нельзя отнести ни к коллекторам, ни к покрышкам. Однако экранирующие свойства карбонатных толщ возрастают, если они дополнены глинистыми прослоями, а именно дистальными частями глин (толщиной до 50 см), подчеркивающих аккумулятивный склон (рис. 4).

Еще одно критически важное условие формирования ловушек в клиноформных шлейфах — наличие структуроформирующего фактора. Бассейновые органогенные постройки, которые, как отмечено выше, сами могут быть нефтеносными, были сформированы во франско-фаменское время, после чего рельеф морского дна палеобассейна был скомпенсирован вмещающими карбонатно-кремнистыми толщами. Далее следовал этап развития клиноформного комплекса, перекрывшего постройки. За счет последующего дифференциального уплотнения осадочных толщ линзы пористых известняков над постройками сформирова-

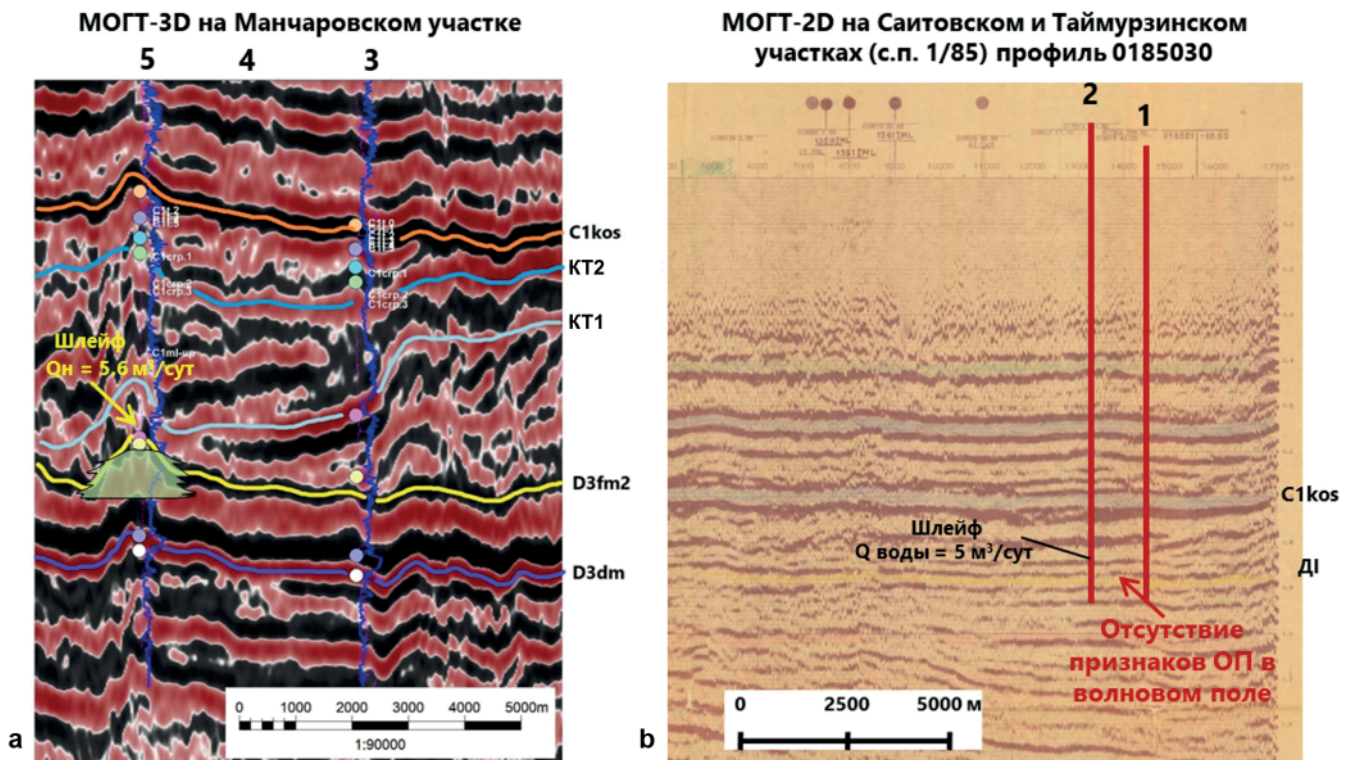


Рис. 5. Примеры временных разрезов через клиноформу КТ1: а — успешный объект по скважине 5 с признаками органогенной постройки; б — неуспешный объект по скважине 2 без признаков рифов в волновом поле

Fig. 5. Seismic sections across the KT1 clinoform: a — successful object (well 5) with features indicating a bioherm (organic build-up); b — unsuccessful object (well 2) with no evidence of bioherm structure in the seismic wavefield

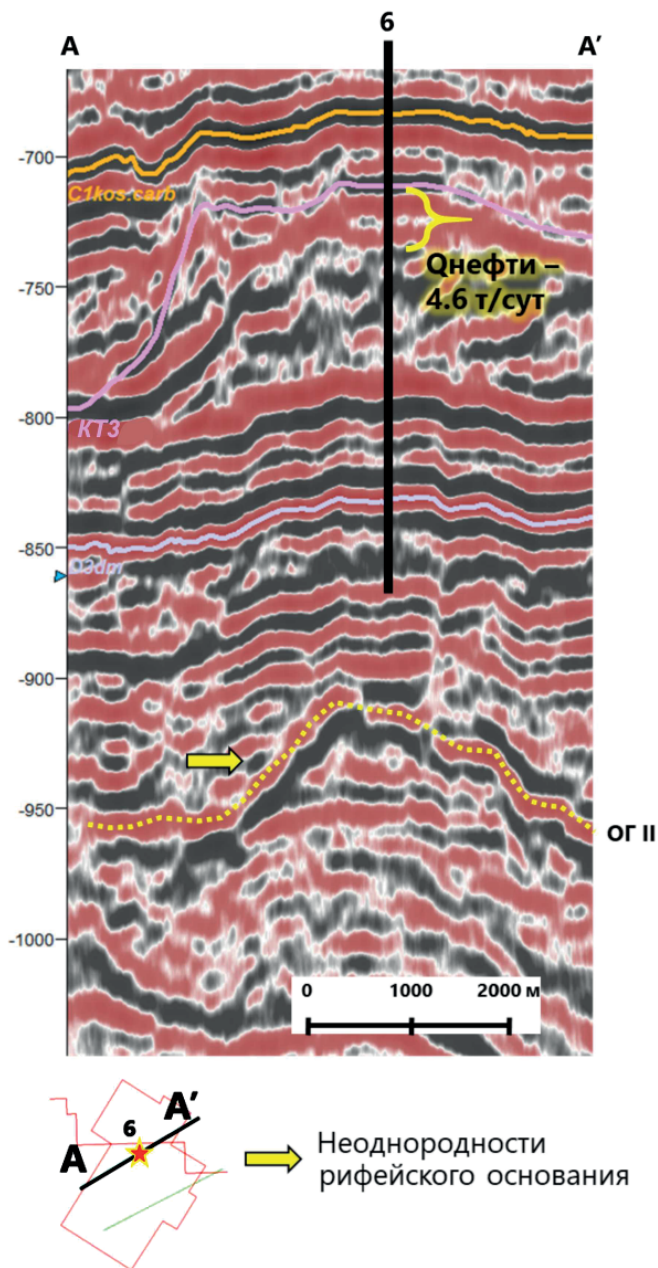


Рис. 6. Связь структур в ундаформенных частях турнейских клиноформ с рифейским основанием

Fig. 6. Structural links between the Tournaisian clinoform undaforms and the Riphean basement

ли ловушки структурно-литологического типа (рис. 4).

Прогноз границ распространения клиноформных шлейфов по сейсмике затруднен: достоверно обнаружить их на данный момент удастся лишь при дополнении скважинными данными (ГИС, результаты опробований, каменный материал). При анализе волнового поля отмечено, что объекты не всегда находят отклик, так как их мощность (до 10 метров) меньше разрешающей способности сейсморазведки. К тому же влияет состав вмещающих пород.

Согласно клиноформной концепции, шлейфы представляют собой локальные линзовидные конусы выноса у подножий склонов. В результате анализа скважинных данных наличие в них коллекторов подтверждено. Таким образом, потенциал нефтеносности шлейфов связан с наличием рифов в подстилающих франско-фаменских толщах (рис. 5).

Объекты, приуроченные к мелководным частям клиноформного комплекса (ундаформы)

Тела карбонатных клиноформ имеют трехчленное строение: известняки мелководно-морского генезиса (ундаформы) переходят в более плотные разности на аккумулятивных склонах и сменяются на карбонатно-кремнистые породы у подножий склонов (ортоформы). Ундаформенные части клиноформ представлены единым гидродинамически связанным телом коллектора, сложеного органогенно-обломочными известняками с обилием биокластов, пелоидов (цифра 3 на рис. 2). Флюидоупорами служат плотные известняки с тонкими глинистыми прослоями. В подсчетах запасов месторождений РБ данные объекты промаркированы как пласты $C_1srp.1$, $C_1srp.2$, $C_1srp.3$, $C_1ksl.2$, $C_1ksl.3$, $C_1t.3$.

Анализ промысловых данных, а именно сопоставление результатов опробований скважин со структурными планами и сейсмическими данными, показал, что для залежей в ундаформах, так же как и для шлейфов, основные риски отсутствия нефтенасыщения связаны с наличием замкнутого контура ловушки. В полосе отсутствия одиночных рифов важную роль выполняют приподнятые зоны рифей-вендского комплекса, которые особенно четко проявлены на отражающем горизонте «II» (подшоша вендских отложений) (рис. 6). Вышезалегающие толщи повторяют очертания данных неоднородностей.

Нефтеносные объекты, приуроченные к ундаформам, являются более изученными, чем шлейфы, однако их потенциал не исчерпан. Зачастую целевыми интервалами геологоразведки являлись бобриковские песчаники, поэтому большая часть фонда скважин вскрыла лишь кровлю косьвинских отложений. С целью доразведки залежей в ундаформах рекомендуется подбор скважин, расположенных в наиболее оптимальных для наличия ловушек условиях, с перспективой их углубления.

Объекты, приуроченные к структурам облекания клиноформного комплекса

Отложения в структурах облекания клиноформного комплекса самые большие по площади, запасам и наиболее разведанные. Данные объекты залегают непосредственно выше клиноформного комплекса и соответствуют пластам верхнетурнейского, косьвинского и радаевско-бобриковского возрастов (рис. 2, цифра 4).

Продвижение клиноформного комплекса происходило от мелководных шельфов в сторону осевой зоны с формированием аккумулятивных гряд (Надежкин и др., 1970). При последующем дифференциальном уплотнении они сформировали цепочку валообразных структур, линейно вытянутых вдоль северо-западного борта АЧП, к которым приурочен ряд месторождений: Саузбашевское, Наратовское, Андреевское, Менеузовское, Манчаровское, Таймурзинское, а также Чекмагушевское, Сайтовское и Нурское.

Коллекторами, как и в ундаформах, являются мелководные органогенно-обломочные «песчаниковидные» известняки, флюидоупорами служат плотные известняки с тонкими глинистыми прослоями, количество которых увеличивается вверх по разрезу до появления регионально выдержанной покрывки в косьвинско-радаевских глинах. Структурные факторы

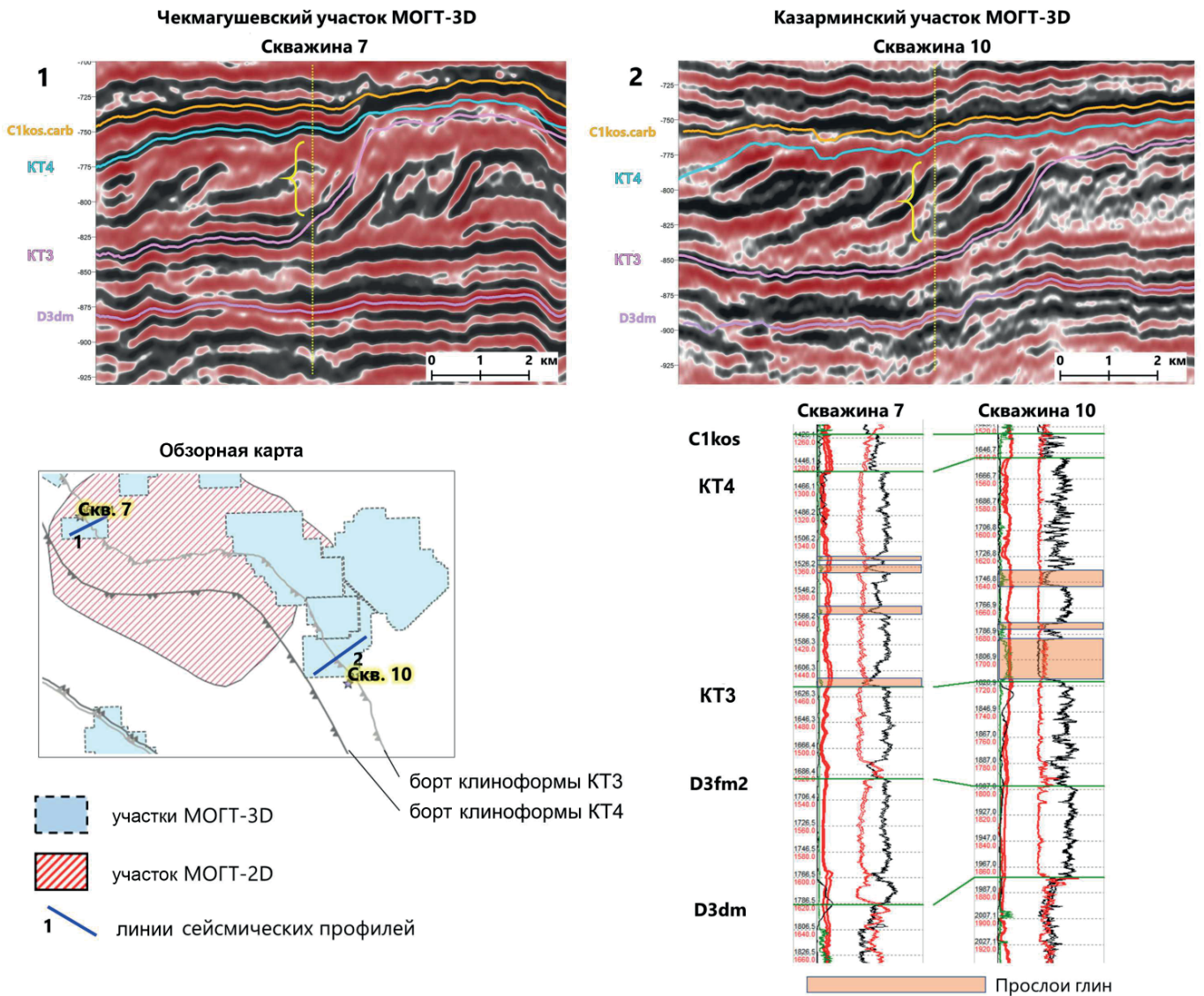


Рис. 7. Неоднородности в волновом поле клиноформ Актаныш-Чишминского прогиба и отображение по скважинным данным

Fig. 7. Features of the clinoforms indicated by seismic wavefield and by wells

для данных залежей — это неоднородности в кровле рифейских отложений («предвендские размывы»), клиноформный комплекс (КТ1-3), одиночные органогенные постройки, а также крутые «бортовые уступы», вероятно отвечающие тракту высокого стояния относительного уровня моря.

Дальнейший нефтеносный потенциал отложений структур облекания клиноформ связан с поиском пропущенных залежей, подбором наиболее эффективных систем разработки, в том числе бурением горизонтальных стволов.

Объекты, приуроченные к карбонатным обломочным шлейфам (литологические объекты)

Помимо структурных ловушек интерес вызывают литологические объекты, представленные высокопористыми известняками у подножий аккумулятивных склонов (цифра 5 на рис. 2). Линзовидные тела коллекторов развиты вдоль бортов Актаныш-Чишминского прогиба, что подтверждено керном и результатами испытаний скважин. Размеры шлейфов невелики: они достигают 2 километров по площади и до 10 метров

толщиной, что выявлено по скважинным данным. Атрибутный анализ сейсмических данных положительных результатов не дал — в волновом поле объекты не проявлены.

Карбонатные шлейфы перекрыты склоновыми глинами либо карбонатно-кремнистыми доманикоидными породами, которые при наличии замкнутого контура по восстанию слоев служат покрывкой. Именно критерий наличия флюидоупора является ключевым и позволяет определить потенциально наиболее перспективные зоны для поиска литологически экранированных шлейфов клиноформ. При анализе волновой картины было выявлено, что по сравнению с клиноформами КТ1, КТ2, КТ3 клиноформа КТ4 имеет акустически более контрастный облик (рис. 7). Это связано с увеличением привноса глинистого материала с течением турнейского времени, поскольку бассейн седиментации в целом претерпевал постепенное обмеление. Литологические неоднородности наблюдаются и внутри самой клиноформы КТ4: при продвижении на юго-восток территории количество и мощности склоновых глин увеличиваются, что отображено на корреляционной схеме по скважинам 7 и 10

(рис. 7). Прослои известняков чередуются с прослоями глин мощностью от 10 до 50 метров. Результатами опробований скважин в интервалах известняков подтверждаются пропластки коллекторов. Таким образом, наиболее вероятные зоны для поиска литологических объектов в карбонатных конусах выноса клиноформ Актаныш-Чишминского прогиба относятся к юго-восточной части клиноформы КТ4. Согласно результатам проведенного анализа, необходимо внимательное изучение временных разрезов для выделения точек, где глинистые прослои образуют замкнутый контур вверх по аккумулятивному склону.

Выводы

Клиноформные отложения Актаныш-Чишминского прогиба содержат значительное количество коллекторов, представленных известняками. Наибольший объем коллекторов приурочен к клиноформам КТ1, КТ2, КТ3. При продвижении в сторону осевой зоны в клиноформах появляются склоновые глины различной толщины: в КТ1-3 — от первых сантиметров до 3–5 метров, в КТ4 — от 5 до 10 м на северо-западе территории и до 45 метров на юго-востоке.

К клиноформному комплексу АЧП приурочены следующие генетические типы ловушек: ундаформенные части клиноформ, структуры облекания клиноформ в вышележащих отложениях, обломочные шлейфы. Последние относятся к литологическим ловушкам.

Коллекторы ловушек в клиноформах сложены зернистыми известняками. Помимо пород-коллекторов большую долю занимают плотные известняки, которые в ассоциации с глинистыми прослоями являются флюидоупорами. Эффективность экранирующих толщ напрямую зависит от количества глинистой составляющей в разрезе: чем больше глины, тем лучше свойства покрывающих.

Ундаформы и структуры их облекания обладают наибольшими размерами по площади и по запасам, а также высокой степенью разведанности. Дальнейший потенциал данных объектов практически исчерпан.

Дальнейшие перспективы нефтеносности связаны с поисками залежей в обломочных шлейфах. Ловушки структурно-литологического типа приурочены к зонам, благоприятным для роста и развития бассейновых рифов. Для литологических шлейфов клиноформы КТ4 критически важно наличие склоновых глины, образующих замкнутый контур по восстанию слоев. Наибольшая вероятность обнаружения данных объектов относится к юго-восточной части клиноформы КТ4. В ряде случаев потенциал обломочных шлейфов можно спрогнозировать по сейсмическим данным МОГТ-3D.

Литература / References

Грачевский М. М. Особенности строения и формирования Камско-Кинельской впадины в Куйбышевском Заволжье и Татарии // Доклады АН СССР. 1959. № 6. 125 с.
Grachevskiy M. M. Features of the structure and formation of the Kama-Kinell depression in the Kuibyshev Trans-Volga region and Tatarstan. Proceedings of USSR AS. 1959;6:125. Russian.

Калабин С. Н., Катошин А. Ф., Козлов В. Г., Лантев А. П., Попова В. С., Савич А. И., Сташкова Э. К., Тетерина Л. И., Чижова В. А. Перспективы нефтегазонасыщенности турнейской толщи заполнения Камско-Кинельских прогибов в северных районах Пермской области. М.: Нефтеотдача, 2002. 94 с.

Kalabin S. N., Katoshin A. F., Kozlov V. G., Laptev A. P., Popova V. S., Savich A. I., Stashkova E. K., Teterina L. I., Chizhova V. A. Prospects for the oil and gas potential of the tournaian formation filling the Kama-Kinell troughs in the northern regions of the Perm region. Moscow: Nefteotdacha; 2002. 94 p. Russian.

Мирнов Р. В., Чанышева Л. Н. Опыт применения секвенс-стратиграфического подхода для детального изучения верхнедевонско-турнейского клиноформного комплекса Актаныш-Чишминского прогиба // Георесурсы. 2025. № 27(1). С. 284–298. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.28>

Mirnov R. V., Chanysheva L. N. Experience of using sequence stratigraphic approach for detailed study of Upper Devonian-Tournaian clinoform complex of the Aktanysh-Chishmy Trough Georesources. 2025;7(1):284–298. Russian.

Мирчинк М. Ф., Хачатрян Р. О., Громека В. И., Митрейкин Ю. Б., Мкртчян О. М., Нартов Г. В. Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов. М.: Наука, 1965. 241 с.

Mirchink M. F., Khachatryan R. O., Gromeka V. I., Mitreykin Yu. B., Mkrтчян O. M., Nartov G. V. Tectonics and oil and gas accumulation in zone of the Kama-Kinell system of deflections. Moscow: Nauka; 1965. 241 p. Russian.

Мкртчян О. М. Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур востока Урало-Поволжья. М.: Наука, 1964. 117 с.

Mkrтчян O. M. Upper Devonian reefs and their role in oil bearing structures formation in eastern Urals-Volga Region. Moscow: Nauka; 1964. 117 p. Russian.

Мкртчян О. М. Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты. М.: Наука, 1980. 136 с.
Mkrтчян O. M. Patterns of placement of structural forms in the east of the Russian plate. Moscow: Nauka; 1980. 136 p. Russian.

Надежкин А. Д., Постников Д. В., Фаттахутдинов Г. А. Накопления песчаников и обломочных известняков в бортовой зоне Актаныш-Чишминского прогиба и связанные с ними структурные формы // Геология и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов. Казань: Изд-во Казанского университета. 1970. С. 201–207.

Nadezhkin A. D. Postnikov D. V., Fattahutdinov G. A. Accumulations of sandstones and clastic limestones in the flank of the Aktanysh-Chishmin trough and associated structural forms. Geology and Oil Potential of the Kama-Kinell Trough System. Kazan: Kazan State University Press; 1970. p. 201–207. Russian.

Познер В. М. Стратиграфия терригенной толщи нижнего карбона Камско-Кинельской впадины // ДАН СССР. 1955. Т. 104. № 6.

Pozner V. M. Stratigraphy of Lower Carboniferous terrigenous deposits of the Aktanysh-Chishminsky Trough. Proceedings of USSR AS. 1955;104(6):892–895. Russian.

Познер В. М., Кирина Т. И., Порфирьев Г. С. Волго-Уральская нефтегазонасыщенная область. Каменноугольные отложения // Тр. ВНИГРИ. Вып. 112. М.: Гостоптехиздат, 1957. С. 100–107.



- Pozner V. M., Kirina T. I., Porfiriyev G. S. Volga-Ural oil and gas region. Carboniferous deposits. Trudy VNIGRI, Issue 112. Leningrad: Gostoptekhizdat; 1957. p. 100–107. Russian.
- Сташкова Э. К., Морошкин А. Н. Оценка внутреннего строения месторождений по данным бурения и сейсморазведки в сложной клиноформной зоне // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2009. №11. С. 84–89.
- Stashkova E. K., Moroshkin A. N. Appreciation of oil field inner structure by drilling and geological survey data obtained in complicated cliniform zone. Geology, geophysics and development of oil and gas fields. Moscow: VNIIOENG. 2009;11:84–89. Russian.
- Сташкова Э. К., Четина Н. В. Модель формирования литолого-фациальной зональности франско-турнейской толщи // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 7. С. 84–92.
- Stashkova E. K., Chetina N. V. The model of formation of lithologic-facies zoning of Frasnian-Tournaisian strata. Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2014;7:84–92. Russian.
- Фортулатова Н. К., Бушueva М. А., Канев А. С., Белоусов Г. А., Баранова А. В., Холмянская Н. Ю. Закономерности строения и перспективы нефтегазоносности верхнедевон-турнейских карбонатных и глинисто-карбонатных комплексов прибортовых зон Камско-Кинельской системы палеопрогибов // Геология нефти и газа. 2023. № 3. С. 59–82.
- Fortunatova N. K., Bushueva M. A., Kanev A. S., Belousov G. A., Baranova A. V., Kholmianskaya N. Yu. Common structural features and petroleum potential of Upper Devonian-Tournaisian carbonate and argillaceous-carbonate sequences in near-flank zones of Kamsky-Kinel trough system. Geology of Oil and Gas. 2023;3:59–82. Russian.
- Фортулатова Н. К., Зайцева Е. Л., Бушueva М. А. и др. Стратиграфия нижнего карбона Волго-Уральского субрегиона (материалы стратиграфической схемы) // М.: ВНИГНИ, 2023. 288 с.
- Fortunatova N. K., Zaitseva E. L., Bushueva M. A. et al. Stratigraphy of the Lower Carboniferous in the Volga-Ural Subregion: Materials of the Stratigraphic Scheme. Moscow, VNIGNI (All - Russian Research Geological Oil Institute); 2023. 288 p. Russian.
- Фортулатова Н. К., Швеиц-Тэнета-Гурий А. Г., Гумаров Р. К., Екименко В. А., Тарасов Е. А. Новый тип нетрадиционных поисковых объектов УВ в Западном Татарстане // Георесурсы. 2005. № 1(16). С. 13–14.
- Fortunatova N. K., Shvets-Teneta-Guriy A. G., Gumarov R. K., Ekimenko V. A., Tarasov E. A. A new type of unconventional hydrocarbon prospecting objects in Western Tatarstan. Georesources. 2005;1(16):13–14. Russian.
- Фортулатова Н. К., Швеиц-Тэнета-Гурий А. Г., Гумаров Р. К., Екименко В. А., Тарасов Е. А. Клиноформные тела в палеозойских карбонатных толщах Камско-Кинельской системы прогибов — новый тип поисковых объектов в Западном Татарстане // Геология нефти и газа. 2006. № 1. С. 25–33.
- Fortunatova N. K., Shvets-Teneta-Guriy A. G., Gumarov R. K., Ekimenko V. A., Tarasov E. A. Cliniform bodies in paleozoic carbonate sections of Kama-Kinel trough system — a new type of exploration oil objects in west Tatarstan. Geology of oil and gas. 2006;1:25–33. Russian.
- Фортулатова Н. К. Седиментационные модели карбонатных конусов выноса — новых нефтегазопоисковых объектов // Геология нефти и газа. 2007. № 2. С. 61–69.
- Fortunatova N. K. Sedimentation models of carbonate fans new oil and gas exploration objects. Geology of oil and gas. 2007;2:61–69. Russian.
- Хатьянов Ф. И., Кухаренко Ю. Н., Куряева В. В., Юнусов Н. К. О геодинамических условиях образования и закономерностях распространения нефтеносных структур на юго-восточном склоне Русской плиты // Геодинамика и полезные ископаемые. М.: Госкомитет по науке и технике при СМ СССР, 1976. С. 117–119.
- Khatyanov F. I., Kukharensko Yu. N., Kuryaeva V. V., Yunusov N. K. About the geodynamic conditions of formation and the distribution patterns of oil-bearing structures on the south-eastern slope of the Russian plate. Geodynamics and minerals. Moscow: State Committee of Science and Technology at the USSR; 1976. p. 117–119. Russian.
- Хачатрян Р. О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. М.: Наука, 1979. 171 с.
- Khachatryan R. O. Tectonic development and oil and gas potential of the Volga-Kama anticline. Moscow: Nauka; 1979. 171 p. Russian.
- Хачатрян Р. О., Митрейкин Ю. Б. Актуальные геологические проблемы освоения ресурсов нефти в Камско-Кинельских прогибах. Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. М.: Наука, 1991. С. 7–17.
- Khachatryan R. O., Mitreykin Yu. B. Current geological problems of developing oil resources in the Kama-Kinel troughs. Geology and development of oil resources in the Kama-Kinel system of troughs. Moscow: Nauka; 1991. p. 7–17. Russian.
- Чихирин А. А., Шостак А. В., Кириллов К. А., Уралова Л. Р., Исакова Е. А. Перспективы поиска литологических залежей в депрессионных толщах выполнения прогибов Камско-Кинельской системы в пределах Удмуртской Республики // Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность — 2021. М.: Перо, 2021. С. 652–656.
- Chikhirin A. A., Shostak A. V., Kirillov K. A., Uralova L. R., Isakova E. A. Prospects for searching lithological traps in the depression fill sequences of the Kama-Kinel trough system within the Udmurt Republic. New ideas in oil and gas geology. New reality 2021. Moscow: Pero Publishing House; 2021. p. 652–656. Russian.
- Шакиров В. А., Вилесов А. П., Кожин В. Н., Шакирова Г. В., Колесников В. А., Терешкин В. В., Немков И. П., Соболев В. И., Гилаев Г. Г. Особенности геологического строения и развития Муханово-Ероховского прогиба в пределах Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 6(354). С. 5–16. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-6(354)-5-16
- Shakirov V. A., Vilesov A. P., Kozhin V. N., Shakirova G. V., Kolesnikov V. A., Tereshkin V. V., Nemkov I. P., Sobolev V. I., Gilaev G. G. Features of the geological structure and development of the Mukhanovo-Erokhovskiy trough within the Orenburg region. Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2021;6(354):5–16. Russian.
- Шершнев К. С., Калабин С. Н., Сташкова Э. К. Клиноформы турнейских отложений как возможные ловушки угле-



водородов в Камско-Кинельских прогибах (на примере Висимской впадины). Совершенствование методов поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Пермь: Пермский политехн. ин-т, 1991. С. 16–18.

Shershnev K. S., Kalabin S. N., Stashkova E. K. Clinoforms of tournaisian deposits as possible hydrocarbon traps in the Kama-Kinel troughs (using the example of the Visim depression). Improving methods of prospecting, exploration and development of oil and gas fields. Perm: Perm Polytechnic Institute; 1991. p. 16–18. Russian.

Юнусов М. А. Структурно-фациальные соотношения стратиграфических комплексов верхнего девона и нижнего карбона северной половины платформенной части Башкирии // Труды УФНИИ. Уфа, 1966. Вып. 15. С. 104–117.

Yunusov M. A. Structural-facies relationships of Upper Devonian and Lower Carboniferous stratigraphic complexes of the northern half of the platform part of Bashkiria. Proceedings of the Ufa Research Institute. 1966;15:104-117. Russian.

Поступила в редакцию / Received 10.02.2026