

## 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 франко-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; Сташкова, Четина, Морошкин, 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

Изучаемая 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. Основной результат построений — это генезис, строение и перспективы нефтеносности поисковых объектов клиноформного

комплекса Актаныш-Чишминского прогиба.

*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 (депресссионная) 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: саргаевско-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 высокочемких 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 аккумулятивным склонам приурочены глины, доля которых увеличивается при приближении к осевой зоне. Граница клиноформы КТ3 подчеркнута валообразной структурой, наиболее проявленной на Манчаровском месторождении, которая маркирует тракт высокого стояния и трансгрессию. Со временем бассейн претерпевал 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 покрышки, поскольку за счет более быстрого уплотнения карбонатно-кремнистых пород относительно рифовых тел экранирующие толщи могут растрескиваться, что подтверждено 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). На примере керна 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 вышезалегающих косьвинского и бобриковского горизонтов по причине их небольших размеров. Для их выделения необходимо детальное прослеживание отражающего горизонта  $D_3fm2$ , соответствующего максимальному затоплению в среднефаменскую трансгрессию, и построение карт толщин между ОГ  $D_3fm2$  и  $D_3dm$ .

*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 подножий 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 сформировали 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, сложенного 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  $C_1\text{cрп.1}$ ,  $C_1\text{cрп.2}$ ,  $C_1\text{cрп.3}$ ,  $C_1\text{ksl.2}$ ,  $C_1\text{ksl.3}$ ,  $C_1\text{t.3}$ .

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» (подошва 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, Саитовское 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 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). Прослой 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 прослой 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 покрышек.

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.