

# ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ СЕВЕРО-ВОСТОКА ТАТАРСТАНА КАК КРИТЕРИЙ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕНОСНОСТИ

Моделирование условий формирования и строения продуктивных горизонтов осадочного чехла на северо-востоке Республики Татарстан способствовало выделению участков, наиболее перспективных на поиски залежей нефти на территории недропользования НГДУ «ТатРИТЭКнефть» и подготовке к глубокому бурению поднятий с высоким углеводородным потенциалом.

*Ключевые слова:* палеотектоника, поднятие, ловушка, залежь, сейсморазведка, прогноз.

Уникальное многопластовое Мензелинское месторождение нефти, открытое в 2005 году в северо-восточной части республики, имеет редкостное геологическое строение. Месторождение расположено на стыке осевых зон внутриформационных Нижнекамского и Актаныш-Чишминского прогибов Камско-Кинельской системы. Максимальная мощность биогермных образований позднедевонского времени составляет более 350 м на фоне мощности в периферии постройки 92 – 105 м. Нарастание биогермного тела, хотя и с меньшей интенсивностью, продолжилось и в турнейское время. Мощность отложений турнейского яруса в центре постройки превышает их мощность по периферийному окружению на 40 м. Этаж нефтеносности верхнедевонско-нижнекаменноугольного биогермного «столбища» составляет около 300 м. Многопластовая ловушка содержит залежи нефти в отложениях карбонатного девона, турнейского, башкирского ярусов, бобриковского, тульского и верейского горизонтов.

Открытие Мензелинского месторождения значительно подстегнуло интерес геологов к северо-востоку Татарстана. С целью уточнения потенциала этой территории были проведены исследования по реконструкции условий формирования осадочного чехла и выявлению участков, перспективных для поисков аналогичных ловушек.

Последовательное восстановление условий формирования элементов осадочного чехла, как порознь, так и в купе, или палеотектоническое моделирование, сопоставление полученных моделей с моделями современных структурных поверхностей по данным сейсморазведки и глубокого бурения, выявление закономерностей размещения установленных залежей и месторождений, способствовали прогнозу участков, перспективных для детального изучения сейсморазведкой, ожидаемых характеристик и природы структурных форм. Ранжирование территории по генотипам ловушек позволило оценить перспективы отдельных зон, актуализировать методику поисков залежей нефти, выделить объекты и площади для первоочередного изучения, осуществить долгосрочное планирование, оптимизировать виды и объемы геологоразведочных работ на ближнюю перспективу для стабильного восполнения углеводородной базы.

Для составления геологической модели исследуемого участка недр, ее корректной интеграции в модель Волж-

ско-Камской антеклизы, повышения достоверности прогноза перспектив нефтеносности в пределах участка недропользования НГДУ «ТатРИТЭКнефть», область исследований охватила всю северо-восточную часть Республики Татарстан (РТ).

В тектоническом отношении территория северо-востока республики приурочена к сложному узлу сочленения северного и северо-восточного склонов Южно-Татарского свода, юго-восточного склона Северо-Татарского свода, погребенного Камско-Бельского авлакогена рифейско-вендского возраста (Рис. 1).

В результате формирования осадков преимущественно в условиях нисходящих движений фундамента территория характеризуется сложным геологическим строением всех продуктивных горизонтов осадочного чехла.

На территории недропользования НГДУ «ТатРИТЭКнефть» в границах разведочных зон и месторождений промышленная нефтеносность установлена в нижнекаменноугольных, среднекаменноугольных и девонских терригенных отложениях. Более четко в пределах исследуемой территории выражены перспективы нефтеносности каменноугольной толщи, в которой закономерности размещения залежей нефти и генетические типы контролирующих их поднятий подчинены строению, получивших здесь широкое развитие, элементов внутриформационных прогибов Камско-Кинельской системы, каждый из которых характеризуется индивидуальным типом верхнедевонско-нижнекаменноугольной части разреза.

Система Камско-Кинельских внутриформационных прогибов, сформированная в позднедевонско-раннекаменноугольный период геологического времени, является крупнейшим структурным элементом, прослеженным на расстояние около 900 км от Пермского Приуралья через Нижнее Прикамье, Ульяновское и Куйбышевское Заволжье до западных районов Оренбургской области. Прогибы выражены в разрезе палеозойских отложений увеличенными до нескольких сотен метров мощностями преимущественно терригенных осадков, относящихся по возрасту к косьвинскому, радаевскому, бобриковскому, в меньшей степени тульскому, горизонтам визейского яруса нижнекаменноугольной толщи в осевой зоне. По своему положению система прогибов тяготеет, а по простирающую подчиняется региональным впадинам.

Условия формирования осадков в осевой зоне кардинально отличались от условий на бортах прогибов. В пределах северной и южной бортовых зон условия также были различными. В этой связи выделено несколько типов разрезов, характерных для внешних, внутренних северных и южных бортовых зон и оси прогибов: сводовый, бортовой и впадинный (Рис. 2).

Сводовый тип разреза сложен сульфатно-карбонатными отложениями, местами с органогенными постройками среднефранско-фаменского возраста мощностью до 400 – 500 м. Турнейские отложения представлены карбонатами, мощностью не более 50 – 60 м. В пределах исследуемой территории сводовый тип разреза получил развитие на внешнем западном борту Сарапульского прогиба (северо-восток Агрызского участка). Бортовой тип – переслаивание карбонатных пород с терригенными, представлен мощной толщей турнейских отложений до 300 – 400 м; разрез позднедевонских отложений представлен карбонатами небольшой мощности. В зависимости от литологического состава отложений турнейского яруса различают терригенно-карбонатный тип, получивший развитие на южных бортах Нижнекамского и Актаныш-Чишминского прогибов (юго-запад Мензелинского участка) и карбонатно-терригенный тип, развитый на внутреннем северном борту Нижнекамского прогиба (юг и северо-восток Агрызского участка). Впадинный (депрессионный) тип представлен кремнисто-глинисто-карбонатными битуминозными образованиями семилукско-турнейского возраста мощностью до 200 м. Нижневизейские отложения в разрезах впадинного типа характеризуются увеличением терригенной части до 300 м. Впадинный тип разреза развит в осевой зоне Нижнекамского и Актаныш-Чишминского прогибов (две трети Мензелинского участка, крайний юг и крайний северо-восток Агрызского участка).

Небольшая часть территории юго-востока Мензелинского лицензионного участка расположена на юго-западном борту Актаныш-Чишминского прогиба. Здесь можно прогнозировать развитие ловушек тектоно-седиментогенного аккумулятивного типа: единичных невысоких биогермных построек и структур их облекания, аналогичных Долинской, Тогашевской и Алеутской. Нефтеносными в пределах каменноугольных поднятий могут быть коллекторы тульского, бобриковского горизонтов и турнейского яруса. В карбонатных отложениях девона на этом участке залежи нефти могут быть приурочены к ловушкам тектогенного деструктурированного типа, развитым в локальных зонах повышенной трещиноватости в отложениях семилукского и речичского горизонтов. Такая ловушка установлена по данным бурения на соседнем месторождении.

По результатам переобработки, переинтерпретации и увязки материалов сейсморазведочных работ, выполненных на территории бортовой зоны в разное время на смежных участках в период 1991 – 1998 гг., уточнены структурные планы продуктивных горизонтов, конфигурация и параметры поднятий, выделены участки для проведения детализационных сейсморазведочных работ.

В границах внутреннего юго-западного борта мощность карбонатных отложений девона сокращается в направлении к осевой зоне прогиба (Рис. 3). Склон не осложнен биогермными постройками, развитие получили лишь биостромы, сформировавшие небольшие пологие поднятия в

залегающих выше отложениях. Здесь можно ожидать выявления небольших ловушек тектоно-аккумулятивного типа в терригенных нижнекаменноугольных отложениях.

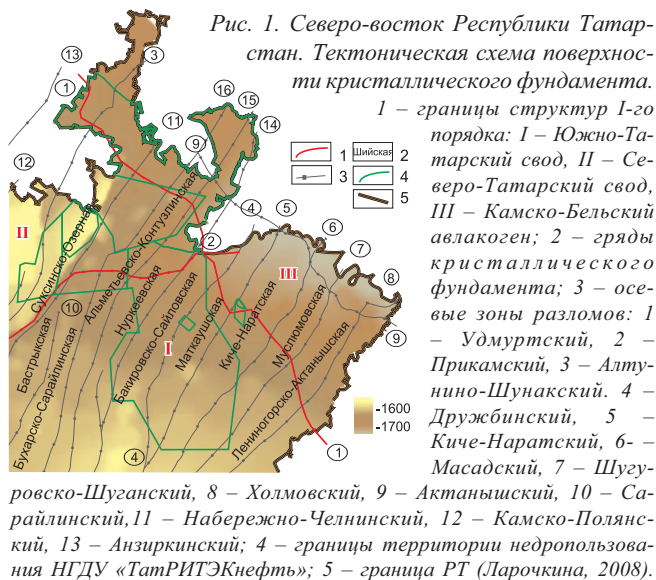
Более сложным строением характеризуется в границах Республики девонский внутренний северо-западный борт внутриформационных прогибов: мощность речичко-заволжских отложений неравномерно и ступенеобразно растёт здесь в направлении от оси к внешнему борту, увеличиваясь на отдельных локальных участках за счет развития локальных биогермных построек, значительная часть которых активно продолжала формироваться вплоть до позднеурнейского времени (Рис. 4). Мощность стратиграфически нерасчлененных биогермных образований в границах построек достигает 300 – 800 м. В частности, залежи нефти Контузлинского, отдельные залежи Азевосалаушского, Озерного месторождений, контролируются структурами облекания биогермов слоями отложений, залегающих выше по разрезу.

Мощность верхнедевонских карбонатных отложений на внешнем северо-западном борту, в отличие от внешнего юго-западного, распределена неравномерно. Локальное увеличение мощности до 500 м отмечается на участках развития сгруппированных островершинных биогермов, сформировавших многопластовые залежи нефти Кучуковского месторождения. Основной потенциал каменноугольной толщи на этой территории уже установлен, в перспективе при уплотнении сети сейсморазведочных профилей здесь могут быть выявлены только малоразмерные объекты в нижнекаменноугольных и девонских терригенных отложениях.

Залежи нефти, установленные в девонских и каменноугольных карбонатных отложениях, контролируются ловушками тектоно-аккумулятивного типа, образованными биогермными телами. В залегающих выше по разрезу терригенных нижнекаменноугольных отложениях ловушки сформированы как структуры облекания биогермных сооружений и песчаных тел, реже выступов фундамента. Залежи в терригенных нижнекаменноугольных коллекторах, в большинстве случаев, литологически экранированы. В среднекаменноугольных отложениях ловушки образованы исключительно как структуры облекания биогермных построек.

Ширина осевой зоны прогибов Камско-Кинельской системы изменяется в пределах исследуемой территории от 20 до 50 км. В осевой зоне Актаныш-Чишминского прогиба залежи, выявленные в коллекторах бобриковского и тульского горизонтов, контролируются песчаными телами и структурами их облекания слоями тульского горизонта.

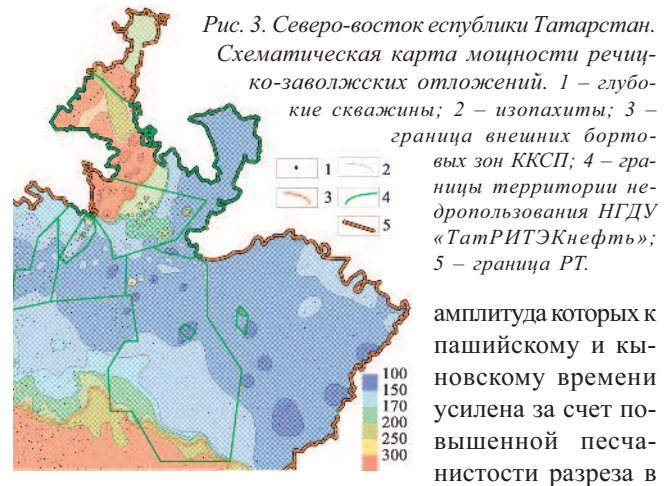
Распределение терригенных осадков радаевского и бобриковского времени в осевой зоне прогибов происходило в зависимости от палеогеоморфологии рельефа турнейской поверхности и направлений сноса терригенного материала. Отложения терригенной нижнекаменноугольной толщи в пространственном развитии в пределах осевой зоны по своему литологическому составу характеризуются невыдержанностью. В зависимости от преобладания в ней песчаных и глинистых разностей пород суммарное сокращение их первоначальной мощности в процессе уплотнения происходило с различной интенсивностью: оно было минимальным на участках с преобладанием песчаных осадков и максимальным там, где преобладали глины. Разновозрастные группы песчаных тел, окруженные по



периферии породами с увеличенной глинистой составляющей, вследствие диагенеза образовали «постаменты», сформировавшие антиклинальные изгибы залегающих выше слоев. Потенциал закартированных в осевой зоне малоамплитудных поднятий незначителен: перспективы в этой части территории могут быть связаны только с ловушками тектоно-аккумулятивного типа, контролирующими нефтеносность коллекторов тульского горизонта (Дружбинское месторождение). В лучшем случае этап нефтеносности может быть увеличен за счет нефтенасыщенности бобриковского коллектора на относительно амплитудных структурах (Агбязовское месторождение).

Результаты проведенных исследований свидетельствуют о том, что в осевой зоне внутрiformационных прогибов необходим новый, нетрадиционный подход к интерпретации данных сейсморазведки, ориентированный на подготовку к бурению поднятий тектоно-седиментогенного типа. В перспективе, когда малоразмерные объекты станут для ОАО «РИТЭК» актуальными, очевидна необходимость пересмотра и геологической переинтерпретации материалов сейсморазведки с целью поиска нетрадиционных ловушек в терригенных нижнекаменноугольных отложениях осевой зоны прогибов Камско-Кинельской системы.

В девонских терригенных отложениях преобладают ловушки тектогенного типа, залежи нефти осложнены литологическими, стратиграфическими, реже тектоническими экранами. Отдельные залежи контролируются поднятиями, сформированными над выступами фундамента,



Девонские терригенные отложения в пределах исследуемой территории перспективны повсеместно, но углеводородный потенциал отдельных участков различен. Поиски залежей нефти в терригенных отложениях девона осложнены малыми размерами и амплитудой контролирующих их поднятий, изменчивым характером распространения коллекторов в отложениях тиманского горизонта, а на обширных участках полного их замещения аргиллитами. Прогнозировать нефтеносность коллекторов пашийского горизонта, получивших повсеместное развитие, можно только на относительно амплитудных поднятиях, которые для исследуемой территории не характерны. Постановка МОГТ 3Д, или уплотнение регулярной сети сейсмопрофилей с доведением до рекомендуемой плотности 3 – 4 пог.км/км<sup>2</sup> при картировании и подготовке к бурению девонских объектов эффективно, но затратно. Оптимизировать затраты позволит адресное сгущение трасс сейсмопрофилей в пределах участков, прогнозируемых в качестве наиболее благоприятных для формирования определенных по своему происхождению ловушек нефти. По данным глубокого бурения на большей части Мензелинского участка регионально нефтеносные отложения тиманского горизонта представлены аргиллитами. Коллектор До получил развитие преимущественно в северной его части (Рис. 5). Анализ палеотектонических условий формирования тиманских отложений свидетельствует о том, что области развития коллектора До тяготеют к участкам увеличения общей мощности подстилающих отложений.

Согласно установленным зако-

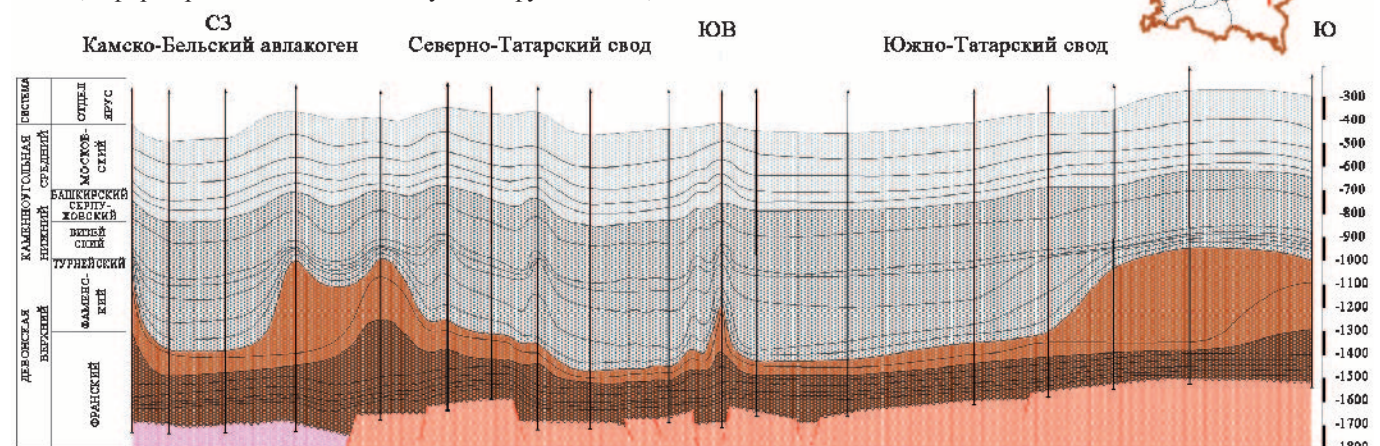


Рис. 2. Северо-восток Республики Татарстан. Схематический геологический профиль.

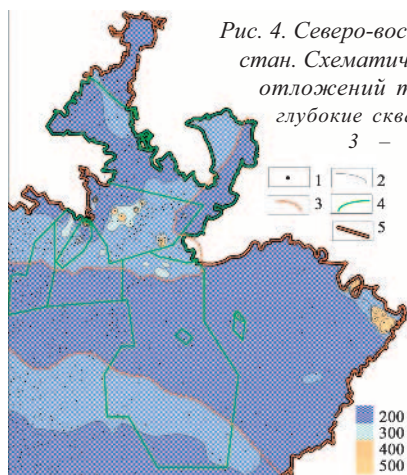


Рис. 4. Северо-восток Республики Татарстан. Схематическая карта мощности отложений турнейского яруса. 1 – глубокие скважины; 2 – изопахиты; 3 – границы осевой зоны ККСЗ; 4 – границы территории недропользования НГДУ «ТатРИТЭКнефть»; 5 – граница РТ.

номерностям в северо-восточной части республики залежи нефти в девонских терригенных отложениях контро-

лируются приподнятыми фрагментами гряд кристаллического фундамента северо-восточного простирания: Суксинско-Озерной, Бухарско-Сарайлинской, Нуркеевской, Бакировско-Сакловской, Муслимовской, Лениногорско-Актанышской и открытие мелких залежей в пределах этих зон можно ожидать на всей территории недропользования НГДУ «ТатРИТЭКнефть»: это участки акватории Нижнекамского водохранилища в границах Лугового месторождения, Агрызского и Мензелинского участков, участок суши западнее Озерного месторождения и прилегающая к водохранилищу южная часть Агрызского участка.

Однако поиск девонских залежей сопряжен с высоким риском и в качестве самостоятельного объекта они могут рассматриваться лишь при благоприятной конъюнктуре рынка.

В результате проведенных палеотектонических построений было установлено, что значительная часть акватории в границах недропользования ОАО «РИТЭК» – это северный борт внутрiformационного Нижнекамского прогиба, где в позднедевонско-раннекаменноугольный этап на отдельных участках формировались биогермные постройки. Наступивший на тот момент кризис фонда поднятий, подготовленных к глубокому бурению и благоприятная экономическая ситуация послужили основанием к принятию ОАО «РИТЭК» инновационного и своевременного решения: изучить сейсморазведкой акваторию Нижнекамского водохранилища и участки суши в границах бортовой зоны, которые могут содержать не менее интересные объекты поиска.

Сейсморазведочные работы по воде и по суше были выполнены в 2007–2008 гг. Плотность регулярной сети сейсморазведочных профилей в акватории составляет 2,0 пог.км/км<sup>2</sup>. Трассы сейсморазведочных профилей проектировались с учетом размещения перспективных объектов, выделенных здесь по материалам геофизических работ.

Как свидетельствуют результаты сейсморазведки, надежды геологов оправданы: в границах изученной части акватории к бурению подготовлены 3 высокоамплитудных поднятия, 23 поднятия отнесены к категории выявленных. Сейсмические характеристики структур, закартированных в акватории, выгодно отличаются по параметрам от малопривлекательных объектов на территории суши и позволяют с высокой степенью достоверности прогнозировать открытие новых месторождений. В волновой картине временных сейсмических разрезов на отдельных профилях выражены фрагменты объектов, которые представляют интерес для доизучения детализационными сейсмо-

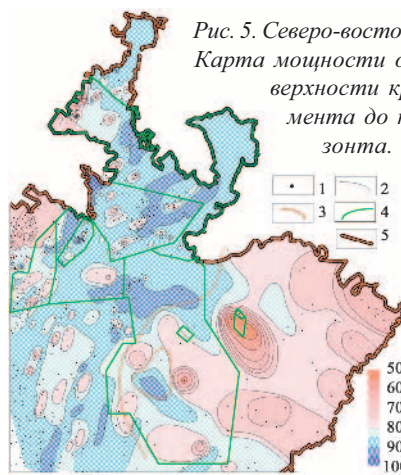


Рис. 5. Северо-восток Республики Татарстан. Карта мощности осадочного чехла от поверхности кристаллического фундамента до кровли пашийского горизонта. 1 – глубокие скважины; 2 – изопахиты; 3 – прогнозные зоны замещения коллекторов До; 4 – границы территории недропользования «ТатРИТЭКнефть»; 5 – граница РТ.

разведочными профилями. Установленные в ряде глубоких скважин по ре-

зультатам описания керна, ГИС и другим данным, признаки нефтеносности продуктивных горизонтов осадочного чехла подтверждают предположения о высоких перспективах акватории на поиски залежей нефти в девонских и каменноугольных отложениях. Результаты палеотектонических построений и данные геофизических работ свидетельствуют о целесообразности изучения сейсморазведкой акватории водохранилища в границах Лугового месторождения.

Таким образом, анализ результатов палеотектонического моделирования условий формирования продуктивных горизонтов осадочного чехла позволяет прогнозировать углеводородный потенциал ожидаемых ловушек, ранжировать территорию Агрызского и Мензелинского лицензионных участков по перспективам нефтеносности, оптимизировать комплекс геологоразведочных работ на каждой категории земель и определить порядок их проведения для обеспечения стабильного прироста запасов.

**I.A. Larochkina, N.V. Nefedov. Paleotectonic modelling of conditions of formation of the north-east of Tatarstan as criterion for highly efficient petroleum potential forecast.**

Modelling the conditions of formation and structuring of producing horizons of the sedimentary cover in the northeast of the Republic of Tatarstan promoted the identification of the most promising sites for exploring petroleum deposits in the territory under subsurface resources management of HGDU TatRITeKneft and the preparation to deep drilling of uplifts with high hydrocarbon potential.

*Keywords:* paleotectonics, uplift, trap, deposit, seismic survey, forecast.

**Ирина Андреевна Ларочкина**

Д. г.-м. н., академик РАЕН. Государственный советник при Президенте Республики Татарстан по вопросам недропользования, нефти, газа и экологии.

420014, Казань, Кремль, Аппарат Президента РТ. Тел.: (843) 567-89-34, факс: (843)292-08-74.



**Николай Валерьевич Нефедов**

Заместитель начальника НГДУ «ТатРИТЭКнефть» по геологии и разработке.

423040, РТ, Нурлатский район, Нурлат, ул. Ленинградская, д. 1Б. Тел.: (84345)2-45-00, факс: (84345)2-45-06.

