ПАЛЕОТЕКТОНИКА И ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЯ В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

ИЗДАТЕЛЬСТВО НАУКА

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ
И ГЕОХИМИИ НЕФТИ И ГАЗА
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

ПАЛЕОТЕКТОНИКА И ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЯ В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

2789

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»
Москва, 1978

УДК [551.248.1+551.4:56]:553.98

В сборнике рассмотрены основные направления палеотектонических и палеогеоморфологических исследований в нефтегазоносных областях и пути решения ряда научных и практических задач нефтяной геологии. Разбираются методы палеотектонического и палеогеоморфологического анализа, применимых при поисках залежей нефти и газа в различных геологических условиях, и возможности использования данных геофизических исследований для палеотектонических и палеогеоморфологических реконструкций для прогноза новых районов и зон нефтегазонакопления. Освещены результаты палеотектонических и палеогеоморфологических исследований, охватывающих нефтегазоносные территории древних и молодых плит, примыкающих к ним акваторий, а также некоторые области зарубежных стран.

Редакционная коллегия:
А.А. АЛИ-ЗАДЕ, А.А. БАКИРОВ, Н.В. МАРАСАНОВА

Ответственный редактор
Н.А. Еременко

Н.А. Еременко, В.А. Клубов, О.М. Мкртчян, В.Л. Соколов

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ И ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЯХ

Неуклонный интенсивный рост добычи нефти и газа в СССР требует приращения и вовлечения в разработку все новых значительных запасов этих ископаемых, заставляет выходить с поисково-разведочными работами на новые территории, а в старых нефтедобывающих районах — обращаться к поискам залежей в более сложных геологических условиях. Объектом поисков становится широкий спектр погребенных ловушек, генетически тесно связанных с процессами литогенеза и древней эрозии, накладывающимися различным образом во времени и пространстве на региональные и локальные палеотектонические формы. Прогноз и эффективный поиск такого рода геологических объектов и связанных с ними скоплений углеводородов (УВ) невозможен без знания закономерностей их размещения в недрах нефтегазоносных территорий.

В связи с долгосрочным планированием развития нефтедобывающей промышленности повышаются требования к научному прогнозу и количественной оценке нефтегазоносности новых территорий, которые должны осуществляться на основе всестороннего анализа всей совокупности геолого-геофизических данных, историко-геологических условий и обстановок конкретных регионов. Критерии такого прогноза должны разрабатываться прежде всего на базе глубоких разносторонних исследований, проводимых в пределах хорошо разбуренных нефтегазоносных территорий, на основе тесного творческого сочетания логического (структурного) и исторического (генетического) методов познания.

В комплексе историко-геологических методов изучения нефтегазоносных территорий палеотектонические и палеогеоморфологические исследования занимают особенно важное место, поскольку любые палеотектонические реконструкции должны сопровождаться их палеогеоморфологическим истолкованием, а формирование палеорельефов как деструктивного, так и аккумулятивного типов находится в прямой или косвенной зависимости от тектонических движений. Палеорельеф нередко оказывает длительное определяющее воздействие на формирование структурного плана покрывающих отложений.

Проблема поисков взаимосвязей, границ использования тех и других методов и выработки основных направлений исследований важна еще и потому, что в настоящее время наблюдается известное опережение палеотектонического направления исследований по сравнению с палеогеоморфологическим. Так, ряд тенденций в научном прогнозе нефтегазоносности объективно возник на основе использования палеотектонических методов в сочетании со структурно-геологическими. Упомянем, например, об опытах создания моделей нефтегазоносных бассейнов и провинций, об изучении фазовой дифференциации УВ в условиях длительных глубоких

погружений и мощного осадконакопления, об использовании в нефтепоисковых целях основ теории рифтогенеза и т.д. На основе совместных результатов структурно-геологических, геоморфологических и палеотектонических исследований о характере отражения сквозных и некоторых погребенных структур в формах морфологического расчленения дневной поверхности развиваются аэрогеологические и космические методы поиска этих структур.

Принципиальное значение имеет здесь применение структурно-фациального анализа, возможности которого ярко освещены в известных исследованиях А.Л. Яншина и Р.Г. Гарецкого. Следует также обратить внимание на необходимость комплексного использования палеотектонических и палеогеоморфологических исследований при анализе результатов поисково-разведочных работ как для региональных историко-геологических обобщений, так и для установления закономерностей размещения залежей нефти и газа. Такой подход представляется наиболее конструктивным для выработки основных направлений как палеотектонических, так и палеогеоморфологических исследований.

К числу главных задач, стоящих перед палеотектоническими исследованиями, следует отнести изучение связи процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления с этапами тектонического развития, разработку палеотектонических принципов нефтегеологического районирования, выяснение закономерностей размещения залежей нефти и газа в целях прогноза нефтегазоносности территорий и акваторий.

Тектоническая этапность (цикличность), как и этапность любых других геологических процессов, проявляющихся на фоне поступательно направленного развития земной коры, оказывает непосредственное воздействие на ход процессов нефтегазообразования. Историко-геологический анализ ряда областей показал, что эти воздействия выражаются наиболее отчетливо в течение тектоно-седиментационных макроциклов, охватывающих периоды между крупными трансгрессиями. В эти же макроциклы укладываются основные естественноисторические этапы развития региональных геотектонических элементов. В рамках каждого такого цикла обычно выделяется начальная (трансгрессивная), средняя (стабильная) и заключительная (регрессивная) стадии, которым в свою очередь свойственна более мелкая цикличность.

Задача изучения тектоно-седиментационных циклов состоит в выделении элементарных осадочных палеобассейнов как относительно замкнутых областей наиболее устойчивого прогибания, формирующихся в течение цикла на различных его стадиях, в характеристике и типизации этих палеобассейнов, выяснении их роли как зон накопления и консервации органического вещества, а также последующей генерации УВ.

В течение одного макроцикла в зависимости от характера тектонических режимов могут возникнуть как длительно и унаследованно развивающиеся осадочные бассейны, так и бассейны относительно кратковременного периода развития, ограниченного рамками отдельных стадий. В последнем случае на различных стратиграфических уровнях будут располагаться несколько погребенных осадочных палеобассейнов, которые могут существенно отличаться друг от друга по своим морфолого-

генетическим особенностям (по набору формаций, составу исходного органического вещества и др.), пространственному размещению и возможному нефтегазопроизводящему потенциалу.

С тем или иным осадочным палеобассейном или их совокупностью пространственно и генетически связаны современные ареалы промышленной нефтегазоносности в сингенетично нефтеносных формациях. Эти ареалы складываются постепенно, в процессе длительных тектонических движений и геоструктурных преобразований, в которые вовлекаются нефтегазопроизводящие палеобассейны. Поэтому границы нефтегазоносных территорий могут быть секущими по отношению к современным крупным геоструктурным элементам. Научное обоснование границ нефтегазоносных территорий подразумевает необходимость реконструкции тектонических условий существования каждого элементарного осадочного потенциально нефтегазопроизводящего палеобассейна, начиная с момента его образования и в течение всех последующих тектоно-седиментационных циклов. Помимо практических целей, решение этой задачи способствует разработке теоретической базы для суждения о цикличности процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

В результате использования зависимостей нефтегазообразования от тектонической этапности могут быть выработаны палеотектонические (генетические) критерии для нефтегеологического районирования. Такое районирование должно обязательно проводиться сначала раздельно по основным нефтегазоносным формациям, а затем и для осадочного комплекса в целом, как это делается при подсчете прогнозных запасов нефти и газа. Таким образом, при региональном районировании следует использовать в числе других принцип выделения и описания элементарных палеобассейнов, в которых формируются нефтегазоносные формации.

Более детальное (внутреннее) районирование нефтегазоносных территорий заключается в выделении тех или иных совокупностей месторождений нефти (газа) в качестве единых региональных зон нефте- (газо) накопления на основе ведущего структурно-морфологического признака. В основе пространственного обособления таких ассоциаций ловушек также должны лежать генетические (палеотектонические) критерии, раскрывающие причинность того или иного типа естественного группирования структурных форм.

Типы структурно-морфологических элементов, контролирующих размещение нефтяных и газовых месторождений и региональных зон нефте-(газо) накопления, весьма различны по условиям образования. Установление индивидуальных особенностей их пространственного размещения является одной из важнейших научных и практических задач нефтяной геологии. Решение этой задачи, являющейся по своей сути историко-геологической, лежит на пути всестороннего исследования пространственных, исторически возникших связей и соотношений структурных форм как между собой, так и с включающими их более крупными структурами вплоть до тектонических регионов, развитие которых определяется эволюцией земной коры.

На древних платформах, например, характерной особенностью этих связей является преимущественная разобщенность во времени процессов

образования тектонического элемента и контролируемых им ассоциаций структурных форм. Так, основной процесс формирования широко развитых здесь флексурных валов, пространственно и генетически подчиненных грабенообразным палеоформам (структурам растяжения), происходит после того, как заканчивается развитие этих палеоформ и переход их в погребенное состояние. Тогда в условиях тангенциального сжатия начинается рост флексурных валов на фоне общего погружения без видимой структурно-пространственной подчиненности региональным плитным тектоническим формам (сводам и впадинам). Совокупность структурных форм (валов), контролируемая тем или иным погребенным палеограбеном, составляет единую пространственную ассоциацию. Подобные ассоциации образуют в пределах нефтегазоносной территории естественные региональные зоны нефтенакопления.

Локальные формы другого морфогенетического типа — эрозионно-останцового или эрозионно-тектонического связаны с древними выступами, т.е. с палеоформами горстовой природы. Контуры этих палеоформ, выявляемые в процессе палеотектонических реконструкций, служат естественными генетически обусловленными границами группировок локальных форм, образующих также региональные зоны нефтенакопления.

Таким образом, раскрытие закономерностей избирательного пространственного размещения различных совокупностей структурных форм, служащих региональными зонами нефтенакопления, возможно лишь при историческом, в частности палеотектоническом подходе.

Предметом палеогеоморфологических исследований является древний погребенный рельеф эрозионного, эрозионно-аккумулятивного и аккумулятивного типов и связанные с ним конседиментационные формы и литолого-стратиграфические соотношения в непосредственно покрывающих отложениях. В случаях эрозионного палеорельефа исследуются структурно-морфологические элементы, обусловленные характером соотношения между формой эрозионной поверхности и элементами залегания подстилающих слоев. Не следует ограничивать задачи палеогеоморфологических исследований, как это делают некоторые авторы, изучением только рельефа древних срезов, т.е. поверхностей несогласий. Не менее, а в нефтяной геологии более важной задачей может оказаться изучение различных форм аккумулятивного палеорельефа, которые нередко возникают в процессе непрерывного осадконакопления, максимального развития трансгрессии морского бассейна.

К пониманию важной роли палеогеоморфологических исследований в изучении закономерностей нефтегазонакопления в настоящее время приходит все большее число геологов-нефтяников. Несомненно, что роль этих исследований при поисках залежей нефти и газа, особенно на завершающей стадии изучения районов, будет возрастать.

Характеризуя современное состояние палеогеоморфологических исследований в нефтегазоносных областях, следует отметить, что они еще не получили должного размаха и необходимой организации, а также достаточной теоретической и методической базы. Палеогеоморфологические исследования планомерно не осуществляются ни в одном нефте-

газоносном регионе. Отдельные интересные сводки, появившиеся в последнее время, не устраняют пробела в решении методических и практических задач. Большое распространение получили частные палеогеоморфологические исследования по отдельным районам или площадям и некоторым стратиграфическим интервалам. Негативной стороной современного состояния палеогеоморфологических исследований является прежде всего отсутствие основных итоговых документов – детальных палеогеоморфологических карт крупных нефтегазоносных территорий в ранге бассейна, или провинций, т.е. карт, которые могли бы служить отправными при поисках залежей нефти и газа.

В настоящее время нередко применяется термин "палеогеоморфологическая ловушка", хотя строгого научного определения этому понятию до сих пор не дано. Обычно в качестве палеогеоморфологических ловушек рассматривают различные формы погребенного эрозионного и аккумулятивного рельефа, а также ловушки, определенным образом связанные с этими формами (или обусловленные ими). В одних случаях палеогеоморфологические ловушки включаются в состав литологических и стратиграфических, в других – палеогеоморфологические и стратиграфические ловушки выделяются как самостоятельные типы. Между тем вопросы классификации ловушек, всегда имевшие очевидное практическое значение, приобретают в последние годы еще больший интерес в связи с обнаружением в процессе поисково-разведочных работ значительного морфологического и генетического разнообразия объектов, контролирующих скопления углеводородов. Поэтому при комплексных структурно-геологических, палеотектонических и палеогеоморфологических исследованиях в нефтегазоносных областях одним из главных направлений является изучение и разграничение на морфогенетической основе погребенных объектов геологоразведочных работ и создание априорных принципиальных моделей объектов разного генезиса. Такое моделирование послужит основой для геологической интерпретации геофизических материалов и разработки эффективной методики целенаправленных геофизических поисков указанных объектов.

Важным аспектом рассматриваемой проблемы является исследование региональных закономерностей размещения различных морфогенетических типов палеогеоморфологических ловушек в стратиграфической последовательности и по латерали. Оно связано с выявлением избирательной пространственной приуроченности погребенных ловушек аккумуляционной, эрозионной или комбинированной природы к определенным региональным палеогеоморфологическим или палеотектоническим элементам бассейна. Решение такой задачи позволит прогнозировать основные зоны развития (максимальной концентрации) той или иной морфогенетической разновидности ловушек, что будет способствовать наиболее эффективному проведению геофизических и поисково-разведочных буровых работ. С этой целью необходимо осуществление региональных палеогеоморфологических реконструкций нефтегазоносных бассейнов на различных этапах их развития, тесно увязанных с палеотектоническими реконструкциями. Решение указанной задачи определяет необходи-

мость расширения палеогеоморфологических исследований до уровня региональных обобщений.

Ярким примером высокой практической значимости подобных исследований, в частности в пределах нефтегазоносных территорий древних плит, являются результаты изучения в палеозойских отложениях Волго-Уральской области Камско-Кинельской системы прогибов. Региональный историко-геологический подход к изучению этих объектов позволил выявить существование на нескольких стратиграфических уровнях погребенных аккумуляционных палеорельефов, установить общие и частные закономерности размещения основной массы нефтеносных ловушек, в том числе максимальной пространственной концентрации наиболее крупных из них. Это позволило определить главные направления поисков основных зон нефтенакопления и обеспечить прирост крупных запасов нефти.

Формы погребенного палеорельефа играют важную роль не только в нефтенакоплении. Региональные аккумуляционные некомпенсированные впадины, с которыми обычно связано накопление депрессионных высокобитуминозных глинисто-карбонатных осадков, нередко служат областями генерации углеводородов. Таковы, например, позднедевонско-раннекаменноугольные некомпенсированные депрессии Камско-Кинельской системы, тесно сопряженные пространственно-генетически с системами органогенных построек, в которых формировались крупные скопления нефти.

Историко-геологический подход к исследованию погребенного палеорельефа предполагает изучение предпосылок избирательного формирования различных морфогенетических типов рельефа на разных стадиях тектоно-седиментационных циклов. В условиях длительного континентального перерыва и начальных этапов трансгрессивной стадии цикла могут возникать преимущественно эрозионные и эрозионно-аккумулятивные палеогеоморфологические элементы. Во время стабильного режима средней стадии, т.е. в период максимального развития трансгрессии, особенно в процессе накопления карбонатных осадков, создаются предпосылки для аккумуляционного палеогеоморфологического расчленения области седиментации с образованием, в частности, некомпенсированных осадочных бассейнов и рифовых комплексов.

На регрессивной стадии цикла в этих условиях формируются толщи компенсационного заполнения, которые также сопровождаются возникновением различных аккумулятивных палеогеоморфологических элементов. Заключительный этап данной стадии может вновь характеризоваться образованием эрозионно-аккумулятивных форм, возможно, существенно отличных от соответствующих форм начальной стадии цикла. При этом процесс формирования расчлененного (наиболее интересного, с нефтегеологических позиций) эрозионного палеорельефа обычно характеризуется пространственной избирательностью, обусловленной многими факторами. Среди них, при прочих равных условиях, существенное значение имеют структурно-тектонические особенности и вещественный состав эродированного субстрата.

Палеотектонические и палеогеоморфологические реконструкции в пределах перспективных территорий необходимо осуществлять перед широ-

ким проведением глубокого бурения, поскольку они позволяют использовать результаты историко-геологических исследований для прогноза нефтегазоносности и выбора направлений геолого-поисковых работ на нефть и газ. Этот метод особенно эффективен при изучении областей с интенсивной седиментацией и глубоким прогибанием, когда глубинное строение раскрывается главным образом при геофизических исследованиях. Вообще извлечение из геофизических данных максимума возможной информации с целью палеотектонических и палеогеоморфологических реконструкций является одной из методических и практических задач при исследовании всех новых районов и структурно-тектонических этажей, когда геофизическое изучение ведется в опережающем порядке. В первую очередь это относится к таким крупным регионам, как Прикаспийская впадина и Восточная Сибирь, которые вводятся в активную разведку в новой пятилетке.

Таким образом, исторические методы познания, особенно присущие геологической науке и давно используемые при исследовании общегеологических задач, находят все более широкое применение в геологии нефти и газа для решения различных вопросов прикладного значения. Помимо палеотектонического и палеогеографического методов, получили развитие палеогеоморфологические, палеогидрогеологические, палеогеотермические и другие виды историко-геологических исследований. Отмечая определенные успехи в разработке и применении различных методов историко-геологического анализа нефтегазоносных областей, необходимо подчеркнуть известную разобщенность отдельных направлений этих исследований, отсутствие комплексности в их проведении. Применительно к решению различных задач нефтяной геологии весьма важно определить рациональные комплексы историко-геологических исследований при ведущей роли в каждом из них палеотектонического анализа.

В итоге можно сформулировать основные общие задачи и направления палеотектонических и палеогеоморфологических исследований в нефтегазоносных областях.

1. Совершенствование и дальнейшая разработка научно-тектонических основ и методик палеотектонического и палеогеоморфологического анализа применительно к решению задач нефтяной геологии, в тесной увязке с общими закономерностями истории развития земной коры.

2. Разработка историко-геологических, в частности палеотектонических и палеогеоморфологических, принципов построения моделей нефтегазоносных бассейнов и провинций для прогноза нефтегазоносности крупных территорий и акваторий. Исследование связей процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления с тектонической этапностью на базе фациального и формационного анализов. Изучение палеотектонических критериев нефтегазогеологического районирования и размещения нефтегазоносных объектов.

3. Определение понятий и разработка морфогенетической классификации палеогеоморфологических ловушек, оценка их роли в нефтегазонакоплении, исследование закономерностей размещения и установление главных поисковых морфологических признаков.

А.А. Бакиров

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ – НАУЧНАЯ ОСНОВА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР

XXV съезд КПСС поставил перед разведчиками недр важнейшую задачу – повысить экономическую эффективность поисковых и разведочных работ и ускорить выявление и разведку новых месторождений нефти, природного газа и конденсата. Результативность и экономическая эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ, как известно, зависит от целого ряда факторов, в том числе от выбранного направления этих работ на основе научного прогноза, от совершенства их методики, от точности и глубинности геофизических исследований, от качества буровых работ и испытания поисковых и разведочных скважин и других. Однако главенствующая роль принадлежит выбору оптимальных направлений поисково-разведочных работ и надежности их научного обоснования.

В связи с этим изучение и определение основных геолого-геохимических критериев научного прогнозирования нефтегазоносности недр приобретает весьма важное теоретическое и практическое значение. На основе изучения обширной отечественной и зарубежной практики поисково-разведочных работ на нефть и газ автором и М.Ф. Мирчинком в работе, посвященной геотектоническому развитию Русской платформы в связи с нефтегазоносностью, в 1951 г. было установлено, что среди критериев научного прогнозирования нефтегазоносности недр первостепенная роль принаделжит палеотектонике, а для обеспечения результативности поисково-разведочных работ необходимо знать не только современную структуру исследуемой территории, но и палеотектонические условия формирования в течение всех этапов ее геологического развития. Позднее (1957–1969 гг.) автором было показано, что без региональных палеотектонических исследований невозможно научно обосновать нефтегеологическое районирование и познать закономерности: пространственного размещения и эволюции во времени крупных геоструктурных элементов, с которыми могут быть связаны области генерации и аккумуляции углеводородов (УВ); изменений палеогеографических, литофациальных и термобарических условий накопления осадков в различных частях палеобассейнов седиментации; формирования различного типа структурных и неструктурных ловушек, благоприятных для образования скоплений нефти и газа в профиле литосферы; изменения направлений регисиальной миграции УВ в пространстве и во времени, обусловленных вариациями палеогидрогеологической обстановки; распределения во времени и пространстве этапов активизации процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления или перераспределения, а в некоторых случаях и разрушения ранее сформировавшихся залежей нефти и газа.

Палеотектонические исследования необходимы на всех этапах нефтегазопоисковых работ: 1 – при нефтегеологическом районировании

крупных территорий с целью сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности отдельных ее частей и на этой основе выбора оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ; 2 – при поисках и разведке различных генетических типов зон нефтегазонакопления; и 3 – при поисках и разведке локальных скоплений нефти и газа в отдельных районах изучаемой территории и в новых, еще слабо изученных частях разреза.

В настоящей работе автор рассмотрит значение палеотектонических исследований в трех аспектах: при нефтегеологическом районировании с целью прогнозирования нефтегазоносности недр и выбора оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ; при поисках и разведке крупных и гигантских зон нефтегазонакопления; при поисках и разведке зон нефтегазонакопления в отложениях различных структурных этажей.

В ряде ранее опубликованных работ (1951–1974 гг.), посвященных *изучению закономерностей размещения нефтегазоносных территорий* на примерах Русской платформы, Средней Азии, Западной Сибири, США, Ближнего Востока и других, автор показал, что размещение крупных геотектонических элементов земной коры нередко претерпевало существенные изменения в течение геологической истории. При этом каждый новый значительный этап вначале характеризовался унаследованными от предыдущего этапа структурными соотношениями. В процессе же дальнейшего развития постепенно возникали новые структурные соотношения, с новыми качественными особенностями, присущими лишь данному этапу. Существенно менялись в пространстве и во времени палеогеографические, литофациальные и геохимические, а также палеогидрогеологические условия накопления осадков в различных частях бассейна седиментации. В тесной генетической связи с ними происходило и перемещение в пространстве (миграция) палеодепрессий – областей развития регионального нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Сказанное подтверждается анализом палеотектонических условий распространения региональных нефтегазоносных комплексов на различных стратиграфических уровнях. Весьма наглядной иллюстрацией является, например, сопоставление региональной нефтегазоносности отложений крупных литолого-стратиграфических подразделений в пределах Ближнего и Среднего Востока. Сравнительный анализ схем пространственного распределения мощностей юрских и меловых отложений и ареалов их региональной нефтегазоносности в пределах восточной территории Аравийской докембрийской платформы показывает, что в юрский период область наибольшего прогибания находилась в юго-восточной части рассматриваемой территории. К этой территории приурочены соответственно и ареалы максимальной концентрации ресурсов УВ в отложениях юрской системы (рис. 1). С наступлением мелового периода в связи с изменением режима колебательных движений произошло перемещение области относительно максимального прогибания к северу – в область Басра-Кувейтской меловой впадины, что привело и к смещению ареалов максимальной концентрации УВ в указанном направлении (рис. 2).

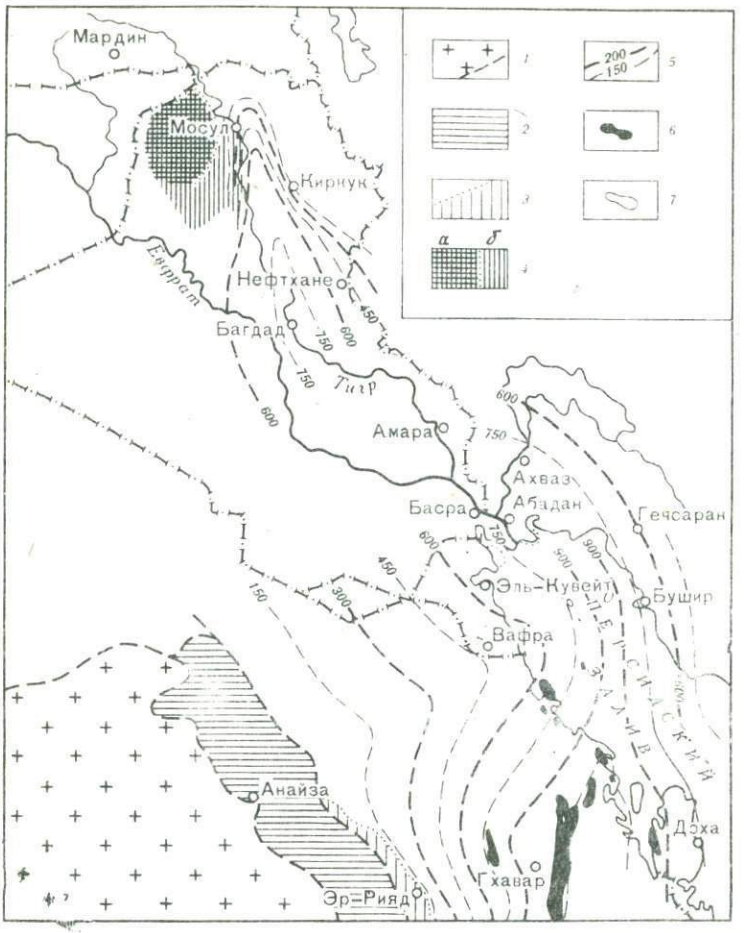
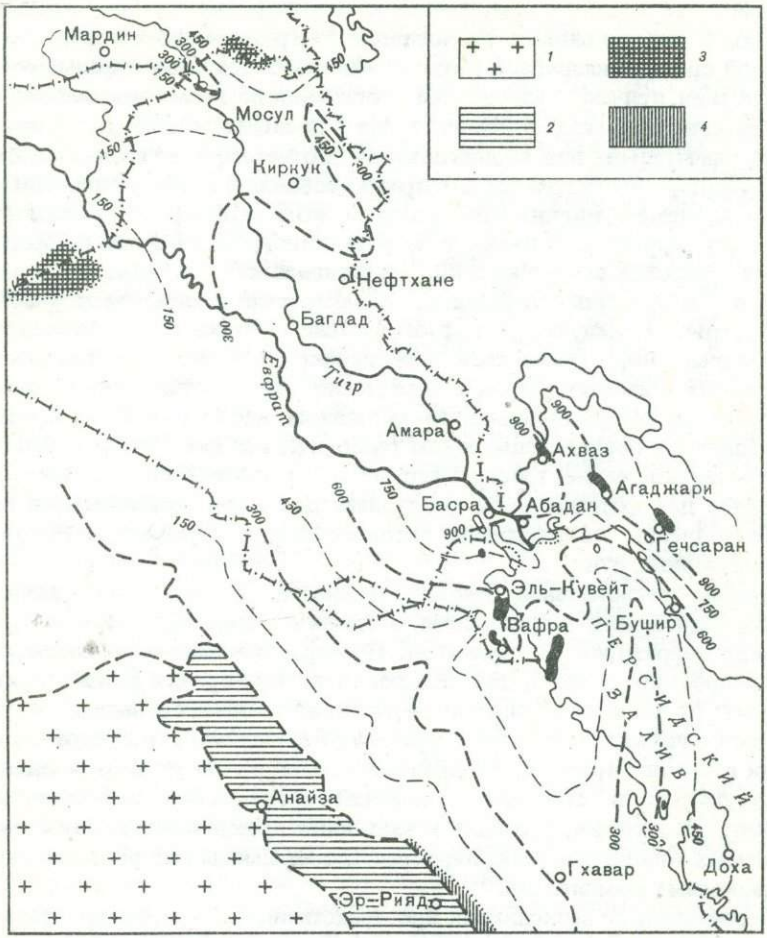


Рис. 1. Схема распределения мощностей верхнеюрских отложений в пределах нефтегазоносных областей Ближнего Востока (составил В.И. Ермолкин, под редакцией А.А. Бакирова)

1 – докембрийский щит; *2* – области выхода на поверхность доверхнеюрских отложений; *3* – выходы на поверхность верхнеюрских отложений; *4* – область последующего размыва: *а* – полного, *б* – верхней части разреза; *5* – изопахиты (в м); *6* – месторождения, где продуктивны отложения данного стратиграфического комплекса; *6* – месторождения, где получены значительные нефтегазопроявления из отложений данного стратиграфического комплекса

Аналогичная картина пространственного перемещения ареалов региональной нефтегазоносности отдельных стратиграфических подразделений в зависимости от изменений в пространственном расположении областей наибольшего прогибания наблюдается в пределах бассейнов Северо-Американской платформы (Бакиро 1959) и других континентов (Бакиров и др., 1971).



Р и с. 2. Схема распределения мощностей альб-сеноманских отложений в пределах нефтегазоносных областей Ближнего Востока (составил В.И. Ермолкин, под редакцией А.А. Бакирова)

1 – докембрийский щит; выходы на поверхность: *2* – доальбских отложений, *3* – альб-сеноманских отложений; *4* – области последующего полного размыва; остальные условные обозначения см. на рис. 1

Как было показано (Бакиров, 1973), региональная нефтегазоносность отдельных литолого-стратиграфических комплексов находится в тесной зависимости от палеотектонических условий их формирования и развития. Отложения, накопление которых происходило в близких или даже одинаковых палеогеографических и палеогеохимических условиях, в одних областях регионально нефтегазоносны, а в других – нет.

Ареалы региональной нефтегазоносности и концентрации наибольших ресурсов нефти в отложениях отдельных стратиграфических подраз-

делений, как правило, приурочены к территориям, где: а – накопление осадков в течение данного геологического времени происходило в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой в фазы развития прогибания, причем амплитуды прогибания во время накопления осадков рассматриваемого комплекса или в последующие эпохи были достаточно значительны для возникновения соответствующих термодинамических условий, необходимых для преобразования и последующей миграции УВ из нефтематеринских комплексов в коллекторы; б – рассматриваемая часть разреза не попадала в зону активного водообмена и аэрации во время восходящих движений, последовавших за стадией прогибания; в – отложения с хорошими коллекторскими свойствами участвуют в строении исследуемого нефтегазоносного этажа; г – исследуемый регионально нефтегазоносный этаж перекрыт толщей практически газонефтенепроницаемых пород с достаточной мощностью для обеспечения сохранности сформировавшихся скоплений нефти и газа от процессов разрушения в последующие этапы геологической истории; д – существуют соответствующие геоструктурные и литологические условия, необходимые для формирования различных типов зон регионального нефтегазонакопления структурной, литологической, стратиграфической или же смешанной групп.

Ареалы региональной нефтегазоносности в отложениях различных стратиграфических подразделений в одних случаях совпадают, а в других случаях территориально смещены. Пространственные соотношения ареалов в пределах одной и той же провинции при прочих равных условиях зависят: от режима и направленности колебательных движений крупных геотектонических элементов в пределах исследуемых бассейнов седиментации в течение времени; от физических свойств и мощности коллектора, участвующего в строении отложений исследуемых нефтегазоносных этажей; от наличия, строения и мощности практически газонефтенепроницаемых толщ-покрышек, перекрывающих каждый из регионально нефтегазоносных комплексов.

Перечисленные зависимости пространственного распространения регионально нефтегазоносных комплексов от определенных палеогеографических и палеотектонических условий характерны для всех без исключения нефтегазоносных провинций нашей планеты (Бакиров, 1973).

Поэтому нефтегеологическое районирование, целью которого является познание закономерностей пространственного размещения крупных нефтегазоносных территорий, невозможно осуществить лишь на основе изучения размещения современных впадин (бассейнов), без тщательного выяснения палеотектонических условий развития рассматриваемой территории в пространстве и во времени. Для прогнозирования пространственного размещения регионально нефтегазоносных территорий прежде всего необходимо выявить направленность и режим региональных тектонических движений в течение каждого крупного отрезка геологической истории.

Палеотектонические реконструкции особенно важны для научного обоснования направления и выбора районов *поисков зон концентрации нефти и газа.* Как уже отмечалось (Бакиров, 1972), выявленные ресурсы

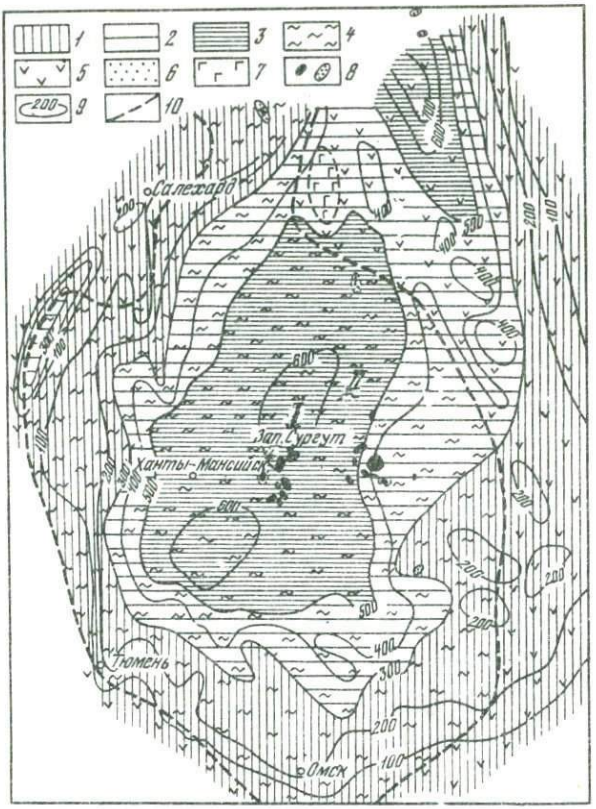
нефти и газа на всех континентах нашей планеты распределены неравномерно. Абсолютно большая их доля сосредоточена в пределах крупнейших и гигантских зон нефтегазонакопления.

Как выяснено, в формировании крупнейших скоплений ресурсов УВ в литосфере ведущая роль принадлежала палеотектонике. Гигантские и крупнейшие зоны нефтегазонакопления на всех континентах мира приурочены к областям палеовпадин или палеосводов, характеризовавшимся в течение каждого рассматриваемого отрезка времени значительными размерами и устойчивым прогибанием со значительной амплитудой. Величина запасов УВ гигантских и крупнейших зон нефтегазонакопления теснейшим образом зависит от размеров площади этих палеовпадин – с одной стороны, а с другой – от мощности и коллекторских свойств каждого рассматриваемого регионально нефтегазоносного комплекса. Максимальные ресурсы нефти и газа приурочены к таким частям региональных впадин, которые в определенные отрезки геологической истории испытали наибольшее по площади и амплитуде устойчивое прогибание.

Весьма показательно в этом отношении пространственное распределение месторождений по отдельным впадинам Венесуэлы, где сосредоточено (по состоянию на начало 1975 г.) около 65% всех выявленных запасов Южно-Американского континента в целом. На территории Венесуэлы имеется шесть впадин: Маракайбо, Матурин (Оринокская), Баринас, Фалкон, Кариако и Галфов-Венесуэла. По опубликованным данным, все известные на территории Венесуэлы крупнейшие и гигантские местоскопления УВ расположены в трех первых впадинах, которые по сравнению с другими названными впадинами характеруются значительно большими размерами и мощностями заполняющих их осадочных образований. В наибольшей по площади – Маракайбской впадине – расположено одно из крупнейших по запасам УВ уникальных месторождений полушария – Боливар-Коастал. В соседних же незначительных по площади впадинах – Фалкон, Кариако и Галфов-Венесуэла – не обнаружено не только гигантских, но и более или менее значительных местоскоплений УВ.

Аналогичная картина наблюдается и на других континентах. В относительно небольших по площади замкнутых впадинах, в пределах которых мощность осадочных образований меньше 1 км, крупных, не говоря уже о гигантских, местоскоплений нефти и газа не обнаружено.

Автором совместно с Л.П. Мстиславской и Э.Л. Рожковым были выполнены исследования, связанные с изучением палеотектонических условий формирования скоплений нефти в Татарии и Западной Сибири (Бакиров, и др., 1972). Было выяснено, что как в Волго-Уральской, так и в Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях наибольшие концентрации ресурсов УВ в отдельных литолого-стратиграфических комплексах приурочены к впадинам, которые в соответствующие этапы геотектонического развития испытали наиболее устойчивое прогибание на наибольшей площади, обусловившее накопление осадков значительной мощности. При этом максимальные концентрации запасов УВ в рассматриваемых комплексах приурочены к крупным палеосводам и палеомегавалам, которые в соответствующие этапы геотектонического развития представляли собой области сравнительно замедленного прогибания

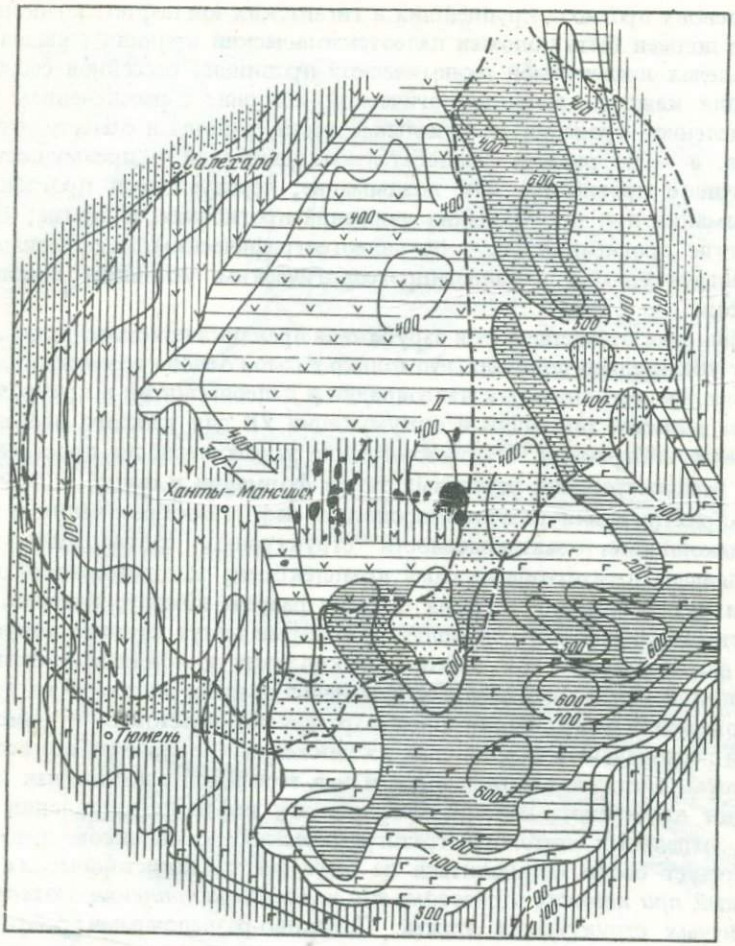


Р и с. 3. Схема палеотектоники, палеогеографии и региональной нефтегазоносности Западно-Сибирской провинции в валанжинское время

Области прогибания: *1* – замедленного с мощностями комплекса до 300 м *2* – относительно замедленного с мощностями комплекса от 300 до 500 м, *3* – наибольшего с мощностями комплекса более 500 м; условия осадконакопления: *4* – морские, *5* – прибрежно-морские, *6* – чередование прибрежно-морских и континентальных, *7* – континентальные; *8* – залежи нефти и газа в отложениях комплекса; *9* – изопахиты (в м); *10* – граница участков с различными условиями осадконакопления; своды: I – Сургутский, II – Нижневартовский

по отношению к примыкающим к ним впадинам крупных размеров (рис. 3, 4). Различие в амплитудах погружения определило, видимо, возникновение благоприятных условий для миграции УВ из областей устойчивого прогибания к области замедленного прогибания и последующее формирование концентраций УВ.

Формирование крупных ресурсов нефти и газа, кроме палеотектонического фактора, естественно, определяется также: а – наличием в разрезе мощных песчаных или карбонатных коллекторов с хорошими коллекторскими (емкостными и фильтрационными) свойствами, перекрытых толщами практически газонефтенепроницаемых пород-покрышек, обеспечивающих сохранность сформировавшихся скоплений нефти и газа от раз-



Р и с. 4. Схема палеотектоники, палеогеографии и региональной нефтегазоносности Западно-Сибирской провинции в готерив-барремское время

Условные обозначения см. на рис. 3

рушения в последующие этапы геологического развития; б — наличием крупных и крупнейших по размерам региональных ловушек структурного, литологического и литолого-стратиграфического типов со значительной амплитудой поднятия (высоты) над окружающими их впадинами и прогибами, образование и развитие которых происходило в благоприятных для аккумуляции значительных ресурсов УВ палеотектонических условиях; г — гидрогеологической закрытостью в течение всех последующих после образования скоплений нефти и газа отрезков геологической истории. Однако ведущая роль в формировании крупнейших и гигантских концентраций УВ принадлежит палеотектонике на всех этапах геологического развития исследуемой территории.

2739

В основу прогноза крупнейших и гигантских зон нефтегазонакопления также должен быть положен палеотектонический принцип с выделением в пределах исследуемой геологической провинции бассейнов седиментации для каждого этапа геологической истории, с расчленением их по определенной градации на отдельные части, районы и области, отличавшиеся: а – по режиму колебательных движений – преимущественно устойчивое прогибание или воздымание, чередующиеся прогибания и воздымания при преобладании движений прогибания, и другие; б – по амплитуде прогибания; в – по палеогеографическим, литофациальным, палеоструктурным и палеогидрогеологическим условиям накопления осадков.

Обширная отечественная и зарубежная практика поисково-разведочных работ убедительно показала, что только на этой основе возможно выявить размещение региональных палеовпадин и палеоподнятий и приуроченных к ним областей генерации и аккумуляции УВ для каждого отрезка геологического времени; геотектонические закономерности пространственного распространения различных типов формации и фаций, в том числе благоприятных для развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления; закономерности структурных соотношений между отдельными стратиграфическими комплексами; закономерности образования различных структурных форм в разрезе каждого интересующего нас стратиграфического комплекса, которые могут служить ловушками для формирования зон нефтегазонакопления и локальных скоплений нефти и газа; закономерности изменений в пространстве и во времени расположения областей питания и разгрузки пластовых и трещинных вод и региональных направлений их движений, т.е. познать все основные факторы, которые в совокупности и в теснейшей взаимосвязи контролируют пространственное размещение зон нефтегазонакопления в разрезе отдельных литолого-стратиграфических комплексов литосферы.

Следует особо остановиться на значении палеотектонических исследований *при поисках и разведке зон нефтегазонакопления в отложениях различных структурных этажей.* Поисково-разведочными работами во многих нефтегазоносных областях установлено резкое несоответствие строения разных структурных этажей как в региональном плане, так и в пределах отдельных структурных зон.

Весьма наглядным примером зон нефтегазонакопления, приуроченных к структурам с существенно различным строением отдельных структурных этажей могут служить местоскопления Ирана и Северного Ирака, расположенные в пределах Месопотамской предгорной впадины (рис. 5, 6). Здесь сложно дислоцированные отложения миоцена–нижнего плиоцена (формация Фарс) почти повсеместно маскируют строение подстилающей карбонатной толщи верхнего олигоцена–нижнего миоцена (формация Асмари), для которой характерны крупные относительно простые антиклинальные складки. К последним приурочены крупнейшие местоскопления нефти.

Другим примером может служить площадь Зыбза, находящаяся в Краснодарском крае, где в верхней части разреза отложения понта, мэотиса и чокрак-карагана залегают моноклинально. Подстилающие их фора-

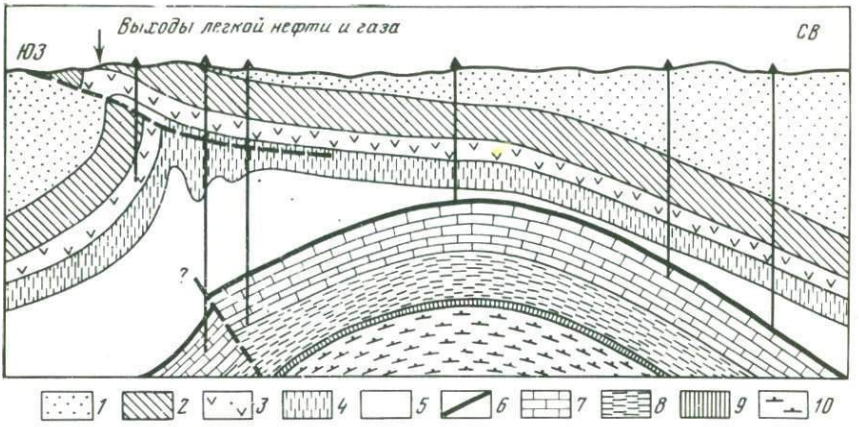


Рис. 5. Профиль месторождения Нефтсефид (по материалам XX Международного геологического конгресса, 1956 г.)

1 – верхний фарс и бахтиари; *2* – средний фарс; нижний фарс: *3* – толща III, *4* – толща II, 5 – толща I (соленосная); *6* – кровля известняков асмари; *7* – известняки асмари; *8* – эоцен-олигоцен; *9* – верхний мел; *10* – средний мел и более древние отложения

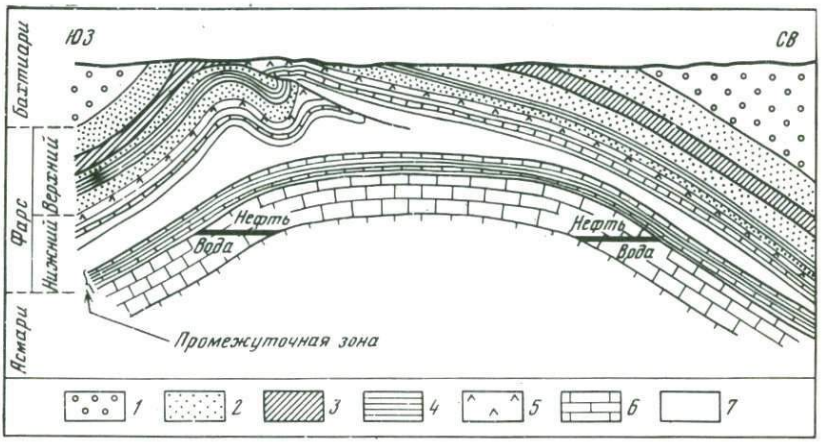
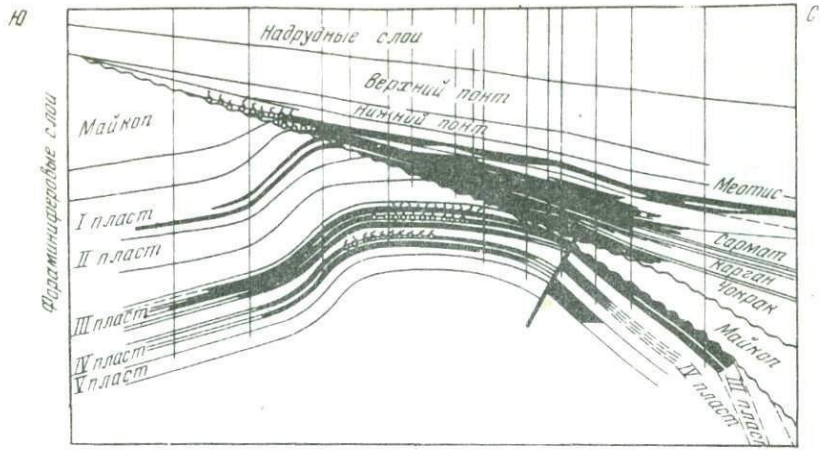


Рис. 6. Профиль месторождения Киркук

1 – пески, гравий и конгломераты; *2* – песчаники и пелиты; *3* – красный песчаник; *4* – глины; *5* – ангидриты; *6* – известняки; *7* – соленосная толща

миниферовые слои смяты в антиклинальную складку, осложненную разрывным нарушением (рис. 7). Очевидно, что результативность поисков местоскоплений нефти и газа, приуроченных к такого рода зонам нефтегазонакопления может быть обеспечена только на основе палеотектонических исследований.

Известно, что несоответствие структурных поверхностей отдельных литолого-стратиграфических подразделений, сопровождающееся значи-



Р и с. 7. Профиль через месторождение Зыбза

тельным смещением сводовых частей структур, наблюдается не только в складчатых областях, подобных рассмотренным, но и на территориях платформ, в том числе в пределах Урало-Поволжья, северных областей Западной Сибири, юга СССР и в других регионах. Поэтому важным условием результативности поисков в платформенных областях является проведение соответствующих исследований тектонической истории формирования и развития каждого изучаемого структурного этажа в отдельности.

Выполнение грандиозных задач, поставленных XXV съездом КПСС перед разведчиками недр во многих регионах потребует вовлечения в разведку нижних структурных этажей, по строению существенно отличных от верхних, остававшихся до последних лет основным объектом разведки. Первоочередными объектами такого типа являются в Западной Сибири нижние структурные этажи в северных и центральных частях этого региона; в Урало-Волжской и Тимано-Печорской провинциях – девонские и додевонские отложения в пределах региональных впадин; в Прикаспийских провинциях – палеозойские подсолевые отложения; в Днепровско-Донецкой и Припятской впадинах – подсолевые девонские отложения; на Северном Кавказе – подсолевые юрские отложения и пермо-триасовый структурный этаж; в Азербайджане – мезозойские отложения, где могут быть обнаружены (особенно в зонах региональных впадин) крупные и менее дислоцированные структуры; в Среднеазиатских республиках – подсолевые отложения юры, триаса и др. Необходимо особо подчеркнуть, что хорошая результативность поисков и разведки новых зон нефтегазонакопления в пределах перечисленных нижних, еще слабо изученных, структурных этажей может быть обеспечена только при условии своевременного проведения в широком плане соответствующих палеотектонических исследований.

Таким образом, значение палеотектонических исследований для обеспечения высокого научного уровня прогнозирования нефтегазоносности

недр и повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ весьма велико. Однако с сожалением приходится отмечать, что палеотектонические исследования еще не нашли должного развития и нередко нефтегазопоисковые работы, в том числе в крупных еще слабо изученных структурных этажах, а также нефтегеологическое районирование во многих областях еще проводятся без необходимых палеотектонических исследований.

Вместе с тем в опубликованных работах по нефтегазовой геологии нередко высказываются довольно упрощенные взгляды на принципы нефтегеологического районирования и прогнозирования нефтегазоносности недр лишь на основе изучения современной структуры исследуемых территорий, при этом совершенно неправильно игнорируется геолого-исторический принцип, который должен быть положен в основу познания всех закономерностей и особенностей развития тектогенеза и литогенеза, а следовательно, и процессов генерации и аккумуляции УВ в течение каждого интересующего исследователя отрезка времени геологической истории (века, эпохи, периода).

Необходимо всемерно ускорить и расширить совершенствование принципов и методики палеотектонических и палеогеоморфологических исследований при нефтегазопоисковых работах; составление обзорных и детальных палеотектонических и палеогеоморфологических карт соответствующих масштабов для всех перспективных в нефтегазоносном отношении областей страны по единым принципам и унифицированным легендам по всем основным структурным этажам исследуемых территорий; бурение параметрических скважин с целью получения необходимых геолого-геофизических данных, характеризующих строение некоторых еще слабо изученных структурных этажей; теоретические исследования закономерных связей палеотектоники с термобарическими условиями преобразования органического вещества во времени и пространстве, с зональностью в размещении скоплений нефти и газа в разрезе литосферы, с региональной миграцией УВ в земной коре и с формированием генетических различных зон нефтегазонакопления, в том числе – крупных и крупнейших скоплений УВ.

ЛИТЕРАТУРА

Бакиров А.А. Нефтегазоносные области Америки. М., Госгеолтехиздат, 1959, 296 с.

Бакиров А.А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М., "Недра", 1971, 542 с.

Бакиров А.А. Гигантские зоны нефтегазонакопления зарубежных стран и геологические условия их формирования и размещения. – В кн.: Губкинские чтения. М., "Недра", 1972, с. 124–171.

Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М., "Недра", 1973, 344 с.

Бакиров А.А., Мстиславская Л.П., Рожков Э.Л. Палеотектонические условия формирования и размещения крупнейших зон нефтегазонакопления в Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях. – В кн.: Губкинские чтения. М., "Недра", 1972, с. 322–342.

Н.Ю. Успенская

ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ДВИЖЕНИЙ ПО РАЗЛОМАМ ШАРНИРНОГО ТИПА НА РАСПРОСТРАНЕНИЕ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Связь многих месторождений нефти и газа с разломами, в том числе глубинными, рассматривается обычно как генетическая, что приводит к необоснованному, по нашему мнению, представлению о неорганическом происхождении нефти в магматических очагах. Для установления общей закономерности в распространении основных ресурсов газа и нефти в глобальном масштабе надо брать за основу только сверхгигантские месторождения, которых во всем мире установлено всего около 40 – порядка 30 нефтяных и 10–12 газовых (Успенская, 1972). Несмотря на их малочисленность, они в сумме обеспечивают более 60% реальных мировых ресурсов начальных извлекаемых запасов нефти и более 50% газа. Изучение условий формирования нефтяных сверхгигантов в разных провинциях показало, что для всех них характерна ассоциация с шарнирными зонами (поясами, системами), установленными палеотектоническим анализом и геофизическими методами.

В жестком фундаменте шарнирные зоны (ШЗ) выражены разломами (в основном глубинными), по которым из недр поднимаются термальные воды и глубинные газы и которые осложнены обычно сопутствующими коровыми разрывами, разделяющими самостоятельно движущиеся блоки. В осадочном чехле ШЗ отражены флексурно-антиклинальными зонами, по которым проявляются дифференциальные движения клавишного и вращательного типов, разного знака и небольшой амплитуды. Они приводят к изменению мощностей отдельных стратиграфических комплексов как по обе стороны данной зоны, так и вдоль нее. Особенно благоприятны для возникновения крупных ШЗ участки пересечения разломов фундамента разного направления.

Глубинное заложение разломов проявляется в многократном оживлении тектонических движений, которые особенно интенсивно сказываются в альпийскую фазу, отражены в современной геоморфологии и видны на мелкомасштабных космических снимках. Основное значение ШЗ для образования нефтегазонакоплений обусловлено резким повышением тектонической мобильности и интенсификацией температурного режима в их ареалах. Этот вопрос подробнее рассмотрен ранее (Успенская и др., 1975).

Наиболее ярким примером влияния ШЗ на образование сверхгигантских месторождений является Месопотамская провинция Среднего Восто-

ка, где сконцентрировано 20 нефтяных сверхгигантов, запасы которых превышают 43 млрд. т (85% запасов всего Среднего Востока и 70% запасов зарубежных стран). Эта провинция связана с Восточно-Аравийским перикратонным склоном Аравийской древней платформы, отделенным от альпийской эвгеосинклинальной области Внутреннего Загроса Главным Загросским разломом (рис., см. вкл). Склон включает эпиплатформенную орогенную область Внешнего Загроса (Henson, 1951; Штеклин, 1966; Kamen-Kaye, 1970) и плиоценовый Месопотамский прогиб грабенового строения, по-видимому, гравитационного, по М. Каменкайе, происхождения, который возник на месте наиболее погруженной части склона. Прогиб охватывает северное побережье Персидского залива (Иранское предгорье) и прилегающую часть его акватории. Фундамент перикратонного склона разбит на блоки продольной и поперечной системами разломов (Henson, 1951), по которым происходило чередование тектонических движений, начиная с венда и в течение всего фанерозоя. В чехле разломы отражены ШЗ, осложненными крупными конседиментационными поднятиями надразломного и приразломного типа, с которыми связаны все сверхгигантские месторождения нефти и газа Среднего Востока. Большинство из них приурочено к местам пересечения разломов разных направлений. Иллюстрирующая эту связь тектоническая схема (см. рис.) является уточненным и расширенным вариантом первоначальной схемы автора, доложенной в 1973 г. на Республиканском совещании во Львове (Успенская и др., 1975). Эта схема была дополнена материалами, полученными автором при анализе карт мощностей и фаций для отложений венда (Долгинов, и др., 1976), триаса, юры, мела и кайнозоя (Фэлкон, 1961; Kamen-Kaye, 1970), позволившем установить проявление во времени шарнирных движений по выделенным ранее на Среднем Востоке ШЗ, а также данными космических снимков (Скарятин, 1973).

К продольной системе разломов, кроме Главного Загросского разлома, зародившегося в венде, относится шарнирный пояс Внешнего Загроса и его предгорной зоны шириной в 200 км. Это громадная флексура инверсионного развития (Фэлкон, 1961) в позднем мелу-эоцене имела поднятое южное крыло и опущенное северное. В миоцен-плиоцене южное крыло, где сейчас находятся месторождения нефти Ирана, опустилось, а северное поднялось, образовав структурный фронт Внешнего Загроса и на границе с Главным разломом подверглось сильным деформациям чешуйчатого типа.

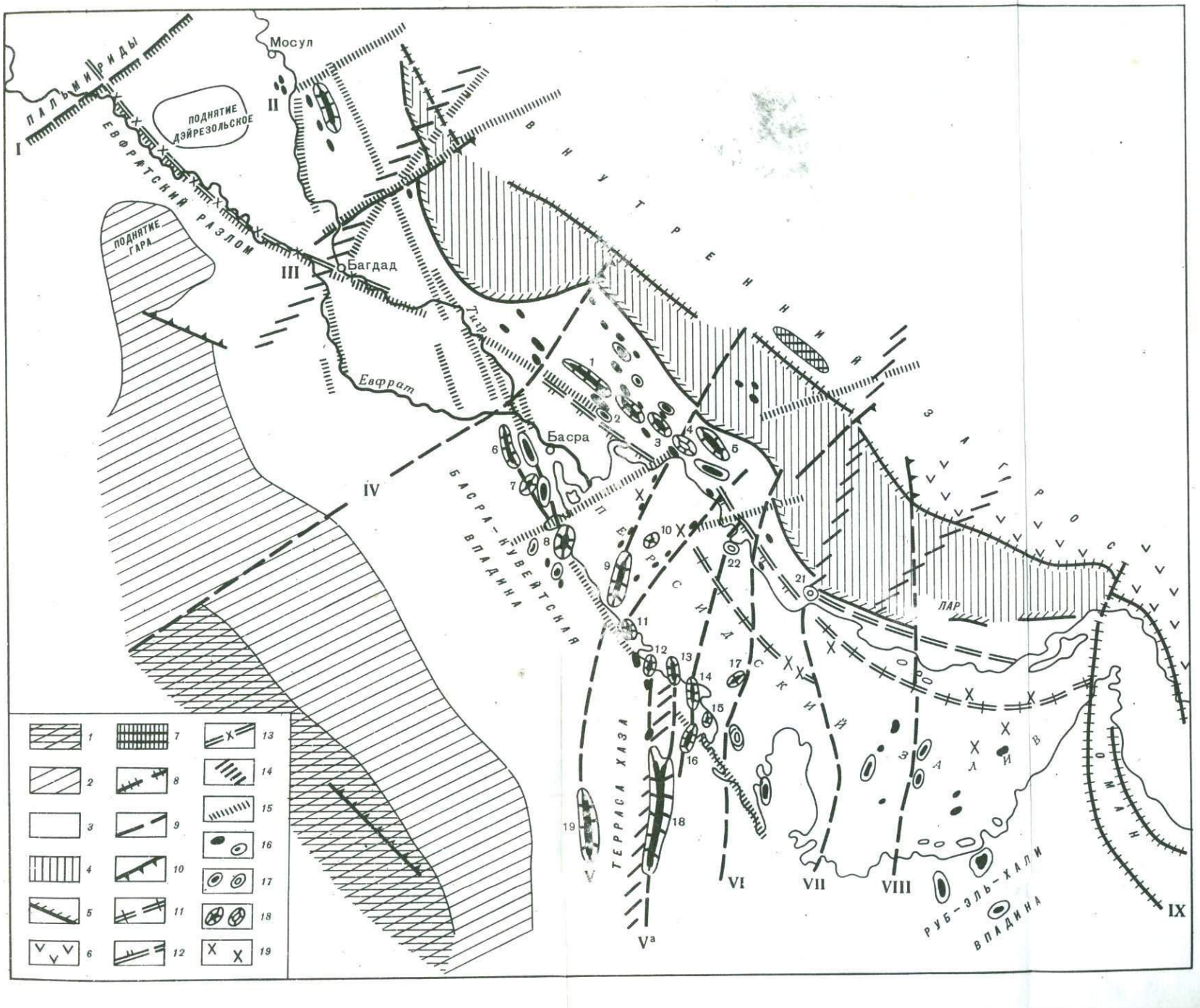
Эти плиоценовые движения обусловили сильную разбитость фундамента в пределах Загросского шарнирного пояса и образование в чехле Иранской предгорной зоны громадных продольных антиклиналей, осложненных блоковыми структурами, с которыми связаны месторождения нефти. Шарнирный пояс с юга ограничен продольным (Западно-Иранским) разломом, отраженным третичным трогом на карте мощностей. Продолжением его, по данным космических снимков, является Евфратский разлом.

К этой системе относятся также современные троги северной части акватории Персидского залива (Seibold, Vollbrecht, 1969) и Восточно-Аравийский глубинный разлом, отмеченный на Аравийском побережье по космическим снимкам (Скарятин, 1973; Гаврилов, 1974) и ранее выде-

ленный Хестером (Hester, 1965) по повышенным мощностям мезокайнозоя. Движения по ШЗ продольной системы заложенные еще в венде, проявились в юрское и меловое время, но наиболее сильно – в неогене.

Поперечная система глубинных разломов и сочетающихся с ними ШЗ (I–IX) (см. рис.) в пределах Загроса выделена по смещению линии Главного Загросского разлома и отдельных сегментов структурного фронта Внешнего Загроса. В пределах Месопотамского прогиба и Аравийского побережья наличие поперечных разломов отмечалось ранее Хенсоном по корреляции скважин, распространению тектонических брекчий и положительным гравиметрическим аномалиям. Оно подтвердилось анализом карт мощностей, сопоставление которых показывает смену во времени знака движений на крыльях, выделенных в чехле ШЗ. Очень хорошо поперечная система видна на космических снимках, которые установили два основных направления глубинных разломов: субмеридиональное, согласующееся с восточным ограничением выступа Арабо-Нубийского щита, и субширотное, определившее прямоугольное очертание северного замыкания Персидского залива. Краевые глубинные разломы этой системы, Оманский и Пальмирский, были связаны с растяжением, впоследствии сменившимся сжатием. Центральные разломы, расположенные против выступа щита являются разломами сжатия, что обусловило сильное раздробление фундамента, особенно на акватории Персидского залива, где пересекаются глубинные разломы трех направлений. Поперечные разломы как бы обтекают с юго-востока и северо-запада выступ щита и подразделяют перикратонный склон на восемь основных сегментов, отличающихся по мощностям и отчасти литофациям мезокайнозойских отложений (с запада на восток): Мосульский, Гара-Киркукский, Багдадско-Керманшахский, Басра-Гячсаранский, Хаза (выклинивающийся на Иранском побережье), Катарско-Ширазский, Руб-эль-Хали-Кангенский и Руб-эль-Хали-Ларский. В современном структурном плане на Аравийском побережье были выделены (Henson, 1951): Басра-Кувейтская впадина, резко отделяющаяся по типам и мощностям осадков, начиная с юры, от узкой структурной террасы Хаза (имеющей наклон к северо-востоку, востоку и югу), поднятие Катара и кайнозойская впадина Руб-эль-Хали. Исключительно высокая нефтеносность Басра-Кувейтской впадины связана с нижне- и среднемеловыми песчаниками, а террасы Хаза – с юрскими калькаренитами, причем она приурочена к зонам больших градиентов нарастания мощностей соответствующих отложений. С усилением движений по продольным разломам на рубеже мезозоя и кайнозоя сегменты Басра-Гячсаранский и террасы Хаза испытали вращательное перемещение вкрест оси ограничивающих их поперечных ШЗ. Вследствие этого мощность юры и мела в их юго-западной аравийской части значительно больше, чем в Иранских предгорьях, а мощность неогена, наоборот, во много раз больше в предгорьях, где она превышает 4 км.

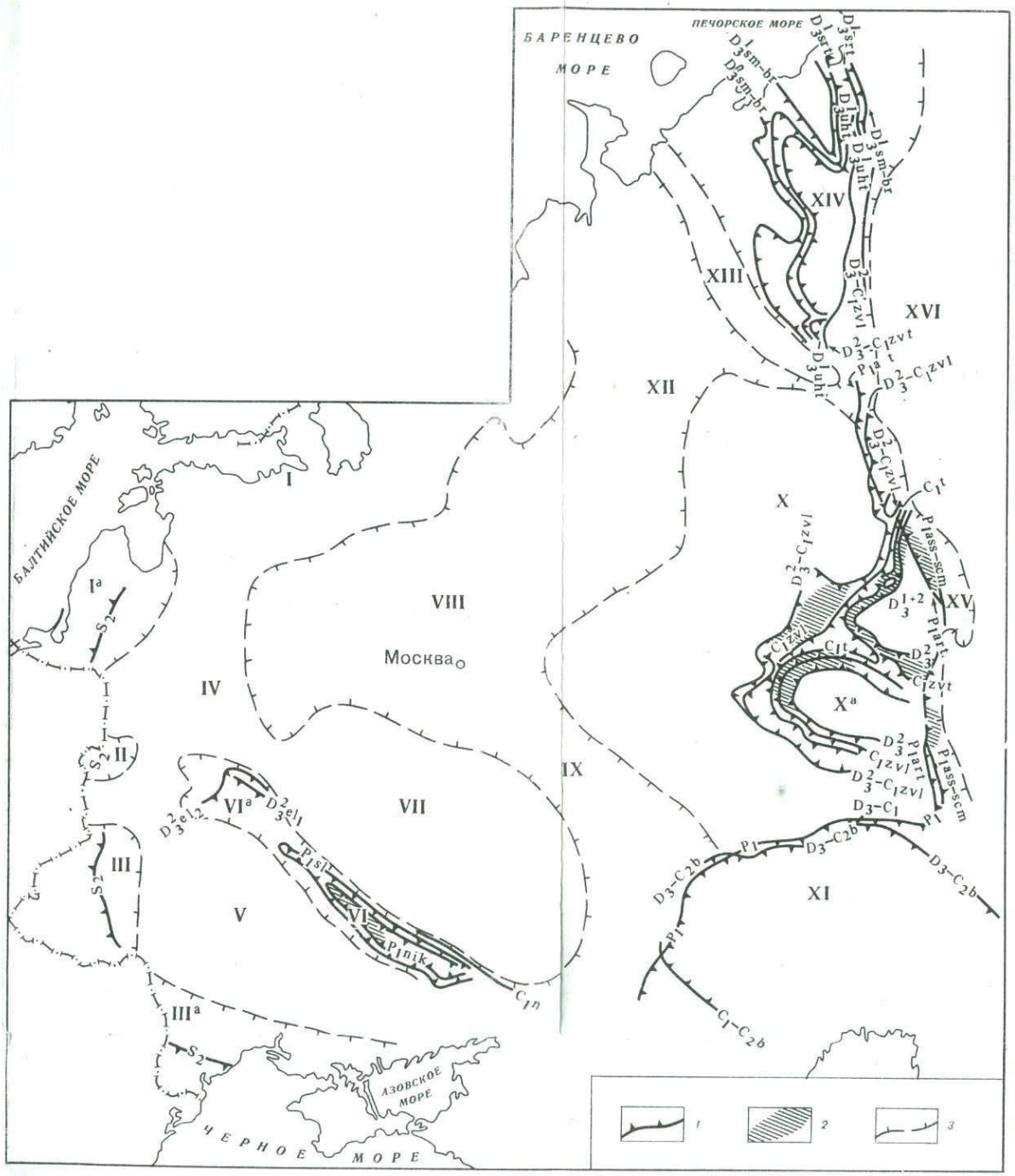
В распространении сверхгигантских месторождений наблюдается определенная связь с наиболее погруженными и сильно разбитыми глубинными разломами сегментами Басра-Гячсаранским и террасы Хаза. Эти сегменты расположены в месте наибольшего сужения перикратонного склона. Фундамент здесь расчленен на блоки. При этом в аравийской части



К статье М.М. Грачевского и др. (с. 35)

Карта потенциально нефтегазоносных барьерных рифов в европейской части СССР (редактор М.М. Грачевский)

1 – бассейновый край барьерных и одиночных рифов (бергштрихи направлены в сторону палеобассейнов); *2* – зона вероятного развития одиночных рифов; *3* – границы тектонических элементов (по Л.Н. Розанову). Индексы, указывающие возраст рифов: S_2 – верхний силур, палегяйский горизонт и его аналоги; D_3 – верхний девон; франский ярус: D_3^1sm-br – семилукско-бурегские слои, D_3^1srt – сирачойские слои, D_3^1uht – ухтинские слои; фаменский ярус: D_3^2el$_1$ – нижнеелецкие слои, D_3^2el$_2$ – верхнеелецкие слои; C_1 – нижний карбон; C_1zv1 – турнейский ярус, заволжские слои; C_1n – намюрский ярус; C_2 – средний карбон; C_2b – башкирский ярус; P_1 – нижняя пермь; P_1nik – никитовская свита; P_1sl – славянская свита; P_1art – ассельский ярус; P_1scm – сакмарский ярус; P_1art – артинский ярус; тектонические элементы: I – Балтийский щит, I^a – Прибалтийская синеклиза, II – Брестско-Подлясская впадина, III – Львовско-Люблинская впадина, III^a – Молдавская моноклиналь, IV – Белорусская антеклиза, V – Украинская антеклиза, VI – Днепровско-Донецкая впадина, VI^a – Припятская впадина, VII – Воронежская антеклиза, VIII – Московская синеклиза, IX – Рязано-Саратовский авлакоген, X – Волго-Уральская антеклиза, X^a – Камско-Кинельская впадина, XI – Прикаспийская впадина, XII – Мезенская синеклиза, XIII – Тиманская гряда, XIV – Тимано-Печорская впадина, XV – Предуральский прогиб, XVI – Уральская гряда



К статье Н.Ю. Успенской (с. 23)

Тектоническая схема Месопотамского прогиба и распространение месторождений нефти и газа (составила Н.Ю. Успенская, 1976 г.)

1 – выступ добайкальской складчатости; Аравийская плита: *2* – палеозойские и мезозойские отложения внутренней гомоклинали, *3* – кайнозойские отложения перикратонного прогиба; Внешний Загрос: *4* – горное сооружение, *5* – структурный фронт (юго-западная граница выходов отложений древнее фарса); Внутренний Загрос: *6* – метаморфические породы, *7* – выступ палеозойского основания; *8* – выход на поверхность глубинных разломов; *9* – поперечные шарнирные зоны в чехле; *10* – разломы на поверхности; *11* – троги Персидского залива (по геоморфологии дна); *12* – Западно-Иранский разлом Загросского шарнирного пояса; *13* – Евфратский разлом; *14* – глубинные разломы, по космическим данным (по В.Д. Скарятину), при генерализации 10^8; *15* – то же на уровне 10^6; месторождения: *16* – нефтяные и газовые, *17* – гиганты, *18* – сверхгиганты нефтяные и газовые; *19* – эпицентры землетрясений в Персидском заливе; арабские цифры на карте: 1–20 – месторождения сверхгиганты, начальные извлекаемые запасы от 800 млн. т нефти или 1000 млрд. $м^3$ газа (1 – Ахваз, 2 – Марун, 3 – Ага-Джари; 4 – Пазанун, 5 – Гяч-Саран, 6 – Румейла, 7 – Раудхатейн, 8 – Бургган, 9 – Сафания-Хафтджи, 10 – Ферейдон-Марджан, 11 – Манифа, 12 – Хурсания; 13 – Берри, 14 – Катиф, 15 – Даммам, 16 – Абкаик, 17 – Абу-Сафа, 18 – Гхавар, 19 – Хураис, 20 – Киркук, 21, 22 – новые газовые гиганты (21 – Канген, 22 – Калингаз); I–IX – шарнирные зоны

склона возникли громадные горст-антиклинальные поднятия с огромными запасами нефти в юре и мелу, ориентированные вдоль шарнирных разломов – поперечных на террасе Хаза и ее ограничении (Гхавар – 10 млрд. т. нефти, Абкаик, Сафания-Хафджи и др.) и продольных – в Басра-Кувейтской впадине вдоль Восточно-Аравийского разлома (Бурган – 9,4 млрд. т нефти, Румейла – др.). Все кайнозойские месторождения-сверхгиганты предгорий Загроса связаны с неогеновой депрессией северной части Басра-Гячсаранской впадины (Ахваз, Ага-Джари, Гяч-Саран и др.).

Сверхгигантское месторождение Киркук расположено в Гара-Киркукском сегменте в месте сужения склона против выступа фундамента Гара и пересечения Евфратского и Восточно-Аравийского глубинных разломов.

Строение Катарско-Ширазского поднятого сегмента и сегментов Руб-эль-Хали-Кангенского и Руб-эль-Хали-Ларского сильно осложнено соляными куполами с солью кембрийского возраста, которые тяготеют к поперечным разломам. В их пределах, особенно в Юго-Восточном Иране расположено большое количество эпицентров землетрясений. Сверхгиганских месторождений здесь не установлено.

Из краткого обзора самой богатой в мире Месопотамской нефтеносной провинции видно, что палеотектонические условия, связанные с длительно проявляющимися движениями по ШЗ являлись определяющим фактором для возникновения здесь многочисленных сверхгигантских месторождений, содержащих основные нефтяные ресурсы земного шара.

ЛИТЕРАТУРА

Гаврилов В.П. Разрывная тектоника Среднего Востока и юга Туранской плиты. – Бюл. МОИП. Отд. геол., 1974, № 6, с. 26–36.

Долгинов Е.А., Козьмин В.Г., Поникаров В.П. Строение верхнедокембрийских разрезов и предкембрийская история развития Аравийской платформы и складчатых зон обрамления. – Бюлл. МОИП. Отд. геол., 1969, № 6, с. 61–76.

Скарятин В.Д. Об изучении разрывной тектоники по комплексу разномасштабных космоснимков Земли (метод многоступенчатой генерализации). – Изв. вузов. Сер. Геол. и разв., 1973, № 7, с. 34–49.

Успенская Н.Ю. Месторождения-гиганты, их значение в оценке ресурсов нефти и газа и особенности формирования. – Геол. нефти и газа, 1972, № 8, с. 1–8.

Успенская Н.Ю., Борисов А.А., Кулаева Т.П. Некоторые палеотектонические факторы крупнейших нефтенакоплений и геофизические критерии их выявления. – В кн.: Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. Киев, "Наукова думка", 1975, с. 28–37.

Фэлкон Н.Л. Нефтяные месторождения Юго-Западного Ирана и их соотношение с осадочными бассейнами. – В кн.: Распространение нефти. М., Гостоптехиздат, 1961, с. 493–503.

Штеклин Дж. Тектоника Ирана. – Геотектоника, 1966, № 1, с. 3–21.

Henson F.R. Observation on the Geology and Petroleum occurences of the Middle East. – In: 3rd World Petroleum Congr. Hague, 1951, Sekt. 1, p. 118–140.

Hester R.L. Persian Gulf. A geological picture that promises much. – Oil and Gas Journ., 1965, v. 1, p. 140–145.

Kamen-Kaye M. Geology and productivity of Persian Gulf synclinorium. – Bull. AAPG, 1970, v. 54, N 12, p. 2371–2394.

Seibold E., Vollbrecht K. Die Bodengestalt des Persischen Gulfs. – In: Meteor Forschungsergebnis, 1969, Reihe "C", 2, p. 29–56.

Б.А. Соколов

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ПЛАТФОРМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Платформенные условия наиболее благоприятны для формирования месторождений нефти и газа и нефтегазоносных бассейнов. Длительное устойчивое прогибание и накопление мощных осадочных толщ на платформах приводит к формированию нефтегазоносных бассейнов, отвечающих требованиям основного закона И.О. Брода (1964) и принципа Н.Б. Вассоевича (1967), согласно которым нефтегазонакопление представляет собой стадийный процесс и закономерно проявляется на отдельных этапах существования бассейна.

Эволюция осадочных бассейнов и их превращение в нефтегазоносные представляется длительным и сложным прерывисто-непрерывным процессом, определяемым тектоническим развитием основных структурных элементов земной коры, в пределах которых эти бассейны располагаются. Поэтому важной задачей является палеотектонический анализ нефтегазоносного бассейна и выявление той стадии его развития, на которой существовали оптимальные условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Для платформенных бассейнов стадийность развития зависит от типа бассейна. Представляется возможным выделить бассейны трех типов: внутриплатформенные, периплатформенно-складчатые и периплатформенно-океанические (Соколов, 1975).

Внутриплатформенные бассейны приурочены к областям прогибания в теле древних и молодых платформ. Теоретическая модель их развития включает четыре основные стадии: рифтовую, раннесинеклизную, позднесинеклизную и инверсионно-денудационную. В некоторых случаях вместо позднесинеклизной стадии бывает стадия образования эпиплатформенной межгорной впадины. В этом случае следует говорить о стадии межгорного прогиба.

Рифтовая (или схизогенная, или тафрогенная) стадия связана с дроблением платформы, раздвижением отдельных блоков и образованием грабенообразных линейных прогибов, которые заполняются преимущественно терригенно-вулканогенными толщами мощностью до нескольких километров. Эта стадия отчетливо устанавливается для многих внутриплатформенных бассейнов практически всех континентов Земли. Она выявлена для Западно-Сибирского бассейна, бассейна Северного моря, бассейнов Восточно-Европейской платформы. На рифтовой стадии развития находятся бассейны Рейнский, Суэцкого залива и ряд других, характеризующихся в общем сравнительно ограниченной нефтегазоносностью.

Раннесинеклизная стадия характеризуется интенсивным прогибанием, развитием широких трансгрессий и образованием значительной по мощности части платформенного чехла. На этой стадии в результате кругных

вертикальных погружений формируются мощные песчано-глинистые и карбонатно-эвапоритовые комплексы.

По существу, именно на этой стадии происходит накопление основных нефтегазогенерирующих и нефтегазосодержащих толщ. При погружении нефтематеринские слои последовательно оказываются в зоне проявления главной фазы нефтеобразования, что приводит к генерации нефтяных углеводородов (УВ).

В зависимости от темпа прогибания и его длительности генерация нефти может происходить уже непосредственно в течение этой стадии недостаточна для погружения нефтематеринских толщ в главную зону нефтеобразования.

Позднесинеклизная стадия выражается преобладанием процессов воздымания над погружением, широким проявлением регрессий моря, накоплением как карбонатно-эвапоритовых, так и терригенно-угленосных толщ. Отложения, образовавшиеся в течение этой стадии, обычно содержат скопления газа.

На завершающем этапе раннесинеклизной стадии находится бассейн Северного моря, отличающийся нефтегазоносностью отложений верхнего мела и нижнего палеогена. В начале позднесинеклизной стадии находятся Западно-Сибирский и Прибалтийский бассейны, а в конце ее – Днепровско-Донецкий, Мезенский и др.

Завершающая инверсионно-денудационная стадия характеризуется сменой погружения общим воздыманием, появлением бескорневых валообразных поднятий инверсионного типа, проявлением траппового магматизма, переформированием и разрушением залежей. На разных подстадиях данной стадии находятся Среднерусский, Пачелмский, Тунгусский и другие бассейны.

В наиболее глубоких частях бассейнов длительного развития, по их периферии и в верхних зонах сосредоточены преимущественно газовые залежи, а в центральных частях на средних глубинах – нефтяные и нефтегазовые.

Периплатформенно-складчатые бассейны приурочены к областям прогибания на стыке с геосинклинальными и эпигеосинклинально-складчатыми зонами. Для них характерно наличие обширного платформенного и сравнительно узкого складчатого (геосинклинального) бортов. Направленность развития бассейнов определяется эволюцией смежных с платформой геосинклинальных (складчатых) областей.

Теоретическая модель развития периплатформенно-складчатых бассейнов включает три стадии: перикратонную (ранняя и поздняя подстадии), краевого прогиба (ранняя и поздняя подстадии), и синеклизную. Кроме того, для некоторых бассейнов можно наметить протоплатформенную стадию.

Протоплатформенная стадия предшествует заложению геосинклинали. Сформировавшиеся на этой стадии карбонатно-терригенные отложения умеренной мощности в процессе дальнейшего развития обычно подвергаются метаморфизму, что заметно снижает перспективы их нефтегазоносности.

Перикратонная стадия характеризуется моноклинальным погружением края платформы в сторону геосинклинального прогиба и накоплением толщ терригенно-карбонатных пород. Продолжительность стадии у различных бассейнов различна. Она может охватывать несколько периодов вплоть до эры. На этой стадии находятся бассейны Ливийско-Египетский, Тиморский, Северо-Черноморский, Мексиканского залива и др. (Соколов и др., 1973). Перикратонная стадия – основная для формирования нефтегазоносных толщ многих бассейнов. Интенсивное прогибание и прогрев нефтематеринских толщ способствует генерации нефти и газа как в терригенных, так и в карбонатных породах.

Стадия краевого прогиба обусловлена возникновением эпигеосинклинального орогенного сооружения и сопряженного с ним краевого прогиба, мигрирующего в сторону платформы. В прогибе формируются карбонатно-глинистые толщи, сменяемые мощной молассой. Отложения стадии краевого прогиба, особенно в нижней своей части, также являются благоприятными для нефтегазообразования. На этой стадии находятся бассейны Терско-Каспийский, Персидского залива, Азово-Кубанский, Лено-Вилюйский, Тимано-Печорский, Волго-Уральский и др.

Дальнейшее развитие бассейна приводит к образованию в верхней его части наложенной синеклизы, выполненной терригенными и эвапоритовыми толщами.

На данной стадии находятся бассейны Иркутский, Северо-Каспийский и др. Незначительная нефтегазоносность связана с нижними частями разреза, сформированного на этой стадии. Это кембрийские залежи в первом и мезозойские – во втором бассейнах.

Анализ стадийного развития периплатформенно-складчатых бассейнов показывает, что им свойственна миграция "ванн" прогибания в сторону платформы. Нефтегазонакопление имеет асимметричную зональность: складчатый борт отличается преимущественной нефтеносностью, а платформенный – газонефтеносностью.

Периплатформенно-океанические бассейны располагаются в зоне сочленения континентальных платформ с океанической структурой в условиях переработки континентальной коры в океаническую и формирования мощных осадочных бассейнов. Для них характерны три стадии развития: рифтовая, раннеокеаническая, позднеокеаническая. На рифтовой стадии находятся Камбейский и Красноморский бассейны, на раннеокеанической – бассейн Лабрадорского моря, на позднеокеанической – бассейны, размещающиеся вдоль периферии платформ Австралии, Африки, Южной и Северной Америки, а также Индостана. Для бассейнов данного типа характерны большая мощность осадочного выполнения, миграция "ванн" прогибания от платформы в сторону океана, двухэтажная зональность размещения нефтегазовых скоплений.

В конкретных бассейнах могут быть отклонения от приведенных моделей развития и по длительности проявления отдельных стадий, и по их влиянию на нефтегазоносность. Бассейны могут "перескакивать" в своем развитии через отдельные стадии или интенсивно развиваться лишь на одной из них.

В целом тектоническая направленность развития платформенных бассейнов, в значительной мере определяющая их нефтегазоносность, существенно различается в зависимости от типа бассейна: внутриплатформенного, периплатформенно-складчатого и периплатформенно-океанического.

ЛИТЕРАТУРА

Брод И.О. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах. М., "Недра", 1964, с. 60.

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. – Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 135–156.

Соколов Б.А. Региональная нефтегазоносность Центральной и Южной Америки. – Изв. вузов. Сер. Геол. и разв., 1975, № 12, с. 129–139.

Соколов Б.А., Гайнанов А.Г., Несмеянов Д.В., Серегин А.М. Нефтегазоносность морей и океанов. М., "Недра", 1973, с. 232.

В.В. Иванов

ОБЩИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ЭВОЛЮЦИИ – ОСНОВА ТИПИЗАЦИИ И ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАССЕЙНОВ

Значительные успехи, достигнутые в последние 10–15 лет в теоретической геотектонике, нефтяной геологии и в практике поисков месторождений, позволили поставить вопрос о разработке историко-тектонической классификации нефтегазоносных бассейнов. Ее отличие от традиционных тектонических классификаций (их число приближается сейчас к 20) заключается в том, что ведущий тектонический фактор предварительно подвергается специальной систематизации на основе современных представлений о соотношениях геотектонических режимов во времени и пространстве. При этом выделяются два разнонаправленных ряда тектонических процессов – конструктивные и деструктивные. Стадийность и направленность первых заключается в последовательной смене океанического режима геосинклинальным, затем протоорогенным, дейтероорогенным, платформенным и тритоорогенным (эпиплатформенным орогенезом). Эти режимы, ведущие к формированию, наращиванию площади и частичному последующему преобразованию континентальной коры, находятся в сложном диалектическом единстве и взаимодействии с сопровождающими их деструктивными процессами (раскалыванием, проседанием, обрушением, рифтогенезом, раздвижением и т.д.). Последние в крайней степени своего проявления могут прерывать ряд конструктивных режимов в любом месте и замыкать их – приводить к океанизации и (или) регенерации геосинклинального режима.

В соответствии с данными представлениями выделяется семь типов нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Шесть из них отвечают основным типам конструктивного ряда геотектонических режимов и располагаются в определенной последовательности, соответствующей их эволюционной и стадийной направленности. Это бассейны океанические, геосинклинальные, протоорогенные, дейтероорогенные, платформенные и тритоорогенные[1]. Поскольку области проявления различных геотектонических режимов сосуществуют в пространстве, выделяется седьмой самостоятельный тип пограничных бассейнов. При обособлении подтипов ведущим является возрастной принцип, а разделение бассейнов на классы производится по тектоническому принципу.

Остановимся на прогнозных возможностях классификации.

Использование основных закономерностей эволюции тектонических режимов и введение в схему типизации НГБ исторического фактора по-

[1] На семинаре по нефтегазоносности осадочных бассейнов (декабрь 1975 г., МГУ) В.Е. Хаин высказал мнение, что НГБ являются структурами деструктивного ряда. С этим в принципе можно согласиться, учитывая вышесказанное о единстве и взаимодействии обеих тенденций развития и делая оговорку, что НГБ – структуры *начальных проявлений* деструктивных процессов, которые все-таки еще отчетливо вписываются в последовательность конструктивного ряда режимов.

зволяют установить генетические взаимосвязи бассейнов различного типа, определить место каждого из них в последовательно сменяющих друг друга различных тектонических обстановках, т.е. проследить переход одного типа в другой. Все это значительно усиливает прогнозное значение классификации. "Рабочие гипотезы о временных историко-геологических связях между телами, – пишет Ю.А. Косыгин, – позволяют существенно уточнять и дополнять (корректировать) модель исходной статической системы, а также строить модели для аналогичных статических систем, для которых ранее в силу недостаточной их изученности модели не могли быть построены. Модели статических систем, дополненные (скорректированные) или заново построенные с использованием ретроспективных реконструкций, могут быть названы прогнозными моделями" (Косыгин, 1970, с. 28).

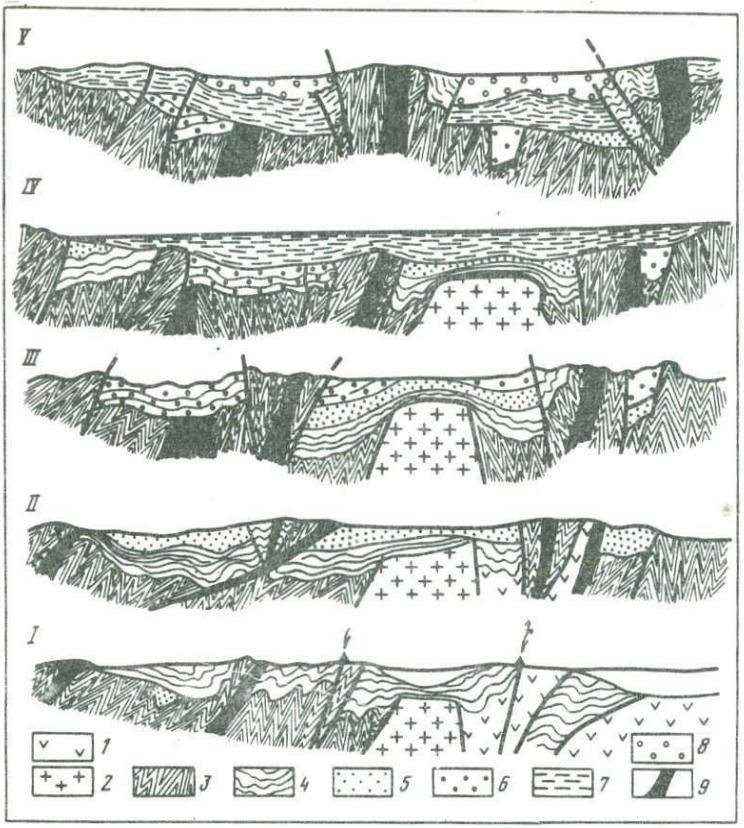
Прогнозные возможности развиваемого подхода для определения особенностей строения бассейнов различных историко-тектонических типов в самом общем виде могут быть продемонстрированы на прилагаемом рисунке. Установление генетической последовательности типов бассейнов позволяет осуществлять перебор теоретически возможных сочетаний палеотектонических обстановок, прогнозировать типы погребенных осадочных бассейнов, наиболее вероятные комбинации и количество структурно-формационных комплексов, их вещественный состав, вероятные типы ловушек для нефти и газа, особенности проявления магматизма.

Так, в бассейнах геосинклинального типа нефтегазоносность в принципе может определяться не только верхним геосинклинальным комплексом, но и погребенными, причем последние по своему генетическому типу могут быть самыми разнообразными: глубоководными океаническими (раннегеосинклинальными), геосинклинальными и протоорогенными предыдущего тектонического цикла, дейтероорогенными и т.д. Этот прогноз вследствие слабой изученности бассейнов рассматриваемого типа затруднительно проиллюстрировать конкретными примерами.

Набор структурно-формационных, потенциально нефтегазоносных комплексов в протоорогенных бассейнах более ограничен. Помимо главного нефтегазоносного молассового комплекса, продуктивными могут быть подстилающие геосинклинальные формации (эоценовый и меловой флиш Венского бассейна) или синхронные геосинклинальные комплексы срединных массивов. Различия в составе, строении орогенных и геосинклинальных комплексов, условиях локализации в них месторождений проявляются достаточно отчетливо.

Нефтегазоносность бассейнов дейтероорогенного типа либо ограничена только молассами, залегающими резко несогласно и с большим стратиграфическим перерывом на метаморфизованных и сильно дислоцированных геосинклинальных образованиях (бассейны Дзунбаинский, Тамцакско-Хойларский, Миньхэ и др.), либо распространяется также на молассы погребенных протоорогенных впадин и синхронные геосинклинальные чехлы срединных массивов (Таримский, Цайдамский и др.).

Наиболее ярко прогнозные возможности историко-тектонической классификации выступают при рассмотрении платформенных бассейнов, осо-



Принципиальные схемы строения бассейнов различных историко-тектонических типов

Комплексы: *1* – океанический (начально-геосинклинальные глубоководные формации, второй океанический слой), *2* – древний кристаллический (цоколь срединных массивов), *3* – интенсивно дислоцированный и метаморфизованный комплекс предшествующего геосинклинального цикла, *4* – геосинклинальный, *5* – протоорогенный, *6* – дейтероорогенный, *7* – плитный (платформенный), *8* – тритоорогенный, *9* – интрузивный; типы бассейнов: I – геосинклинальный, II – протоорогенный, III – дейтероорогенный, IV – платформенный, V – тритоорогенный

бенно бассейнов молодых платформ. Их место в последовательном ряду типов позволяет предполагать нефтегазоносность не только плитного комплекса (в частности, мезозойского чехла эпигерцинских платформ), но и более древних структурно-формационных комплексов, приуроченных к погребенным дейтеро- и протоорогенным впадинам разного строения и возраста (в пределах как герцинид, так и каледонид), а также к краевым миогеосинклинальным структурам и сингеосинклинальным комплексам срединных массивов. Появляется возможность по-новому, более дифференцированно взглянуть на проблему нефтегазоносности так называемого "промежуточного", или "переходного" комплекса молодых

платформ. Поэтому можно полагать, что первые притоки палеозойской нефти в Западной Сибири, связанные с погребенными осадочными бассейнами типа минусинских впадин, окажутся не единственными примерами нефтегазоносности доюрских образований. Состав, строение и нефтегазоносность последних могут быть весьма разнообразными и будут зависеть от того, к какому историко-тектоническому типу и классу бассейнов предшествующего развития они будут приурочены.

В тритоорогенных бассейнах можно ожидать проявления нефтегазоносности в верхнем молассовом комплексе и в подстилающем его платформенном чехле, а в отдельных случаях – в локально развитых и глубоко погруженных формациях дейтеро- и протоорогенных впадин.

Указанные характерные черты отдельных типов НГБ относятся также и к составным частям (тектоническим элементам) пограничных бассейнов. Таким образом, историко-генетический подход к анализу и классификации НГБ, проведенный на уровне геотектонических комплексов ("мегакомплексов", по А.А. Богданову), углубляет представления об объекте исследования. Он позволяет раскрыть сущность гетерогенности бассейнов, закономерности их стадийного развития, наметить теоретически возможные разновидности бассейнов в пределах обособленных типов и открывает дополнительные возможности для прогнозирования погребенных потенциально нефтегазоносных комплексов.

ЛИТЕРАТУРА

К о с ы г и н Ю.А. Методические вопросы системных исследований в геологии. – Геотектоника, 1970, № 2, с. 20–29.

М.М. Грачевский, Н.Г. Калик, Н.А. Калинин,
Ю.Я. Кузнецов, Л.А. Польстер, А.Б. Чепелюгин, М.С. Шлейфер

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ, СВЯЗАННЫХ С ПОГРЕБЕННЫМИ БАРЬЕРНЫМИ РИФАМИ

С погребенными барьерными рифами часто связаны крупные зоны нефтегазонакопления (Западная Канада, Мексика, США, Ливия, Ирак).

Погребенный барьерный риф представляет собой непрерывно-линейную флексурообразную или асимметрично-гребневидную постройку с крутым бассейновым склоном, сложенную пористо-кавернозными биогермно-детритовыми карбонатными породами. Ширина рифа может изменяться от нескольких сотен метров до 4–5 км, высота – от десятков до сотен и даже нескольких тысяч метров, а протяженность достигает иногда многих сотен километров. Минимальный угол наклона поверхности рифа составляет 6–8°, а максимальный достигает 45–50°, что является важным морфогенетическим признаком, позволяющим отличать риф от гораздо менее контрастных барьерных баров.

Для выделения погребенных барьерных рифов и определения их пространственного положения используется палеогеоморфологический критерий, с помощью которого различаются две разнородные области: область аккумуляционно-топографической впадины (АТВ) и область зарифового лагунного шельфа (ЗЛШ). На стыке этих областей обычно и формируются барьерные рифы.

АТВ выполнена двумя толщами, отражающими характерный для нее депрессионный цикл седиментации. Нижняя толща, соответствующая по возрасту барьерному рифу на борту АТВ, состоит из маломощных, относительно глубоководных глинисто-карбонатных битуминозных пород с пелагической фауной. Она образуется в трансгрессивную фазу некомпенсации АТВ. Верхняя толща, которая моложе рифа, сложена терригенными или галогенными, реже глинисто-карбонатными породами, образовавшимися в регрессивную фазу заполнения АТВ. Эта толща часто выпадает из разреза с приближением к рифу.

Образования зарифового лагунного шельфа также представлены двумя толщами. Нижняя толща сложена слоистыми карбонатными породами, синхронными барьерному рифу, и характеризуется мелководной фауной. Верхняя толща, в составе которой преобладают терригенные, терригенно-карбонатные, галогенные или сульфатно-карбонатные породы, выполняет зарифовую лагуну. Иногда отложения верхней толщи отсутствуют, что соответствует перерыву в осадконакоплении.

Основная задача при поисках барьерных рифов заключается в оценке общей палеогеоморфологической ситуации. При этом используется детальная корреляция геолого-геофизических разрезов, позволяющая установить морфологически выраженное тело рифа, часто заключенного в системе субпараллельных слоев, и его соотношение с соседними элементами

ископаемого рельефа. Палеогеологические профили, построенные по данным такой корреляции, дают возможность наметить положение барьерного рифа в плане.

Формирование разновозрастных барьерных рифов и их соотношение в пространстве обусловлены развитием бортовой зоны АТВ. Для оценки тектонической активности этой зоны рационально применение палеотектонического анализа. При усилении тектонического погружения АТВ более молодые рифы смещаются в сторону шельфа. При тектонической пассивности впадины барьерные рифы смещаются в сторону впадины и могут далеко разобщаться регрессивными терригенными или галогенными толщами заполнения АТВ, слагающими аккумулятивные террасы. Сами рифы контролируются склонами этих террас. В этой палеогеоморфологической ситуации тектонические движения, в особенности блоковые, контролируют размещение только наиболее древних (внешних) барьерно-рифовых зон, тогда как внутренние барьерные рифы имеют более простую конфигурацию в плане. Примерами могут служить северо-западные бортовые зоны Тимано-Печорской и Камско-Кинельской АТВ (рис., см. вкл., с. 24–25).

Ловушки нефти и газа связаны с отдельными участками линейного рифового коллектора. Их образование обусловлено более поздними (относительно времени рифообразования) тектоническими деформациями барьерных рифов. Так, комбинированные ловушки образуются на пересечении рифов молодыми замкнутыми или незамкнутыми поднятиями, при изгибе барьерных рифов на моноклинали выпуклостью вверх по региональному наклону, при торцевом экранировании полосы рифа.

Погребенные барьерные рифы, в силу их большей протяженности, сравнительной простоты выделения и трассировки в плане представляют большой практический интерес. Как в новых, так и в старых нефтегазодобывающих районах, они являются резервом для прироста запасов нефти и газа.

Работами НИЛзарубежгеологии потенциально нефтегазоносные рифы были намечены в ряде зарубежных стран (ПНР, ГДР, НРБ, Афганистан и др.) и на территории Европейской части СССР (см. рис.).

В Прикаспийской впадине нижнепермский мшанково-водорослевый барьерный риф протяженностью более 1000 км слагает подсолевой бортовой уступ на севере и западе впадины. Он является непосредственным продолжением полосы ассельско-сакмарского и артинского барьерных рифов западного склона Предуральского прогиба. На крутом бассейновом склоне рифа, у подножья образованного им уступа амплитудой более 1000 м, массивные светлоокрашенные рифогенные известняки резко сокращаются в мощности до нескольких десятков метров и одновременно переходят в депрессионную фацию темноцветных битуминозно-кремнистых, глинисто-карбонатных тонкослоистых пород доманикового типа. В направлении лагуны происходит характерное резкое обеднение и смена палеобиоценоза, а также быстрое ухудшение коллекторских свойств и нарастание сульфатизации пород. Амплитуда лагунно-шельфового склона рифа достигает 120–150 м. Ширина барьерного рифа составляет 1,5–3,5 км, а глубина современного залегания рифового гребня не превышает 3000 м. Барьер, надежно запечатанный кунгурской солью, в целом высоко

перспективен для обнаружения залежей нефти и газа. В настоящее время нижнепермский барьерный риф определяет основное направление нефтегазопоисковых работ. В его пределах уже открыт ряд месторождений – Западно-Карпенковское (Ждановское), Восточно-Карпенковское, Мокроусовское, Гремяченское, Западно-Тепловское, Комсомольское, Тингутинское и другие, получены прямые нефтегазопроявления на ряде площадей – Милорадовской, Южно-Ершовской, Переметнинской и других, а в начале 1976 г. установлена нефтегазоносность Переметнинской и Восточно-Ташлинской площади.

Анализ профильного бурения на Ровненском, Краснокутском, Карпенковском, Ершовском, Южно-Ершовском и Западно-Тепловском пересечениях борта впадины, а также изучение разрезов отдельных скважин и сопоставление этих данных с материалами гравиметрии и сейсмометрии позволили установить, что северная часть Прикаспийской впадины была областью длительного некомпенсированного прогибания, начиная, по крайней мере, с позднего девона. Помимо нижнепермского барьерного рифа, здесь формировались аналогичные зоны и в более древних карбонатных комплексах: визейско-башкирском и девонско-турнейском. Эти рифы распространены по краям карбонатных палеошельфов соответствующего возраста и смещены в плане относительно нижнепермского палеошельфа, как на север, так и на юг. Пересечение в плане разновозрастных барьеров определяется совокупным влиянием региональных тектонических погружений в бортовой зоне, не полностью компенсированных седиментацией, а также формированием верейской дельтовой террасы, развитой только на северо-западе впадины и локально компенсировавшей погружение. Региональное трансгрессивное смещение нижнепермского рифа относительно башкирского контролируется конседиментационной моноклиналью; локально регрессивное смещение – краем дельтовой террасы. Трансгрессивное смещение рифов, связанное с палеотектонической активностью АТВ, отмечается также в Предуральском прогибе, Днепровско-Донецкой и Припятской впадинах.

Приведенные примеры показывают, что прогнозирование зон нефтегазонакопления, связанных с погребенными барьерными рифами, предусматривает, помимо изучения современного структурного плана, прежде всего палеогеоморфологические и палеотектонические реконструкции.

С.П. Максимов, Г.Х. Дикенштейн, Л.Г. Кирюхин, Н.И. Кошелев, К.Н. Кравченко, П.В. Анцупов, А.А. Голов, Б.Д. Гончаренко

ПАЛЕОТЕКТОНИКА И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЮГА СССР

Проблема формирования залежей нефти и газа и их пространственного размещения на обширной гетерогенной территории юга СССР является достаточно сложной. Рассматривается лишь одна из сторон этой проблемы – взаимосвязь между тектонической эволюцией территории юга СССР и пространственным размещением скоплений нефти и газа.

Скифская и Туранская плиты. Выделяются ранне-среднеюрский, позднеюрский, меловой, палеоцен-эоценовый и новейший олигоцен-антропогеновый этапы геологического развития этих плит, оказавшие наиболее существенное влияние на изменение структурного плана, режима осадконакопления и формирования зон нефтегазонакопления в пределах молодой платформы и прилегающих подвижных областей. К границам этих этапов приурочены крупные перерывы в осадконакоплении, также влиявшие на процессы нефтегазообразования, формирования, переформирования и разрушения залежей углеводородов (УВ).

Ранне-среднеюрский этап характеризуется высокой тектонической дифференциацией территории. Наибольшим распространением пользуются терригенные, частично угленосные формации морского и континентального происхождения. Раннеюрские отложения повсеместно содержат рассеянное органическое вещество (РОВ) гумусового типа (газопроизводящие толщи), а среднеюрские на большей части территории содержат смешанный гумусово-сапропелевый тип РОВ при преобладании гумусового (основной газонефтепроизводящий комплекс).

В палеоструктуре этого этапа выделялись линейные элементы – системы прогибов (Причерноморская, Южно-Мангышлакско-Устюртская), системы поднятий (гряда Карпинского, Мангышлакско-Центрально-Устюртская), обширные брахиморфные элементы – впадины и синеклизы (Восточно-Кубанская, Устюртская, Амударьинская), склоны (Индоло-Кубанский), а также отдельные поднятия, оставшиеся областями денудации (Крымский, Ставропольский, Карабогазский своды, Кызылкумо-Казахский щит).

Формирование крупных структур на позднеюрском этапе происходило в основном в условиях малоамплитудных и слабоконтрастных движений, сопровождавшихся накоплением карбонатной, соленосной (Амударьинская синеклиза), реже – терригенной, в том числе красноцветной формаций, характеризующихся относительно невысоким содержанием РОВ гумусово-сапропелевого типа. Распределение палеоструктур на этом этапе в общем не изменялось. Устойчивыми размываемыми областями поднятий оставались Крымский, Ставропольский и Карабогазский своды, Кызылкумо-Казахский щит. Продолжали унаследованное погружение основные зоны седиментации (Индоло-Кубанский склон,

Восточно-Кубанская впадина, Устюртская и Амударьинская синеклизы), четко обособилась система субширотных прогибов, включающая Манычскую и Южно-Мангышлакско-Устюртскую. Наибольшей величиной прогибания (1,5 км) характеризовались Восточно-Кубанская впадина и Амударьинская синеклиза, в пределах которых к концу келловей-оксфорда сформировались крупные некомпенсированные опускания, выполненные в кимеридже-титоне мощной (до 1 км) соленосной серией.

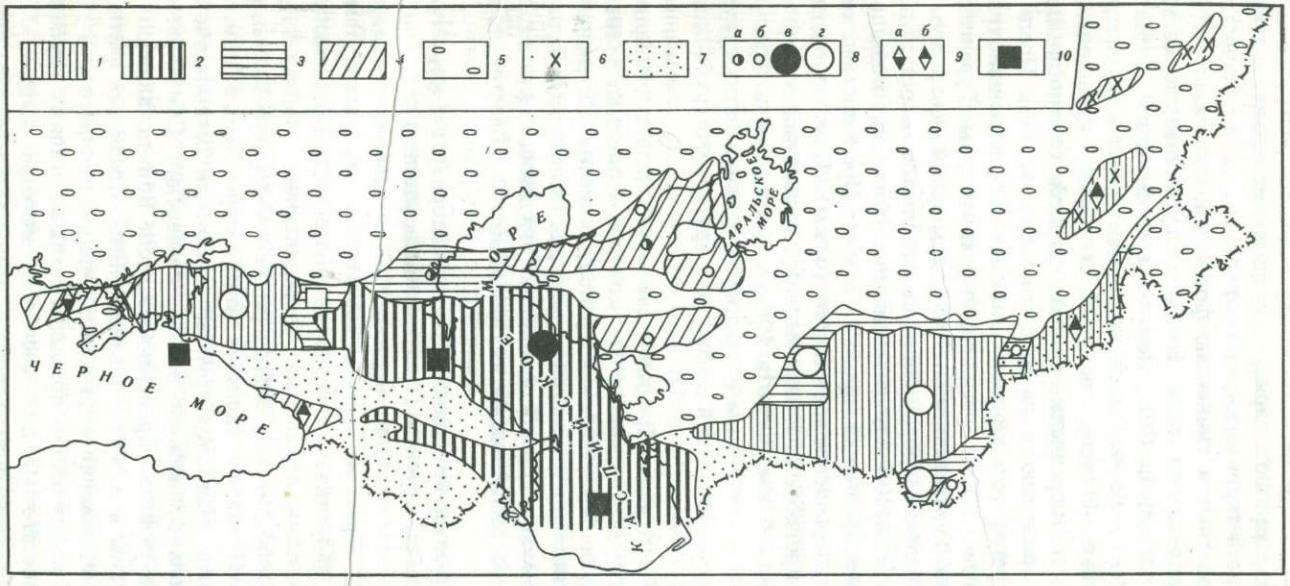
В этих структурах, а также на Индоло-Кубанском склоне Скифской плиты появились отдельные участки, погруженные по подошве чехла глубже 3–3,5 км; здесь могла идти массовая генерация УВ, в том числе жидких (рис. 1).

Интенсивно развивавшиеся в юрском периоде антиклинальные ловушки приурочены к Придобруджинскому прогибу и западным частям (Мангышлакской и Северо-Устюртской) Туранской плиты. Емкость конседиментационных ловушек, по-видимому, была большей частью недостаточно велика для аккумуляции значительных количеств УВ. Таким образом, если начало массовой генерации жидких УВ на молодой платформе могло быть связано с юрским периодом, то начало массовой аккумуляции нефти и газа было более поздним.

Для мелового этапа характерна относительно слабая тектоническая дифференциация, широкое распространение терригенных и карбонатных отложений при общем высоком темпе прогибания всей территории молодой платформы. На Туранской плите за меловой этап накопилось около 50% мощности всего платформенного чехла. Меловые отложения содержат меньше, чем юрские, РОВ смешанного гумусово-сапропелевого типа, которое на Туранской плите, как правило, окислено. В меловом периоде распался Кызылкумо-Казахский щит, в его пределах сформировалась Сырдарьинская синеклиза и возобновилось прогибание Чу-Сарысуйской синеклизы. Единая область прогибания возникла и в пределах Скифской плиты. Особенно интенсивным развитием отличались Каркинитский прогиб, Индоло-Кубанский склон, Устюртская и Амударьинская синеклизы. Амплитуда прогибания этих элементов составила от 2,5 до 4 км (в Каркинитском прогибе). Прекратилось энергичное погружение в Придобруджинском прогибе. На крупнейших и крупных поднятиях – грядах, сводах – мощность меловых осадков уменьшилась до нескольких сотен метров и лишь на Центрально-Каракумском своде она превышала 1 км (1,3 км).

Во многих крупнейших опусканиях молодой платформы, связанных с подвижными частями альпийского геосинклинального пояса, к концу мелового периода юрские отложения оказались погруженными на глубину свыше 4,5–6,5 км и находились в жестких термобарических условиях, допускающих деструкцию жидких УВ и начало генерации высокотемпературного газа. Восточная часть Скифской плиты была относительно приподнята (1–1,5 км по подошве чехла) и, по всей видимости, не являлась областью массовой генерации жидких УВ.

На Скифской плите и в западной части Туранской плиты широко распространены конседиментационно развивавшиеся в меловом перио-



Р и с. 1. Схема палеотектонических критериев перспектив нефтегазоносности молодых платформ и подвижных поясов юга СССР

Особенности прогибания: *1–2* – области глубокого прогибания (глубина залегания подошвы чехла в осевых зонах опусканий более 5 км; *1* – длительного, *2* – кратковременного, приуроченного к поздним этапам развития), *3* – области неглубокого прогибания, но сопряженные с областями глубокого прогибания, *4* – области средней степени прогибания (глубина подошвы чехла от 3,5 до 5 км), *5* – области слабого прогибания (менее 3,5 км); отрицательные факторы, влияющие на нефтегазонакопление: *6* – малая масса генерированных УВ, *7* – низкая степень сохранности скоплений; *8* – основной продуктивный горизонт – мезозой, *а–г* – плотность ресурсов (*а, б* – малая, *в, г* – большая) и преобладающее фазовое состояние УВ (*в* – нефть, *а* – нефть и газ, *б, г* – газ); *9* – основные продуктивные горизонты – мезозой–кайнозой, плотность ресурсов малая, *а, б* – преобладающее фазовое состояние УВ – нефть и газ (*а* – газ вверху, нефть внизу, *б* – нефть вверху, газ внизу); *10* – основной продуктивный горизонт – кайнозой, плотность ресурсов большая, преобладающее фазовое состояние УВ – нефть

де антиклинальные ловушки, однако рассеивание генерируемых УВ, вероятно, преобладало над их аккумуляцией.

Палеоцен-эоценовому этапу свойственна повышенная тектоническая дифференциация в ряде районов наряду с общим уменьшением темпа прогибания почти на всей территории платформы. Широкое распространение получают карбонатные и глинистые формации, содержащие РОВ преимущественно сапропелевого типа. Наиболее существенные структурные изменения произошли на Скифской и в южной части Туранской плиты. На западе значительно усилился темп прогибания Ставропольского свода, на востоке – господствующей становится субширотная структурная зональность, параллельная Копетдагской геосинклинали. Последняя претерпела инверсию, и на ее фланге был заложен Предкопетдагский краевой прогиб, к которому тяготеют все интенсивно развивающиеся в палеоцене–эоцене региональные структуры Туранской плиты. Крупнейший на Туранской плите Амударьинский центр прогибания отмирает и по величине погружения не отличается от остальных опущенных участков плиты. К зонам интенсивного прогибания подошвы чехла относятся Индоло-Кубанский прогиб (8 км), Предкопетдагский краевой прогиб и Амударьинская синеклиза (6 км). Помимо осевой части Каркинитского прогиба, подошва меловых отложений оказалась погруженной до глубины 5 км также в Индоло-Кубанском и Предкопетдагском прогибах. В связи с этим в юрских отложениях этих структур становится возможной генерация высокотемпературного глубинного газа.

В конце этапа в Восточном Предкавказье образовалась обширная некомпенсированная депрессия, заполнение которой глинистыми осадками относится к следующему – новейшему этапу развития. Интенсивно росли локальные поднятия почти на всей территории Скифской и Туранской плит, что, по-видимому, способствовало аккумуляции нефти и газа на тех из них, которые расположены внутри и вблизи областей питания УВ.

Новейший (олигоцен-антропогеновый) этап характеризуется коренной перестройкой региональной структуры и условий нефтегазонакопления. Туранская плита вовлекается в общее поднятие, на сочленении платформ и орогена развиваются краевые и внешнеорогенные опускания, темп прогибания которых, напротив, многократно возрастает. Повсеместно идет процесс формирования локальных антиклинальных поднятий. В восточной части Туранской плиты и в ряде районов Скифской плиты на новейшем этапе сформировалась большая часть современного объема антиклинальных ловушек. Наиболее крупные изменения регионального палеоструктурного плана произошли в зоне сочленения Скифской и Туранской плит. Вялое развитие прилегающей части Большекавказской геосинклинальной системы в мелу и палеоцен-эоцене отразилось в относительно приподнятом положении этой части молодой платформы в доолигоценовое время. К концу эоцена подошвы чехла залегали на глубине лишь 1,3–1,8 км, недостаточной для массовой генерации жидких УВ.

С возникновением и развитием Терско-Каспийского краевого прогиба темп прогибания смежных областей в олигоцене-антропогене возрос

в 10 и более раз. В результате юрские, меловые и палеогеновые отложения в процессе интенсивного прогибания в осевых частях краевого прогиба быстро прошли различные термобарические зоны, дав мощный импульс генерации жидких и газообразных УВ в ряде самостоятельных нефтегазопроизводящих комплексов: юрском, нижнемеловом, верхнемеловом, палеоцен-эоценовом и олигоцен-нижнемиоценовом.

Участки молодой платформы, не связанные с альпийским подвижным поясом, оставались относительно приподнятыми и на новейшем этапе. В наиболее опущенных элементах северо-западной части Туранской плиты (Устюртская синеклиза, восточная часть Южно-Мангышлакско-Устюртской системы прогибов) подошва чехла в кайнозое погрузилась на глубину до 4,5 км, однако, поскольку объем относительно глубокопогруженной части чехла был мал, масштабы генерации УВ, особенно жидких, были, вероятно, ограниченными.

Анализ палеотектонической обстановки показывает, что генерация УВ на Туранской и Скифской плитах могла начаться уже в юрское время. Процессы нефтегазообразования усилились в последующие этапы геологического развития, охватили более широкий стратиграфический диапазон, включая палеогеновый комплекс.

Фазовое состояние УВ предопределялось исходным типом РОВ и термобарическими условиями, контролируемыми, главным образом, интенсивностью прогибания. Процесс массовой аккумуляции УВ, зависящий от емкости и погруженности ловушек, вероятно, существенно запаздывал по сравнению с их генерацией. Поэтому в областях раннего интенсивного прогибания, таких как Индоло-Кубанский прогиб, Восточно-Кубанская впадина, Амударьинская синеклиза, значительная часть жидких УВ, генерированных в мезозойских отложениях во время отсутствия емких антиклинальных ловушек, была рассеяна или осталась в литологических ловушках, а в областях позднего интенсивного прогибания – Терско-Кумский прогиб, Восточное Предкавказье, Южный Мангышлак, напротив, сохранилась.

К Скифской и Туранской плитам с севера примыкают две нефтегазоносные провинции Восточно-Европейской платформы: Прикаспийская и Днепровско-Припятская.

Прикаспийская впадина характеризуется погружением поверхности докембрийского фундамента от 3–4 км в бортовых зонах до 20–23 км в центральной части.

Заложение Прикаспийской впадины, по-видимому, произошло в рифее одновременно с заложением Пачелмского и некоторых других авлакогенов. Предполагается, что центральная грабенообразная часть впадины выполнена уплотненными рифейско-нижнепалеозойскими отложениями.

В девонское время в пределах восточного борта впадины уже существовали крупные (Имбекский и Жаркамысский) выступы фундамента, фиксирующиеся по резкому сокращению до нескольких сотен метров мощностей отложений между преломляющими и отражающими сейсмическими горизонтами "ф" (поверхность фундамента) и $П_3$ (верхний девон).

В раннем карбоне на Ровенском и Краснокутском пересечениях существовал бортовой уступ, сложенный карбонатными породами, мощ-

ностью до 1000–1200 м. К югу, по направлению к центральной части впадины, их мощность уменьшается, более чем в два раза, и они замещаются глинисто-карбонатными отложениями. Это позволяет говорить о возможном некомпенсированном прогибании внутренней части Прикаспийской впадины в карбоне. В южной ее части в пределах Астраханского, Северо-Каспийского и Шукатского выступов фундамента отсутствуют отдельные части разреза каменноугольных отложений. Это может быть связано и с общей сокращенной их мощностью, и с размывами.

К границе карбона и перми приурочен один из наиболее крупных региональных перерывов в осадконакоплении. В кунгурский век в Прикаспийской впадине накопилась мощная (до 4 км) толща каменных солей. Раннепермский этап является главным этапом формирования Прикаспийской впадины. Формирование отложений надсолевого комплекса во многом предопределялось процессами галогенеза. В межкупольных мульдах мощность отложений этого комплекса достигает 6–7 км, на сводах куполов она местами уменьшается до нескольких сотен метров.

Древние поднятия определяют положение зон нефтегазонакопления в подсолевом комплексе. На востоке и юге впадины – это Имбекско-Астраханская зона, на северо-востоке – Соль-Илецкая. Зону нефтегазонакопления представляют западный и северный бортовые уступы. Нефтеобразование началось в кунгуре, но основные залежи УВ, по-видимому, сформировались в послекунгурское время, скорее всего, в поздней перми–раннем мезозое. Подавляющее большинство залежей нефти и газа в надсолевом комплексе приурочено к Имбекско-Астраханской зоне приподнятого залегания фундамента (рис. 2). Таким образом, намечается определенная взаимосвязь между положением зон нефтегазонакопления в подсолевом и надсолевом комплексах.

В пределах *Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена* в современной структуре выделяются Припятский прогиб и Днепровско-Донецкая впадина. До позднефранского (воронежского) времени они практически не выделялись в структуре Восточно-Европейской платформы. Здесь накапливались преимущественно терригенные и терригенно-карбонатные отложения живетско-нижнефранского комплекса небольшой (до 300–350 м) мощности. Более высокие темпы прогибания, по-видимому, характерны для Припятского прогиба, где мощности комплекса в ряде мест достигают 400 м и более. Структура живетско-нижнефранского комплекса в основном совпадает со структурой поверхности кристаллического фундамента. Начиная с воронежского времени происходит интенсивное погружение территории вдоль ограничивающих разломов и накапливаются мощные осадочные толщи. Уже в позднефранско-раннефаменское время внутри авлакогена развивалась широкая сеть разломов преимущественно субширотного простирания, обусловившая формирование в подсолевых девонских образованиях блоковой структуры. Образование залежей нефти контролировалось тектоническими ловушками, что характерно для месторождений, приуроченных к девонским отложениям Припятского прогиба.

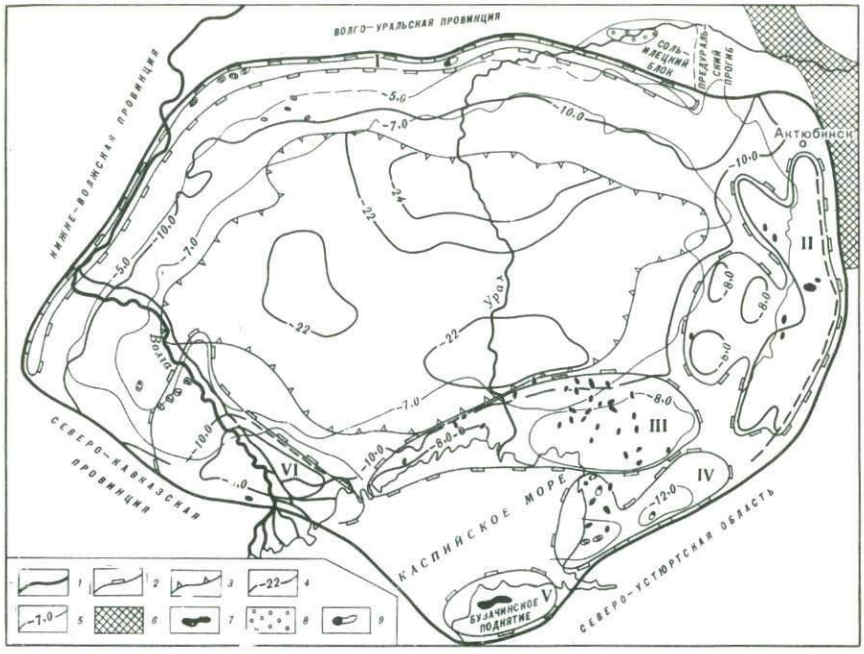


Рис. 2. Строение Прикаспийской нефтегазоносной провинции

Границы: *1* – нефтегазоносной провинции, *2* – предполагаемых зон нефте- и газонакопления, *3* – области развития кристаллического фундамента с геофизическими свойствами, близкими к базальтовому слою; изогипсы (в км) по кровле: *4* – кристаллического фундамента, *5* – надсолевых отложений; *6* – герцинские сооружения Урала; месторождения: *7* – нефтяные, *8* – газоконденсатные, *9* – газонефтяные; зоны нефтегазонакопления: I – Волгоградско-Уральская с западным и северным бортовыми уступами, II – Имбекско-Жаркамысская, III – Северо-Каспийская, IV – Каратонско-Прорвинская, V – Бузачинская, VI – Астраханский свод

В позднефранско-фаменский этап происходит накопление двух мощных серий карбонатно-терригенных пород, в которых присутствуют толщи соленосных образований. Максимальное прогибание испытывала припятская часть авлакогена, где мощность позднефранско-фаменского комплекса достигает 4–5 км. Основные перспективы нефтегазоносности в этих отложениях связаны со структурами, соответствующими погребенным выступам.

В турнейско-ранневизейский и верхневизейско-раннепермский этапы в прогибание была вовлечена вся Днепровско-Донецкая впадина; амплитуды прогибания постепенно возрастали в юго-восточном направлении, где максимальные мощности преимущественно терригенных толщ турнейско-нижнепермского комплекса достигают 5–7 км. Почти повсеместно они перекрыты хемогенными образованиями нижней перми. В раннем карбоне формировались преимущественно малоамплитудные локальные поднятия, приуроченные к выступам фундамента и в различной степени осложненные дизъюнктивными нарушениями.

Для позднего карбона–ранней перми характерно интенсивное проявление соляного тектогенеза, который в значительной мере осложнил структурное строение этого комплекса. Крупные палеозойские структуры в периклинальных частях были осложнены соляными штоками, образовавшими в вышезалегающих породах весьма контрастные антиклинальные структуры. Сами же палеозойские складки почти не находят отражения в структурном строении верхнепермских и мезозойско-кайнозойских отложений. Залежи нефти и газа связаны с поднятиями, межкупольными структурами в породах нижнего и среднего карбона и с куполами в отложениях верхнего карбона и нижней перми.

По геохимическим данным, главная зона нефтегазообразования в Днепровско-Донецкой впадине выделяется в интервале глубин 1800–2500 м. Поэтому можно считать, что формирование залежей началось уже в процессе седиментации пород, слагающих нефтегазоносные комплексы, когда нижняя часть их разреза достигала соответствующих глубин погружения. В северо-западной части впадины, как и на востоке Припятского прогиба, в девонских отложениях наблюдается широкое развитие эффузивов. Активная вулканическая деятельность отрицательно влияла на формирование залежей УВ.

Наибольшей генерационной способностью характеризуются отложения нижнего карбона и девона, значительно меньшей – породы среднего карбона. В Припятском прогибе все УВ, встречаемые в залежах, генерированы девонской толщей. Отложения карбона во время предпермского перерыва были глубоко размыты, и залежи УВ в них не сохранились.

Основную роль при формировании залежей в этих комплексах, особенно на начальной стадии, играла внутрирезервуарная латеральная миграция. Ведущая роль в формировании залежей верхнего карбона–нижней перми в Днепровско-Донецкой впадине принадлежит вертикальной миграции. Здесь широким распространением пользуются залежи, которые, кроме экранирующих соляных покрышек, ограничены в головных частях ловушек соляными телами штоков.

Начиная с позднепермского времени, которому предшествовал длительный перерыв в осадконакоплении, Припятско-Днепровский авлакоген развивался, как область спокойного прогибания. Здесь накапливались образования верхней перми, мезозоя и кайнозоя общей мощностью до 1–1,5 км.

Особенности тектонического развития оказывают существенное влияние на условия генерации, миграции, аккумуляции и консервации УВ, а также на современное размещение месторождений нефти и газа. Начало массовой генерации УВ, их фазовое состояние и масштабы нефтегазообразования в значительной мере зависят от типа исходного РОВ и времени прохождения нефтегазоматеринскими породами различных термобарических зон, в которых может происходить генерация газообразных и жидких УВ.

Существенное влияние на ход процесса нефтегазообразования оказывали фазы быстрого и значительного, частично некомпенсированного прогибания обширных участков региона, во время которых РОВ нефтегазоматеринских пород быстро перемещается из одних термобарических

условий в другие, более жесткие. В разных частях юга СССР отмечается по меньшей мере пять таких моментов. С первыми двумя из них связано образование и заполнение солеродных бассейнов на древней платформе: девонского – в Припятско-Днепровско-Донецком авлакогене, раннепермского – в Прикаспийской впадине. Третья фаза выразилась в заполнении отложениями верхнеюрской соленосной серии частично некомпенсированных депрессий в Амударьинской синеклизе и Восточно-Кубанской впадине. Четвертая фаза относится к началу олигоцена, когда в хадумско-майкопское время сформировалась и начала заполняться обширная некомпенсированная зона прогибания на сочленении Скифской и Туранской плит. Во время пятой фазы, в среднем плиоцене, произошло интенсивное прогибание и заполнение осадками Южно-Каспийской некомпенсированной впадины внутри орогена.

Необходимо подчеркнуть, что на молодых платформах в связи с гораздо более высоким геотермическим градиентом, более интенсивный процесс нефтеобразования протекал на меньших глубинах, чем на древних платформах.

На процессы региональной миграции УВ значительное влияние оказывает морфология древних склонов, по которым происходило перемещение флюидов. Плоские поверхности склонов, служивших путями миграции УВ от площадей нефтегазообразования к зонам нефтегазонакопления, способствовали рассеиванию УВ; на дифференцированных склонах, осложненных зонами поднятий – происходила их концентрация. Аномально высокая плотность ресурсов нефти и газа на таких участках, как Каневско-Березанский, Жетыбай-Узеньский, Газлинский, Денгизкульский, Прибалханский, объясняется наличием протяженных зон поднятий, обеспечивающих накопление мигрировавших УВ с обширной нефтегазообразной площади.

Длительные перерывы, сопровождавшиеся энергичным воздыманием и частичным размывом осадков играли в большинстве случаев отрицательную роль для сохранения скоплений нефти и газа.

Анализ палеотектонической обстановки способствует реконструкции условий формирования и выяснению особенностей современного распределения скоплений нефти и газа платформенных и орогенных нефтегазоносных тектонических элементов.

З.А. Табасаранский

НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ ЭПИГЕРЦИНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ЮГА СССР И ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Палеотектонические реконструкции условий формирования крупных геоструктурных элементов эпипалеозойской платформы юга СССР показывают в основном унаследованное их развитие в течение всего платформенного этапа. Существенная перестройка структурных планов произошла лишь в конце палеогена и в начале неогена, что привело к новообразованиям и осложнению структур древнего заложения. Усиление тектонической активности в конце палеогена, вовлечение краевых частей эпипалеозойских плит юга СССР в прогибание и образование передовых прогибов в Предкавказской части молодой платформы и в области перикратонного опускания в Среднеазиатской части (Предкопетдагский прогиб) привели к возникновению крупных горстообразных блоковых поднятий и разделяющих их грабенообразных синклинальных прогибов.

Большинство разрывных нарушений северо-восточного простирания в среднеазиатской части эпипалеозойской платформы также появляется именно в конце палеогена, а по древним разломам в это время возобновляются активные и контрастные тектонические движения, которые способствовали возникновению локальных приразломных или надразломных структур, служивших в дальнейшем ловушками для нефти и газа. Под локальными структурами в данном случае подразумеваются положительные по форме тектонические элементы третьего порядка (поднятия), образующие хотя бы по одному из горизонтов платформенного чехла ловушку замкнутого контура для нефти и газа.

Палеотектонические реконструкции развития локальных поднятий, осложняющих структуры более высокого порядка, позволяют выделить структуры древнего, юрско-мелового заложения и более молодые – палеоген-неогеновые. Наряду с этим встречаются возрожденные локальные структуры, формирование которых началось в юрское время, но в дальнейшем рост их прекратился, и лишь в конце палеогена–неогене тектонические движения вновь активизировались.

Некоторые древние локальные структуры, будучи одновозрастными, существенно различаются между собой по характеру развития в мезокайнозойский этап. Одни локальные структуры в течение почти всего платформенного этапа формировались конседиментационно и не раскрывались, представляя собой замкнутые ловушки, а другие, наоборот, в определенные этапы развития раскрывались, создавая неблагоприятные условия для накопления и сохранения залежей нефти и газа.

Подавляющее большинство (более 70%) локальных структур Туранской плиты представляет собой новообразования (постседиментацион-

ные), сформировавшиеся как ловушки замкнутого контура в альпийскую фазу тектогенеза, главным образом в конце палеогена и начале неогена. На Скифской плите, наоборот, преобладают структуры древнего заложения (конседиментационные).

Установлены также отдельные локальные структуры, выполаживающиеся с глубиной – так называемые бескорневые структуры, природа и механизм формирования которых еще недостаточно ясны. Образование большинства локальных структур Туранской плиты в альпийский этап тектогенеза (конец палеогена–начало неогена) позволяет отнести их к категории постседиментационных.

В большинстве случаев простирания и другие морфологические и генетические особенности локальных структур контролируются разрывными нарушениями. Подобные приразломные или надразломные локальные структуры широко развиты в пределах Амударьинской, Мургабской и Южно-Мангышлакско-Ассакеауданской нефтегазоносных областей, а также в Предкавказской части эпипалеозойской платформы.

Характерной особенностью большинства локальных структур Туранской плиты является наличие продольных и поперечных разрывных нарушений различной амплитуды и глубины проникновения. Некоторые из них – сквозные для отложений чехла и фундамента (Ташкудук в пределах Газлинского блока), а другие затухают с глубиной (Зеаглі-Дарвазинский блок). Наряду с этим установлены тектонические нарушения, захватывающие отложения фундамента и нижнюю часть платформенного чехла, в вышележащих слоях верхнего мела и палеогена им соответствуют дислокации типа флексур (Газлинская структура Бухарской ступени и др.).

Наиболее важным этапом интенсивного роста локальных структур почти во всех нефтегазоносных областях Туранской плиты является конец палеогена и начало неогена (олигоцен–нижний миоцен), т.е. время, когда на расположенной южнее территории Копетдага происходило замыкание геосинклинали, образование складчатого горного сооружения и компенсационного Предкопетдагского прогиба, представляющего собой область перикратонного опускания.

В результате палеотектонического анализа большого числа локальных поднятий в пределах Туранской и Скифской плит устанавливается определенная общность в морфологии, истории и механизме развития структур различных генетических типов в пределах молодых платформ. Почти все локальные структуры характеризуются возрастанием степени дислоцированности слоев и увеличением амплитуды ловушек со стратиграфической глубиной. Это объясняется мобильностью молодых плит, а в ряде случаев – длительным и многофазным формированием локальных структур. Таким образом, резкое преобладание молодых локальных структур в пределах Туранской плиты, а древних – в Скифской и особенно в Западно-Сибирской, по-видимому, объясняется различной степенью мобильности этих плит и окружающих их регионов.

Туранская плита представляет собой относительно мобильную зону, испытавшую наиболее интенсивные и контрастные тектонические движения в палеоген-неогеновый этап в связи с развитием альпийской геосин-

клинальной области Копетдага и возникновением эпиплатформенного подвижного пояса Средней Азии. Этим объясняется отсутствие какой-либо связи между временем заложения локальных структур и их продуктивностью на Туранской плите, хотя на Скифской плите чаще оказываются "пустыми" ловушки позднего заложения.

К этапам тектонической активности региона, как правило, приурочены также основные этапы миграции и аккумуляции углеводородов (УВ). Каждая новая фаза активизации тектонических движений давала дополнительный импульс к началу или усилению уже начавшейся миграции и аккумуляции УВ при формировании промышленных их скоплений.

По степени выраженности локальных структур в слоях платформенного чехла на всех молодых плитах выделяются сквозные поднятия, нашедшие отражение во всем разрезе, а также поднятия, выполаживающиеся вверх на различных уровнях (верхнемеловых или палеоген-неогеновых). Последние, представляющие собой типичные погребенные структуры, как правило, встречаются на Скифской (в районе Прикумского и Азовского поднятий) и Западно-Сибирской плитах. Они практически отсутствуют на Туранской плите, испытавшей большую перестройку структурного плана в альпийский этап тектогенеза. Такие структуры, возможно, будут обнаружены в погруженных участках Южно-Мангышлакской впадины и на ее южном борту.

В подавляющем большинстве случаев локальные поднятия в пределах Туранской и Скифской плит непосредственно приурочены или тяготеют к разломам и, таким образом, по своей природе являются типичными приразломными (надразломными) структурами.

Характерной чертой развития локальных структур на большей части рассматриваемых регионов является также отсутствие какой-либо связи между пространственным их размещением и временем их заложения. Даже в пределах одной и той же структуры второго порядка (вала или крупного блока) локальные поднятия часто разновозрастны, что указывает на их автономное развитие под влиянием дислокаций фундамента. Однако на Скифской плите по мере движения к Ставропольскому своду как с востока, так и с запада в большинстве случаев происходит омолаживание локальных структур. Ставропольский свод, представляющий собой жесткую глыбу типа срединных массивов ранней консолидации, вероятно, в течение длительного времени не вовлекался в складчатые движения и только в конце палеогена, в эпоху наиболее интенсивных и контрастных подвижек на Кавказе, последние распространились и в пределы Центрального Предкавказья. Этапы относительно интенсивного роста локальных структур почти во всех регионах соответствуют рубежам юра – мел и палеоген–неоген.

В пределах Туранской и Скифской плит наибольший практический интерес представляют приразломные структуры. В отличие от поднятий изометрических очертаний, в образовании которых ведущая роль принадлежала в основном пликативным дислокациям фундамента, приразломные структуры морфологически выражены более отчетливо и характеризуются линейным расположением и максимальными амплиту-

дами, вследствие чего залежи в них менее подвержены переформированию или разрушению при изменении гидродинамической обстановки.

Зоны преимущественного нефтенакопления на молодых плитах приурочены к областям устойчивого и длительного прогибания, характеризующимся унаследованным развитием и наличием в основном сапропелевого ОВ, где при прочих равных условиях существовала наиболее благоприятная термобарическая обстановка для генерации и аккумуляции жидких УВ (Южно-Мангышлакская и Терско-Кумская впадины).

Зоны преимущественного газонакопления чаще приурочены или тяготеют к крупным положительным структурным элементам и их склонам, формировавшимся также унаследованно, но испытывавшим в течение почти всего платформенного этапа развития плит главным образом подъем. Здесь преобладают ОВ в основном гумусового состава и менее жесткие термобарические условия. В отличие от зон нефтенакопления, чаще приуроченных к области устойчивого прогибания и развития морских фаций с соответствующим составом ОВ и жесткими термобарическими условиями, зоны преимущественного газонакопления тяготеют к областям распространения континентально-угленосных фаций с интенсивной генерацией в основном газообразных УВ, которые в общем балансе запасов УВ молодых плит значительно превышают запасы нефти.

Сопоставление результатов палеотектонических исследований и закономерностей пространственного размещения разведанных запасов и потенциальных ресурсов УВ показывает, что геоструктурные элементы плит, характеризовавшиеся относительно повышенными скоростями осадконакопления при прочих равных условиях содержат максимальные скопления нефти или газа. По-видимому, относительно повышенные скорости осадконакопления – весьма благоприятный фактор не только для генерации и аккумуляции УВ, но прежде всего для консервации и предохранения их от рассеивания и разрушения.

Эти же исследования показывают, что в формировании крупных и крупнейших месторождений нефти и газа, кроме других факторов (наличие значительных высокоамплитудных структур, коллекторов, надежных покрышек и т.д.), важную роль играет местоположение зоны нефтегазонакопления по отношению к областям генерации УВ. Расположение Шатлыкской ловушки значительной амплитуды на стыке двух крупных областей генерации УВ (Мургабская впадина на востоке и Предкопетдагский прогиб на западе) обусловило формирование здесь месторождения газа.

А.М. Акрамходжаев, Ш.Д. Давлятов, В.И. Ситников, М. Хаджибеков

ПЕРИКЛИНАЛЬНЫЕ ПРОГИБЫ СРЕДНЕЙ АЗИИ И ИХ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ

В пределах эпиплатформенной орогенной и платформенной областей Средней Азии выделяются мегантиклинали и мегасинклинали, антеклизы и синеклизы. Эпиплатформенная орогенная и альпийская складчатая области отделяются от платформенных структур Туранской плиты краевыми и внешними прогибами. В зонах сочленения мезозойско-кайнозойских структур Тянь-Шаня и Южного Урала с Туранской плитой расположены периклинальные прогибы.

На Южном Урале область развития Примугоджарской и Северо-Приаральской систем антиклиналей и синклиналей, разделенных Челкарским прогибом, погружается в сторону Устюрта и Аральского моря и образует периклинальный прогиб Южного Урала.

Гиссарская, Зарафшанская и Нуратинская мегантиклинали Южного Тянь-Шаня, погружаясь на запад и юго-запад, образуют Бухаро-Каршинский периклинальный прогиб Южного Тянь-Шаня. В его пределах последовательно чередуются хорошо выраженные антиклинальные и синклинальные складки, простирающиеся в сторону центральной части Амударьинской впадины.

Юго-западное погружение Чаткало-Кураминской системы мегантиклиналей и юго-западное крыло Большого Каратау образуют Восточно-Кызылкумский периклинальный прогиб Срединного Тянь-Шаня.

Юго-Западная Туркмения в структурном отношении представляет собой типичный пример формирования периклинального прогиба. Антиклинальные складки, погружаясь, меняют свои простирания с северо-западного на юго-западное по мере удаления в сторону Южно-Каспийской впадины.

Все эти примеры показывают, что в зонах погружения разнородных орогенных структур Средней Азии сформировались периклинальные прогибы, отличительной особенностью которых является виргация осей складок. Периклинальные прогибы расположены в районах сочленения геосинклинальных (орогенных) зон и относительно жестких массивов ранчей консолидации (срединных массивов).

На западных периклиналях локальных антиклиналей и крупных поднятий Западного Узбекистана на палеозойском складчатом основании лежат относительно более древние горизонты осадочного чехла, чем на восточных. Подобное явление отражается на геологических картах в виде козырьков более древних отложений чехла на западных периклиналях. В Горном Мангышлаке юрские отложения образуют козырек на западной периклинали крайней западной складки Коратаушик. На крайнем востоке Мангышлака юрские образования оконтуривают восточную периклиналь Карамаинской антиклинали и также образуют ко-

зырек. Эта же особенность характерна для локальных складок западного и восточного периклинальных окончаний Копетдага.

Мезозойско-кайнозойские структуры периклинальных прогибов по мере погружения и удаления от горных сооружений сменяются структурными носами. При этом мощность отложений отдельных стратиграфических подразделений (ярусов, отделов), а также суммарная мощность мезозойско-кайнозойских образований закономерно увеличивается в сторону общего погружения всей периклинальной системы.

Области периклинальных прогибов характеризуются медленным опусканием в течение мезозоя – палеогена и резким погружением в неоген-антропогеновое время. По мере удаления от приподнятых частей мегантиклиналей в сторону равнин складки становятся более простыми, пологими, брахиформными и даже куполовидными. Однако они в отличие от платформенных в той или иной степени сохраняют линейность и нередко имеют резко выраженный свод. Характерны также ундуляции шарниров, кулисообразное расположение и виргация осей локальных структур.

Периклинальные прогибы отличаются от краевых не только пространственным положением, но и более длительным погружением, а также подвижностью геосинклинального основания. Это приводит к накоплению отложений большей мощности.

Периклинальные прогибы существуют и в других регионах. На Кавказе подобной структурой является Апшеронский периклинальный прогиб.

Таким образом, помимо платформенных впадин и поднятий, межгорных впадин и краевых прогибов, важнейшим структурным элементом в нефтегазоносных областях Средней Азии являются широко развитые периклинальные прогибы. Формируются они в пределах как эпигеосинклинальных, так и эпиплатформенных орогенных структур, которые характеризуются длительным развитием в течение по крайней мере мезозоя и кайнозоя.

В связи с особым структурным положением периклинальных прогибов в Средней Азии предлагается выделять их в самостоятельные нефтегазоносные области, расположенные в пограничной зоне между эпиплатформенным орогеном и платформой, но тяготеющие больше к последней. К ним, в частности, относятся северо-западное и юго-восточное периклинальные окончания Копетдага, Бухаро-Каршинский периклинальный прогиб Южного Тянь-Шаня, периклинальный прогиб Южного Урала.

На примере уже известных нефтегазоносных областей можно утверждать, что периклинальные прогибы содержат бо́льшие запасы нефти и газа, чем краевые. Поэтому необходимо уделить серьезное внимание поискам в их пределах нефтяных и газовых залежей. Разведка должна проводиться не только в мезозойско-кайнозойских, но в отдельных случаях и в палеозойских отложениях. Первоочередной зоной является периклинальный прогиб Северо-Западного Копетдага, в котором уже известны промышленные месторождения нефти и газа.

Периклинальные прогибы весьма благоприятны для образования нефти и газа, так как интенсивное погружение материнских пород обеспечивает необходимые термокаталитические условия. Этим, очевидно, следует объяснить причины сосредоточения в них месторождений нефти и газа.

Н.Е. Оводов

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ РАЗДЕЛЬНОГО ПРОГНОЗА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕ- И ГАЗОНОСНОСТИ ПЛАТФОРМЕННОЙ ЧАСТИ ЗАПАДА СРЕДНЕЙ АЗИИ

В основе представлений о стадийности процессов нефте- и газообразования лежит исторический подход, что позволяет использовать палеотектонические исследования для раздельного прогнозирования перспектив нефте- и (или) газоносности.

По И.И. Аммосову, главной зоне нефтеобразования (ГЗН) соответствует температурный интервал от 70–80 до 180–200°С. Применительно к углеводородопродуцирующим отложениям платформенной части запада Средней Азии наиболее благоприятный температурный интервал ГЗН составляет 60–175°С (верхний предел). Максимальный температурный предел главной зоны газообразования (ГЗГ) обычно принято считать 210–220°С.

Автор попытался определить для этой территории время начала формирования залежей нефти и газа, наибольшего его размаха и затухания с помощью палеотектонического анализа. Наибольшим углеводородогенерирующим потенциалом обладают здесь юрские терригенные отложения, содержащие преимущественно гумусовое органическое вещество (ОВ).

В процессе геологической истории юрские отложения претерпели интенсивные катагенетические изменения. Отражательная способность витринита изменяется в них от 62 до 90 условных единиц (стадии буроугольная-жирная). Максимальные температуры недр в прошлом для этого диапазона составляли 65–190°С. Палеотемпературы ГЗН платформенной части запада Средней Азии (60–175°С) зафиксированы на современных глубинах от 1600 до 3250 м.

В зависимости от истории тектонического развития отдельных районов рассматриваемой территории глубины ГЗН существенно отличаются. Так, например, для юрских отложений Дарьялык-Дауданского прогиба она располагается в интервале 1750–2600 м, Бухарской и Чарджоуской ступеней – 1600–2400 м, а для южного склона Центрально-Каракумского свода – 2500–3250 м. С учетом разницы между древними и современными температурами в юрских отложениях около 20°С и современного геотермического градиента в них 3,5°С/100 м, были подсчитаны первичные глубины ГЗН, которые оказались на 500–600 м больше современных глубин распространения указанных зон.

В пределах Туранской плиты к началу нижнемеловой эпохи юрские терригенные угленосные отложения лишь в наиболее прогнутой части Амударьинской синеклизы вступили и почти полностью прошли ГЗН, а на всей остальной части территории они находились в зоне потенциально нефтепроизводящих отложений, по терминологии А.Э. Конторовича и А.А. Трофимука. К началу верхнемеловой эпохи в ГЗН втягиваются

юрские терригенные образования осевой части Предкопетдагского краевого прогиба и значительной территории Мургабской впадины. К этому времени ГЗН охватывает и карбонатные верхнеюрские отложения в районе Байрамалийского вала.

К концу верхнемеловой эпохи, по существу, вся терригенная и частично карбонатная юрская толща прошла ГЗН в Предкопетдагском передовом прогибе, Мургабской впадине, Балкуинском прогибе, на Багаджинской и Чарджоуской ступенях, а также в ГЗН были вовлечены и неокомские отложения Предкопетдагского прогиба.

К началу неогена юрские терригенные отложения не вошли в ГЗН на наиболее приподнятых участках Центрально-Каракумского свода и Бухарской ступени. В осевой части Предкопетдагского прогиба к этому времени прошли ГЗН карбонатно-терригенные нижнемеловые отложения и начали втягиваться верхнемеловые, которые полностью прошли ГЗН к настоящему времени.

Таким образом, наибольшего размаха генерация жидких углеводородов (УВ) в юрских отложениях погруженных участков Туранской плиты могла достичь к началу (и в процессе) накопления верхнемеловых образований. К началу неогеновой эпохи уже началось затухание нефтеобразования, а газообразование достигло максимума. Юрские терригенные отложения глубоких впадин и прогибов в настоящее время находятся в оптимальных для газообразования условиях и поэтому можно считать, что они и поныне продуцируют газ.

Изучение истории формирования локальных поднятий Туранской плиты убедительно показывает, что подавляющее большинство их приобрело форму ловушек замкнутого контура только в постпалеогеновое время. Вероятно, это и является основной причиной отсутствия здесь крупных нефтяных залежей, так как в период, когда нефтеобразование достигло наибольшей интенсивности, условия для аккумуляции жидких УВ отсутствовали. Однако в некоторых районах Туранской плиты (Бахардакский склон, отдельные участки Бухарской и Чарджоуской ступеней) обнаружены поднятия древнего заложения и формирования, связанные с древними выступами фундамента (Модар, Сансыз, Курук и др.) или с рифогенными постройками (Уртабулак, Северный Уртабулак и др.). Именно эти районы и являются наиболее благоприятными для обнаружения нефтяных месторождений, что и подтверждается практикой. Кроме того, в пределах Предкопетдагского прогиба, помимо юрских отложений, генерировать жидкие УВ могли и палеогеновые образования, которые находятся в ГЗН с неогена и по настоящее время. В этой связи и внутренний и внешний борт прогиба следует относить к районам, перспективным в нефтеносном отношении.

А.А. Геодекян, Ю.М. Берлин, В.Л. Пиляк, В.Я. Троцюк, Г.Ф. Ульмишек

ЗНАЧЕНИЕ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

(на примере Каспийского моря и его обрамления)

Изменения теплового потока во времени, геотермического градиента, плотности горных пород, их влагонасыщенности, пористости и других параметров изучаются, чтобы установить этап погружения отложений в зону с температурами, характерными для главной фазы нефтеобразования (ГФН). На основе исследования этих показателей возникло направление, рассматривающее геологическую историю преобразования рассеянного органического вещества (РОВ) в недрах, названное Н.Б. Вассоевичем "историко-геолого-геохимическим методом". Идея метода заключается в том, чтобы определить, на каком этапе те или иные участки осадочного бассейна реализуют свои основные нефтегазогенерационные свойства. Отсюда одна из главных задач метода – выявить пространственно-временную закономерность нефтегазообразования в осадочном бассейне и количественно оценить его масштабы.

Указанный метод был применен авторами к региону Каспийского моря. Комплексное изучение различных сторон геолого-геохимической истории захороненного ОВ в толще осадочных пород включало следующие исследования. В разрезе осадочных бассейнов выделены толщи, характеризующиеся наибольшим содержанием органического вещества (ОВ), способного генерировать нефтяные углеводороды. Затем проведено изучение современной термобарической обстановки и стадии преобразования рассеянного ОВ (РОВ) в различных частях региона как по площади, так и по разрезу осадочного чехла[1]. Далее произведена реконструкция температур и давлений в изучаемых толщах для последовательных этапов геологической истории. На основании этих реконструкций выполнены расчеты удельной генерации углеводородов (УВ) для различных временных рубежей и суммарной генерации за все геологическое время в каждом выделенном комплексе отложений. Полученные результаты сравнивались с данными о формировании крупных положительных структурных элементов, могущих служить зонами нефтегазонакопления, и был сделан вывод о перспективах каждого из них. Такова последовательность исследований при историко-геологогеохимическом методе, который все шире и шире начинает применяться при оценке перспектив различных регионов.

При первом знакомстве с методом может сложиться впечатление, что он значительно отличается от прежних традиционных подходов к оценке

[1] В описываемой методике применение различных палеореконструкций к районированию по современному (остаточному) распределению РОВ требует специального обоснования. (Примеч. ред.)

перспектив нефтегазоносности, основанных на структурных, палеогеографических и палеотектонических исследованиях. Но более внимательное рассмотрение покажет, что он также базируется на глубоком исследовании геологического строения и истории развития изучаемого региона.

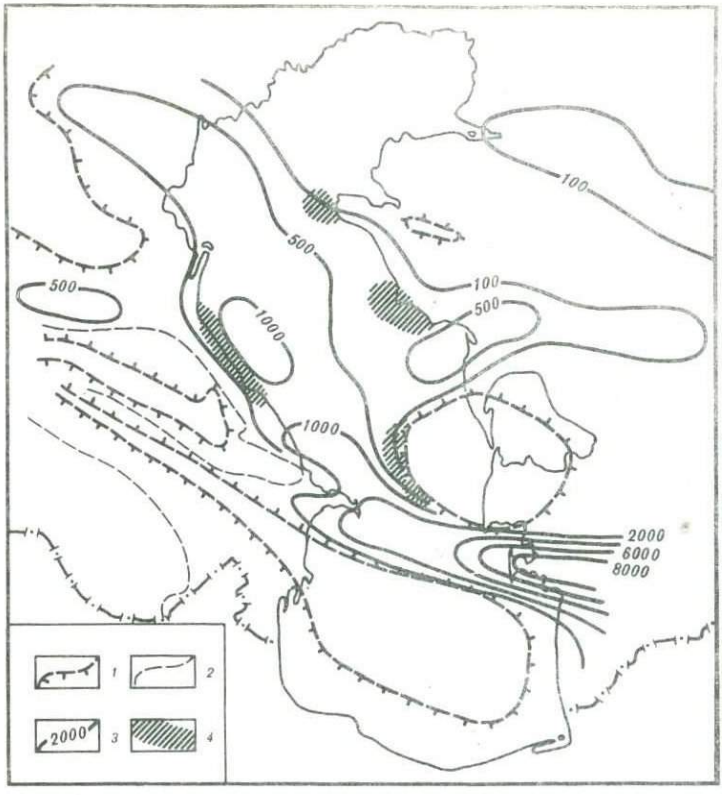
Рассмотрим новый подход к оценке перспектив на примере Каспийского моря и его обрамления. Выделенные в разрезе осадочного чехла потенциально нефтематеринские литолого-стратиграфические комплексы распространены на определенной площади, в пределах которой их литологический состав, мощность, концентрация РОВ и его генетический тип, определенные по данным лабораторных анализов, в той или иной степени меняются. Учет этих изменений, необходимый для объективной интерполяции и экстраполяции дискретных по площади данных, возможен при условии реконструкции палеогеографической обстановки времени накопления нефтематеринской толщи. Составленные для Каспийского моря и прилегающей территории литолого-фациальные и палеогеографические карты для байос-батских, апт-альбских, верхнеэоценовых (кумский горизонт) и олигоцен-раннемиоценовых (майкопских) отложений, позволили экстраполировать содержание в них РОВ и его тип в пределы акватории, где эти комплексы в настоящее время не доступны непосредственному изучению.

Исследование современной и прошлой термобарической обстановки в недрах нефтегазоносного бассейна, необходимое для суждения о стадиях преобразования РОВ в различных его частях, опирается на анализ современной и палеоструктуры. Такой анализ был выполнен путем построения структурных и палеоструктурных карт кровли перечисленных выше комплексов для основных моментов геологической истории. Эти карты наряду с данными о литологическом составе отложений, перекрывающих нефтематеринские комплексы, явились основой для суждения о глубине погружения последних на различных геологических этапах и для расчетов древних геотермических градиентов и палеотемператур на изучаемых поверхностях.

Расчет удельной генерации УВ на единицу площади бассейна косвенным образом опирается на палеогеографический и палеоструктурный анализ, поскольку использует данные о генетическом типе РОВ, процентном его содержании и степени катагенетического преобразования, с одной стороны, и непосредственно зависит от изучения литолого-фациального состава комплексов и включает в исходные расчетные параметры мощность его глинистой составляющей – с другой.

Заключительный анализ соотношения выявленных очагов генерации УВ и крупных положительных структурно-тектонических элементов требует поэтапной реконструкции истории геологического развития вероятных зон нефтегазонакопления. Наиболее рационально этот анализ производить с учетом древнего направления движения подземных вод, как это сделано авторами при оценке перспектив Каспийского моря.

Таким образом, в каждой своей части историко-геологогеохимический метод базируется на палеогеографических и палеотектонических исследованиях. Неверная трактовка геологического развития и строения региона влечет за собой ошибки в расчетах масштабов генерации нефтяных УВ и конечной оценки его перспектив.

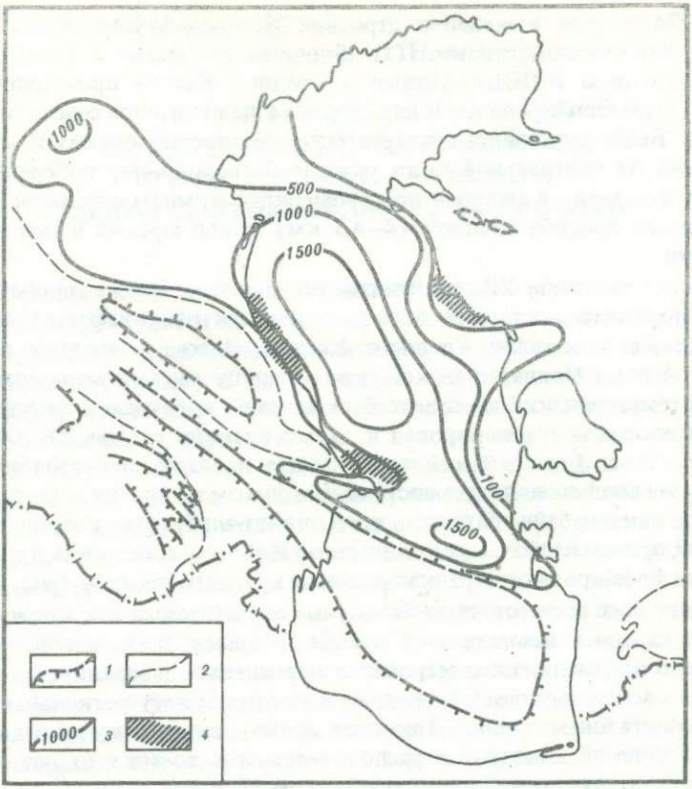


Р и с. 1. Схематическая карта масштабов генерации жидких углеводородов в байосбатском комплексе отложений района Каспийского моря

1 – границы распространения комплекса, *2* – границы складчатых сооружений, *3* – изолинии масштабов генерации жидких УВ (10^3 т/см^2), *4* – возможные зоны нефтегазонакопления

Иллюстрацией этому служит изучение истории и масштабов нефтеобразования в осадочном чехле средней части Каспийского моря, проведенные в Институте океанологии им. П.П. Ширшова АН СССР.

Как известно, бурение в акватории Среднего Каспия за исключением нескольких скважин у самого побережья моря в Южном Дагестане и Казахском заливе еще не производилось. Поэтому основу информации, используемой для анализа региональной структуры дна Среднего Каспия, до последнего времени составляли геофизические исследования – главным образом данные гравиметрической и магнитной съемки и непрерывного сейсмического профилирования, освещающие структуру чехла до кровли верхнемеловых отложений. Естественно, что существовавшие к началу 70-х годов представления о строении недр акватории, сложившиеся на основе анализа геофизических материалов и экстраполяции геологических данных по прилегающим к морю участкам суши, могли в значительной степени отличаться от реальных условий. Тем более гипотетичными



Р и с. 2. Схематическая карта масштабов генерации жидких углеводородов в аптальбском комплексе отложений района Каспийского моря

Условные обозначения см. на рис. 1

являлись основанные на этих материалах представления об истории геологического развития Среднего Каспия. В частности, в мезозойское время на месте центральной части моря предполагалось существование относительно крупного сводового поднятия, которое в юрское и раннемеловое время представляло собой область денудации, простиравшуюся в отдельные периоды до геосинклинального прогиба Большого Кавказа.

Согласно этим представлениям, были первоначально приняты мощности, литологический состав и концентрация РОВ для изучаемых нефтематеринских комплексов, а также рассчитаны максимальные глубины их погружения, палеотемпературы и соответствующие стадии катагенеза РОВ. Расчет генерации жидких и газообразных УВ, основанный на принятых данных, дал отрицательный результат для современного Терско-Каспийского прогиба в мезозойское время и относительно небольшую величину генерации в юрском и меловом комплексах в течение кайнозоя. В соответствии с этим расчетом перспективы мезозойских отложений антиклинальных зон Южного Дагестана выглядели проблематичными.

В 1974 г. для выяснения строения Центрально-Каспийского свода Институтом океанологии им. П.П. Ширшова совместно с Азербайджанским отделением ВНИИгеофизики в Среднем Каспии проводились глубинное сейсмозондирование и параллельное непрерывное сейсмопрофилирование. Было установлено возрастание мощностей юрских и меловых отложений от центральной части моря к Дагестанскому побережью, что привело к выводу о наличии под субмеридиональным отрезком Терско-Каспийского прогиба мощной (4–4,5 км) толщи юрских и меловых образований.

Расчеты генерации УВ, произведенные с учетом новых данных совершенно по-иному поставили вопрос о перспективах нефтегазоносности мезозойских отложений Среднего Каспия. Здесь, в древней впадине, названной нами Придагестанской, уже к концу раннего мела среднеюрский нефтематеринский комплекс был частично погружен в главную зону нефтеобразования и генерировал к этому времени свыше 200 тыс. тонн жидких УВ на 1 км^2 бассейна. В течение последующей геологической истории эта впадина являлась постоянным очагом генерации нефтяных компонентов как для байос-батского, так и для апт-альбского комплексов отложений, причем наибольшее количество УВ образовалось здесь в кайнозое, во время формирования Предкавказского краевого прогиба (рис. 1, 2).

В свете этих расчетов антиклинальные зоны Южного Дагестана, формирование которых началось еще в юрское время, в последующие этапы постоянно занимали гипсометрически повышенное положение по отношению к упомянутому очагу генерации и могли служить региональными зонами нефтегазонакопления. Такие же соотношения существовали между Придагестанской впадиной и расположенным к востоку от нее Песчаномысско-Ракушечным приподнятым блоком.

Таким образом, новая трактовка истории геологического развития западной части Среднего Каспия повлекла за собой значительную переоценку перспектив нефтегазоносности прилегающих территорий.

Расчет объемов генерации УВ, произведенный для других частей Каспийского моря, в первую очередь отражает современный уровень знаний об истории тектонического развития региона. Например, выбор параметров, определивших выявление мощного очага генерации УВ в зоне сочленения Среднего и Южного Каспия, был сделан на основе предположения о существовании здесь в мезоозойское время глубокого субгеосинклинального прогиба, соединявшего прогибы Большого Кавказа и Западного Копетдага, а заключение о колоссальных масштабах нефтегазообразования в аналогах кумского горизонта и майкопских отложений в Южно-Каспийской впадине основано на представлениях о кайнозойском времени формирования этой глубочайшей области прогибания.

В заключение следует сказать, что в рамках нового подхода к оценке перспектив нефтегазоносности, основанного на углубленном исследовании закономерностей процесса и масштабов генерации нефти и газа в недрах, традиционные методы палеогеографического и палеотектонического анализа существенно расширяют сферу применения и возможности интерпретации полученных результатов.

А.А. Али-заде, А.К. Алиев, Э.А. Тагиев, М.А. Рзаев,
А.А. Алиев, С.Г. Надиров

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ОЦЕНКЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДЕПРЕССИОННЫХ ОБЛАСТЕЙ АЗЕРБАЙДЖАНА

При палеотектоническом анализе депрессионных областей Азербайджана наиболее эффективным является использование схем распределения мощности отложений и профилей выравнивания в сочетании с изучением хода колебательных движений для каждого этапа тектонического развития территории. Эти методы базируются на анализе мощности отложений. При палеотектонических исследованиях в геосинклинальных областях Большого и Малого Кавказа, а также в Куринской впадине, для которых характерны узкие прогибы и еще более узкие зоны поднятий второго и более высоких порядков, отличающиеся особой контрастностью тектонических движений, большое значение имеет фациальный анализ. Результаты палеотектонического анализа позволили в отдельных депрессионных зонах Азербайджана установить время заложения локальных поднятий, их расположение относительно областей максимальных прогибаний и возможных направлений миграции углеводородов (УВ), а также выделить зоны устойчивого длительного прогибания. Примерами могут служить результаты палеотектонического анализа территорий Кюрдамирской, Кировабадской, Нижнекуринской областей и Нахичеванской АССР.

Тектоническое развитие Кюрдамирской области изучено с помощью серии профилей выравнивания, охватывающих период от раннемелового времени до современного. Допалеозойский фундамент здесь рассекается двумя глубинными разломами, которые проявляются в осадочном чехле. Юрский и начало мелового периода характеризуются интенсивным излиянием эффузивов, вскрытых на площадях Саатлы (скв. 1), Джарлы (скв. 1, 5, 6, 8, 9, 10), Сор-Сор (скв. 1, 3, 4), Караджаллы (скв. 1, 3), разрезы которых состоят из основных вулканитов (Саатлы, скв. 1). На площади Караджаллы в скв. 3 вскрыты гранодиориты.

Анализ развития локальных структур Караджаллы-Саатлинской зоны показывает, что заметное воздымание их происходило в конце нижнего миоцена, после отложения верхнемайкопской свиты. Единым цоколем локальных структур на глубине является крупное горстообразное мезозойское поднятие, которое продолжается в северо-западном направлении, охватывая Халданский локальный выступ. Это поднятие размыто до аптских отложений (Джарлы). На размытой поверхности повсеместно залегают верхнемеловые образования. В результате погружения в конце миоцена и в начале среднего плиоцена на месте крупного мезозойского поднятия образовалась Куринская впадина.

Юго-западнее, в пределах Амирарх-Зардоб-Мурадханлы-Мильской зоны Кюрдамирской области представлен полный разрез меловых и палеоген-неогеновых отложений. С Караджаллы-Саатлинской зоной упомянутая зо-

на сочленяется по крупному разлому. Сводовые части локальных поднятий сложены эффузивами, а на крыльях развиты осадочные отложения мела и палеогена, мощность которых увеличивается за счет появления вниз по падению отдельных пачек, включающих породы-коллекторы.

Анализ тектонического развития локальных поднятий Амирарх, Зардоб, Мурадханлы и Мильское свидетельствует об их конседиментационной природе. При этом три последних поднятия более выражены в меловых и нижнепалеогеновых отложениях, нежели в верхнепалеоген-неогеновых. В верхних слоях неогена все поднятия затухают. По данным бурения, только Мурадханлинское поднятие по подошве чокракского горизонта выражено более или менее заметно. Зафиксированные разрывные нарушения к концу среднего миоцена затухают. По характеру тектонического развития Мурадханлинская зона нами отнесена к северному борту Предмалокавказского прогиба. Сбросы, осложняющие Мурадханлинское поднятие, затухают в конце среднего миоцена. Залежи нефти установлены в сильно измененных осадочных образованиях верхнего мела (скв. 8, 17, 23), а также в мергельных пачках эоцена (скв. 12), прислоненных к эффузивному телу с юго-запада (со стороны Евлах-Агджабединского прогиба). По данным сейсморазведки, контакт мезозойских и палеогеновых отложений (отражающий горизонт "Р"), более дислоцирован, чем вышележащие отложения палеогена. Выявленные в меловых отложениях структурные выступы Гедаккорунский, Юхары Шильянский и Шахсуинский полностью исчезают в палеогеновых слоях.

При оценке палеотектонических условий образования и сохранения залежей нефти и газа в локальных поднятиях Кюрдамирской области можно выделить две зоны: перспективную Амирарх-Зардоб-Мурадханлы-Мильскую и бесперспективную Караджаллы-Сор-Сор-Джарлы-Саатлинскую. Развитие обеих зон показывает, что ловушки, четко выраженные в виде локальных поднятий, образовались до накопления осадков среднего и верхнего миоцена и поэтому можно предполагать, что миграция УВ имела место до накопления отложений верхнего миоцена. При этом отсутствие залежей в верхнемеловых и палеогеновых отложениях на поднятиях Караджаллы-Саатлинской зоны обусловлено размывом на локальных структурах верхней части верхнего мела, а местами – всего этого комплекса и отсутствием в разрезе палеогена–низов миоцена (палеоцен, эоцен и майкопская свита). Амирарх-Зардоб-Мурадханлы-Мильская зона в этот период, наоборот, испытывала длительное и устойчивое погружение. С накоплением мощной серии осадков одновременно происходил рост локальных структур. Особый практический интерес представляет тот факт, что отдельные участки локальных поднятий, обращенные к Евлах-Агджабединскому прогибу, характеризуются появлением в разрезе новых пачек пород, состоящих из карбонатных и песчаных коллекторов эоцена, палеоцена и верхнего мела.

Палеотектонический анализ Кировабадской нефтегазоносной области показывает, что история развития локальных структур здесь резко отличалась от той, которая характерна для структур Кюрдамирской области. Это видно на примере поднятий Дальмамедли, Казанбулаг, Борсунлы, Мирбашир, Ширванлы, Барда, Мартуни, Агджабеди, Восточный Агджабеди,

Ждановск, Советляр и Ширинкум. Развитие большинства из них тесно связано с развитием Евлах-Агджабединского прогиба, в котором максимальная мощность осадочного чехла составляет 17 км. В северо-западной части прогиба расположены локальные поднятия Борсунлы, Кызылгаджили, Гедакбоз.

С юго-запада к Евлах-Агджабединскому прогибу примыкают локальные структуры Мирбашир, Ширванлы и Барда, которые начали формироваться в нижнеплиоценовое время. В конце среднего плиоцена они уже были четко выражены. При этом Ширванлинское и Бардинское поднятия располагались гипсометрически ниже Мирбаширского, что определяет их большую перспективность.

К концу среднего плиоцена кровля меловых отложений в пределах Бардинского поднятия залегала на глубине 6 км от уровня моря, а в настоящее время погружена на 7,5 км. Свод Ширванлинского поднятия к концу среднего плиоцена находился на глубине 4 км, а в настоящее время он расположен на глубине около 5 км (по кровле меловых отложений). На поднятии Мирбашир к концу среднего плиоцена кровля меловой толщи была погружена на 3 км. Из-за размыва сводовой части поднятия Мирбашир в плиоцене и позднее, установить величину погружения невозможно. Что же касается поднятий Ширванлы и Барда, то они имеют конседиментационную природу. Поэтому, с точки зрения палеотектонических условий, их следует считать более перспективными.

Южнее рассматриваемого сечения к Евлах-Агджабединскому прогибу примыкают с запада и юго-запада поднятия Восточный Агджабеды и Агджабеды. На востоке прогиб отделяется от Кюрдамирской зоны глубинным разломом, проходящим по юго-западному крылу Сор-Сора. Зардобское поднятие и Шахсунинский выступ находятся на северо-восточном борту Евлах-Агджабединского прогиба. Можно предположить, что площади, обращенные к юго-западному борту Евлах-Агджабединского прогиба, имеют бо́льшие перспективы нефтегазоносности. Поэтому Агджабединское и Восточно-Агджабединское поднятия перспективны для поисков нефти и газа в меловых и палеогеновых отложениях.

Палеотектонический анализ показывает, что интенсивный рост поднятий Агджабеды и Восточный Агджабеды начался в конце раннего миоцена, после накопления верхнемайкопских отложений. К концу среднего плиоцена возникли четко выраженные локальные поднятия и существовали благоприятные тектонические условия для накопления УВ. С конца миоцена Евлах-Агджабединский прогиб был расчленен погребенным Восточно-Агджабединским поднятием.

Следующее сечение для исследования тектонического развития локальных поднятий проходит через площади Ширинкум, Советляр и Ждановская, расположенные в юго-западной части Предмалокавказского прогиба. Все эти локальные поднятия были четко выражены в конце эоцена. Ждановское поднятие полностью сформировалось к концу нижнего миоцена. Разлом между структурами Советляр и Ждановская – глубинный, развивался до конца нижнего миоцена. Советлярская структура имеет конседиментационную природу. Ширинкумский выступ погребен и затухает в олигоцен-миоценовых отложениях. По перспективам нефтегазоносности

на втором месте после структуры Мураджанлы находится Ширинкум, которая формировалась с конца позднего мела до начала олигоцена. Структура Ширинкум располагалась на пути миграции УВ со стороны погруженных частей прогиба в северо-восточном и юго-восточном направлениях.

Таким образом, палеотектонический анализ позволяет выделить поднятия, в пределах которых можно предположить промышленные скопления нефти и газа в меловых и палеогеновых отложениях. К ним относятся: Мураджанлы, Ширинкум, Зардоб, Советляр, Агджабеди, Восточный Агджабеди, Барда, Ширванлы, Айриджа, Кызылгаджили и Борсунлы.

В Кюрдамирской области изучение гравитационных максимумов свидетельствует о значительном влиянии "срединного массива" субконтинентального типа на формирование локальных поднятий Среднекуринской депрессии. Рассмотренные выше структуры Амирарх, Караджаллы, Сор-Сор, Джарлы, Саатлы, Зардоб, Мурадханлы, Мильская, Ширинкум – пологие (углы падения 4–15°), куполовидные, крупные (12 x 18 км Муралханлы). В то же время складки Кюрдамирской области осложнены внедрением эффузивов, разрывными нарушениями.

Палеотектонический анализ территории Нахичеванской АССР базируется на сравнении схем распределения мощностей отложений разных стратиграфических уровней. На фоне Араксинской геоантиклинали в юрское время происходит осадконакопление в узком прогибе, вытянутом в северо-западном направлении от Джульфинского ущелья до Даралагезского хребта. Заложение прогиба сопровождается кратковременным вулканизмом, проявившимся в краевой зоне Ордубадского синклинория в два этапа – в верхнем лейасе и киммеридже. Между этими этапами, в течение средней юры и келловейского века, в Нахичеванском заливе юрского бассейна накапливались морские отложения (глины, алевролиты, песчаники, мергели, известняки и мергелиты), максимальная суммарная мощность которых достигает 300 м. Ось прогибания проходила западнее Нахичевани. Анализ показывает, что подошва отложений средней юры в тектоническом отношении была неустойчивой и недостаточно стабильной, что не благоприятствовало образованию залежей нефти и газа.

Верхнемеловая эпоха, начавшаяся на территории Нахичеванской АССР сеноманской трансгрессией и завершившаяся дат-палеоценовой регрессией, характеризуется непрерывным осадконакоплением в морских условиях без признаков вулканизма. Анализ изменения структурного плана подошвы сеноманского яруса показывает, что она устойчиво прогибалась в период от сеномана до эоцена, а затем вплоть до настоящего времени устойчиво воздымалась. В туронский век в связи с трансгрессией происходит накопление мощной (в средней части около 700 м) карбонатно-терригенной толщи с обильными остатками фауны. Эти отложения могут быть отнесены к перспективным в отношении нефтегазоносности. Вышележащие отложения коньякского и сантонского ярусов из-за неблагоприятных палеотектонических условий следует отнести к бесперспективным. В остальной части верхнемелового разреза наибольший интерес, с точки зрения палеотектонических условий, представляют кампанский и маастрихтский ярусы, наименьший – датский.

Палеотектонические профили в пределах юго-западного борта Нижнекуринской депрессии и северо-восточной части Прикаспийско-Кубинской области по линии Новоголовка – Аляты – море свидетельствуют о благоприятных палеотектонических условиях территории вплоть до Бабазанской структуры включительно. Однако в зоне Муганской моноклинали, включая Шорсулу-Халфалинские погребенные поднятия, продуктивная толща выклинивается. В этой части бассейна геохимическая обстановка не способствовала образованию УВ и их залежей. Поэтому продуктивная толща в этом районе нами отнесена к неперспективной, что подтверждено разведочным бурением на Среднемуганской площади. Таким образом, при поисках и разведке залежей нефти и газа целесообразно применять палеотектонический метод, особенно для депрессионных зон геосинклинальных областей.

Э.Н. Алиханов, З.А. Буниат-заде, К.И. Гоберман

О СООТНОШЕНИИ СТРУКТУРНЫХ ПЛАНОВ ЮЖНОЙ ЧАСТИ АПШЕРОНСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

Вопрос о соотношении структурных планов плиоценовых и подстилающих отложений Апшеронской области имеет не только теоретическое, но и большое прикладное значение, так как с ним тесно связано выявление перспектив нефтегазоносности и выбор рационального направления поисково-разведочных работ. До сих пор остается дискуссионным вопрос о том, наследует ли плиоцен-четвертичный комплекс отложений структурный план более древних слоев или же произошла перестройка направлений складчатости с широтной палеоген-мезозойской, обусловленной подъемом Главного Кавказского хребта, на меридиональную плиоцен-четвертичную, связанную с прогибанием впадины Каспийского моря.

Наиболее надежными для решения этого вопроса являются геологические материалы, в первую очередь результаты глубокого бурения, а при отсутствии их – данные геофизики. Поэтому для южной и восточной частей Апшеронской области, где отложения палеогена и мезозоя погружены на значительную глубину и в единичных точках вскрыты скважинами лишь верхи миоцена, преобладающее значение при выяснении вопросов соотношения структурных планов приобретают материалы геофизических методов исследования, главным образом сейсмо- и гравиразведки. Поскольку данные гравиразведки интерпретируются неоднозначно, сейсмические материалы остаются единственными исходными данными для рассмотрения тектоники глубокопогруженных слоев (в частности, палеогена–верхнего мела) и соотношения структурных планов этих слоев с вышележащими. Проведенные в южном прибрежье Апшеронского полуострова сейсморазведочные работы 1960–1967 гг. позволили установить соответствие в общих чертах тектоники плиоценовых и подстилающих их отложений, хотя на отдельных участках и были отмечены локальные несогласия в виде погребенных структурных выступов и отдельных погребенных поднятий.

Обобщение имеющихся геологических и сейсмических материалов позволило построить сводные структурную карту и схемы южного прибрежья и восточной части Апшеронского полуострова по I, II и III условным сейсмическим горизонтам, приуроченным соответственно к кровле подкирмакинской свиты продуктивной толщи (средний плиоцен), миоцен-олигоценовым и палеоген-верхнемеловым отложениям. При этом I условный горизонт привязан к кровле ПК свиты в скважинах, пробуренных в пределах районов исследования и его непосредственного обрамления. Сводные структурные схемы по II и III горизонтам построены впервые для всего южного прибрежья Апшерона. Таким образом, в отличие от имевшихся структурных построений, освещающих отдельные участки, впервые дается общая картина глубинного строения южной части Апшеронской области по единым структурным поверхностям (рис.). Кроме

Соотношение структурных планов плиоценовых и палеоген-верхнемеловых отложений южной части Апшеронской нефтегазоносной области

Изогипсы (в м): *1* – по подкирмакинской свите продуктивной толщи (средний плиоцен), *2* – по палеоген-верхнемеловым отложениям; *3* – нарушения, установленные по данным бурения; *4* – нарушения, выявленные по данным сейсморазведки; *5* – линия сейсмогеологического профиля

того, построены сейсмогеологические, геолого-геофизические и палеотектонические профили, пересекающие наиболее крупные структурные элементы рассматриваемого района.

Сопоставление построенных карты и схем показало, что и на карте и на всех схемах нашли отражение крупные положительные и отрицательные структурные формы этого района: южное крыло Локбатан-Карадагской системы поднятий, Джейран-Кечмесская синклиналь, Бибиэйбатское поднятие, Бакинская мульда, южная часть Фатьмаи-Зыхской антиклинальной зоны, Бина-Гоусанская синклиналь, Калинская складка и Восточно-Апшеронская синклиналь. При этом в отложениях палеогена–верхнего мела, как и в вышележащих слоях, наблюдается самое разнообразное простирание этих форм: от субширотных до сумберидиональных. На отдельных участках рассматриваемого района, главным образом на крыльях и периклиналях структур субмеридиональной ориентировки, отмечаются погребенные структурные осложнения (структурные выступы и валообразные зоны широтного простирания).

Региональным тектоническим фактором, определившим характер соотношения структурных планов плиоценовых и более древних слоев в пределах Апшеронской области, послужило образование Каспийской впадины. Разноориентированная складчатость возникла в результате совместного воздействия воздымания Большого Кавказа (субширотные направления) и прогибания Каспийской впадины (субмеридиональные направления).

Анализ соотношения в отложениях верхнего мела и палеогена широтных и меридиональных простираний показал, что последние в Восточном Апшероне преобладают и, следовательно, к тому времени, когда формировались широтные тектонические зоны, обусловленные воздыманием Большого Кавказа, существовала более древняя складчатость субмеридиональной ориентировки. Эти древние структурные формы связаны с прогибанием Каспийского бассейна. По данным ГСЗ, наибольшая мощность осадочной толщи (до 24 км) отмечается в Южно-Жилинском прогибе.

По данным гравиметрии, наибольшие абсолютные значения регионального минимума, в который входит весь Апшеронский полуостров, фиксируются к северо-востоку и юго-востоку от полуострова. Таким образом, совокупность геолого-геофизических данных по Апшеронской области и региональных исследований по сопредельным районам позволяет считать, что именно здесь проходила осевая часть древнего Каспийского прогиба. Естественно предположить, что вблизи от осевой части Каспийского прогиба сильнее всего должно сказываться влияние субмеридиональных тектонических усилий. В таком положении оказалась восточная часть Апшеронского полуострова, где в результате орогенических напряжений были сформированы субмеридиональная Калинская складка, Фатьмаи-Зыхская антиклинальная зона, складки Мардакянская, Артемовская, Гюргяны, а также разделяющие эти положительные структуры субмеридиональные синклинали – Бина-Гоусанская и Восточно-Апшеронская.

Начавшееся в мезозое воздымание Большого Кавказа как составной части Альпийского складчатого пояса привело к наложению субширотных тектонических деформаций на существующие субмеридиональные. На этапе наиболее интенсивного роста Большого Кавказа произошло определенное и весьма существенное изменение структурного плана. При этом на относительно ослабленных участках образовались складки соответствующего простирания (Зыринская, возможно, также и Сабунчи-Балаханы-Раманинская), тогда как на более стабильных участках формировались лишь структурные выступы типа Бининского на восточном крыле Сураханской складки, Гоусанского на восточном крыле Карачухурской складки, Дюбендинского на восточном крыле Калинской складки, а также выступы на юго-восточной периклинали Калинской складки, обращенные один к Гоусанскому структурному выступу, другой – к Зыринской складке.

Как ранее указывали М.В. Абрамович, В.А. Горин, Г.П. Тамразян, Б.В. Григорьянц и другие исследователи, мезозойские складчатые движения приурочены, по-видимому, к полосам широтного и субширотного направления, находящимся главным образом на продолжении основных отрогов Большого Кавказа. На структурных схемах по подстилающим продуктивную толщу отложениям для восточной части Апшеронского полуострова видно линейное (или зональное) расположение Сабунчи-Раманинской складки и кулисовидно смещенного от нее Бининского структурного выступа на восточном крыле Сураханской складки, северо-западной периклинали Калинской складки и Дюбендинского выступа на

ее северо-восточном крыле. В южном прибрежье Апшеронского полуострова еще в 1963 г. по предварительным результатам сейсморазведки были выделены предположительно две полосы несогласия широтного направления. Вопреки мнению некоторых исследователей, которые видели в погребенной складке Локбатан-море продолжение Южно-Апшеронской зоны несогласий, эти структуры оказались разобщенными. Южная зона включала в себя несогласия на площадях Карадаг-море, Локбатан-море, Бибі-Эйбат и Песчаный-море. Одновременно здесь были выявлены погребенные поднятия: Шихово-море и Шихово Восточное. Северная зона несогласий проходит через Гоусанский структурный выступ, выступы на южной периклинали Калинской складки и через поднятие Зыря.

На более позднем этапе развития Апшеронской области, в плиоцене и антропогене, когда воздымание Большого Кавказа завершилось и тектоническая активность ослабла, а Каспийский бассейн продолжал прогибаться (и, возможно, с бо́льшей интенсивностью, чем раньше), произошла новая перестройка структурного плана. Осложнения, образовавшиеся в мезозое, были погребены (в частности, в Восточном Апшероне и южном прибрежье) и доминирующей вновь стала субмеридиональная складчатость. При этом погребенными оказались Зыринская складка, Шихово-море, Шихово Восточное, Локбатан-море и все сопредельные с ними структурные выступы: Бининский, Дюбендинский, Гоусанский, Карадагский и выступы южной периклинали Калинской складки. Выраженность структур субширотного и субмеридионального простирания зависела от расстояния их до осевых зон соответственно Большого Кавказа и Каспийского прогиба. В частности, в Западном Апшероне, из-за близости к Большому Кавказу, преимущественно развились структуры кавказского простирания, хотя и здесь отмечаются субмеридиональные складки (Шабандаг, Аташкя, Шубаны и др.). Стратиграфический диапазон промышленной нефтегазоносности Апшеронской области охватывает слои от среднего плиоцена до олигоцена. Хотя добыча и перспективы связаны в основном с продуктивной толщей, серьезного внимания заслуживают и перспективы нефтегазоносности миоцен-олигоценовых отложений, продуктивных на ряде площадей Юго-Западного Апшерона (Карадаг, Караэйбат, Гюздек, Кергез, Умбаки и др.). Изменение литофациальной характеристики миоценовых отложений в южном направлении позволяет считать их на прилегающей акватории более перспективными. В пределах продуктивной толщи, с которой на Южном Апшероне связаны давно разрабатываемые залежи, наибольшего внимания заслуживают участки палеоподнятий и палеовыступов как объекты поисков нефтегазовых залежей стратиграфического типа.

После открытия газоконденсатной залежи в ПК свите на далеком южном крыле Локбатанской структуры (1952 г.) с этой залежью связывались большие перспективы, так как предполагалось увеличение мощности этой свиты вниз по падению. Однако бурение показало, что в этом направлении мощность резко уменьшается и к югу от берега свита полностью выклинивается. Было отмечено также уменьшение мощности свиты КС на 100–130 м. При этом различные интервалы свит ПК и КС несогласно перекрываются верхне-миоценовыми отложениями. Кроме того, при

бурении в низах продуктивной толщи были встречены продукты грязевулканической деятельности. Эти данные позволили высказать предположение о наличиии в районе мыса Пут древнего погребенного поднятия, осложненного грязевым вулканом. Это поднятие (Локбатан-море) действительно было выявлено морской сейсморазведкой на расстоянии 4–5 км от берега. На своде его выклинивается мощная пачка слоев, относящихся, по всей вероятности, к низам среднего плиоцена и верхам миоцена. Возможно их появление в разрезе южного крыла.

Аналогичное явление установлено на юго-западном крыле Бибиэйбатской складки. Месторождение, приуроченное к этому поднятию, эксплуатируется уже более 100 лет и находится на поздней стадии разработки. В 1950 г. (скв. 1379, приосевая часть юго-восточной периклинали) была обнаружена залежь нефти в свите КаС; мощность свиты 252 м. В скважинах, пробуренных юго-западнее, мощность свиты КаС сокращается до 20–27 м, что несомненно имеет прямую связь с погребенным поднятием Шихово-море, выявленным сейсморазведкой. На юго-западном крыле Бибиэйбатской структуры выделяется зона со сложными сейсмогеологическими условиями, по обе стороны от которой установлены различные простирания слоев. Это может свидетельствовать о наличии погребенного поднятия в отложениях палеогена и верхнего мела, а также о возможном существовании нарушений в миоцене–олигоцене. Участок к югу от зоны нарушений перспективен для поисков залежей стратиграфического и тектонически экранированного типов. Сокращение мощности нижней части продуктивной толщи установлено и в сводовой части погребенного поднятия Песчаный-море. Это позволяет предположить, что на южном погружении поднятия в низах продуктивной толщи могут быть встречены стратиграфические залежи.

Таким образом, в западной части Южно-Апшеронской зоны перспективна вся полоса к югу от зоны несогласий, включающая погребенные поднятия Локбатан-море и Песчаный-море, а также осложнения на юго-западном крыле Бибиэйбатской складки. Вся эта зона в целом представляет собой погребенный относительно приподнятый участок. Нам представляется, что она сыграла значительную роль при распределении мощностей отложений нижней части продуктивной толщи. Компенсированное накопление осадков привело к выклиниванию или сокращению мощностей отдельных пачек разреза в пределах зоны и соответственному увеличению мощностей к северу и югу от нее. Вероятно, к югу от этой зоны выклинившиеся пачки вновь должны появиться в разрезе. Косвенным указанием на это служит присутствие свит ПК и КаС на юго-западном борту Джейран-Кечмесской депрессии и на северо-восточном крыле поднятия о-ва Дуванный. Общность условий осадконакопления и принадлежность рассматриваемых площадей к единой зоне прогибания не оставляет сомнений в наличии этих же свит к югу от зоны несогласия.

В связи с изложенным представляется, что полоса, прилегающая с юга к выделенной зоне несогласия, пригодна для постановки поисково-разведочных работ, так как здесь в выклинивающихся нижних частях продуктивной толщи могут быть встречены стратиграфические залежи нефти и газа. Для их обнаружения следует, в частности, пробурить вкрест

простирания профили скважин на южных крыльях поднятий Локбатан-море и Шихово-море. Определенный интерес представляет и выяснение перспектив нефтегазоносности миоценовых отложений указанных структур. Открытие залежей нефти и газа в диатомовой свите и майкопских отложениях на Юго-Западном Апшероне (Умбаки, Карадаг, Гюздек) дает основание считать миоцен-олигоценовые отложения южного прибрежья Апшерона высокоперспективными, по крайней мере в его западной части. Поэтому рекомендуется пробурить глубокие разведочные скважины на сводах структур Локбатан-море, Шихово-море, Шихово Восточное и Песчаный-море.

А.В. Мамедов

ПАЛЕОТЕКТОНИКА КУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Куринская впадина – один из крупнейших седиментационных бассейнов в альпийском поясе юга СССР. Располагаясь между складчатыми горными сооружениями Большого и Малого Кавказа, она протягивается от Дзирульского выступа кристаллического фундамента на северо-западе до западного берега Каспийского моря на юго-востоке на расстояние более 450 км при ширине до 170 км. Общая мощность осадочной толщи достигает 15–20 км. Структура впадины трехъярусная, образована байкальским кристаллическим фундаментом, мезозойско-палеогеновым промежуточным комплексом и олигоцен-четвертичными молассовыми образованиями.

Кристаллический фундамент разбит на ряд ограниченных разрывами блоков, отраженных в осадочном покрове в виде прогибов и поднятий. Глубина залегания фундамента колеблется от 7–8 км в пределах поднятий до 15-20 км – в приосевых частях наиболее глубоких прогибов.

Характерной особенностью промежуточного мезозойско-палеогенового комплекса отложений является повсеместная слабая степень дислоцированности, несмотря на его значительную (местами более 10 км) мощность. Локальные поднятия весьма пологие.

Существенно отличается по своему строению молассовый комплекс. Над прогибами в фундаменте он собран в отчетливо выраженные складки, осложненные разрывами (надвигами, взбросами, сбросами и сдвигами), а над выступами почти не затронут складчатостью.

Признаки нефтегазоносности отмечаются в отложениях почти всех стратиграфических подразделений, вскрытых в пределах впадины, но сравнительно устойчивой нефтегазоносностью отличаются отложения мела, эоцена, майкопской серии, сарматского яруса, среднего и верхнего плиоцена.

К настоящему времени более или менее хорошо изучена нефтегазоносность палеогеновых и плиоценовых отложений, причем на сравнительно небольших территориях. Палеоген изучен в средней части зоны юго-западного борта впадины (Кировабадская нефтегазоносная область), а плиоцен – в крайней восточной части ее. В обширной средней части впадины, представляющей значительный интерес в отношении поисков нефти и газа, особенно в палеоген-мезозойском комплексе отложений, поисково-разведочные работы, по существу, только начинаются. Для правильной ориентации этих работ важное значение имеет изучение истории тектонического развития Куринской впадины и выявление закономерностей размещения установленных в ней зон нефтегазонакопления. Палеотектонический анализ показывает, что область Куринской впадины на различных этапах геологической истории имела неодинаковую структурную расчлененность. Вплоть до юрского периода она в своем

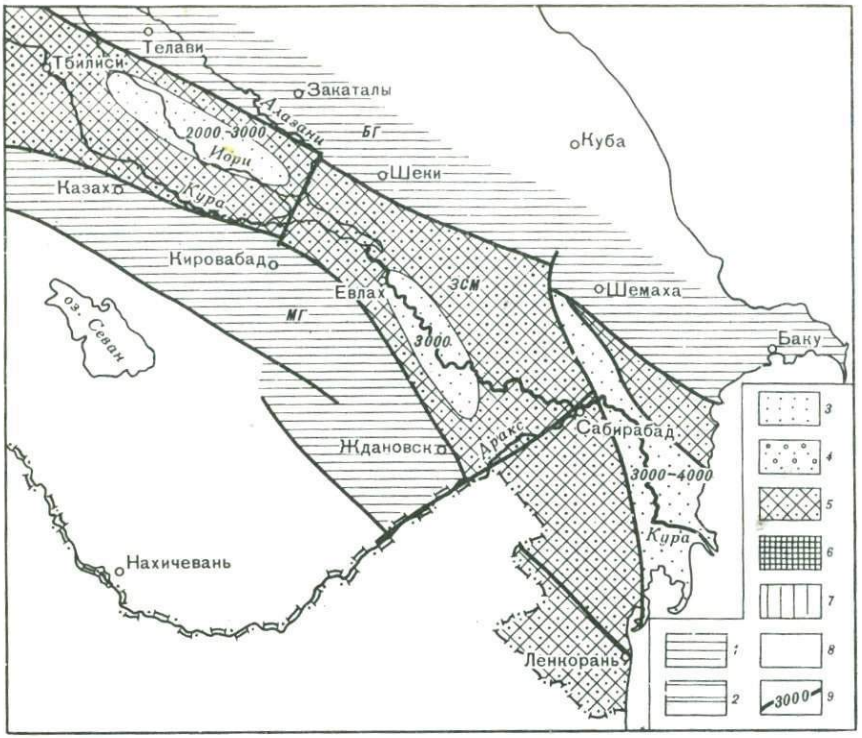
развитии не отличалась существенно от прилегающих областей Большого и Малого Кавказа и составляла с ними часть обширного геосинклинального прогиба на байкальском этапе и Закавказской геоантиклинали на каледонском и герцинском этапах.

Наличие в Локском, Храмском и Дзирульском массивах многочисленных габброидных и гранитоидных интрузий, а также эффузивных пород верхнего палеозоя показывает, что Закавказская геоантиклиналь на герцинском этапе испытала интенсивные тектонические подвижки, приведшие к раскалыванию ее региональными разломами, вдоль которых внедрились магматические массы. Движения образовавшихся блоков и сопровождающие их разломы не только создали глыбовую структуру байкальского фундамента Закавказской геоанктиклинали, но и существенно повлияли на распределение прогибов и поднятий в последующие этапы.

В раннемезозойское время (триас) палеогеографическая и геотектоническая обстановка почти не изменилась. Область Куринской впадины по-прежнему оставалась сушей, составной частью Закавказской геоантиклинали, и служила ареной действия денудационных процессов. Залегание юрских отложений непосредственно на байкальском фундаменте, сильно изрезанный рельеф поверхности последнего, различная ориентировка и очертания мезозойских структур свидетельствуют не только о длительности эрозионно-денудационных процессов, но и о том, что эти процессы происходили на фоне интенсивных тектонических движений, и область Закавказской геоантиклинали до погружения ее под уровень юрского моря имела сильно расчлененный структурно-денудационный рельеф. По всей вероятности, в триасе и ранее здесь наиболее отчетливо выделялись Нижнекуринский, Бардинский, Нижнеиорский прогибы и разделяющие их Кюрдамирское, Геокчай-Мингечаурское и Джейранчельское поднятия.

Индивидуальное развитие территории будущей Куринской впадины началось с юрского периода, когда вдоль ее окраин заложились геосинклинальные прогибы, и она превратилась в срединный массив – область относительного поднятия, отделенную Северо-Куринским и Южно-Куринским разломами от этих прогибов (рис. 1).

Усилившиеся в среднеюрское время тектонические движения, которые сопровождались интенсивным проявлением вулканизма как в пределах смежных геосинклинальных прогибов, так и в пределах Куринского срединного массива, привели к зарождению новых и расширению и углублению заложенных на предыдущем этапе частных прогибов – Иорского, Бардинского и Нижнекуринского. Эти впадины отделялись Сагореджо-Кюрдамирской зоной относительных поднятий. На рубеже средне- и позднеюрского времени в связи с начавшейся в смежных геосинклиналях Большого и Малого Кавказа инверсией и зарождением внутренних поднятий в пределах Алазано-Агричайской депрессии обособляется флишевый прогиб, а на юге закладывается Предмалокавказский прогиб. Значительно расширяются и углубляются в это время Нижнеиорский и Нижнекуринский прогибы. Геоантиклинальные условия сохраняются лишь на узкой полосе, лежащей между ними. Этот план раз-



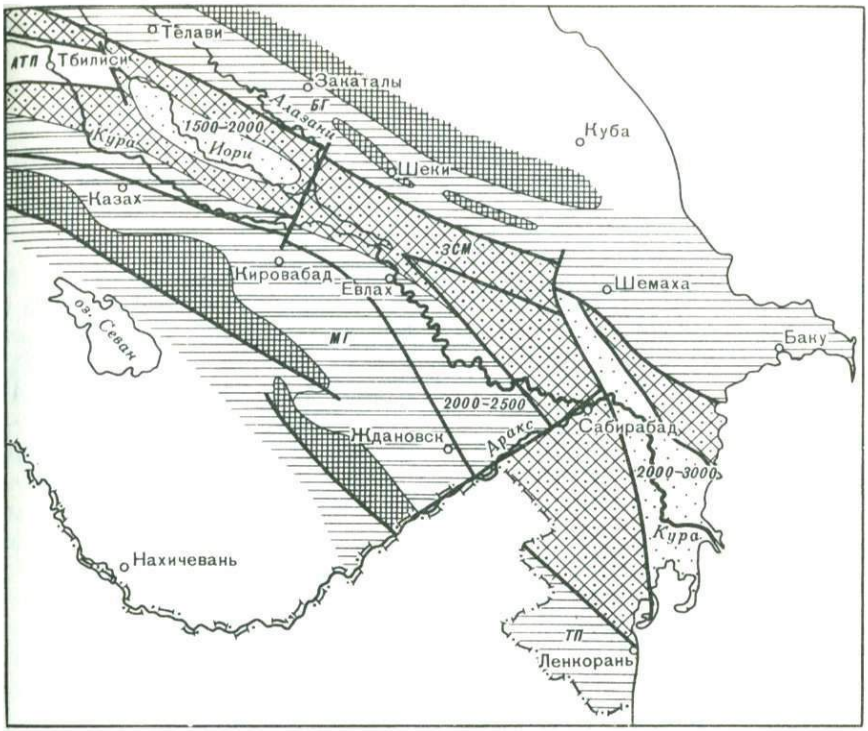
Р и с. 1. Палеотектоническая схема ранне- и среднеюрского времени для территории Куринской впадины

Прогибы: *1* – геосинклинальные, *2* – перикратонного типа, *3* – внутренние срединного массива, *4* – межгорные и внутригорные; *5* – области относительного поднятия с участками периодического размыва; *6* – интрагеоантиклинали; *7* – антиклинорные хребты и поднятия; *8* – максимальные мощности отложений; *9* – разломы; основные структурные элементы: БГ – Большая Кавказская геосинклиналь; МГ – Малокавказская геосинклиналь; ЗСМ – Закавказский срединный массив; АТП – Аджаро-Триалетский прогиб (рифт); ТП – Талышский прогиб

мещения прогибов и поднятий сохранялся в течение всего позднеюрско-эоценового времени, когда в их пределах накапливались соответственно карбонатные, терригенно-вулканогенно-карбонатные и карбонатно-терригенные осадки, достигающие мощности 4–5 км в прогибах и 1–2 км на поднятиях[1] (рис. 2).

С полным замыканием смежных геосинклинальных прогибов и образованием на их месте горных сооружений в олигоцене область Куринской впадины окончательно обособляется как межгорный прогиб. Однако прежний план размещения прогибов и поднятий еще сохраняется, и лишь в западной части впадины зона максимального прогибания перемещается в ее осевую зону (рис. 3).

[1] В мелу из-за возникновения Аджаро-Триалетского и Талышского рифтов территория Закавказского срединного массива еще более сокращается.

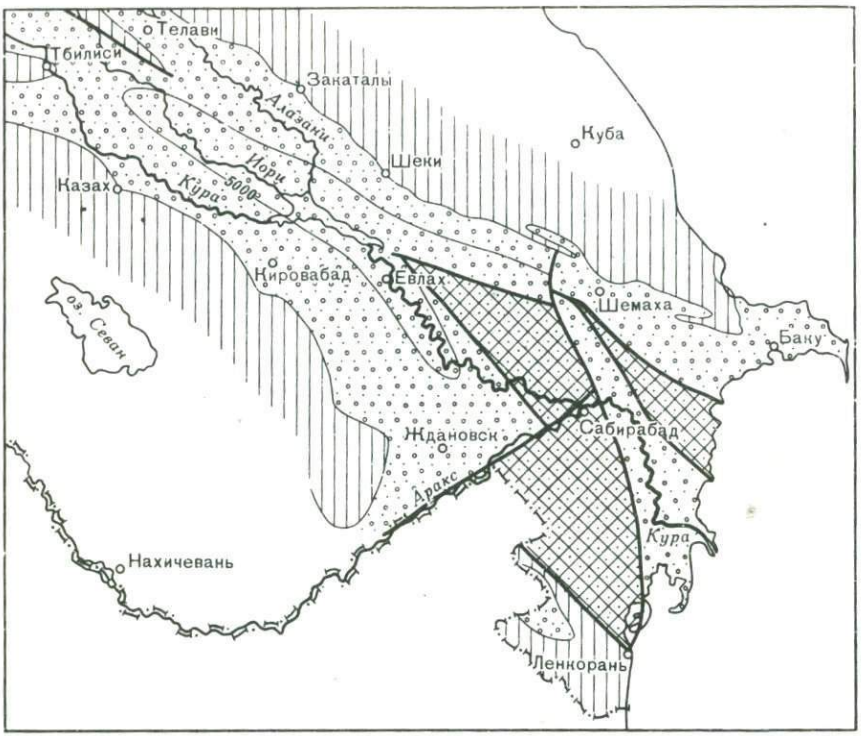


Р и с. 2. Палеотектоническая схема позднеюрско-мелового времени для территории Куринской впадины

Условные обозначения см. на рис. 1

Структурные условия олигоцена наследуются вплоть до конца среднего плиоцена. В позднемиоцен-раннеплиоценовое время обширная южная часть впадины, к востоку от Тбилисского меридиана, испытывает поднятие и присоединяется к суше Малого Кавказа. Непрерывное накопление грубомолассовых осадков продолжается в Иорском и Нижнекуринском прогибах.

В среднем плиоцене из-за интенсивного погружения Кюрдамирского выступа фундамента эти прогибы объединяются. В конце среднего плиоцена в Куринской впадине начинаются процессы складкообразования, и в западной части ее осевой зоны, испытавшей в олигоцен-миоценовое время наиболее глубокое погружение, возникает инверсионное Чатминское поднятие, разделившее ее на два частных прогиба: Иорский на севере и Предмалокавказский (Джейранчельский) на юге. В позднем плиоцене вновь происходит всеобщее интенсивное погружение, в которое вовлекаются и смежные зоны Большого и Малого Кавказа. Наибольшим прогибанием и накоплением осадков по-прежнему характеризуются Иорско-Аджиноурский (до 2000–2500 м), Предмалокавказский (до 1400–1500 м) и Нижнекуринский (до 1700–1800 м) прогибы. Четвертичный



Р и с. 3. Палеотектоническая схема олигоцен-четвертичного времени для территории Куринской впадины

Условные обозначения см. на рис. 1

период ознаменовался новыми крупными изменениями палеотектонического плана впадины. В это время в результате последних наиболее интенсивных складчатых движений сложились ее основные структурные элементы: Алазано-Агричайский прогиб, Кахетино-Дашюзская зона поднятий, Иорско-Арешский синклинальный прогиб, Чатминско-Геокчайская зона поднятия, Предмалокавказский синклинорный прогиб и Нижнекуринская синклинорная впадина.

В тесной связи с палеоструктурным планом находится размещение зон нефтегазонакопления. Сравнительный анализ данных по нефтегазоносности и палеотектонике показывает, что зоны нефтегазонакопления по всем основным перспективным комплексам отложений контролируются областями наибольшего устойчивого прогибания в соответствующие геологические периоды. Эта закономерность должна быть учтена при поиске месторождений нефти и газа в отложениях отдельных стратиграфических подразделений впадины.

Г.П. Горелов, Л.А. Дагаев, В.М. Андреев

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ ТРИАСОВОГО КОМПЛЕКСА РАВНИННОГО ДАГЕСТАНА И СОПРЕДЕЛЬНЫХ РАЙОНОВ СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ

В фундаменте и осадочном чехле исследуемой территории выделяется крупная положительная структура, названная нами Северо-Дагестанским выступом. Он представляет собой типичное платформенное поднятие размерами 100 × 70 км и имеет изометрическую форму, слегка вытянутую с северо-запада на юго-восток. Границы его достаточно уверенно фиксируются по выпадению из разреза отдельных комплексов отложений нижнего мезозоя. На палеогеологической карте триаса видно, что сводовая часть выступа сложена породами нижнего, а крылья – среднего и верхнего триаса. Доюрская поверхность в этом районе погружается с отметки –3316 м (Озек-Суатское поднятие) до –3700–4000 м (Южно-Ачикулакское, Мектебское, Майское и другие поднятия). Сводовая часть выступа оконтурена изолинией –3500 м. По характеру изменения мощностей триаса, юры и мела можно предположить, что площадь его ограничена областью распространения нижнетриасовых отложений. По данным КМПВ, Северо-Дагестанский выступ по фундаменту представляет собой округлую структуру, погружающуюся равномерно во все стороны. Восточная граница его фиксируется примерно по меридиану Северо-Соляной площади. Все остальные границы установлены по результатам бурения.

Доюрская поверхность в пределах выступа расчленена на блоки различных размеров (Озек-Суатский, Мектебский, Граничный, Бажиганский, Северо-Соляный и Кумбаторский).

Почти все выделенные структурные элементы прослеживаются в палеорельефе. Выступ и осложняющие его структуры начали формироваться в конце карбона, когда территория представляла собой геосинклинальную область с сильно расчлененным рельефом. К концу пермского времени на заключительном этапе герцинской складчатости формируются крупные тафрогены (типа Восточно-Манычского прогиба), в пределах которых мощность пермской эпигеосинклинальной формации превышает 1000 м.

В триасовый период наибольшее погружение испытывают периферийные части выступа, особенно восточная и северная, где мощность отложений достигает 750–1500 м. Триасовые отложения можно рассматривать как нижний структурный этаж платформенного чехла, в строении которого унаследованы блоковые структуры фундамента.

Несмотря на угловое и стратиграфическое несогласие между триасовыми и более молодыми юрскими и меловыми отложениями, Северо-Дагестанский выступ с осложняющими его структурами развивался унаследованно и прослеживается от фундамента до верхнего мела. Это подтверждается отсутствием на его своде юрских отложений и резким сокращением суммарной мощности мезозоя (площади Озек-Суат, Курган-Амур, Левановская и др.).

На исследуемой территории в осадочном чехле существует две разновидности антиклинальных зон II порядка: линейные и изометричные. Изометричные антиклинальные зоны приурочены к сводовым частям отдельных блоков фундамента, а линейные – к ступенчатым границам между ними.

Таким образом, в результате исследований выявлен Северо-Дагестанский выступ, представляющий собой типичную платформенную структуру, осложненную поднятиями более низкого порядка, и установлено, что выступ вместе с осложняющими его элементами является унаследованной структурой древнего заложения.

Н.Н. Лисовский, А.Д. Надежкин, В.С. Афанасьев, В.С. Голубев

ВЛИЯНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО И ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ НА РАЗМЕЩЕНИЕ И ФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В БАШКИРИИ

В истории развития палеозойского структурного этажа платформенной Башкирии можно наметить три основных этапа, оказавших существенное влияние на размещение месторождений нефти. Первый этап – эйфельско-нижнефранский. В это время наиболее мобильными были разломы северо-восточного простирания. Движения, связанные с ними, способствовали широкому развитию особого типа структур – грабенообразных прогибов и сопряженных с ними региональных зон нефтегазонакопления. Несмотря на последующие перестройки структурного плана, четко прослеживается приуроченность многих месторождений к грабенообразным прогибам, пересекающим территорию Башкирии с юго-запада на северо-восток, например к Чекмагуш-Ермекеевскому, Сергеевско-Демскому и Тавтиманово-Уршакскому.

Грабенообразные прогибы прослеживаются и в современном структурном плане. Они выделяются в виде региональных прогибов на структурной карте по кыновским (или пашийским) отложениям, несмотря на полную компенсацию грабенов пашийскими или кыновскими образованиями, и не согласуются с существующими структурами I порядка.

С нижнефранского времени начинают проявляться основные черты верхнедевонско-нижнекарбонового этапа, который характеризуется развитием на территории Башкирии отдельных рукавов общей системы Камско-Кинельских прогибов, в основном перпендикулярных прогибам предыдущей эпохи. Большая часть территории начала развиваться по морфологически иному палеоструктурному плану. Палеогеоморфологические особенности развития способствовали созданию разнообразных форм ловушек, в той и или иной степени связанных с Актаныш-Чишминской некомпенсированной депрессией.

Следует отметить, что в современном структурном плане тульских и всех вышележащих отложений региональные структуры прослеживаются не очень четко, так как последующие движения в значительной степени переработали существовавший палеоплан, а палеогеоморфологически выраженные элементы прекратили свое существование. Однако более высокие категории – структуры II и III порядков – находят отображение и в структурном плане верхних горизонтов. Почти все биогермные массивы депрессионной и шельфовой зон выражены в структурном плане верхних горизонтов и служат ловушками для нефти в вышележащих отложениях, что указывает на существенную роль палеогеоморфологического фактора в размещении нефтяных залежей.

На территории Башкирии открыты многочисленные месторождения, связанные с палеогеоморфологическими ловушками этого времени. Прежде всего это барьерные рифы и одиночные массивы северо-восточ-

ного борта Актаныш-Чишминской депрессии и шельфовых зон. В последнее время, кроме уже известных месторождений, на юго-западном борту этой депрессии открыто Узыбашевское месторождение с этажом нефтеносности больше 250 м. Дебиты нефти (преимущественно фонтанные) составляют от 55 до 380 т/сут.

Среди палеогеоморфологических ловушек в отложениях верхнего девона и карбона, кроме биостромов и биогермов, отмечаются локальные раздувы мощностей русловых отложений, наложенные русла дельт и авандельт, эрозионно-карстовые котловины, эрозионные останцы и ловушки облекания.

К концу этапа произошло замыкание образовавшихся прогибов, и уже с конца нижнего—начала среднего карбона преобладают уральские простирания наибольших прогибаний и начинается третья – башкирско-нижнепермская – эпоха развития территории. В целом этап завершился заполнением осадками образовавшегося предгорного прогиба и формированием современного структурного плана.

Наиболее важным аспектом заключительного этапа является изменение регионального наклона поверхности всех горизонтов. К концу верейского времени поверхность бавлинских отложений продолжала сохранять незначительный наклон в западном направлении, но уже испытывала тенденцию к выравниванию. Поверхность кыновского горизонта в значительной степени уже была выровнена, а поверхность тульского горизонта наклонена на восток. К концу раннепермского времени поверхности всех маркирующих горизонтов приобретают наклон на восток.

Этот этап был наиболее важным в развитии структур восточной части платформенной Башкирии: чем дальше на восток от западных границ Башкирии, тем все больше увеличивается перепад высот маркирующих горизонтов девона и карбона. В том же направлении в результате большого прогибания территории происходит закономерное увеличение мощностей нижнепермских отложений. Поэтому ранее существовавшие контрастные структуры в отложениях девона и карбона при значительном региональном наклоне могли превратиться в малоамплитудные поднятия, структурные террасы или структурные носы. Последнее обстоятельство значительно снижает их перспективы.

Совсем другие условия при этом создаются для структур, сопряженных с грабенообразными прогибами, особенно в восточной части Башкирии, где кыновские глины, компенсировавшие грабен, служат надежным экраном вверх по региональному восстанию (на северо-запад) пластов-коллекторов и способствуют образованию и сохранению нефтяных залежей.

Кроме того, несмотря на обеднение палеозойского разреза песчаными коллекторами в восточном направлении по склону платформы, перспективность этого района остается достаточно высокой, так как в этом же направлении, в значительной степени в результате увеличения трещиноватости, растет общее число продуктивных объектов, связанных с карбонатными коллекторами.

Таким образом, на каждом этапе развития территории формировалась специфическая палеоструктура. Для определения сохранности структур-

ных форм, являющихся вместилищами для нефти и газа, необходимо установить преобладающие движения по разломам и степень переработки палеопланов для каждой структурно-тектонической зоны. В каждой зоне они были различными, с этой точки зрения, наиболее перспективными районами для поисков нефти в отложениях терригенного девона являются склон платформы и Татарский свод. Естественно, что поиски нефти в отложениях верхнего девона–нижнего карбона следует связывать с развитием Актаныш-Чишминского прогиба, а в отложениях среднего карбона–нижней перми – с Предуральским прогибом.

Для поисков залежей нефти в отложениях девона, например на территории Бирской седловины, необходимо знание палеоплана девонских структурных образований, с которым связаны основные ловушки. Палеотектонический и палеогеоморфологический факторы являются определяющими и при оценке перспектив нефтегазоносности бортов некомпенсированных прогибов.

Основные выводы можно сформулировать следующим образом: 1 – на территории Башкирии установлена существенная связь нефтегазоносности с палеотектоническим планом основных эпох в развитии территории, 2 – большое значение в размещении залежей нефти и газа имел также палеогеоморфологический фактор, 3 – изучение этих факторов необходимо при определении перспектив нефтегазоносности и выборе направлений дальнейших поисково-разведочных работ.

А.П. Рождественский, В.А. Тихонов,
В.В. Куряева, Ф.И. Хатьянов

О ЗНАЧЕНИИ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ И ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ НАУЧНО ОБОСНОВАННОГО ПРОГНОЗА И ВЫБОРА НОВЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ЮГО-ВОСТОКЕ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ И В ПРЕДУРАЛО-ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЕ

Развитие поисково-разведочных работ на нефть и газ в последнее десятилетие, особенно на этапе детального изучения отдельных нефтегазоносных районов Урало-Поволжья, привело к необходимости целенаправленных палеотектонических и палеогеоморфологических исследований. Если методика палеотектонических исследований разрабатывается сравнительно давно, то основные теоретические и методологические принципы палеогеоморфологического анализа до сих пор во многом остаются проблемными, требующими дальнейшего совершенствования. Одно из важнейших направлений – установление взаимосвязи ископаемого палеорельефа и палеотектоники – позволяет дать научно обоснованный прогноз новых направлений поисково-разведочных работ.

Необходимо проводить исследования в первую очередь по комплексированию палеотектонических и палеогеоморфологических работ, так как происхождение многих нефтяных и газовых месторождений, установленных в последние годы, связано с благоприятным сочетанием палеотектонического, палеогеоморфологического и седиментационного факторов.

Одним из наиболее существенных результатов такого комплексного анализа геолого-геофизических данных следует считать прогнозирование рифовых и других седиментационных структур различного типа и комбинированных тектоно-седиментационных структур-ловушек в карбонатном комплексе отложений нижней перми – среднего карбона. Для этого комплекса отложений обоснована определяющая роль палеорельефа в образовании рифовых структур, различие типов которых в то же время определяется особенностями палеотектоники.

Кроме рифовых массивов ишимбайского и столяровского типов Предуральской некомпенсированной депрессии, получивших общее признание, выделены новые типы – линейные и куполовидные биогермы, приуроченные к обширной области палеошельфа, и аккумулятивные седиментационные уступы, образующие клиноформенные карбонатные борта единого Предурало-Прикаспийского некомпенсированного прогиба. Эти результаты палеогеоморфологического анализа региональных геолого-геофизических данных получили подтверждение в практике последующих поисково-разведочных работ, в процессе которых были выявлены и детально исследованы: а) крупнейший Оренбургский вал, расположенный в краевой

части палеошельфа Русской платформы, в узловой зоне сочленения Предуральской и Прикаспийской впадин, в пределах Соль-Илецкой треугольной структуры; залежи газа на Оренбургском валу, связанные с комбинированной ловушкой; б) газоносные и газонефтеносные линейные биогермы (рифы), расположенные на краю палеошельфа и приуроченные в отличие от ишимбайских массивов не к опущенной, а к поднятой части аккумулятивного уступа Прикаспийской впадины (Западно-Тепловское, Гремячинское, Северо-Кошинское, Карпенковское и другие месторождения); в) газонефтеносные антиклинальные складки на восточном борту Предуральского прогиба, где залежи приурочены к ловушкам комбинированного типа. Наиболее резко выраженные формы палеорельфа, образующие аккумулятивные терригенные (молассовые) уступы и террасы восточного борта Предуральской некомпенсированной депрессии сакмаро-артинского времени, и более молодые надвиги маскируют палеотектонику отложений среднего карбона, что следует учитывать в практике поисково-разведочных работ. В настоящее время получены новые данные, обосновывающие существование единого Предуралo-Прикаспийского некомпенсированного прогиба и ограничивающего его края мелководного шельфа Русской плиты по крайней мере для ассельско-сакмаро-артинского времени. Это позволяет более широко использовать в практике поисково-разведочных работ установленные различные морфогенетические типы локальных рифовых и других седиментационных карбонатных структур. В частности, при прогнозировании и поисках нефти и газа в подсолевых нижнепермских отложениях юго-восточной части артинского шельфа Русской плиты ожидается обнаружение значительного числа краевых линейных биогермов (рифов), приуроченных к гребню уступа, а также артинских шельфовых биогермов и седиментационных структур на значительном удалении от аккумулятивных уступов Предуральской и Прикаспийской некомпенсированных депрессий.

Изученность глубоким бурением центральной части Предуральского прогиба и внутренней части бортовой зоны Прикаспийской впадины пока недостаточна, поэтому новые данные о палеогеоморфологических и палеотектонических структурах в пределах юго-восточной части артинского палеошельфа Русской плиты представляют определенный интерес.

Н.И. Воронин

ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ АСТРАХАНСКО-КАЛМЫЦКОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Исследуемая территория расположена в зоне сочленения двух платформ – докембрийской Русской и эпигерцинской Предкавказской, в связи с чем в палеозое южная ее часть развивалась как мегагеосинклиналь, тогда как северная характеризовалась платформенными условиями. Некоторые особенности формирования структур палеозойского комплекса намечаются по данным сейсмических исследований.

К началу ранней перми структурный план подсолевого комплекса юго-западной части Прикаспийской впадины был сформирован в очертаниях, близких к современным. Рельефно выделялся Астраханский свод, окруженный обширными и глубокими впадинами, заполненными карбонатно-терригенными породами. К этому же времени были сформированы региональные уклоны с падением к центру Прикаспийской впадины и в сторону мегавала Карпинского.

В карбоне на севере региона, судя по составу слагающих пород, вскрытых единичными скважинами, существовали условия мелководного морского бассейна. Темп прогибания заметно возрастает в сторону миогеосинклинали мегавала Карпинского, где накапливалась мощная песчано-глинистая толща.

По сравнению с каменноугольным периодом в начале раннепермской эпохи общая интенсивность нисходящих движений в пределах миогеосинклинали заметно уменьшилась, что, вероятно, связано с зарождением тенденции к смене знака движений. По всей вероятности, в это время в районе Астраханского свода получили широкое развитие эрозионные процессы, в результате чего были полностью размыты отложения верхнего карбона и московского яруса.

В конце артинского века произошли особенно интенсивные тектонические движения, которые привели к образованию резко расчлененного рельефа на территории мегавала Карпинского. Они вызвали подъем герцинид и способствовали формированию глубинных разломов, заложившихся, по всей вероятности, в раннекаменноугольное время. В это же время на границе Прикаспийской впадины и мегавала Карпинского сформировался приподнятый борт, что предопределило наклон верхних горизонтов (сейсмический горизонт $П_1$) подсолевого комплекса в северном направлении. Падение сейсмического горизонта Ф (поверхность докембрийского фундамента) сохранилось без изменений. В кунгурский век прогибания северной части региона усилились, увеличился наклон поверхности подсолевого комплекса с юга на север. На участке мегавала Карпинского широкое развитие получили эрозионные процессы. В позднепермскую эпоху сохранилась палеотектоническая обстановка, унаследо-

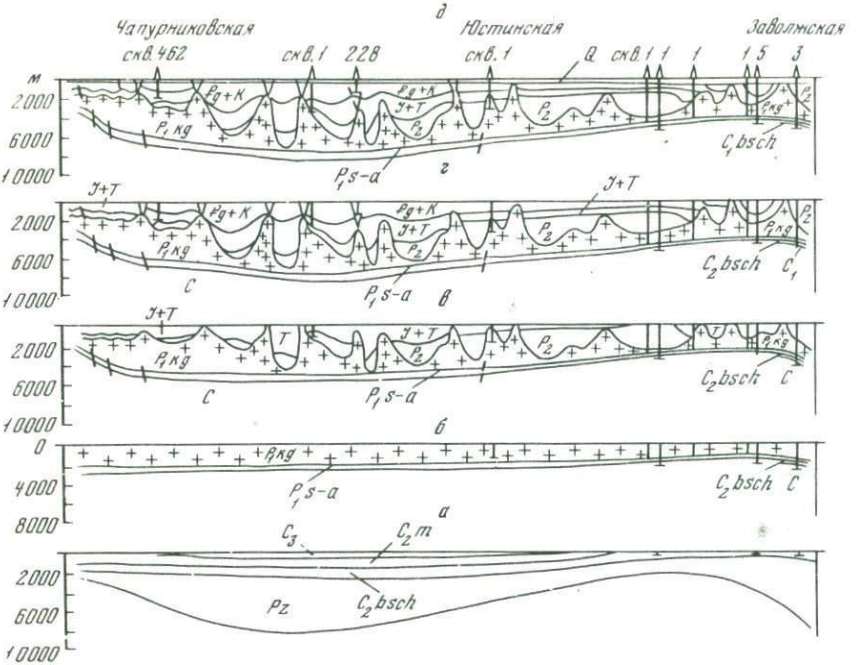
ванная от кунгурского века. По-прежнему, темп прогибания увеличивался с юга на север. В районе зоны сочленения платформ усилился наклон сейсмического горизонта $П_1$ в северном направлении. Однако вниз по разрезу угол наклона уменьшался, и по поверхности сейсмического горизонта Ф прослеживается обратный наклон с севера на юг.

Итак, в начале раннепермской эпохи в результате нисходящих движений были сформированы северные крылья Сухотинского, Каракульского, Смушковского и Джакуевского валов. Кунгурские и позднепермские унаследованные движения увеличивали наклон этих крыльев. В конце позднепермской эпохи тангенциальные напряжения со стороны мегавала Карпинского привели к значительным горизонтальным перемещениям горных пород и тем самым обусловили формирование на отмеченных выше валах южных крыльев, строение которых по сравнению с северными значительно сложнее и характеризуется широким развитием надвигов. Следовательно, по времени формирования эти структуры гетерогенны. Северные их крылья формировались конседиментационно на протяжении всего пермского периода, а южные крылья имеют постседиментационную природу. В это же время произошла активация роста соляных куполов. Пластичные соляные массы стали перемещаться из наиболее погруженных участков в приподнятые.

В триасовый период сохранились палеотектоническая и палеогеографическая обстановки, унаследованные от позднепермской эпохи. С юрского периода в пределах всей рассматриваемой территории установились платформенные условия седиментации. Область максимального прогибания переместилась в район мегавала Карпинского. На фоне общего погружения происходила незначительная структурная дифференциация. Характер изменения мощностей в пределах локальных поднятий и соляных куполов показывает, что их развитие происходило в юрское время. Часть соляных куполов полностью прорвали юрские образования, другие лишь приподняли породы юрского комплекса (рис.). Локальные поднятия испытывали менее интенсивное воздымание, чем соляные купола. Амплитуда их роста составляла 15—20 м. Юрский этап развития не внес изменений в структуру палеозойского комплекса.

В течение всего мелового периода палеотектонические соотношения существенно не менялись. Наиболее активное прогибание было приурочено к Цубукско-Промысловской зоне. В районе Астраханского свода и Джанайского поднятия прослеживается сокращение мощностей на 20—30 м относительно прилегающих площадей. Унаследованно развивались структурные элементы, заложившиеся в предшествующее время. Соляной тектогенез проявлялся неактивно, нижнемеловые отложения были прорваны лишь частично. Продолжался рост и формирование новых локальных поднятий с амплитудой 15—20 м.

На протяжении почти всего палеогенового периода происходило дальнейшее развитие ранее заложившихся структурных элементов. Лишь только в конце майкопского времени в результате интенсивных восходящих тектонических движений вся исследуемая территория поднялась выше уровня моря и претерпела значительные структурные перестройки. Об-



Современный и палеотектонические профилч по линии Чепурниково – Заволжская (составил Н.И. Воронин)

а–г – палеотектонические профили к началу: *а* – ранней перми, *б* – поздней перми, *в* – юры, *г* – акчагыла; *д* – современный профиль; крестиками обозначены соленосные отложения

ласть наибольшего подъема была приурочена к Цубукско-Промысловской зоне и Астраханскому своду. На значительной части мегавала Карпинского произошла смена региональных уклонов на противоположное направление. Значительному размыву подверглись палеогеновые отложения, а на повышенных участках верхне- и нижнемеловые. Активизировался рост соляных куполов и локальных поднятий.

Интенсивные восходящие движения оказали влияние и на структурные особенности подсолевого комплекса. Именно в это время после длительного пассивного поведения амплитуда Астраханского свода возросла на 500 м и достигла современной величины. Закончили формирование и другие структурные элементы (см. рис.).

Характер изменения мощностей позднеплиоценово-четвертичных отложений показывает, что на фоне общих погружений происходила незначительная структурная дифференциация.

В пределах южной части территории исследования залежи нефти и газа установлены в юрских и нижнемеловых отложениях. Они приурочены в основном к Джанайскому палеоподнятию, Цубукско-Промысловскому валу и контролируются преимущественно локальными поднятиями юрского и мелового заложения.

В надсолевом комплексе месторождения газа обнаружены в нижнетриасовых отложениях на древних (триасовых) куполах (Бугринское, Чапаевское, Пустынное месторождения). В то же время юрские и нижнемеловые отложения в их пределах обводнены, несмотря на наличие четких структурных форм.

На Астраханском своде повсеместно при вскрытии подсолевого комплекса отмечались интенсивные нефтегазопроявления. В скв. 1 Аксарайская (инт. 3983–3994 м, башкирские известняки) получен аварийный фонтан дебитом около 500 тыс. $м^3$/сут, а в скв. 1 Воложковской (инт. 3960–4100 м) из тех же известняков при испытании пластоиспытателем получен фонтан газа дебитом 280 тыс. $м^3$/сут. Ряд продуктивных горизонтов намечается в разрезе скв. 5 Ширяевская. На участке Сухотинского, Джакуевского и Каракульского валов в подсолевых нижнепермских образованиях залежей нефти и газа не обнаружено.

Анализ пространственных закономерностей обнаруживает отчетливое влияние палеотектонических факторов на размещение залежей нефти и газа. В южной части исследуемой территории залежи нефти и газа приурочены к южному крылу Джанайского поднятия, а в пределах Цубукско-Промысловской зоны они были сформированы при разрушении месторождений северного крыла Джанайского палеоподнятия, в результате изменения регионального наклона в предакчагыльское время. Одновременно четко прослеживается связь между возрастом поднятий и их продуктивностью. На севере региона основные нефтегазопроявления приурочены к подсолевым отложениям Астраханского свода, отлагавшимся во время его воздымания. В мезозойских отложениях отмечены лишь незначительные признаки нефтеносности.

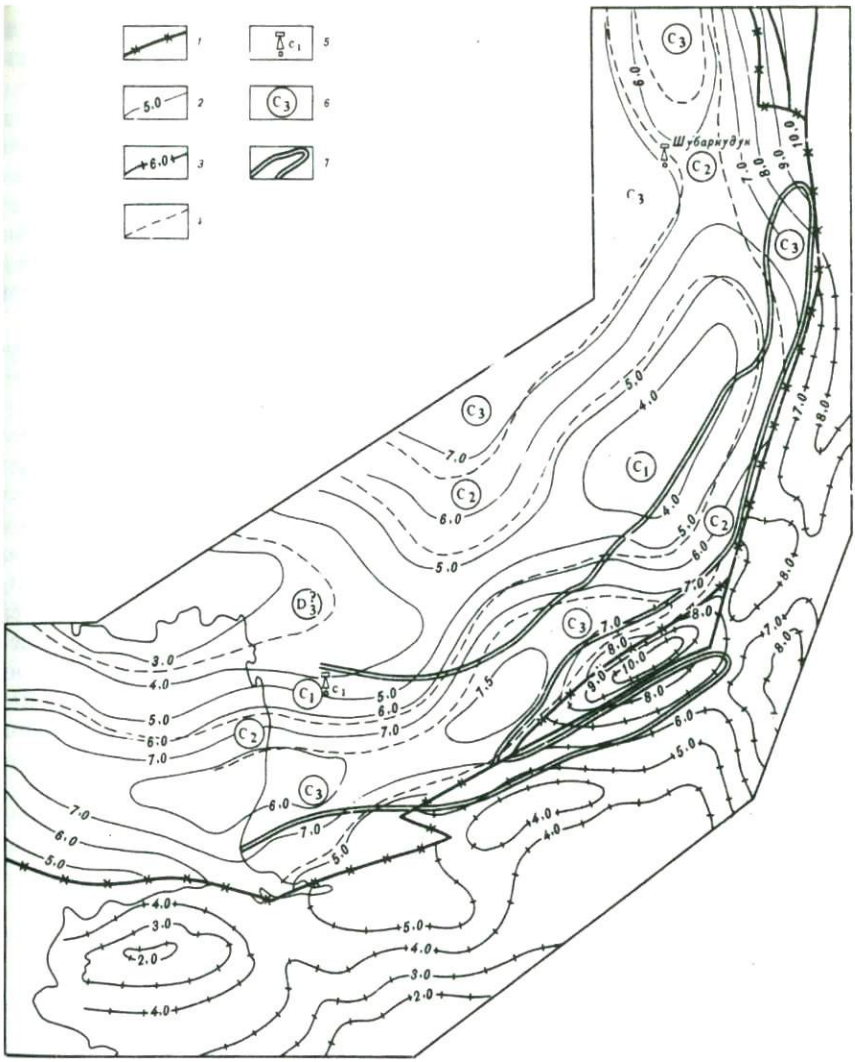
В.П. Авров

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОКА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Палеотектонический анализ особенно важен для районов с резкими перестройками региональных структурных планов. К таким районам относится юго-восточная часть Прикаспийской впадины, с высокими перспективами нефтегазоносности подсолевых отложений. Первые результаты поисково-разведочных работ показали, что строение поверхности подсолевых отложений не полностью отражает их внутреннюю тектонику и не может быть положено в основу нефтегеологического анализа этого мощного комплеса пород. Поэтому был проведен палеотектонический анализ, базирующийся на сейсмических данных.

Использование сейсмических материалов в комплексе с данными глубоких скважин позволило построить схематическую карту равных суммарных мощностей подсолевых отложений и совместить ее с палеогеологической картой преднижнепермской поверхности. На совмещенной карте отчетливо вырисовывается система краевых поднятий. В их пределах суммарные мощности подсолевых отложений изменяются от 3 до 6 км. При этом наблюдается общее увеличение мощности с юго-запада на северо-восток и север. Так, свод Северо-Каспийского палеоподнятия оконтуривается изопахитой 3 км, Телеумбетского (Жаркамыского) – 4 км и Имбекского – 6 км. Система этих поднятий отделена от складчатой зоны Урала и Южно-Эмбенского гравитационного максимума полосой повышенных мощностей, соответствующих зоне перикратонного опускания, выделенной ранее на основе отдельных профилей КМПВ (Авров и др., 1969; Есенов и др., 1971; Дальян и др., 1975). На северо-западе система этих поднятий граничит с обширной впадиной, располагающейся приблизительно в пределах Хобдинского гравитационного максимума.

Современное строение поверхности подсолевых отложений не соответствует палеоструктурному плану, а мощности подсолевых нижнепермских отложений им не контролируются (рис.). Поэтому для определения основного этапа формирования региональной структуры были проанализированы все выявленные в разрезах скважин стратиграфические несогласия. Установлено, что, кроме несогласия, между отложениями кунгура и докунгурской нижней перми, прослеживается также региональное несогласие между породами нижней перми и карбона. Построенные по данным бурения палеогеологические карты предкунгурской и преднижнепермской поверхностей, совмещенные со схематической картой равных суммарных мощностей подсолевых отложений позволили установить, что именно палеогеологическая карта преднижнепермской поверхности в значительной мере отражает особенности распространения суммарных мощностей подсолевых отложений. Выявленный палеоструктурный план определял развитие подсолевого комплекса



Схематическая карта равных суммарных мощностей подсолевых отложений юго-восточной части Прикаспийской впадины, совмещенная с палеогеологической картой к началу нижнепермской эпохи (составлена В.П. Авровым, Л.М. Казаковой по данным "Казнефтегазразведки" и объединения "Эмбанефть")

1 – граница юго-восточного блока фундамента Прикаспийской впадины; изопахиты (в км) : *2* – подсолевых отложений, *3* – стратиграфического аналога подсолевого комплекса за пределами Прикаспийской впадины; *4* – геологические границы на преднижнепермской поверхности; *5* – глубокие скважины, вскрывшие подсолевые отложения; *6* – стратиграфический индекс отложений, выходящих на поверхность оснований нижней перми; *7* – районы, наиболее благоприятные для формирования и сохранения зон нефтегазонакопления

пород вплоть до ранней перми. Очевидно, что на рубеже позднего карбона и ранней перми произошел подъем территории, приведший к значительному перерыву в осадконакоплении и размыву палеозойских пород. Наиболее четко размыв прослеживается в пределах современных выступов фундамента и в районах, прилегающих непосредственно к складчатым областям. Наиболее значительный размыв наблюдается в пределах Северо-Каспийского выступа, где на преднижнепермскую поверхность, возможно, выходят отложения девона. Данный участок вообще отличается резким сокращением общих мощностей допермских отложений, что, вероятно, связано с перерывом в осадконакоплении, начавшимся еще в раннем карбоне.

С нижнепермского времени рассматриваемая территория снова погружается. Однако это погружение не контролируется допермской структурой, на что указывает распределение мощностей подсолевых нижнепермских отложений (см. рис.). Наибольшие мощности и наиболее полный стратиграфический разрез нижнепермских отложений фиксируется в Актюбинском Приуралье. Система краевых полеоподнятий отражается в мощностях этого комплекса только в виде флексуры, осложненной в северной и в приморских частях пологими поднятиями. Южнее широты Кенкияка мощность нижнепермских отложений возрастает в сторону центра Прикаспийской впадины. Аналогичное увеличение мощностей наблюдается и к северу от Приморской палеоструктуры, некоторое возрастание мощностей прослеживается также вдоль побережья Каспия по направлению к Северному Устюрту. На это косвенно указывает резкое увеличение мощностей отложений, заключенных между сейсмическими горизонтами $П_1$ и $П_2$, южнее Приморского поднятия. В целом палеоструктура, намечающаяся по распределению мощностей нижнепермских подсолевых отложений, более отвечает современной региональной структуре кровли подсолевого комплекса, чем палеоструктура, зафиксированная по мощности допермских отложений. Первая занимает промежуточное положение, сохраняя некоторые черты исходной палеоструктуры.

С учетом существования двух палеоструктурных планов, а также особенностей их перестройки, сделана попытка выделения возможных зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Региональные зоны нефтегазонакопления в отложениях карбона и девона прежде всего могут быть обнаружены в пределах выявленных краевых палеоподнятий. Последние на юго-востоке и на северо-западе сопряжены с обширными прогибами и впадинами, которые можно рассматривать как зоны нефтегазообразования. Наиболее благоприятны для сохранения залежей участки палеоподнятий, обращенные в сторону обрамляющих складчатых зон. Здесь погружение было менее интенсивным и, следовательно, возможное расформирование локальных структур менее вероятно.

В нижней перми нефтегазонакопление могло происходить в первую очередь в пределах региональных флексур, характеризующихся высоким градиентом мощностей (см. рис.). В зонах флексур существовали благоприятные условия для развития коллекторов и структурных предпосылок для образования залежей нефти и газа. Общий региональный наклон горизонтов внутри подсолевых нижнепермских отложений, как показы-

вает палеотектонический анализ, определился уже в начале кунгурского века и практически не изменился до нашего времени. Региональные флексуры и ступени, осложненные валами и поднятиями, занимали относительно приподнятое структурное положение. Такая тектоническая позиция создавала самые благоприятные условия для широкой латеральной миграции в их пределы углеводородов (УВ) из погруженных частей Прикаспийской впадины, где происходила интенсивная генерация УВ.

Таким образом, условия геологического развития юго-восточной части Прикаспийской впадины были благоприятны для образования зон нефтегазонакопления в различных комплексах подсолевых отложений.

ЛИТЕРАТУРА

Авров В.П., Булекбаев З.Е., Гарецкий Р.Г. и др. Пространственное положение и характер юго-восточной границы Восточно-Европейской платформы. – В кн.: Методика и результаты комплексных геофизических исследований. Л., "Недра", 1969, с. 79–80.

Дальян И.Б., Сапожников Р.Б., Чистяков В.Г., Шлезингер А.Н. Глубинная структура зон сопряжения Прикаспийской впадины, Северного Устюрта и южного погружения Уральской складчатой системы. – Бюлл. МОИП. Отд. геол., 1975, т. 50, вып. 6, с. 27–31.

Есенов Ш.Е., Азнабаев Э.К., Маташев М.М., Хакимов Х.Г. Геология и нефтегазоносность юго-востока Прикаспийской впадины. Алма-Ата, "Наука", 1971, с. 40–41.

М.Я. Рудкевич, Е.М. Максимов

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ И КРУПНЫХ СТРУКТУРНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ КАК ОСНОВА НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

В соответствии со структурным расчленением, историей развития крупнейших тектонических элементов, стратиграфическим объектом и мощностью осадочного чехла в составе Западно-Сибирской плиты, авторы выделяют семь нефтегазоносных субпровинций: Приенисейскую потенциальную (примерно в границах Пакулихинского желоба), Усть-Енисейскую (в пределах западной части Енисей-Хатангского желоба), Ямало-Гыданскую (в границах Южно-Карской синеклизы), Надым-Тазовскую, Мансийскую, Среднеиртышскую (внутри одноименных синеклиз) и Обь-Иртышскую (в контурах Хантейской антеклизы и Кеть-Вахской гемиантеклизы).

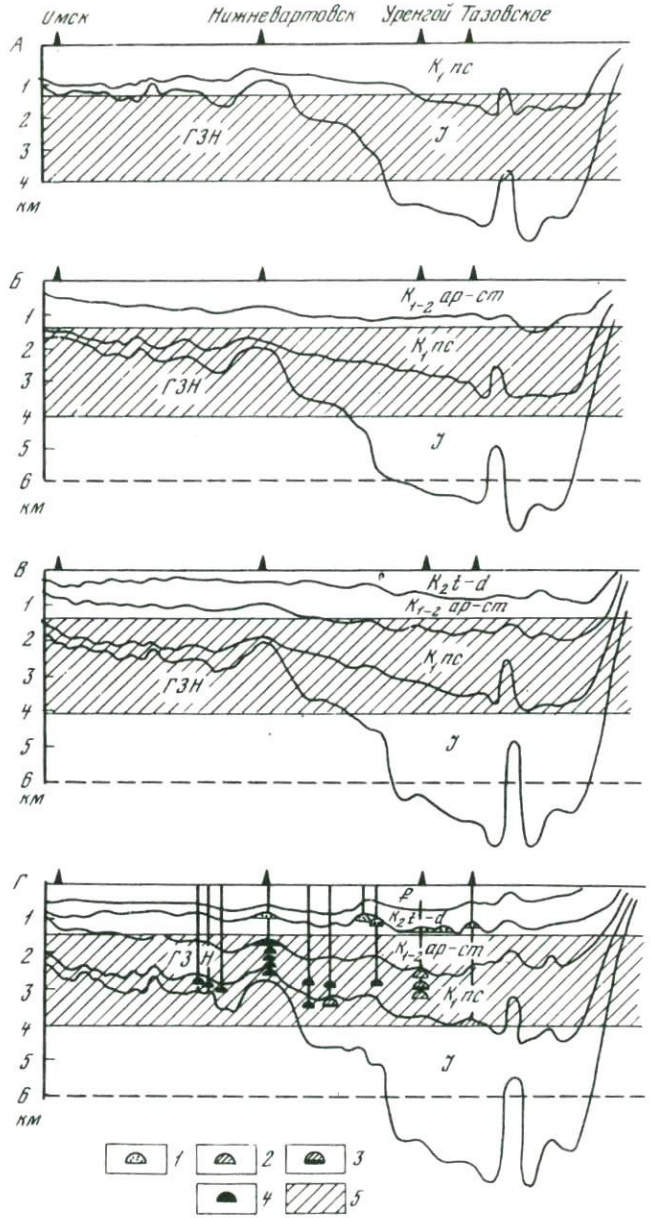
В Западной Сибири выявлены три региональных нефтегазоносных комплекса: юрский, неокомский и апт-сеноманский. Размещение залежей углеводородов (УВ) по разрезу и на площади, степень концентрации их по запасам зависят от соответствующего сочетания структурных, палеотектонических, литолого-палеогеографических, геохимических, гидрогеологических и других показателей при ведущей роли палеотектонических факторов нефтегазообразования и накопления.

Анализ тектонического развития региональных нефтегазоносных комплексов осуществлялся путем построения палеоструктурных карт положения кровли юрских и кровли неокомских отложений к концу барремского, сеноманского веков и мелового периода в целом (всего пять карт).

В пределах Надым-Тазовской и Енисей-Хатангской субпровинций доминировало устойчивое слабо дифференцированное погружение нижне-среднеюрской терригенной толщи на протяжении всей раннемеловой эпохи. Только в позднем мелу и особенно в кайнозое здесь сформировались линейные и куполовидные поднятия на бортах глубоких депрессий.

В центральных и южный районах (Обь-Иртышская, Среднеиртышская субпровинции) области прогибания перемежались с зонами активного конседиментационного поднятия. Положительные структуры, расположенные в Томском Приобье, уже в конце сеноманского века почти достигли своих современных размеров и амплитуд. Поднятия Среднего Приобья по кровле юры в основном сформировались на рубеже мелового и палеогенового периодов.

Юрский комплекс в наиболее глубоких депрессиях Надым-Тазовской, Южно-Карской синеклиз и Енисей-Хатангского желоба достиг главной зоны нефтеобразования (ГЗН) в начале раннемеловой эпохи. В центральных и южных районах это произошло только в позднемеловую эпоху (рис.).



Современный и палеотектонический профили по линии Омск – Нижневартовск – Уренгой – Тазовское.

Залежи УВ: *1* – газовые, *2* – газоконденсатные, *3* – газоконденсатные с нефтяной оторочкой, *4* – нефтяные; *5* – главная зона нефтеобразования (ГЗН), по Н.Б. Вассоевичу, А.Э. Конторовичу, С.Г. Неручеву; палеотектонические профили: *А* – к концу неокома, *Б* – к концу сеномана, *В* – к концу мела, *Г* – современный профиль

Неокомский комплекс в апт-сеноманское время испытывал интенсивное погружение, примерно одинаковое во всех частях плиты. По характеру прогибания седиментационного бассейна выделяются следующие сегменты:

а) Южный (Чулымо-Енисейская и Среднеиртышская синеклизы); прогибание было умеренным по скорости, почти недифференцированным и сопровождалось накоплением преимущественно континентальных осадков.

б) Центральный (Обь-Иртышская субпровинция); погружение отличалось заметной дифференциацией, конседиментационной складчатостью и накоплением мелководно- и прибрежно-морских осадков;

в) Северный (Надым-Тазовская и Усть-Енисейская субпровинции); характерны повышенный темп погружения, значительная дифференциация по скорости прогибания и активный конседиментационный рост структур II–III порядка, заложившихся (или возродившихся) в неокоме;

г) Арктический (Ямало-Гыданская субпровинция); тектонический режим сходен с таковым в Среднеобской области (Обь-Иртышская субпровинция).

В позднемеловую эпоху обособились две части плиты – южная и северная. В южной половине бассейна происходило слабо дифференцированное умеренное погружение, сопровождавшееся накоплением кремнисто-глинистых осадков. В северной части продолжался интенсивный конседиментационный рост поднятий II–III порядков, образовались крупные линейные складки (валы) и обособились относительно глубокие, небольшие по площади депрессии. К концу раннемеловой эпохи в ГЗН вошел неокомский комплекс внутри глубоких впадин северной части плиты. Дифференцированные нисходящие движения на севере и замедленное опускание центральных и южных районов плиты обусловили образование регионального наклона всех горизонтов неокома, достаточного для латеральной миграции флюидов в южном направлении – в сторону Хантейской антеклизы и Кеть-Вахской гемиантеклизы.

В основу классификации замкнутых поднятий положено время их наиболее интенсивного роста, включая этап, на котором эти структуры приобретают размеры и амплитуду, близкие к наблюдаемым по современному положению кровли юрского комплекса. Выделено девять классов поднятий I–II порядков по главным этапам конседиментационного роста: 1 – ранне-среднеюрский; 2 – ранне-среднеюрский и неокомский; 3 – ранне-среднеюрский и раннемеловой; 4 – ранне-среднеюрский и апт-сеноманский; 5 ранне-среднеюрский, апт-сеноманский и послесеноманский; 6 – раннемеловой; 7 – неокомский и послесеноманский; 8 – апт-сеноманский и послесеноманский; 9 – послесеноманский.

Поднятия первых двух классов, находящиеся в областях умеренного погружения (глубина поверхности фундамента менее 2,5–3 км), контролируют нефтеносные районы и зоны только в юрском комплексе. Крупные поднятия 3 и 4 классов, расположенные в более глубоких областях (глубина фундамента до 3,5–4 км), определяют границы нефтеносных районов, в которых главным продуктивным комплексом является неокомский (Сургутский и Нижневартовский своды). Структуры 5 класса содержат газовые и газоконденсатные залежи в баррем-

аптских и сеноманских горизонтах. Неокомский и юрский комплексы здесь слабо изучены, в них могут присутствовать как газоконденсатные, так и нефтяные скопления. поднятия 6 класса расположены внутри глубоких впадин, повсеместно контролируют нефтяные и нефтегазоконденсатные залежи в нижней части неокомского комплекса. Структуры 7 и 8 классов осложняют впадины с мощностью чехла 7–8 км, являются ловушками нефтегазоконденсатных залежеи в верхней юре–неокоме и газовых – в сеномане. Поднятия 9 класса контролируют скопления газа только в сеноманском ярусе.

Проведенный палеоструктурный анализ позволяет сформулировать некоторые закономерности в размещении скоплений углеводородов.

1. Максимальным стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности обладают части бассейна, в пределах которых накопилась толща мезозойских пород до 6–8 км. К ним относятся Ямало-Гыданская, Надым-Тазовская и Енисей-Хатангская субпровинции. Здесь промышленная газонефтеносность установлена в юрских и меловых отложениях с общим диапазоном свыше 3 км. Диапазон нефтегазоносности сокращается до 1,5 км в Среднеобской области Обь-Иртышской субпровинции, где продуктивные горизонты практически отсутствуют в апт-сеноманском комплексе. В относительно мелких синеклизах (Мансийская, Среднеиртышская субпровинции, южная и восточная части Обь-Иртышской субпровинции) промышленно нефтеносны только юрские отложения, хотя нефтегазопроявления известны и в более высоких горизонтах вплоть до сеномана.

2. Для формирования нефтяных залежей пластового, сводового и массивного типов в том или ином комплексе необходимо, чтобы зоны структурных ловушек существовали и интенсивно развивались как системы конседиментационных складок во время прохождения потенциально нефтегазоносного комплекса через ГЗН. Такому условию отвечают поднятия 2 класса в юрском комплексе, 3 и 4 классов в неокомской толще, т.е. ловушки внутри Сургутского и Нижневартовского сводов, где уже открыты месторождения нефти, и ряд структур внутри Южно-Карской синеклизы, где поисковое бурение еще не проводилось.

3. Поднятия 5, 7, 8 и 9 классов, формирование которых завершилось лишь в кайнозое, образуют зоны ловушек, контролирующих залежи газа в апт-сеноманском комплексе. Эти скопления связаны с преобразованием органического вещества преимущественно гумусового типа выше ГЗН. Ниже газовых залежей на разных уровнях неокомской толщи и в верхнеюрских отложениях встречаются различные по запасам скопления газоконденсата.

Причина доминирования газовых скоплений над нефтяными в субпровинциях Надым-Тазовской синеклизы и Енисей-Хатангского желоба заключается в относительной молодости большинства зон структурных ловушек. Однако присутствие более древних погребенных поднятий, не активизировавшихся в кайнозое (6 класс), дает основание предполагать высокую вероятность открытия здесь зон преимущественного нефтенакопления. Примером служит Самбургское месторождение нефти в Уренгойском районе с залежами в отложениях валанжина.

С.К. Барыкин

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СРЕДНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

В пределах Вилюйской синеклизы одним из наиболее перспективных в нефтегазоносном отношении объектов следует считать осадочные образования среднего палеозоя (девон – нижний карбон). На их потенциальную нефтегазоносность указывают многочисленные нефтегазопроявления, большая мощность осадков, наличие в разрезе пород с хорошими коллекторскими свойствами и горизонтов – нефтегазоупоров, а также связанных с ними антиклинальных структур и региональных зон выклинивания.

Отложения среднепалеозойского структурно-формационного комплекса залегают с резко выраженным стратиграфическим и угловым несогласием на разновозрастных горизонтах нижнего палеозоя. Они обнажаются в пределах Кемпендяйской и Ыгыаттанской впадин, а на остальной территории синеклизы их наличие предполагается по геофизическим данным и на основе палеотектонических реконструкций. Бурением эти породы изучены только в районе Кемпендяйских дислокаций. Отложения среднего палеозоя объединяются в туфогенную терригенно-карбонатную формацию, в нижней части разреза которой присутствуют пласты каменной соли с прослоями и линзами гипсов, мергелей, алевролитов и туффитов (Кемпендяйская впадина). Общая мощность среднепалеозойских пород, по геофизическим данным, изменяется от 2000 м в Ыгыаттанской впадине до 3000–4000 м в Кемпендяйской. В северо-восточной части синеклизы она не превышает 1000 м.

На присутствие отложений среднего палеозоя в осевой зоне синеклизы указывают материалы сейсмических исследований по профилю вдоль р. Вилюя. Эти отложения имеют здесь, по-видимому, ограниченное распространение. Причем породы нижней части разреза, включающие образования нижнего и среднего девона, выполняют наиболее погруженные участки прогибов и слагают крупные синклинальные структуры. Отложения верхней части разреза (верхний девон–нижний карбон) развиты шире. Они залегают почти горизонтально, испытывая региональное погружение в северо-северо-восточном направлении. Глубина залегания их кровли на северо-западном склоне Сунтарского поднятия – 600–700 м, а на северо-восточном крыле погребенной Нюрбинской структуры – 1400–1500 м, по В.С. Волхонину с соавторами (1969 г.). Мощность пород среднего палеозоя в районе устья р. Ыгыатты составляет 900–1000 м, сокращаясь в направлении сводовых частей Сунтарского и Нюрбинского поднятий до 200 м и менее; у пос. Нюрбы мощность увеличивается до 1000–1200 м. Восточнее устья р. Мархи мощность образований среднепалеозойского структурно-формационного комплекса не превышает 500–700 м, а глубина залегания по направлению с юго-запада на северо-восток увеличивается от 3500 до 5500 м.

На базе имеющегося геолого-геофизического материала по глубинному строению Вилюйской синеклизы предпринята попытка проследить развитие наиболее крупных структурных элементов среднего палеозоя с целью более обоснованных поисков новых нефтяных и газовых месторождений. Раннедевонская эпоха характеризуется максимальным развитием морской регрессии и значительным сокращением площади областей осадконакопления. В это время Сунтарское и Средневилюйское поднятия представляли собой районы размыва нижнепалеозойских отложений и служили поставщиками терригенного материала в смежные погруженные области. Началось интенсивное формирование собственно Кемпендяйской и Ыгыаттанской впадин с одновременным обособлением в виде конседиментационной положительной структуры Нюрбинского поднятия.

Раздробление Сунтарского поднятия на многочисленные блоки, имевшие различные гипсометрические уровни, произошло в раннем девоне. Улахан-Харьялахский, Усть-Мархинский и другие блоки занимали наиболее высокое положение, вследствие чего венд-нижнепалеозойские отложения на них были полностью размыты. Другие блоки, подобные выступу, в пределах которого пробурена Кюндяйская скважина, имели пониженный гипсометрический уровень, и поэтому интенсивность эрозионных процессов в их пределах была значительно слабее, что способствовало сохранению позднедокембрийских отложений. Наиболее опущенные блоки (Нюрбинский и др.), по-видимому, на протяжении венда, раннего и частично среднего палеозоя являлись участками постоянного прогибания и осадконакопления.

На северо-востоке Вилюйской синеклизы раннедевонское время характеризуется меньшей контрастностью тектонических движений. Некоторую дифференциацию испытывало Средневилюйское поднятие. По сравнению с западной его частью (Нижне-Тюнгский блок) восточная часть воздымалась значительно интенсивнее, поэтому, вероятно, в ее пределах венд-нижнепалеозойские отложения отсутствуют. К северо-западу от этого поднятия закладывается Сыангдинская котловина, а к востоку продолжают развиваться слабо выраженные Лунгхинская и Линденская впадины.

Новая морская трансгрессия произошла в среднедевонсую эпоху. На большей части синеклизы установились прибрежно-морские условия, способствовавшие формированию преимущественно мелководных карбонатно-терригенных осадков. В Кемпендяйской впадине в обстановке, благоприятной для захоронения органического вещества (ОВ) и последующего его преобразования в углеводороды (УВ), происходило накопление галогенных и глинисто-песчаных отложений. В это же время между Усть-Мархинским и Сунтарским поднятиями продолжала развиваться заложившаяся еще в конце раннего девона зона погружения, соединявшая Ыгыаттанскую и Кемпендяйскую впадины. Одновременно произошло резкое замедление дальнейшего развития Нюрбинской конседиментационной структуры. Усть-Мархинский и Улахан-Харьялахский наиболее приподнятые блоки фундамента наряду со Средневилюйским поднятием представляли собой области размыва ранее сформировавших-

ся осадочных образований. Широкое развитие пеплового материала, туфов, базальтовых и других лав в составе отложений среднего девона указывает на интенсивные проявления вулканизма.

На северо-востоке Вилюйской синеклизы в среднем девоне продолжала развиваться Сыангдинская котловина, а также Линденская и Лунгхинская впадины, которые совместно с Верхоянской зоной представляли собой единую область морского осадконакопления.

В позднем девоне и раннем карбоне продолжается дальнейшее развитие региональной морской трансгрессии. На юго-западе синеклизы в пределах Ыгыаттанской и Кемпендяйской впадин господствовали прибрежно-морские и лагунные условия, благоприятные для нефтегазообразования. Наличие в разрезе прослоев кислых туфов, базальтовых лав и пеплового материала указывает на неоднократное проявление вулканической деятельности. В конце раннего карбона полностью прекратился рост конседиментационного Нюрбинского поднятия, которое впоследствии было вовлечено в прогибание.

Северо-восточная часть Вилюйской синеклизы в позднедевонскую эпоху представляла собой область лагунно-морского осадконакопления. На территории, непосредственно примыкающей к Средневилюйскому поднятию, существовал режим прибрежной равнины, который сохранился и в раннем карбоне. С этим временем, вероятно, связано некоторое обособление Лунгхинской впадины – небольшого залива морского бассейна в пределах Средневилюйской слабо воздымавшейся области размыва. Последняя разделялась на два поднятия: восточное, более обширное и приподнятое, являвшееся здесь основным поставщиком кластического материала, и западное, значительно меньшее по размерам и слабо выраженное в рельефе. В конце позднего девона и раннем карбоне на этой территории сохранялись условия мелководного моря, временами сменявшиеся прибрежно-морским режимом.

Областями размыва в позднем девоне и раннем карбоне на территории синеклизы служили лишь отдельные наиболее приподнятые блоки Сунтарского и Средневилюйского поднятий. Во второй половине периода, когда морская трансгрессия достигла максимума, эти сильно снивелированные блоки фундамента периодически заливались морем и являлись, по-видимому, областями накопления маломощных континентальных и прибрежно-морских глинисто-песчаных отложений.

Устойчивыми областями сноса кластического материала на протяжении всего среднего палеозоя были северный и южный склоны соответственно Алданской и Анабаро-Оленекской антеклиз и Байкало-Патомская орогенная область.

Палеотектонические и палеогеографические особенности среднепалеозойской истории развития Вилюйской синеклизы позволяют полагать, что в среднем девоне и раннем карбоне в Кемпендяйской и, в меньшей мере, Ыгыаттанской впадинах, а также в северо-восточной части синеклизы неоднократно возникали условия, благоприятные для преобразования захороненного ОВ в УВ с последующим формированием залежей нефти и газа.

В.Ф. Горбачев

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

В пределах Сибирской платформы в настоящее время выделяются две структуры первого порядка с доказанной промышленной газонефтеносностью: Лено-Ботуобинская антеклиза и Вилюйская синеклиза с прилегающей частью Приверхоянского прогиба.

В Лено-Ботуобинской антеклизе залежи газа и нефти приурочены к нижней, терригенной части разреза докембрийских образований. С этими отложениями связаны залежи газоконденсата на Марковской, Преображенской, Среднеботуобинской площадях, газонефтяная залежь на Ярактинской площади, газовые притоки во многих скважинах на территории всего Иркутского амфитеатра, северного склона Алданской антеклизы, Березовской впадины и других районов платформы.

Палеотектонический анализ Лено-Ботуобинской антеклизы, выполненный с учетом палеогеографии, и сравнение ее с Татарским сводом на Русской платформе показали, что наибольшие перспективы открытия газовых залежей в пределах антеклизы необходимо связывать с ее восточным склоном, где выделяются районы увеличенных мощностей регионально газонефтеносного горизонта юдомского комплекса.

Перспективы газонефтеносности рассматриваемой территории подтверждаются также сравнением геологического строения Усть-Кут-Киренского и Пеледуйского поднятий. По данным бурения и геофизических исследований, глубина залегания поверхности фундамента в этих районах находится примерно на одинаковых абсолютных отметках. В то же время в первом из них на поверхности залегают отложения нижнего ордовика, а во втором – породы нижнего кембрия. Разрез осадочного чехла Пеледуйского поднятия, по-видимому, наращивается как за счет увеличения мощностей терригенных отложений юдомского комплекса, вскрываемых в Усть-Кут-Киренском районе, так и за счет появления толщ рифейских образований.

Весьма перспективна для поисков газа Присаяно-Енисейская синеклиза, которая рассматривается как внутриплатформенная впадина. В ее пределах выделяется ряд крупных валообразных поднятий (Троицко-Михайловский, Пушкинско-Захаровский валы и др.), перспективы газоносности которых различны. В пределах Троицко-Михайловского вала, являющегося постседиментационным поднятием, интерес представляют только межсолевые отложения. Наиболее перспективная территория Пушкинско-Захаровского вала, который, по данным геофизических исследований, прослеживается в подсолевых отложениях вплоть до фундамента. Поэтому интервал возможной газоносности может увеличиваться здесь за счет отложений мотской свиты и рифея.

К наиболее перспективным территориям в пределах Сибирской платформы относятся Вилюйская синеклиза и прилегающая к ней часть При-

верхоянского прогиба. Первоочередным объектом для поисково-разведочных работ на газ являются отложения верхнего палеозоя и мезозоя, мощности которых значительны в Линденской впадине и Приверхоянском прогибе. В настоящее время в этом районе выявлены газовые залежи в верхних частях разрезов пермских, нижнетриасовых и юрских отложений. Наиболее изученной зоной газонакопления является Хапчагайское поднятие, в пределах которого фонд крупных локальных структур уже исчерпан.

Анализ мощностей и фаций верхнепалеозойских и мезозойских отложений показывает, что наиболее перспективной является Малыкай-Логлорская зона локальных поднятий на северо-западном борту Линденской впадины. По истории геологического развития указанная зона сходна с Хапчагайским поднятием. Это позволяет рассматривать ее как первоочередной объект газопоисковых и разведочных работ в Вилюйской синеклизе. В пределах Малыкай-Логлорской зоны к поисково-разведочному бурению уже подготовлено сейсморазведкой Среднетюнгское поднятие.

Л.П. Кондакова, Э.Б. Мовшович

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПАКИСТАНЕ

В настоящее время в Пакистане доказана нефтегазоносность трех осадочных бассейнов: Пенджабского, в котором обнаружено 8 нефтяных месторождений, Нижнеиндского, где выявлено 12 газовых месторождений, и Среднеиндского, где пока открыто только одно небольшое скопление газа (рис. А). Нефтегазоносные бассейны Пакистана расположены в пределах погруженных склонов Индостанской платформы и передовых прогибов, ограниченных на севере Гималайским, на западе Сулейман-Киртарским горноскладчатыми сооружениями. Влияние палеогеоморфологического фактора на формирование месторождений Пакистана существенно – третья часть всех месторождений, содержащая около 50% всех доказанных запасов углеводородов (УВ), связана с погребенными рифами, дельтами и зонами регионального выклинивания.

Палеогеоморфологические условия контролируются в свою очередь тектоническим режимом, который вместе с другими факторами вызывает изменения физико-географической обстановки и влияет на формирование рельефа. Подавляющее число месторождений, в том числе наиболее крупные месторождения нефти и газа в Пакистане, как и во всей Южной Азии, приурочены к кайнозойским отложениям. Кайнозойский геоморфогенез можно подразделить на семь основных этапов, общих для всей Южной Азии. Каждый из них отличается совокупностью преобладающих рельефообразующих процессов, генетических типов и форм рельефа, степенью его расчлененности, определенными условиями седиментации в областях аккумуляции, направленностью и амплитудой палеотектонических движений.

Первый – палеогеоморфологический этап, охватывающий конец позднего мела–ранний палеоцен, характеризовался резкой активизацией тектонических движений с преобладанием поднятий, что вызвало значительную регрессию моря, расчленение рельефа и интенсивные трапповые излияния. Пенджабский бассейн был относительно приподнят и составлял часть обширной денудационно-эрозионной равнины, развитой на большей части территории Южной Азии. Основной областью аккумуляции в это время была Индская низменность, которая представляла собой прибрежно-морскую, дельтовую и озерно-аллювиальную равнину, где шло накопление песчаных и песчано-глинистых отложений. С севера и востока в Индскую равнину происходил снос огромного количества обломочного материала, который компенсировал тектоническое прогибание. Амплитуда прогибания в Индской равнине достигала 500–1000 м. Палеогеоморфологические и палеотектонические факторы в позднемеловое–раннепалеоценовое время создали условия, благоприятные для формирования мощной толщи песчаных коллекторов и накопления органического вещества (ОВ) главным образом гумусового ряда. С

1
2
3
500
4
500
5
6
7
8
9
10
11
12
А
АФГАНИСТАН
ИРАН
Б
2000
2000
1000
В
2250
3000
2000
3000
1000
Г
2500
1250
3000
3500
Д
1000
5000
1000
Е
500
1750
500
500
2400
2000
Ж
1000
2000
500
2750
3000

дельтовым комплексом этих отложений связана промышленная газоносность на месторождениях Лакра и Хунди.

Второй, позднепалеоценовый–эоценовый этап, характеризовался на всей территории Южной Азии некоторым ослаблением восходящих тектонических движений, широким развитием морской трансгрессии, формированием поверхности выравнивания в области эрозионно-денудационного рельефа и накоплением преимущественно тонкого карбонатного и глинистого материала в областях аккумуляции. В пределах Пенджабского, Нижне- и Среднеиндского бассейнов создались условия мелководного морского бассейна. Отмечается принципиальная унаследованность от предыдущего этапа как областей поднятия, так и областей прогибания, где происходила аккумуляция осадков.

Характерной чертой этого этапа было широкое развитие барьерных и краевых рифов. На основании палеогеоморфологического анализа намечается зона рифов вдоль западной и северной окраины Индостанской платформы. Их развитие сопровождалось резкой дифференциацией рельефа дна морского бассейна по обе стороны от линейных рифовых систем и соответственно резким различием фациальных условий. В зарифовых, внутренних частях бассейнов (между рифами и берегом) происходило накопление мелководно-шельфовых светлоокрашенных мелоподобных водорослево-фораминиферовых известняков, а во внешних, предрифовых частях – более глинистых темно-серых битуминозных известняков и глин (свита Дунган). Переход к темным битуминозным известнякам сопровождался быстрым уменьшением мощности мелоподобных известняков и более резким снижением гипсометрического уровня их кровли по сравнению с подошвой, что свидетельствует о наличии хорошо выраженного палеорельефа и формировании пород в относительно более глуководных условиях. В карбонатно-глинистых осадках накапливалось ОВ преимущественно сапропелевого типа.

Прогибание в областях аккумуляции достигало 1000–1500 м и было наибольшим в предрифовых частях бассейна. Таким образом, палеогеоморфологический уступ был предопределен палеотектонически и д и-

---

Палеоструктурные схемы верхнемеловых–нижнепалеоценовых и верхнепалеоценовых-эоценовых отложений нефтегазоносных бассейнов Пакистана

А – тектоническая схема Пакистана; палеоструктурные схемы по подошве верхнемелового нижнепалеоценового комплекса: *Б* – к началу олигоцена, *В* – к началу миоцена, *Г* – к началу позднего миоцена, *Д* – к началу антропогена; палеоструктурные схемы по подошве верхнепалеоценового – эоценового комплекса: *Е* – к началу миоцена, *Ж* – к началу позднего миоцена.

Границы распространения отложений: *1* – верхнемеловых–нижнепалеоценовых, *2* – верхнепалеоценовых–эоценовых; изогипсы (в м) подошвы отложений: *3* – верхнемеловых – нижнепалеоценовых отложений, *4* – верхнепалеоценовых–эоценовых; *5* – склоны Индостанской платформы; *6* – пояс передовых, периклинальных и поперечных прогибов (*I* – Карачинский периклинальный прогиб, *II* – Предкиртарский передовой прогиб, *III* – Сибийский поперечный прогиб, *IV* – Предсулеймановский передовой прогиб, *V* – Кохат-Потварский передовой прогиб); *7* – складчатые сооружения Киртара, Сулеймана и Гималаев; *8* – Макранский и Кундар–Ургунский тыловые прогибы; *9* – Гильмендский срединный массив; *10* – границы нефтегазоносных бассейнов (Н – Нижнеиндского, СР – Среднеиндского, П – Пенджабского); месторождения (С – Суи, М – Мари, Мз – Мазарани, Х – Хунди): *11* – газа, *12* – нефти

жениями. С рифогенными известняками связаны крупнейшие запасы газа – до 240 млрд. м^3 на месторождении Суи, а также газовые залежи месторождений Зин и Мазарани.

В конце позднего эоцена – начале раннего олигоцена произошло значительное сокращение морских бассейнов и глубокое расчленение поверхности суши в результате восходящих тектонических движений. Прибрежно-морские и озерно-аллювиальные равнины сохранились на сравнительно ограниченной площади, где происходило слабое прогибание и накопление преимущественно песчано-глинистых отложений. На большей части области аккумуляции предыдущего этапа позднему эоцену–началу олигоцена отвечает перерыв в осадконакоплении. В олигоценовое время вновь изменился режим тектонических движений: область морских и озерно-аллювиальных равнин расширилась, но не достигла размеров, присущих ей в палеоцен-эоценовое время. Пенджабский бассейн с конца эоценового времени оставался областью денудации. В Среднеиндском и Нижнеиндском бассейнах происходило прогибание амплитудой до 1500–2000 м и накопление песчаных, глинистых и карбонатных морских, прибрежно-морских и озерно-аллювиальных отложений. Особенно интенсивное прогибание испытал Нижнеиндский бассейн.

Раннемиоценовый, среднемиоценовый–плиоценовый и позднеплиоценовый–плейстоценовый этапы характеризовались резкой активизацией и дифференцированностью тектонических движений с преобладанием общего поднятия всей территории, что привело к значительному расчленению рельефа и формированию горных сооружений. В пределах Пенджабского Нижне- и Среднеиндского бассейнов сформировалась подгорная пролювиально-аллювиальная низкая равнина, которая испытывала интенсивное прогибание амплитудой до 3–7 км. Вследствие значительной расчлененности рельефа суши и роста горных сооружений в пределах аккумулятивных равнин накапливались грубозернистые плохо сортированные осадки, представленные в основном пестроцветными глинами, песками, среди которых существенную роль играли прослои галечника.

Преимущественное погружение создало условия, благоприятные для накопления, быстрого захоронения, дальнейшего преобразования РОВ в УВ и для аккумуляции УВ в ловушках, контролируемых особенностями седиментации.

Как показывают палеоструктурные построения, максимальное погружение перспективного верхнемелового–нижнепалеоценового терригенного комплекса в Нижне- и Среднеиндском бассейнах наблюдается в Карачинском, Предкиртарском и Сибийском прогибах. В результате интенсивного опускания этот комплекс достиг здесь глубин более 3 км к началу миоцена (см. рис. Б–Д) и, как показывают произведенные расчеты степени метаморфизма ОВ по методике Н.В. Лопатина, попал в условия верхней газогенной зоны, а затем главной зоны нефтеобразования. Соответственно с ним связаны два месторождения газа и ряд газопроявлений, а также притоки тяжелой нефти на месторождении Сари-Синг. Таким образом, палеотектонический режим обеспечил здесь благоприятные термобарические условия генерации УВ.

Основной продуктивный верхнепалеоценовый-эоценовый карбонатный комплекс в Предкиртарском и Сибийском прогибах достиг глубины порядка 3–3,5 км к началу позднего миоцена (см. рис. Е, Ж). Расчеты степени метаморфизма ОВ показали, что верхнепалеоценовый–эоценовый карбонатный комплекс в Предкиртарском и Сибийском прогибах находился в условиях главной фазы нефтеобразования, сохранившихся со второй половины миоцена по настоящее время. В обрамлении прогиба Сиби с этим литолого-стратиграфическим комплексом (ЛСК) связаны значительные нефтепроявления, а в Предкиртарском прогибе – газовое месторождение Мазарини.

В пределах Карачинского и Предсулейманского прогибов, а также поперечного поднятия Мари-Бугти и склона платформы верхнепалеоценовый–эоценовый комплекс был погружен на глубину 3 км и более только к началу антропогена, и как показывают расчеты степени метаморфизма ОВ, находился главным образом в условиях газообразования и начала процессов нефтеобразования. Только в антропогене он вступил в условия главной фазы нефтеобразования. Этим, по-видимому, и объясняется наличие в упомянутых районах только газовых скоплений (в том числе – небольшого количества конденсата на крупнейшем месторождении Суи), связанных с данным комплексом.

Таким образом, фактическое распределение нефтегазопроявлений на территории Пакистана подтверждает представление о том, что степень катагенеза ОВ находится в тесной связи с глубиной погружения ЛСК, обусловленной интенсивностью и унаследованностью нисходящих тектонических движений, а также подтверждает применимость расчетов степени метаморфизма ОВ в условиях Пакистана.

В Потварском районе Пенджабского бассейна эоценовые отложения были погружены на глубину порядка 3 км к началу миоцена. При этом палеотемпература в Потварской области была несколько выше, чем в Нижнеиндском бассейне, о чем свидетельствует современный повышенный температурный градиент и степень метаморфизма ОВ в одновозрастных осадочных породах, т.е. эоценовые отложения находились в благоприятных условиях главной фазы нефтеобразования значительно дольше. В результате в Потварском районе Пенджабского бассейна с этим ЛСК связаны месторождения нефти.

Палеотектонический и палеогеоморфологический факторы обусловили благоприятные условия не только для генерации УВ, но и для формирования структурных и комбинированных ловушек. В Пенджабском и Нижнеиндском бассейнах отмечается приуроченность месторождений нефти и газа как к локальным поднятиям, так и к погребенным рифам, палеодельтам, зонам регионального выклинивания.

Анализ палеотектонических и палеогеоморфологических условий дает возможность выделить наиболее перспективные районы, зоны и ЛСК для поиска в них, во-первых, преимущественно нефтяных месторождений, что имеет исключительно важное значение для Пакистана, во-вторых, зон нефтегазонакопления, связанных с неструктурными и комбинированными ловушками (погребенными рифами, барами и речными системами), что должно быть учтено при выборе направления геолого-поисковых работ.

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЙ АСПЕКТ ИЗУЧЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

В.И. Тихомиров, В.А. Чахмахчев, Р.О. Хачатрян

ПАЛЕОТЕКТОНИКА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ И ЕЕ ОТРАЖЕНИЕ В ГЕОХИМИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЯХ ЛИТОГЕНЕЗА ДЕВОНСКО-НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

В современной региональной структуре Волго-Уральской нефтегазоносной провинции ряд крупных тектонических элементов развивались унаследованно в течение длительного времени. Хотя конфигурация, размеры и амплитуды их не всегда были постоянными, а многие структуры испытали инверсию, тем не менее в структурных планах девонского, нижнекаменноугольного и современного этапов развития провинции сохранилось много общего.

В девонско-нижнекаменноугольное время уже оформились большие сводовые поднятия, такие как Южно-Татарский, Башкирский, Жигулевско-Пугачевский и другие, разделенные впадинами и прогибами (Бузулукская впадина, Камско-Кинельские прогибы и др.). Этими крупными структурами контролировалось распределение неоднородных по литологическому составу осадков, накопление которых происходило в различных палеогеоморфологических обстановках.

Своды и впадины были выражены в рельефе дна обширного морского бассейна, покрывавшего в девоне и карбоне восточные районы Русской плиты. На сводах были преимущественно обширные зоны мелководья, где накапливались типичные для них песчаные, алевритовые и глинисто-алевритовые терригенные осадки или же карбонатные биогенные, органогенно-обломочные, детритовые и хемогенные илы. На месте впадин и прогибов располагались более глубоководные участки моря и шло накопление главным образом тонкозернистых терригенных осадков глинистого и алевритового состава, а также микрокристаллических карбонатных, глинисто-карбонатных, глинисто-кремнисто-карбонатных, кремнисто-карбонатных и кремнистых осадков.

Влияние тектонического фактора в несколько затушеванной форме сказывается и на геохимических условиях литогенеза, поскольку геохимические особенности пород зависят от их литофациального состава.

В терригенной толще девона на палеосводах, где были широко распространены мелководно-морские, прибрежные и континентальные фации, формирование осадков проходило главным образом в восстановительных, а иногда даже и в субокислительных геохимических обстановках. В этих мелководных сводовых зонах условия седиментации и раннего

диагенеза были малоблагоприятными для накопления в осадках больших количеств органических веществ (ОВ), особенно в песчаных и алевритовых илах. Осаждение и накопление ОВ шло в обстановке частого взмучивания, перемыва осадков. Из-за сравнительно высокого содержания кислорода в зоне волнения на неглубоких участках моря происходило окисление значительной части ОВ еще в воде и на поверхности осадка.

На диагенетической стадии литогенеза ОВ тоже расходовалось на восстановление присутствовавших в сводовых осадках в больших количествах окисных форм железа и на редукцию сульфатов. Количество ОВ, оставшегося в терригенных породах этих зон, в среднем не превышает кларковых значений. Среднее содержание органического углерода ($C_{орг}$) даже в глинистых и карбонатно-глинистых разновидностях пород не превышает 1%. Особенно мало ОВ в зонах развития лептохлоритовых геохимических фаций в западной части Южно-Татарского палеосвода (Серноводский район) и на Пермском своде, где $C_{орг}$ составляет нередко менее 0,1% даже в алевролитах и глинах. Среднее содержание сингенетичных хлороформенных битумоидов не превышает кларковых значений и обычно составляет в глинистых, глинисто-карбонатных и алевритовых разновидностях от тысячных долей до 0,02%. Средние значения степени битуминозности ОВ пород ($\beta_{ХБ}$) не превышает 5%.

В девоне на погруженных краевых участках палеосводов, седловинах и в крупных палеовпадинах, помимо слабовосстановительных обстановок диагенеза, широкое развитие приобретают восстановительные и резко восстановительные геохимические обстановки (сульфидно-сидеритовая и сидеритово-сульфидная геохимические фации), не характерные для центральных частей сводов. Главное поле их распространения находится в пределах Бузулукской и Благовещенской впадин и на юго-восточной окраине Южно-Татарского свода. Оно захватывает частично северные площади Жигулевско-Пугачевского свода, а в кыновском горизонте распространяется даже на северную вершину Татарского свода.

В пределах палеовпадин в породах девона в среднем содержится меньше железистых минералов, чем на палеосводах, но наблюдается существенное увеличение доли сульфидного железа. Сульфидное железо в породах терригенной толщи девона в палеовпадинах хорошо коррелируется с содержанием рассеянных органических веществ (РОВ). В Бузулукской и Благовещенской впадинах, а также в юго-восточной части Южно-Татарского свода, в породах с геохимическими признаками развития слабовосстановительных условий диагенеза содержание $C_{орг}$ составляет примерно 0,2–0,7%, в породах с восстановительными условиями диагенеза – 0,3–1,3%, и в породах с резковосстановительными геохимическими обстановками 0,5–0,9, иногда до 3%. Таким образом, в зонах древних впадин количество РОВ в терригенном девоне в 2–4 раза больше, чем на вершинах сводов.

Содержание сингенетичных битумоидов в породах терригенной толщи девона определяется преимущественно содержанием РОВ. В зонах палеовпадин битуминозные вещества, извлекаемые хлороформом, составляют от 0,005 до 0,31% на породу. Величина степени битуминозности

РОВ ($\beta_{ХБ}$) в породах палеовпадин в среднем несколько выше, чем на палеосводах.

Более отчетливо рассматриваемые различия в геохимических условиях литогенеза прослеживаются в вышележащей карбонатной толще девона–турне. В этой толще по литолого-фациальным признакам, мощности пород и другим особенностям выделяются три структурно-фациальные зоны: сводовая, зона некомпенсированных осадконакоплением впадин (или осевая зона Камско-Кинельских прогибов) и промежуточная, бортовая зона некомпенсированных прогибов.

Фациальная изменчивость карбонатной толщи отражена в особенностях химического состава ее пород, сильно различающегося в пределах древних поднятий, впадин и прогибов. Например, по содержанию в породах некарбонатной минеральной примеси, не растворимой в слабой соляной кислоте, зоны некомпенсированных прогибаний отличаются от других зон значительным (примерно в 2–10 раз) обогащением пород нерастворимым остатком (НО). Если на сводах и бортах прогибов НО в различных горизонтах толщи в среднем составляет 2,8–10,9%, то в прогибах НО увеличивается до 17,4–27,9%.

Подобным образом в карбонатной толще распределяется РОВ, которого на бортах и палеосводах в несколько раз меньше, чем в депрессионных зонах. В чистых известняках и доломитах палеосводовых и бортовых структурно-фациальных зон количество $C_{орг}$ составляет в турне – 0,33–0,44%, в фамене – 0,27–0,30%, в верхнефранском подъярусе – 0,3–1,2%. В глинисто-карбонатных, кремнисто-карбонатных и прочих смешанных разновидностях карбонатных пород некомпенсированных прогибов содержится в среднем в турне – 0,76% $C_{орг}$, в фамене – 1,09% и в верхнефранском подъярусе – 2,3%.

Судя по содержанию и соотношениям окисленных и восстановленных форм железа, в породах карбонатной толщи на сводах и бортах были восстановительные и слабовосстановительные геохимические обстановки, а в зонах некомпенсированного прогибания – восстановительные и резко восстановительные.

Содержание битумоидов в чистых разностях известняков и доломитов палеосводовых и бортовых зон тоже примерно в 2–10 раз меньше, чем в глинисто-кремнисто-карбонатных породах депрессионных зон. Например, в верхнефранских породах количество сингенетичных хлороформенных битумоидов изменяется от 0,02% на сводах до 0,04% на бортах и до 0,28% в осевых зонах прогибов.

Палеотектоника оказывала влияние на размещение главных зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления в отложениях девона и нижнего карбона Волго-Уральской провинции. Четко прослеживается площадное несовпадение зон генерации и аккумуляции нефти: зоны нефтегазообразования как в терригенной толще девона, так и в карбонатной толще девона–турне, приурочены к палеовпадинам и палеопрогибам, а зоны аккумуляции – преимущественно к палеосводам. В терригенном девоне, например, основные промышленные запасы нефти находятся на Южно-Татарском своде, где масса рассеянных сингенетичных УВ составляет лишь около 10% от суммы всех таких УВ в терригенной

толще. Максимальное же количество сингенетичных УВ в этой толще (около 60%) приходится на Бузулукскую впадину, где промышленные запасы нефти в терригенном девоне в 20 раз меньше, чем на Татарском своде.

В карбонатной толще девона–турне подавляющее число залежей нефти и основные ее запасы сосредоточены тоже на палеосводах и бортах прогибов, а главная масса рассеянных УВ – в некомпенсированных прогибах. Генерация УВ на палеосводах ограничивалась не только поступлением в осадки этих зон небольших количеств РОВ, но и меньшей, чем в прогибах и впадинах степенью его катагенного преобразования. Например, в нижнефранских терригенных породах в центральной части Южно-Татарского палеосвода определенные по отражательной способности витринита максимальные палеотемпературы составляют около 100–120 С, а в Бузулукской впадине они на 50–100°С были выше (данные Г.С. Калмыкова и В.И. Горшкова).

Следует сказать, что нефти карбонатной толщи девона–турне отличаются по углеводородному составу от нефтей терригенной толщи девона, в частности по величине отношений цикланов к алканам, аренов к алканам, нормальных алканов к изоалканам, гексацикланов к пентацикланам, гемзамещенных изоалканов к сумме изоалканов в бензиновой фракции. Различаются они и по значениям отношений изопреноидов к нормальным алканам, фитана к пристану и по другим показателям в масляной фракции. Микроэлементные составы этих нефтей тоже различны.

Все эти данные говорят о сравнительно слабых вертикальных перетоках из терригенной толщи девона в карбонатную толщу и о связи нефтеобразования в этих толщах с обогащенными ОВ породами во впадинах и прогибах.

Проявляющаяся в отложениях девона и нижнего карбона Волго-Уральской провинции закономерная зависимость геохимических условий литогенеза, нефтегазообразования и нефтегазонакопления от палеотектонических особенностей, по-видимому, характерна и для других, менее исследованных отложений провинции, а также для других провинций, и ее следует учитывать при оценке перспектив нефтеносности и выявлении зон генерации и аккумуляции нефти.

Э.М. Халимов, Г.Г. Бабалян, Р.А. Камалетдинов, А.З. Хамзин

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НАКОПЛЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ БАШКИРИИ

В современном структурном плане район исследований охватывает западный склон Южного Урала, южные части Среднего Урала, Предуральского прогиба и восточной окраины Русской платформы.

Результаты детальных литолого-стратиграфических и палеотектонических исследований позволяют выделить в терригенной толще девона рассматриваемой территории девять полных элементарных циклов осадконакопления. Элементарный цикл, связанный с однократным погружением территории, включает в себя нижнюю терригенную пачку пород (песчаники, алевролиты и аргиллиты), соответствующую трансгрессивной фазе развития морского бассейна. Средняя карбонатная пачка цикла сложена известняками с мелководной морской фауной, обогащена в верхней части глинистым материалом и соответствует максимуму трансгрессии. Верхняя надкарбонатная терригенная пачка представлена известковистыми аргиллитами и соответствует регрессивной фазе развития морского бассейна. Циклы разделяются перерывами в осадконакоплении, которые устанавливаются по несогласию между осадками различных циклов.

К первому элементарному циклу относятся осадки такатинского, ваняшкинского и вязовского горизонтов. Второй самостоятельный цикл составляют осадки кильцеолового, бийского и эфонинского горизонтов. Осадки воробьевского, старооскольского, муллинского и пашийского горизонтов относятся соответственно к 3, 4, 5, и 6 циклам. В кыновском горизонте выделяются три цикла осадконакопления.

Распространение отложений отдельных частей разреза по площади зависит от палеорельефа. Грубозернистые песчаники приурочены к осевым частям ложбин и понижений. На приподнятых частях склонов осадконакопление начинается с алевролитов и аргиллитов нижней терригенной пачки, а вершины возвышенностей перекрываются карбонатами средней пачки сокращенной мощности. Это связано с неодновременными началом осадконакопления – более ранним в понижениях и наиболее поздним на возвышенностях.

Для песчаников терригенной толщи пород девона характерно залегание на поверхности несогласия, образованной в эпоху перерыва, врезание (местами до 20 м) в подстилающие отложения, приуроченность к долинообразным углублениям тектонического и эрозионного происхождения, направленным от приподнятых участков палеорельефа к палеодепрессиям. Ближе к области разрушения песчаники залегают в виде полос, рукавов и линз. При удалении от источника сноса на значительные расстояния они приобретают, как правило, площадное развитие, однако при этом выделяются полосы увеличенных и уменьшенных мощностей, ориентированных в палеорельефе также от приподнятых участков к понижениям.

Во время образования пород первого цикла региональный наклон слоев был направлен на восток и юго-восток. В этом же направлении увеличиваются мощности песчаников нижнеэйфельского подъяруса (такатинский горизонт), которые на западном склоне Урала достигают 140 м. Наличие здесь подстилающих силурийских и перекрывающих ваняшкинских и вязовских отложений свидетельствует о существовании на востоке и юго-востоке территории длительно развивавшегося прогиба. Мощность осадков первого элементарного цикла сокращается в западном направлении и на восточной окраине Русской платформы их толща полностью выклинивается.

Перед эпохой отложения пород второго цикла произошла некоторая перестройка структурного плана, и районы восточной окраины Русской платформы, Предуральского прогиба и западного склона Урала приобрели региональный наклон на юг. Максимальные мощности (до 100 м) кальцеолового, бийского и афонинского горизонтов наблюдаются на юге Башкирии, а в центральных районах проходит граница их выклинивания.

К началу живетского века направление регионального наклона сменяется на юго-западное. В разрезе живетского и нижней части франского яруса на юго-западе Башкирии развиты отложения воробьевского, старооскольского, муллинского, пашийского и кыновского горизонтов общей мощностью до 130 м и более. В восточном же направлении мощности сокращаются до 10–15 м, при этом из разреза выпадают отложения воробьевского горизонта, терригенные пачки старооскольского и муллинского горизонтов, выклиниваются верхняя часть пашийского и нижняя часть кыновского горизонтов. В северном направлении наряду с сокращением мощности всех горизонтов и выклиниванием воробьевского горизонта происходит замещение верхних и нижних частей карбонатных прослоев аргиллитами.

На северо-востоке Башкирии додевонские образования перекрываются верхнефранскими осадками. Здесь, помимо терригенной толщи девона, выклиниваются саргаевский, доманиковый и мендымский горизонты.

Анализ характера накопления девонских терригенных отложений на территории Башкирии позволил выявить закономерное увеличение мощностей песчаников при удалении от области разрушения. В общем плане песчаные тела вытянуты в направлении понижения высот палеорельефа. Наложение частных факторов не изменяет картины, и в целом выявленная закономерность сохраняется.

Положительными структурами на территории Башкирии в эйфельском веке были Уфимская глыба А.П. Карпинского и Татарский свод, в живетском веке – Уфимская глыба, а в начале франского века – Уфимская глыба и Башкирский антиклинорий. На Татарском своде в эйфельском веке размывались древние осадочные толщи бавлинской серии и породы кристаллического фундамента. На Уфимской глыбе разрушению подвергались древние осадочные толщи, а на Башкирском антиклинории – относительно молодые живетские и эйфельские карбонатные и терригенные образования. К западу от Уфимской глыбы располагалась Татарско-Башкирская седловина, в которой накапливались осадки, сносившиеся как с Уфимской глыбы, так и с Татарского древнего свода. На юге Татарско-Башкирская седловина сливалась со склонами Радаевской впадины.

Условия формирования и различие типов залежей нефти в терригенной толще девона, а также своеобразие и сложность их строения на рассматриваемой территории определяются влиянием тектонического и литологического факторов.

По степени влияния литологического фактора можно выделить следующие типы ловушек: 1) структурно-литологические, связанные с выклиниванием коллекторов или их замещением вверх по склону пласта непроницаемыми породами (залежи Демского месторождения в пласте Д-IV, Сергеевского месторождения в пласте Д-II, Благовещенского и Шавьядинского месторождений в пласте Д-I и др.); 2) литологические, обусловленные увеличением мощности песчаных пластов-коллекторов, когда по подошве нефтяного пласта положительная структура отсутствует и прослеживается только по кровле песчаников (залежи в пласте Д-I на Сергеевской и Хомутовской площадях и др.); 3) литологические залежи в изолированных линзах песчаников, обусловленные формой, размером и мощностью пласта-коллектора (залежи в пласте Д-V на Бекетовской, Д-IV на Азнаевской и Коныбековской, в пласте Д-II на Сергеевской и Рождественской, в верхнем прослое пласта Д-I на Хомутовской, в кыновских песчаниках на Алдаровской, Шафрановской, Раевской, Алкинской, Сергеевской площадях и др.).

На размещение залежей нефти в ловушках 1-го и 2-го типов оказывают влияние в совокупности литологический и тектонический факторы. Известно, что платформенная часть территории Башкирии осложнена системой грабенообразных прогибов и генетически связанных с ними перегибов слоев. Места пересечения приграбеновых зон, а также валообразных структур и локальных поднятий с полосами развития коллекторов наиболее благоприятны для образования скоплений нефти в ловушках структурно-литологического и литологического типов.

Простирание полос коллекторов основных продуктивных горизонтов пластов Д-IV, Д-II, Д-I, Д-к и разделяющих их зон развития непроницаемых пород ориентировано с северо-востока на юго-запад. На восточном склоне Татарского свода, на северо-восточном склоне Башкирского свода нефтяные залежи в полосе развития песчаников экранируются грабенообразными прогибами с запада (вверх по склону). На западном склоне Башкирского свода те же грабенообразные прогибы экранируют залежи с востока.

На южных склонах Татарского и Башкирского сводов, где региональный наклон слоев ориентирован вдоль грабенообразных прогибов на север, северо-восточные продолжения полос развития песчаников расположены гипсометрически выше, чем юго-западные. Вследствие этого мигрирующие УВ могли накапливаться и с западной стороны грабенообразных прогибов. Эти участки также должны служить объектом поисков залежей нефти.

Использование выявленных закономерностей, вытекающих из анализа палеотектонических и палеогеоморфологических условий накопления песчаных отложений девона, позволит повысить эффективность буровых работ и усовершенствовать методику рационального размещения скважин при поисках и разведке литологических залежей нефти в Башкирии.

К.Р. Чепиков, В.И. Никишин

О ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ЛОВУШЕК НЕФТИ И ГАЗА НА ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМАХ

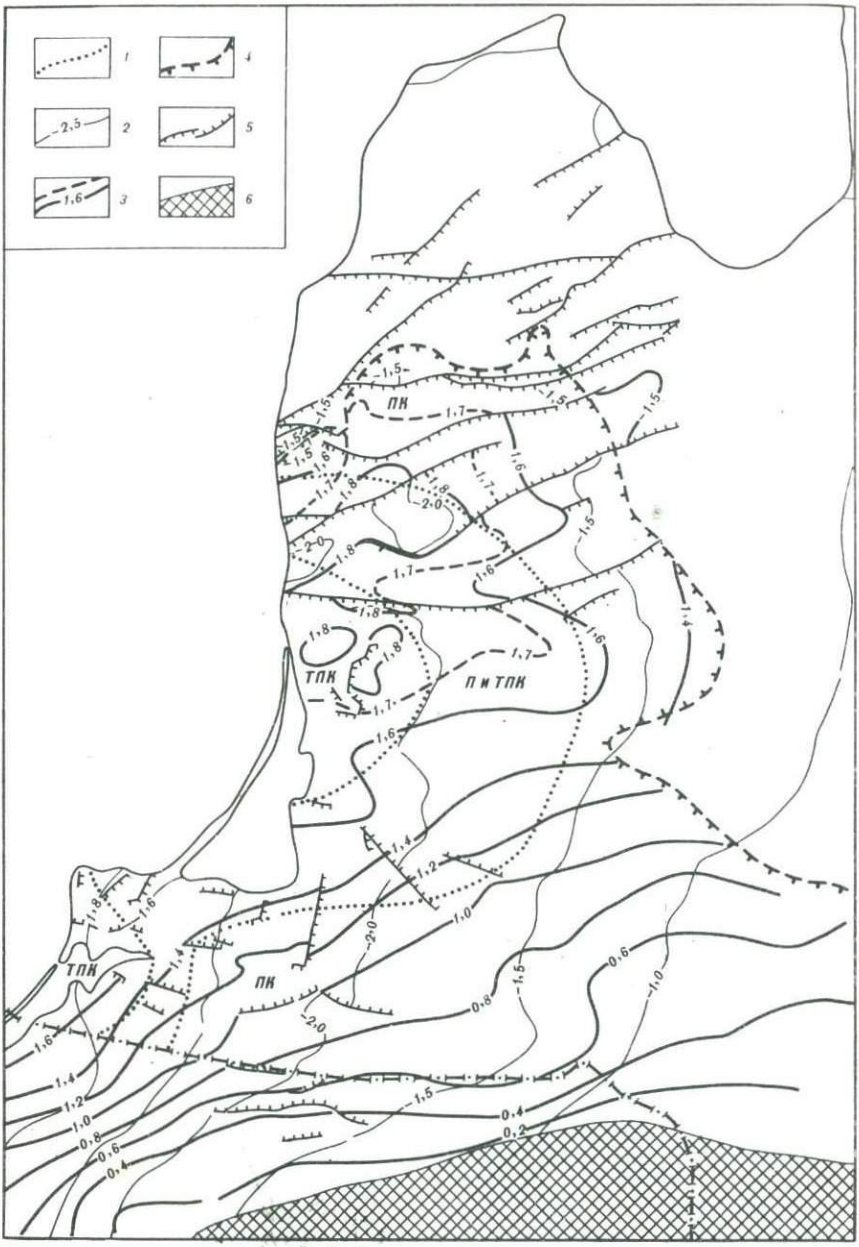
(на примере кембрийских песчаников Балтийской синеклизы)

Современное распространение коллекторов и ловушек нефти и газа в осадочном чехле и наблюдаемые изменения коллекторских свойств пород по площади и в разрезе отложений в значительной степени определяются как палеотектоническими условиями эпохи седиментации, так и всей последующей историей тектонического развития.

Палеотектонические особенности осадконакопления в кембрии на северо-западе Русской платформы (Балтийская синеклиза), а именно – отчетливо выраженный непрерывно-прерывистый, пульсационный режим тектонических движений и существенно отличающееся от современного распределение областей поднятий и погружений, обусловили ритмичное строение и закономерные изменения литофаций и мощностей отложений послебалтийской терригенной формации верхов нижнего и среднего кембрия, залегающей в основании каледонского структурно-осадочного комплекса, а также многочисленные стратиграфические и фациальные несогласия в разрезе названной формации. Горизонты песчаных коллекторов (тискреская, сакаская и ижорская пачки в верхах ливской и айсчяйской серий нижнего кембрия), развитые соответственно на севере и востоке региона, и промышленно нефтеносная на западе и юго-западе Советской Прибалтики дейменская толща в среднем кембрии, относимая авторами к калининградской ("кибартайско-дейменской") серии, закономерно приурочены к верхним, регрессивным частям раннеасимметричных седиментационных ритмов, нижние части которых слагаются преимущественно глинистыми породами-покрышками, экранирующими песчаники в верхах ритмов. В наиболее полных разрезах калининградской серии среднего кембрия на западе и юго-западе Прибалтики выделяется несколько (до 6–10) более дробных ритмов аналогичного строения.

Обусловленное палеотектоникой литофациальное замещение дейменских песчаников среднекембрийскими глинами к западу от нынешней оси Балтийской синеклизы создало в сочетании с современным наклоном слоев предпосылки для возможного существования литологических ловушек нефти, связанных с зонами выклинивания песчаных пластов по их восстанию. На восточном крыле синеклизы вероятны стратиграфические ловушки в среднем кембрии, образованные последовательным срезанием экранирующими глинисто-карбонатными отложениями ордовика малых ритмов калининградской серии.

Палеотектонические условия более поздних геологических эпох существенным образом повлияли на интенсивность постседиментационных преобразований кембрийских песчаников, выразившихся в неравномерном развитии регенерационного кварцевого цемента. По степени



Коллекторы кембрия Прибалтики

1 – границы зон распространения различных типов коллекторов, по Л.Н. Лашковой и В.А. Муромцевой; *2* – изогипсы (в км) рельефа поверхности кристаллического фундамента; *3* – изопахиты (в км) отложений каледонского и герцинского комплексов; *4* – граница распространения верхнепермских отложений; *5* – разрывные нарушения в каледонском и герцинском комплексах; *6* – область, где палеозойские отложения отсутствуют

вторичного окварцевания песчаников среднего кембрия на западе Советской Прибалтики выделяются три зоны распространения в дейменской толще (рис.) коллекторов различных типов и качества: наилучших – поровых (ПК), резко ухудшенных – трещинно-поровых (ТПК) и промежуточных по физическим свойствам – поровых и трещинно-поровых (ПиТПК). Закономерности распространения названных типов коллекторов удовлетворительно объясняются именно с палеотектонических позиций: интенсивность вторичного окварцевания в большей мере связана не с современной глубиной залегания коллекторов, а с палеоглубинами к концу герцинского этапа тектогенеза, завершившегося в данном регионе на рубеже ранней и поздней перми.

Так, при практически одинаковой глубине залегания поверхности дейменских песчаников порядка 1900–2050 м на Красноборско-Ушаковской (Калининградская область) и Гаргждайской (запад Литвы) группах нефтяных месторождений коллекторские свойства песчаников среднего кембрия в первом районе несравненно лучше (зона ПК), нежели во втором (зона ТПК). При этом суммарная мощность отложений от подошвы ордовика до подошвы верхней перми составляет в первом районе 800–1000 м и увеличивается в направлении ко второму району почти вдвое, до 1600–1750 м, главным образом за счет появления девонских отложений и возрастания полноты их разреза. Указанная мощность существенно растет и к западу Калининградской области – до 1200–1600 м, при значительном увеличении современной глубины залегания поверхности среднего кембрия – до 2500–2700 м почти исключительно за счет повышения мощности отложений силура, поскольку девонские здесь практически отсутствуют. Соответственно коллекторы зоны ПК в этом направлении также сменяются коллекторами зон ПиТПК и ТПК. На западе Латвии, где мощность отложений от подошвы ордовика до кровли герцинского структурно-осадочного комплекса достигает умеренно больших величин (1200–1500 м), а современная глубина залегания поверхности кембрийских отложений и покрываемого ими кристаллического фундамента несколько меньше, чем на западе Литвы, среднекембрийские песчаные коллекторы принадлежат к зоне ПК.

Палеотектоническая интерпретация закономерностей распространения различных типов песчаных коллекторов в кембрийских отложениях Прибалтики позволяет обоснованно экстраполировать выделенные зоны коллекторов на приосевую часть и западное крыло Балтийской синеклизы и прогнозировать там особенности развития коллекторов и ловушек нефти в нефтесодержащей послебалтийской терригенной формации нижнего – среднего кембрия. Имеются некоторые основания ожидать в более западных районах увеличения этажа нефтеносности кембрийских отложений за счет насыщения нефтью песчаных прослоев в верхах нижнего кембрия.

Дизъюнктивные и пликативные деформации каледонского и герцинского этапов тектогенеза в фундаменте и осадочном чехле Балтийской синеклизы привели к формированию локальных дислокаций в кембрийской толще, которые окончательно сформировались в альпийскую эпоху, включая неотектонический этап, и послужили ловушками нефти структур-

ного типа. Наряду с замкнутыми локальными формами образовались осложнения типа структурных носов и террас, перспективные для обнаружения стратиграфических и литологических ловушек нефти в кембрийских отложениях. В результате суммирования древних и новейших тектонических движений создались современные региональные наклоны слоев, благоприятствовавшие формированию неструктурных ловушек; региональные разрывные нарушения на фоне общего наклона слоев в сочетании с полузамкнутыми структурными осложнениями могли образовать тектонически экранированные ловушки нефти.

М.В. Проничева, Я.С. Эвентов, А.П. Рождественский,
Л.П. Полканова, Г.Н. Саввинова, Ю.Г. Такаев

ЗНАЧЕНИЕ И МЕТОДИКА ИЗУЧЕНИЯ ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ

Опыт последних лет показывает большое значение палеогеоморфологического анализа в переоценке перспектив нефтегазоносности, прежде всего старых районов нефтедобычи, обеспеченных большим количеством буровых данных. Палеогеоморфологический метод особенно эффективен при поисках неантиклинальных ловушек. Есть и еще один аспект палеогеоморфлогических исследований – выявление древних погребенных структур на основе изучения форм палеорельефа.

Вместе с тем развитие и внедрение методов нефтяной палеогеоморфологии осуществляется недостаточно. При разработке методики мы исходили из определения палеогеоморфлогии как ветви геоморфологии. Поэтому методы нефтяной палеогеоморфологии основаны на геоморфологическом анализе геолого-геофизических данных по изучаемой поверхности и, в частности, на детальной корреляции электрокаротажных диаграмм; анализе мощности, полноты и литолого-фациальных особенностей разреза, прежде всего его базальных частей; "дешифрировании" строения несогласия; реконструкции палеогипсометрии, анализе современного положения изучаемой поверхности и т.д. Важная роль отводится знанию параметров и генезиса форм современного рельефа. Без этого нельзя правильно и эффективно использовать принципы актуализма в палеогеоморфологии. Процесс реконструкции палеорельефа завершается составлением палеогеоморфологической карты, содержащей информацию о формах рельефа, его генезисе и осадках, слагающих и перекрывающих эти формы (Проничева, 1973).

Необходимо подчеркнуть, что применение лишь отдельных методов, не завершающееся составлением палеогеоморфологической карты, или отдельные фрагментарные реконструкции не дадут исчерпывающих данных, что может привести к ошибкам. Палеогеоморфологические исследования следует проводить в пределах каждого погребенного уровня, ибо унаследованность, "пространственный консерватизм" свойственны лишь самым крупным структурным элементам, так же как современный рельеф сохраняет единые с палеорельефом черты лишь в самом общем виде.

Рассмотрим результаты палеогеоморфологического анализа по Прикаспийской впадине, для территории которой потребовалось применение более полного комплекса методов по сравнению с другими платформен-

ными регионами. Первым примером является анализ палеогеоморфологических условий формирования основного продуктивного юрского континентального комплекса осадков Прикаспийско-Туранской области. На ранне-среднеюрском этапе эта область представляла собой преимущественно континентальную аккумулятивную равнину, наклоненную на юг. Самым характерным элементом морфоскульптуры являлись протяженные речные долины. В условиях гумидного климата они были хорошо разработаны и имели развитые аллювиальные террасы. Пологий профиль русла способствовал хорошей сортировке обломочного материала. Долины при слиянии образовали огромную дельтовую область (75 тыс. км^2), приуроченную к северной акватории современного Каспия и по площади в 3 раза превосходящую современную дельту Волги. Приемниками стока были два озерно-морских бассейна: Устюртский и Каспийский. Прикаспийско-Туранский палеопенеплен был полностью перекрыт осадками позднеюрской трансгрессии.

Для более тщательного рассмотрения палеогеоморфологических условий формирования юрского комплекса и проверки существования дельты были проведены детальные реконструкции на территории Северной и Южной Эмбы. Они выполнены с использованием всего комплекса методов палеогеоморфологического анализа и завершились построением палеогеоморфологической карты, на которой видна геоморфологическая обстановка с ее главными элементами – древними долинами и дельтой (Палеогеоморфологические методы. . . , 1975; Проничева, Саввинова, 1976).

Можно дать новое логичное объяснение преобладающей нефтеносности юрских пород Прикаспийской впадины по сравнению с другими породами надсолевого комплекса. Основное количество нефти в юрские ловушки мигрировало из синхронных осадков дельтовой области. В юрской палеодельте, погребенной в настоящее время на глубине более 2000 м, по-видимому, существовали условия для образования нефтематеринских свит. Миграция углеводородов (УВ) могла осуществляться как в ловушки в пределах дельты, так и в соседние районы Северного Прикаспия, Бузачей, Мангышлака. Древние долины, заполненные коллекторами повышенной емкости, служили проводящими каналами и одновременно региональными зонами нефтенакопления. Об этом свидетельствует анализ пространственного размещения залежей. Они приурочены к окраинной (наземной) части юрской дельты (Южный Мангышлак и Южная Эмба) и далее сосредоточены в пределах одновозрастных долин (месторождения Кенкияк, Копа, Акжар).

Таким образом, при выборе направления нефтепоисковых работ в надсолевом комплексе Прикаспийской впадины необходимо учитывать палеогеоморфологический критерий, с помощью которого намечаются наиболее перспективные отложения и региональные зоны возможного нефтенакопления, приуроченные к долинам, сложенным юрскими аллювиальными осадками.

Палеогеоморфологическая карта является дополнением к палеотектонической карте юга СССР. Совместный анализ палеотектонических и палеогеоморфологических данных позволяет установить характер связи

палеотектонических элементов с крупными формами палеорельефа. Например, долина палео-Эмбы соответствовала Эмбенской зоне линейного прогибания; Бузачинская возвышенность – одноименному своду; Южно-Эмбенское палеозойское поднятие не имело выражения в юрском рельефе. Восстановление юрской палеогеоморфологической обстановки способствовало выявлению неизвестных ранее палеотектонических элементов района Северной Эмбы в рассматриваемый период.

Следовательно, методом палеогеоморфологического анализа может быть решена обратная задача – выделение палеоструктурных элементов по особенностям палеорельефа, но одновременно палеогеоморфологический анализ необходим, когда требуется отделить тектонически обусловленные элементы древнего рельефа от скульптурных экзогенных форм.

В качестве второго примера рассмотрим палеогеоморфологическую обстановку формирования триасового континентального комплекса, которая, по крайней мере в восточной части Прикаспийской впадины, резко отличалась от юрской (рис.). Совершенно иным был тектонический план (Проничева, Саввинова, 1976). Упоминавшиеся выше долины возникли в позднем триасе, а в течение всего триасового периода существовала сложная система небольших непостоянных потоков, "слепых" дельт, что вызывало изменчивость коллекторов по разрезу и площади. Известные к настоящему времени ловушки на месторождениях (Шубар-Кудук, Джаксымай, Кенкияк) расположены в крыльевых частях соляных куполов на некотором расстоянии от сводов, и имеют шнурковую форму, что свидетельствует об их структурно-палеогеоморфологическом характере (Проничева, Саввинова, 1976). Поиску таких труднообнаруживаемых небольших ловушек, формировавшихся в условиях чрезвычайно мобильной соляной тектоники, должно предшествовать создание детальной модели палеогеоморфологической обстановки.

Сравнив палеогеоморфологические обстановки формирования триасового и юрского комплексов, можно сделать некоторые выводы: о различном характере ловушек, большой сложности обнаружения их в триасовых отложениях, необходимости соответствующего разделения поисковых работ по триасовым и юрским отложениям.

Третьим примером являются реконструкции плиоценового рельефа в Северном Прикаспии и на территории Туранской плиты. Исследования в Северном Прикаспии связаны с давно обсуждающейся проблемой палео-Волги и происхождением продуктивной толщи Апшеронского полуострова. Можно, в частности, указать, что имеющиеся материалы позволяют сделать вывод о том, что в плиоценовое время, отвечающее кинельскому веку, или веку продуктивной толщи Апшеронского полуострова, на территории Северного Прикаспия существовал замкнутый озеровидный или озерно-морской бассейн, в который впадала палео-Волга, причем бассейн этот не имел продолжения на юг и, следовательно, палео-Волга в рассматриваемое время не могла служить поставщиком материала для формирования так называемой балаханской свиты.

На территории Туранской плиты восстановлена гипсометрия среднеплиоценового рельефа, который характеризовался максимальным расчленением за всю мезозойско-кайнозойскую историю ее развития. Глубина

вреза среднеплиоценовой Амударьи в проверхность раннеплиоценовой равнины превышала 600 м. В амударьинской дельте накопились мощнейшие толщи продуктивных осадков. Глубина сформировавшихся в среднем плиоцене обширных дефляционно-денудационных котловин достигла сотен метров (более 400 м в Карынжарыке).

Удаление многосотметровых толщ осадков из эрозионных долин и дефляционно-денудационных котловин сопровождалось снятием нагрузки, падением пластовых давлений на десятки атмосфер, разуплотнением пород, перераспределением напоров пластовых вод, активизацией водообмена в толщах осадочного чехла. В связи со снятием нагрузок в области распространения верхнеюрских соленосных толщ в пересекавших ее глубоких среднеплиоценовых долинах возникли цепи соляных антиклиналей (Гарецкий, Юревич, 1966): Репетек-Келифская, Мары-Байрамалийская, а за пределами Туранской плиты – Кулябская. В Туркмении к ним приурочены газовые месторождения антиклинального типа: Байрамали, Майское, Иолотань, Кели, Шарапли.

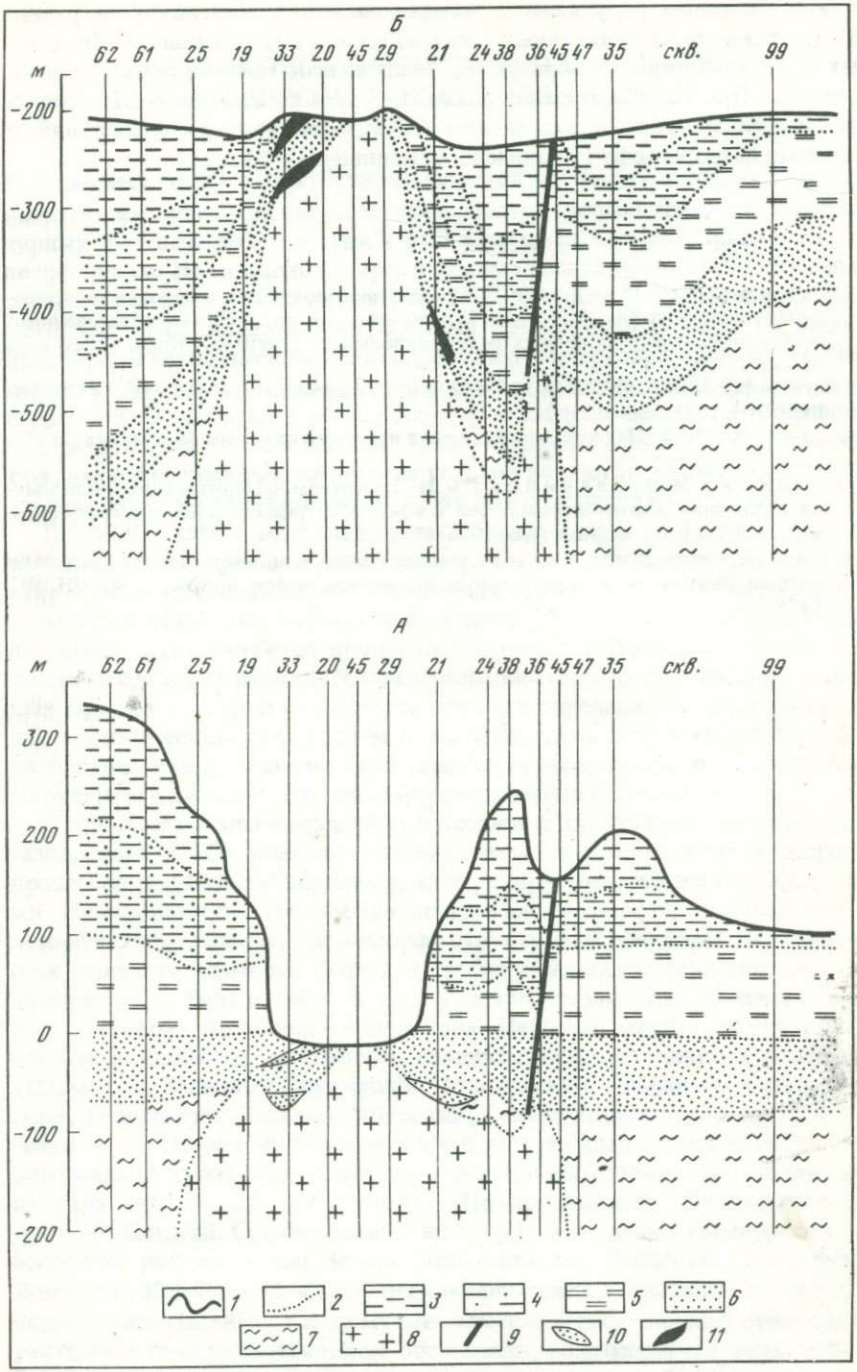
Образование крупных и глубоких денудационных форм рельефа не могло не отразиться на условиях миграции, аккумуляции и, возможно, консервации УВ. С активизацией водообмена должны усилиться процессы миграции УВ, а снижение пластовых давлений приводит к переходу растворенных газов в свободное состояние. По-видимому, именно с этими процессами связано формирование месторождений в антиклинальных ловушках в пределах эрозионных среднеплиоценовых долин.

В среднем плиоцене интенсивно протекала и площадная денудация. Литологически обусловленная неравномерность последней способствовала обособлению крупнейших положительных форм рельефа типа плато Устюрт, бронированного известняково-мергелистыми породами, в результате более интенсивной эрозии поверхности, сложенной сравнительно легко денудируемыми терригенными породами кайнозоя. Это обстоятельство сыграло основную роль в послесреднеплиоценовом перераспределении областей осадконакопления. Почти полностью прекратилась аккумуляция на плато: в Устюртской синеклизе и Южно-Мангышлакско-Устюртской зоне прогибов. В то же время ареной аккумуляции наряду с отрицательными тектоническими элементами стали экзогенные понижения поверхности плиты – обширные дефляционно-денудационные котловины Арала, Сарыкамыша и другие, охватывающие различные структуры – как положительные, так и отрицательные.

Определяя место палеогеоморфологических исследований при поисках неантиклинальных ловушек, мы исходим из следующей схемы: в едином

Геологические разрезы через купол Кенкияк ниже предъюрской поверхности несогласия

А – профиль к началу юры (реконструированная глубина вреза отражает суммарный эффект тектонического и эрозионного факторов); *Б* – современный профиль; *1* – поверхность несогласия; *2* – стратиграфические границы; триасовые отложения: *3* – кумсайские, *4* – акжарские, *5* – кокжидинские, *6* – соркульские; пермские отложения: *7* – верхнепермские, *8* – кунгурские; *9* – разломы; положение ловушек (залежей): *10* – в предъюрское время, *11* – современное


Б
62 61 25 19 33 20 45 29 21 24 38 36 45 47 35 скв. 99
м
-200
-300
-400
-500
-600
А
62 61 25 19 33 20 45 29 21 24 38 36 45 47 35 скв. 99
м
300
200
100
0
-100
-200
1 2 3 4 5 6
7 8 9 10 11

полигенетическом ряду палеогеоморфологических обстановок на равнинах (морских аккумулятивных – наземных аккумулятивных – абразионных – денудационных) образуются различные по генезису и морфологии ловушки. При систематизации таких ловушек по многим нефтегазоносным бассейнам мира, в том числе в СССР, выявляется их тесная связь с формами палеорельефа (Проничева, Семенович, 1975).

ЛИТЕРАТУРА

Гарецкий Р. Г., Юревич А.Л. Среднеплиоценовые эрозионные долины и соляная тектоника Юго-Восточной Туркмении. – В кн.: Условия образования и особенности нефтегазоносных солянокупольных структур. Киев, "Наукова думка", 1966, с. 47–55.

Палеогеоморфологические методы при нефтегазопоисковых работах. – Труды ВНИГНИ, 1975, вып. 170, 241 с.

Проничева М. В. Палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1973, с. 173.

Проничева М. В., Саввинова Г. Н. Палеогеоморфологические предпосылки выявления нефтепоисковых зон в юрском и триасовом комплексах Северной Эмбы. – Геол. нефти и газа, 1976, № 8, с. 21–27.

Проничева М. В, Семенович В. В. Распространение, генетические типы и методы выявления неантиклинальных ловушек нефти и газа. – М., ВИЭМС. 1975, 76 с.

А. М. Серегин, Л.И. Фердман

СТРУКТУРНО-ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В последнее время в отечественной и мировой литературе появилось немало работ, касающихся поисков и закономерностей распространения неструктурных ловушек нефти и газа, в большинстве своем контролируемых палеорельефом. Не меньший интерес вызывает анализ эпох континентальных режимов и связанных с ними поверхностей размыва или выравнивания. Однако, как представляется, погребенный рельеф (палеорельеф) не только предопределяет возможности накопления и распределения залежей углеводородов (УВ), но во многом обусловливает образование нефти и газа. Еще большее значение имеют рельефообразующие процессы для консервации или разрушения месторождений. Таким образом, есть все основания считать, что палеогеоморфологические условия влияют на нефтегазоносность, начиная от образования подвижных УВ и до разрушения их залежей.

В основе главнейшего положения о фазах и зонах нефтегазообразования лежат два принципа, или закона. Первый заключается в том, что нефтегазоносность связана с осадочными бассейнами, т.е. с областями длительного и устойчивого прогибания (Брод, 1947). Второй состоит в том, что нефть и газ являются продуктом литогенеза (Вассоевич, 1967). Тем самым вся история нафтидогенеза неразрывно связана с эволюцией осадочных бассейнов, нефтегазоносность которых определяется, с одной стороны, тектоническим положением и особенностями режимов, а с другой – литологической и геохимической характеристиками осадочных толщ, формирующихся на отдельных этапах существования бассейна.

В процессе развития осадочных бассейнов и их преобразования в нефтегазоносные (НГБ) большое значение имеют направленность и скорость процессов нефтегазообразования, контролируемые различными факторами. Немаловажную роль играют структурно-геоморфологические или, в историческом аспекте, палеоморфо-структурные факторы, во многом определяющие размеры, форму и глубину бассейнов седиментации, т.е. палеорельеф. Роль и значение их в условиях различных генетических типов осадочных бассейнов неодинакова. Наиболее отчетливо они проявляются в бассейнах внутренних впадин древних и молодых платформ (Пермский, Западный Внутренний, Иллинойский, Мараньяо, Средне-Русский, Тунгусский, Западно-Сибирский, Северо-Устюртский и др.); менее четко – в складчато-платформенных и внутрискладчатых бассейнах, территориально связанных с предгорными и межгорными прогибами альпийских складчатых сооружений (Предальпийский, Предкарпатский, Азово-Кубанский, Среднекаспийский и др.); несколько своеобразно – в бассейнах рифтовых зон Земли (Лос-Анджелес, Рейнский, Днепровско-Донецкий, Камбейский и др.), периокеанических (Сахалино-Охотский) и периконтинентальных. Каждому генетическому типу бассейна присущи характерные геоморфологические обстановки, создающие его палеорельеф. В соответствии с недавно предложенной классификацией нефтегазоносных

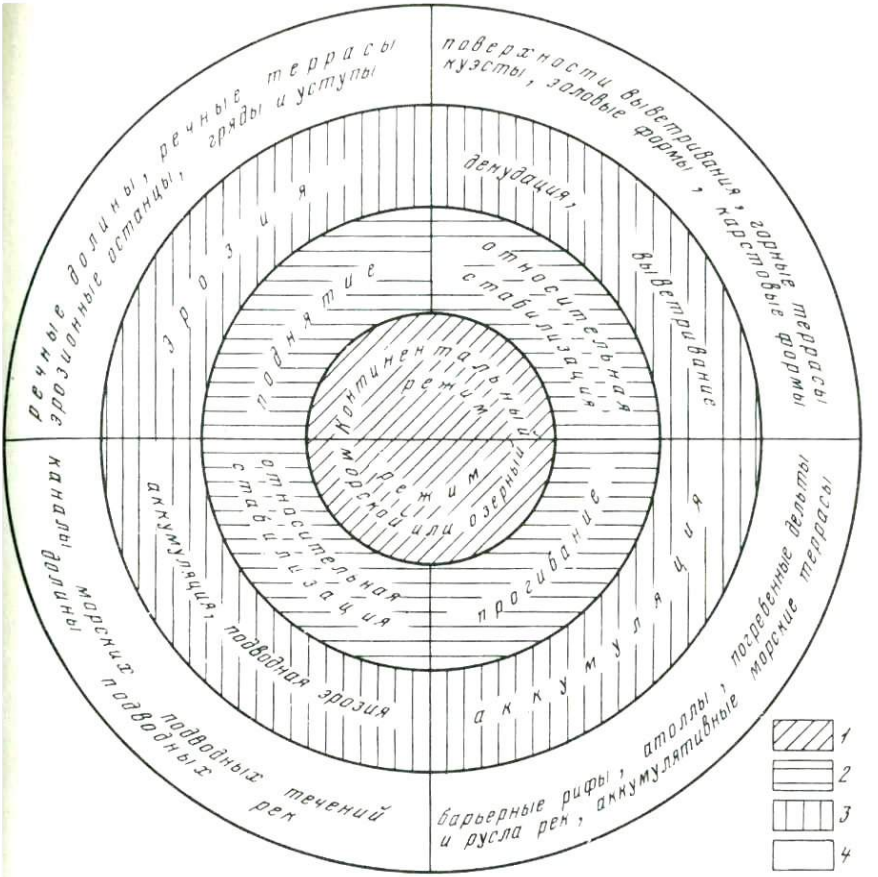
бассейнов авторами составлена схема, иллюстрирующая связь палеогеоморфологических обстановок с типами бассейнов (Серегин и др., 1975).

Важным условием, способствующим накоплению потенциально нефтегазогенерирующих отложений, является морфология дна осадочного бассейна, рельеф которого во многом зависит от характера морфотектонического режима, отражающего совокупность тектонических и морфоструктурных процессов (Фердман, 1975). Крутизна бортов и степень прогнутости дна бассейна контролирует мощности осадочного выполнения в центральных его частях. При этом часто создаются благоприятные условия для формирования илистых осадков, обогащенных органическим веществом (ОВ). Это в первую очередь касается некомпенсированных (или недокомпенсированных) бассейнов внутриплатформенных эрозионно-аккумулятивных впадин, образующихся в условиях, когда скорость осадконакопления значительно отстает от скорости прогибания дна бассейна. Именно в таких бассейнах происходит образование высокобитуминозных толщ доманикового типа.

Большое значение при формировании внутриплатформенных и складчато-платформенных бассейнов имеет характер обрамлений, так как именно за счет разрушения их образуется обломочный материал, выполняющий бассейны. Ведущую роль в этих процессах играет субаэральный режим, предопределяющий смену эпох расчленения (эрозии) рельефа и выравнивания его (денудации). Подобная смена режимов обусловливает перерывы седиментации, формирование кор выветривания на поверхностях выравнивания, а затем их последующее погребение. Существенную роль в процессах нефтегазообразования играют древние долины, характеризующиеся значительной шириной (часто до 20–30 км) и большой глубиной (от десятков до первых сотен метров). Специфические палеогеоморфологические условия эрозионно-аккумулятивных складчато-платформенных бассейнов предопределяют накопление битуминозных сланцев флишевой формации (Майкопская серия в Азово-Кубанском и Среднекаспийском НГБ, Менилитовая серия в Предкарпатском НГБ, формация Ла-Луна в Предандийских бассейнах и др.). Формирование глубоких аккумулятивных депрессий межгорных (внутрискладчатых) бассейнов способствует процессам накопления мелководных, часто битуминозных фаций озерного происхождения (Пононский, Дзунбаинский НГБ).

Таким образом, влияние палеогеоморфологических условий на процессы нефтегазообразования осуществляется через образование аккумулятивных или эрозионно-аккумулятивных депрессий, в которых на фоне низких скоростей седиментации происходит накопление битуминозных нефтегазогенерирующих отложений.

Структурно-палеогеоморфологические предпосылки накопления и распределения залежей нефти, газа и газоконденсатов наиболее четко проявляются в формировании рифовых массивов и различных рукавообразных или линзовидных тел песчаного состава. С последними, как известно, пространственно связаны многочисленные месторождения нефти и газа, часто весьма значительные по запасам. Ведущую роль в образовании соответствующих форм рифов, баров, погребенных русловых тел и т.п. играют экзогенные процессы. Наличие этих погребенных эрозионно-



Структурно-палеогеоморфологические предпосылки нефтегазонакопления

1 – палеогеографический режим; *2* – тектонический режим; *3* – доминирующие экзогенные процессы; *4* – наиболее распространенные формы палеорельефа

аккумулятивных форм предопределяет латеральную зональность скоплений нефти и газа в различных нефтегазоносных бассейнах.

Условия, которые контролируют возникновение структурно-палеогеоморфологических предпосылок накопления нефти и газа в континентальной и морской (озерной) обстановках, показаны на рис. Естественно, что перечисленные на рисунке формы палеорельефа не исчерпывают всего многообразия их в нефтегазоносных бассейнах. Тем не менее они являются наиболее распространенными и встречаются в самых различных типах НГБ. Так, например, погребенные долины, с песчаными отложениями которых связаны месторождения нефти и газа, установлены в платформенных (Волго-Уральский, Западно-Сибирский, Пермский и др.), складчато-платформенных (Азово-Кубанский, Среднекаспийский и др.) и внутрискладчатых (Трансильванский и др.) НГБ. Рифогенные формы широко развиты в Перм-

ском, Мичиганском, Иллинойском, Мексиканском, Волго-Уральском, Западно-Канадском, Нижнеиндском, Каракумском и других НГБ.

Заключительная (новейшая) стадия тектогенеза Земли характеризовалась весьма активной тектонической обстановкой. Чрезвычайно интенсивные тектонические процессы палеогена-антропогена в условиях различных генетических типов осадочных бассейнов (ОБ) проявлялись по-разному. Но, несмотря на значительные различия в характере проявления неотектонических движений, имеется одно общее для них свойство – наличие двух стадий неотектонического развития – депрессионной и инверсионной (Фердман, 1975). Особое значение для сохранения или разрушения залежей нефти и газа имела относительно кратковременная инверсионная стадия, характеризующаяся резким преобладанием восходящих движений с достаточно высокой скоростью. Так, например, в большинстве НГБ внутренних впадин древних платформ эти движения обусловили формирование обширных форм высокого рельефа (столовые горы, плато, возвышенности), абсолютные отметки которых достигают 1500–2000 м (Тунгусский, Мичиганский, Пермский, Мараньяо, Паранский и другие бассейны). Характер геоморфологических процессов на заключительной стадии развития нефтегазоносных бассейнов различных генетических типов отражен на схеме (Серегин и др., 1975).

В складчато-платформенных и внутрискладчатых бассейнах, связанных с предгорными и межгорными впадинами, на инверсионной стадии осуществлялось перераспределение ранее сформированных залежей в новые неоморфоструктурные ловушки. В большинстве внутриплатформенных бассейнов, особенно связанных с впадинами древних платформ, подъем верхних горизонтов нефтегазосодержащих толщ в зону гипергенеза, приводил к разрушению залежей УВ. Нефть окислялась, а газ в результате диффузии выделялся в атмосферу.

Итак, структурно-палеогеоморфологическая обстановка оказывает существенное влияние на нефтегазоносность осадочных бассейнов и в значительной степени определяет условия аккумуляции нефти и газа и сохранности их скоплений. Это позволяет рассматривать палеоморфоструктурные методы как необходимые в общем комплексе исследований при нефтегеологических и поисково-разведочных работах на нефть и газ.

Представляется, что учет структурно-палеогеоморфологических предпосылок нефтегазообразования и нефтегазонакопления должен иметь особое значение при оценке перспектив нефтегазоносности шельфовых зон и дна Мирового океана.

ЛИТЕРАТУРА

Б р о д И. О. Об основном условии нефтегазонакопления. – ДАН СССР, 1947, т. 57, № 6, с. 38–44.

В а с с о е в и ч Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. – Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 135–156.

С е р е г и н а А. М., С о к о л о в Б. А., Б у р л и н Ю. К. Нефтегеологическое районирование территории СССР на генетической основе. – Вестн. МГУ, 1975, № 5, с. 23–32.

Ф е р д м а н Л. И. Нефтегазоносные бассейны как крупные элементы новейшей морфоструктуры Земли. – В кн.: Геоморфология и палеогеография. Л., "Наука", 1975, с. 41–50.

Н.И. Марковский

ПАЛЕОБИОГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Около 40 лет назад В.П. Батурин доказал, что наиболее продуктивные толщи Апшеронского района связаны с отложениями дельты Волги миоцен-плиоценового времени[1]. Впервые нами были опубликованы результаты палеогеографических исследований по нижнему карбону Волго-Уральской области в 1955 г. Уже тогда было установлено, что такие месторождения нефти, как Мухановское, Дмитриевское, Михайловское и другие в Куйбышевском Заволжье, связаны с дельтовыми и авандельтовыми образованиями большой палеореки. Позднее высокая продуктивность древних устьев рек была выявлена в целом ряде нефтегазоносных бассейнов на разных стратиграфических уровнях. Среди них такие месторождения нефти, как Ромашкинское, Арланское, Самотлорское, Усть-Балыкское, Узеньское, Жетыбайское и др.

Поскольку любой нефтегазоносный бассейн – это прежде всего седиментационный бассейн, то представить осадконакопление в нем без участия рек просто невозможно. Повышенная скорость осадконакопления в устьях рек создает благоприятные условия для захоронения органических остатков и последующего преобразования их в углеводороды (УВ). Тут же чаще всего происходит формирование отложений с хорошими коллекторскими свойствами. Вот почему устьевые области при устойчивом погружении нами относятся к узлам нефтегазонакопления, где, как правило, наблюдаются богатейшие скопления УВ. Эти узлы составной частью входят в палеогеографическую зональность распространения залежей нефти и газа. Суть ее заключается в единстве палеотектонического и палеобиогеографического факторов. Изучение истории земной поверхности – основного предмета палеогеоморфологии, нельзя отрывать от исследования биосферы и гидросферы, эволюции развития органического мира, климатической зональности, характера и режима древних морей и других вопросов, относящихся, к палеобиогеографии. Последняя, включая все аспекты палеогеоморфологии, позволяет значительно глубже и шире рассмотреть важнейшие проблемы нефтяной геологии и, в частности, вопросы поисков скоплений УВ и ловушек нетектонического типа.

Палеогеографическое районирование – это прежде всего выявление и оконтуривание погребенных прибрежных зон, устьев рек, рифогенных, баровых и других образований, установление условий и динамики их развития, определение зон и участков, наиболее перспективных на нефть и газ. Устьевые области обычно распространены на прогибавшихся участках морского побережья. Не только повышенная мощность, но и разнообразие типов осадков, наличие обогащенных органическим веществом (ОВ) и высоко проницаемых пород – все это создает особо благоприятные усло-

[1] Этому вопросу посвящена статья М.В. Проничевой и других авторов в настоящем сборнике. (Примеч. ред.)

вия для генерации и аккумуляции УВ. Седиментогенез в дельтах рек выражается в чередовании на площади и в разрезе озерных, болотных и русловых пресноводных и солоноватоводных песчаных и глинистых отложений. Разнообразие условий осадконакопления не исключает общей закономерности в распределении песчаных пород-коллекторов, которые преимущественно представлены прибрежными вытянутыми залежами.

По данным некоторых американских исследователей, источники УВ, возраст которых около 10 млн. лет, почти исключительно дельтовые. Даже если роль дельтовых процессов в нефтегазонакоплении и преувеличена, несомненно то, что палеобиогеографические предпосылки имеют важнейшее значение в распределении скоплений УВ. Эмпирически давно подмечена приуроченность основных продуктивных толщ к прибрежным, аллювиально-дельтовым и авандельтовым, рифогенным и другим относительно мелководным отложениям. Хорошо известны богатейшие скопления нефти и газа в устьях таких рек, как Миссисипи, Ориноко, Арканзас, Магдалены, Макензи, Тигр и Евфрат, Нигер, Иравади и многих других. За последние годы к числу устьев, в которых выявлены крупнейшие месторождения УВ, прибавилось на севере Аляски устье реки Колвилл, где в отложениях дельты пермско-триасового времени открыто одно из богатейших в Северной Америке месторождений нефти – Прудхо-Бей.

Устьевые отложения, куда входят дельтовые, авандельтовые и прилегающие к ним баровые и другие аккумулятивные песчаные образования, за редким исключением, относятся к богатейшим природным резервуарам нефтегазонакопления. Это можно рассматривать как закономерность, которую необходимо использовать в арсенале критериев прогнозирования и определения направления поисковых работ. Именно поэтому в последние годы за рубежом прошел ряд международных совещаний и симпозиумов, посвященных специальному рассмотрению проблемы нефтегазоносности дельтовых отложений.

Одной из весьма примечательных особенностей, имеющих немалое практическое значение, является унаследованность многих современных рек от древней гидрографической сети. Так, например, установлено, что Самотлорское месторождение относится к дельтовой и авандельтовой области, созданной пра-Ангарой, пра-Обью и пра-Подкаменной Тунгуской, устья которых в раннемеловое время, когда Енисея еще не существовало, впадали близко друг к другу в морской бассейн, располагавшийся в пределах Западно-Сибирской равнины. Узень-Жетыбайский нефтеносный район Мангышлака связан в значительной мере с устьевыми отложениями реки юрского периода. Кроме частой унаследованности и повторяемости долин рек, необходимо учитывать также перемещение устьев древних рек в связи с трансгрессивным и регрессивным передвижением береговых линий. Детальные палеобиогеографические исследования служат хорошим способом выявления зонального распространения рифогенных образований, развивающихся главным образом в прибрежной полосе древних тепловодных морей.

Региональные работы с целью выяснения перспектив нефтегазоносности шельфов морей обязательно должны дополняться палеогеографическими исследованиями. Первоочередными объектами детального изу-

чения должны стать древние устья больших современных рек, отложения которых могут встречаться за сотни километров от нынешнего устья. В этом отношении примером могут служить древние продуктивные отложения некоторых европейских рек в Северном море.

Использование палеобиогеографических реконструкций позволяет[1]. 1 – уточнять представления о закономерностях распространения скоплений УВ в отдельных нефтегазоносных бассейнах; 2 – выяснять зональность в размещении месторождений нефти и газа конкретных продуктивных толщ; 3 – оценивать перспективность локальных структур в зависимости от их положения по отношению к поясам и узлам нефтегазонакопления и устанавливать очередность их разбуривания; 4 – прогнозировать целенаправленные поиски крупных скоплений УВ; 5 – выбирать оптимальные направления поисково-разведочных работ как в новых, так и в старых нефтегазоносных бассейнах; 6 – обосновывать и направлять поиски залежей, расположенных в ловушках нетектонического типа; 7 – ставить задачи для геофизических исследований по выявлению и изучению зон выклинивания и литологического замещения пород; 8 – устанавливать оптимальные системы разработки месторождений и точки заложения эксплуатационных и вспомогательных скважин в соответствии с особенностями распространения пород-коллекторов; 9 – расширять теоретические критерии поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений на основе достижений, полученных на стыке наук геологического, географического и биологического направлений.

[1] Взгляды автора о возможностях использования палеобиогеографических реконструкций в практических целях слишком оптимистичны и не разделяются большинством исследователей. (Примеч. ред.).

А.А. Геодекян, И.Т. Дубовской, Н.Д. Матвиевская

ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ

(на примере верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции)

В последние годы при нефтегазогеологическом районировании все большее значение придается палеогеоморфологическим предпосылкам нефтегазоносности. Известно, что в некоторых литолого-стратиграфических комплексах древних и молодых платформ региональные условия распространения потенциально нефтегазоматеринских толщ, развитие и размещение резервуарных комплексов (рифов, песчаных коллекторов и дельт древних рек и др.) и связанных с ними залежей нефти и газа контролируются крупными палеогеоморфологическими системами – аккумуляционно-топографическими впадинами (АТВ). Подобного типа впадины известны в верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложениях восточного перикратона Восточно-Европейской платформы, в силурийских отложениях ее западного перикратона, в юрско-меловых отложениях Западно-Сибирской плиты, в каменноугольно-пермском комплексе Западно-Техасского бассейна Северо-Американской платформы и т.д.

Выявление этих закономерностей позволило во многих регионах обнаружить в осадочно-породных комплексах, слагающих АТВ, зоны нефтегазонакопления, часто пространственно не совпадающие с таковыми в перекрывающих и подстилающих эти комплексы отложениях. Интерес к изучению АТВ вызван также и тем, что именно в них наиболее широко развиты и преобладают над чисто антиклинальными ловушки неантиклинального и комбинированного типов, значение которых при поисках неуклонно возрастает в связи с сокращением или недостаточным приростом фонда неразведанных антиклинальных поднятий.

В предлагаемой статье анализируются целесообразность и возможности использования палеогеоморфологического подхода к нефтегазогеологическому районированию комплексов заполнения АТВ на примере верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Верхнедевонско-нижнекаменноугольные отложения на всем протяжении восточной перикратонной части Восточно-Европейской платформы характеризуются специфическими особенностями строения, свойственными литолого-стратиграфическим комплексам, формировавшимся в процессе заполнения аккумуляционно-топографических впадин (Тектоника и зоны нефтегазонакопления..., 1965; Корреляция разнофациальных толщ..., 1969; Кузнецов, 1971; Рифы Урало-Поволжья...., 1974). В Волго-Уральской провинции с этими комплексами связано около 35% разведанных и около 40% прогнозных запасов. Возникает необходимость постановки в Тимано-Печорском регионе комплексных целенаправленных поисков залежей, характерных для отложений АТВ.

Установленная в Тимано-Печорской провинции одноименная погребенная верхнедевонско-нижнекаменноугольная АТВ (рис. 1, см. вкл.) обрамлена тектоно-аккумулятивными мелководно-морскими палеошельфами и окончательно компенсирована в эпоху нижневизейской (малиновской) регрессии. Осевая (остаточная) часть АТВ, которая наиболее долговременно существовала в виде относительно глубоководной депрессии, располагалась вблизи Западно-Уральского палеошельфа. Палеошельфы, тектонически обусловленные Кипиевско-Сэбысским и Большеземельским поднятиями, разделили древнюю некомпенсированную впадину на три "залива" (рукава) – Ижемский, Денисовский и Хорейверско-Мореюский.

В современном структурном плане Тимано-Печорской провинции выделяются следующие основные тектонические элементы: Тиманская антеклиза, Печорская синеклиза, Предуральский краевой прогиб и Уральская складчатая система. Составляющими их элементами, территориально совмещающимися с Тимано-Печорской АТВ, являются Ухто-Ижемское валообразное поднятие, Ижма-Печорская впадина, Печоро-Кожвинский мегавал, Денисовская впадина, Колвинский мегавал, Хорейверская впадина, Верхнепечорская, Большесынинская, Косью-Роговская и Коротаихинская впадины, поднятие Чернышова, а также разделяющие и осложняющие их валообразные поднятия, структурные террасы и депрессии, включающие локальные антиклинальные структуры.

Детальный анализ геологических и промыслово-геофизических материалов по многим разведочным площадям Тимано-Печорской провинции позволил выявить в разных частях разреза комплекса заполнения палеорельефа АТВ дельтообразные напластования отложений, заключенные в системе субпараллельных наслоений доманикоидных толщ снизу и шельфовых отложений сверху. При этом выделены склоны регрессивных аккумулятивных террас, сложенных дельтовыми отложениями, а также приуроченные к этим склонам барьерно-краевые рифовые массивы и околорифовые зоны выклинивания более молодых по сравнению с рифами регрессивных толщ. Установлены и другие характерные для АТВ особенности строения и соотношения разрезов (рис. 1, 2, см. вкл.).

Литолого-стратиграфический состав рассматриваемых отложений резко изменяется в зависимости от принадлежности разрезов к различным структурно-фациальным зонам АТВ. В областях тектонических палеошельфов, заложенных в семилукско-бурегское время (Тиманское, Кипиевско-Сэбысское, Лодминское, Большеземельское, Коротаихинское и Западно-Уральское палеоподнятия), комплекс целиком состоит из мелководных карбонатных и карбонатно-сульфатных образований. В восточной остаточной депрессионной зоне, отвечающей в современном тектоническом плане внутренней зоне герцинского Предуральского прогиба и зоне передовых складок Урала, весь разрез комплекса, за исключением самой молодой малиновской толщи представлен отложениями относительно глубоководного типа (доманиковые фации). Между этими крайними структурно-фациальными зонами располагается обширная переходная область, составляющая основную часть Тимано-Печорской АТВ. Здесь стратиграфический диапазон отложений нарастает по мере приближения к остаточной палеодепрессии, причем нижние части разреза, представлены

глубоководными отложениями, верхние – шельфовыми, в том числе и лагунными, а между ними заключены регрессивные толщи заполнения палеорельефа или породы барьерно-краевых, реже одиночных рифов.

По соотношению указанных литогенетических ассоциаций выделено более 20 основных типов разрезов, большинство из которых относится к переходной области. Они сменяют друг друга в направлении от западных выступов (палеошельфов) к восточным, Западно-Уральскому и Коротаихинскому выступам (палеошельфам). Каждому из них соответствует в плане своя палеогеоморфологическая зона. Общая первичная мощность рассматриваемого осадочного комплекса нарастает на юго-восток, но вблизи Западно-Уральского выступа вновь наблюдается ее сокращение (см. рис. 2).

Таким образом, палеогеоморфологический анализ с учетом палеотектонической обстановки времени накопления рассматриваемого комплекса показывает, что аномальные изменения его внутреннего строения произошли в результате длительного некомпенсированного развития Тимано-Печорской АТВ, располагавшейся на сложно построенной конседиментационной гомоклинали и постепенно заполнявшейся с краев в направлении с северо-запада на юго-восток. Такое одностороннее заполнение привело к многократному "регрессивному" смещению внутрь впадины обрамлявших ее разновозрастных мелководных шельфов, вначале тектонических, затем – аккумулятивных. В том же направлении происходило смещение барьерно-краевые рифов и регрессивных террас по мере омоложения их возраста, а также постепенное разрастание зарифового лагунно-мелководноморского шельфа и сужение площади остаточных депрессий.

Верхнефранские регрессивные толщи заполнения (ветласянская, нижнеухтинская), обычно разделяющие разновозрастные полосы трансгрессивных барьерно-краевых рифов, на отдельных участках впадины отсутствуют и тогда семилукско-бурегский, сирачойский и ухтинский линейные рифы образуют, по существу, единую полосу. Фаменские и этреньские рифы зачастую значительно смещены на восток по сравнению с более древними – верхнефранскими, что связано с большой шириной нижнефаменских регрессивных террас – савиноборской и лемьюской.

Дельтообразные напластования некоторых из переходных палеогеоморфологических зон рассматриваемой АТВ осложнены наличием одиночных рифов. Так, в южной части Тимано-Печорской провинции, на Омра-Сойвинском древнем выступе в позднефранское время формировались крупные локальные рифовые тела, обрамленные нижнефаменскими барьерными рифами и напоминающие верхнедевонские нефтеносные атолловые банки на склоне палеосвода Пис-Ривер в Альберте (Канада). Не исключено, что одиночные рифовые массивы развиты также по периферии и вблизи упомянутых выше тектонических палеошельфов. Несколько южнее Кипиевско-Сэбысского древнего поднятия, например, установлена высокоамплитудная локальная рифовая постройка позднефранско-раннефаменского возраста типа пинакла (Исаковская площадь). Она приурочена к северной части приразломного Савинобор-Чикшинского древнего поднятия, в пределах которого могут быть развиты и другие подобные постройки.

Изложенные данные позволили произвести нефтегазогеологическое районирование Тимано-Печорской АТВ на палеогеоморфологической основе. Каждый из выделенных и прослеженных в плане одиннадцати разновозрастных линейных барьерно-краевых рифов рассматривается нами как самостоятельная зона нефтегазонакопления. Аналогичным образом оцениваются зоны выклинивания терригенных коллекторов регрессивных толщ вблизи рифов. В пределах этих зон намечается ряд комбинированных (структурно-литологических) ловушек для нефти и газа. Размещение существующих и предполагаемых залежей в шельфовых и депрессионных природных резервуарах подчиняется преимущественно структурно-тектонической зональности Тимано-Печорского региона.

Наибольшими перспективами нефтегазоносности обладают палеогеоморфологические зоны, объединяющие следующие геологические тела: 1 – линейные барьерно-краевые рифы; 2 – одиночные рифовые массивы банкового типа по краям и вблизи тектонических палеошельфов, подобные нижнеомринским; 3 – рифовые массивы типа пиннаклов, подобные Исаковскому; 4 – терригенные толщи заполнения палеорельефа дельтового типа, в первую очередь, ветлясянская и джебольская; 5 – турбидитовые песчаниковые пачки в основании ветлясянской и савиноборской дельтовых толщ заполнения палеорельефа в Ижевском и Печоро-Кожвинском прогибах.

Указанные зоны пересекаются в плане элементами современной структуры, что определяет особенности методики и направлений работ при их изучении. Поисковые работы следует ориентировать в первую очередь на ловушки комбинированного структурно-литологического типа в зонах барьерно-краевых рифов и пририфового первичного выклинивания терригенных коллекторов, а также на морфологические и литологические ловушки, связанные с одиночными рифами и линзообразными дельтовыми песчаниками.

Примером продуктивной рифовой структурно-литологической ловушки в рассматриваемом регионе является Западно-Тэбукская ловушка, где нефть приурочена к участку ухтинского барьерного рифа, приподнятому поперечной к рифу молодой антиклиналью мезозойского заложения. Дельтовая структурно-литологическая ловушка с залежью газоконденсата приурочена к зоне выклинивания нижнетурнейской джебольской толщи заполнения палеорельефа на Джебольском локальном поднятии. Южнее Верхне-Сэбысской параметрической скважины, вероятно, расположена структурно-литологическая ловушка, образовавшаяся в результате комбинации изгиба на юг семилукско-бурегского барьерного рифа, обрамляющего Кипиевско-Сэбысский палеошельф, и современного гомоклинального падения слоев осадочного чехла на север. Подобные продуктивные ловушки известны в Канаде (месторождения Редуотер, Суон-Хиллс, Кларк-Лэйк, Фримен и др.). В настоящее время на территории Тимано-Печорской АТВ намечено свыше 30 перспективных комбинированных ловушек в выполняющем ее комплексе отложений.

Для уточнения границ распространения и конфигурации описанных палеогеоморфологических зон в связи с поисками приуроченных к ним ловушек комбинированного типа авторы разработали детальный план гео-

логических, геофизических и научно-исследовательских работ, включающих проведение сейсморазведки МОГТ по системе опорных профилей, апробирование высокоточной гравиметрической съемки, структурно-поисковое бурение, переинтерпретацию ранее полученных данных МОВ и МОГТ, промыслово-геофизических и других материалов.

В заключение следует отметить, что наряду с аккумуляционно-топографическими впадинами континентального сектора стратисферы, палеогеоморфологический подход к нефтегазогеологическому районированию может оказаться весьма эффективным применительно к нефтегазоносным мезозойско-кайнозойским отложениям континентальных окраин аккумулятивного профиля.

ЛИТЕРАТУРА

Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. М., "Недра", 1969, 295 с. Авт.: М.М. Грачевский, Ю.М. Берлин, И.Т. Дубовской, Г.Ф. Ульмишек.

Кузнецов В.Г. Основные черты геологии рифов и их нефтегазоносность. М., ВНИИОЭНГ, 1971, 59 с.

Рифы Урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и газа и методика поисков. М., "Недра", 1974, с. 152. Авт.: М.Ф. Мирчинк, О.М. Мкртчян, Ф.И. Хатьянов и др.

Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов. М., "Наука", 1965, 212 с. Авт.: М.Ф. Мирчинк, Р.О. Хачатрян, В.И. Громека и др.

Р.С. Шайхутдинов, С.Н. Мельников, Л.З. Аминов, И.К. Байдова

ПРОГНОЗ ПОГРЕБЕННЫХ ЛОКАЛЬНЫХ ПОДНЯТИЙ НА СКЛОНАХ ТАТАРСКОГО СВОДА МЕТОДАМИ ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИИ

Для определения возможностей палеогеоморфологических исследований, проводимых с целью выявления погребенных ловушек в отложениях терригенных толщ девона и карбона Татарской АССР использованы карты равных мощностей и реперных поверхностей, а также структурные карты, геологические и палеотектонические профили, карты распространения пород-коллекторов. Для решения поставленных задач проведены: 1 – детальный анализ мощности отложений; 2 – снятие фона регионального наклона слоев при осадконакоплении и палеогеоморфологическая интерпретация особенностей распределения мощностей (использование метода "реперных поверхностей" и "статистического окна"); 3 – выявление эрозионных форм палеорельефа и закономерностей их распространения; 4 – анализ соотношений положительных форм палеорельефа со структурными планами палеозойских отложений; 5 – выделение наиболее благоприятных участков для первоочередных поисков погребенных структур в отложениях.

В Привятской зоне Северного купола Татарского свода по поверхности пород кристаллического фундамента выявлено девять положительных форм палеорельефа. Они неравнозначны по размерам, высотам и другим морфометрическим параметрам. Наиболее крупные из них (16×5 км) расположены в центральной части площади, между Дигитлинским валом на востоке и Тюлячинским прогибом на западе. Их превышения относительно плоскости регионального наклона слоев при осадконакоплении составляют в среднем 8–10 м, а перепады высот между положительными и отрицательными формами рельефа достигают 25 м. В простираниях и размещении форм палеорельефа в отличие от тектонических структур не наблюдается какой-либо упорядоченности. Можно лишь предположить, что они определенным образом были связаны со сложными очертаниями и характером развития береговой линии девонского морского бассейна.

На западном и северо-западном склонах Южного купола прослеживаются восемь палеоморфологических поднятий по поверхности кристаллического фундамента и четыре – в девонских терригенных отложениях нижнефранского подъяруса. Последние, по-видимому, генетически связаны с предкыновским размывом. Размеры их достигают 18×5 км, а в среднем составляют 5×3 км. Относительные превышения большинства палеоморфоструктур составляют 8–10, в отдельных случаях достигая 60 м. Преимущественное простирание положительных форм субмеридиональное, в их размещении прослеживается взаимосвязь с бортами грабенообразных прогибов.

На южном и юго-восточном склонах Южного купола выявлено 15 палеоморфологических поднятий, из которых 13 проявляются в разрезе всей терригенной толщи девона, но наиболее четко фиксируются по из-

менениям мощностей в интервале от ардатовского горизонта до поверхности фундамента. Относительно условной плоскости "срезания" древнего рельефа они имеют отметки от 3 до 15 м, а перепад высот между смежными положительными и отрицательными элементами палеорельефа достигает 35 метров. Простирание палеоморфоструктур преимущественно субмеридиональное. Характерно последовательное чередование отрицательных и положительных форм с запада на восток, причем расстояния между последними примерно одинаковы (6–8 км) и они сгруппированы в своего рода пологие "гряды", что, по всей вероятности, обусловлено особенностями трансгрессии морского бассейна с юга на север и соответствующим характером абразии и захоронения палеорельефа поверхности фундамента.

Положительные палеоморфоструктуры, выявленные на северном и северо-восточном склонах Южного купола, отличаются неправильными изометрическими очертаниями, однако они также простираются в основном в субмеридиональном направлении, имеют размеры от 6,5×4,5 до 29×11 км, относительные превышения положительных форм в среднем равны 10 м, а максимальные перепады высот составляют 30–35 м. Из 12 палеоморфоструктур 8 прослеживаются по всем горизонтам терригенной толщи девона, 4 выражены преимущественно по отложениям нижне-франского яруса.

Характер соотношения форм палеорельефа с локальными тектоническими поднятиями, как показывает анализ, очень сложный. Лишь в пределах 40% положительных палеоморфоструктур структурные планы поверхности фундамента и терригенной толщи девона частично совпадают с современными.

Коэффициенты соответствия (Кс) при этом изменяются от 0,6 до 0,1, а в среднем составляют 0,2–0,3. Соответствие палеоморфологических поднятий нижнепермскому структурному плану еще меньше. Более половины выявленных форм не совпадают полностью, около 40% имеют очень слабое и неоднозначное отражение (Кс – 0,1–0,5). Таким образом, приведенные данные свидетельствуют о преимущественном погребенном характере палеоморфоструктур, генетически связанных с формами палеорельефа поверхностей фундамента и морского дна девонского бассейна.

В *терригенной толще нижнего карбона* на западном склоне Южного купола и восточного борта Мелекесской впадины в палеорельефе турнейской поверхности преобладают отрицательные формы округлых и эллипсовидных очертаний преимущественно субширотного простирания. Эти отрицательные палеоморфологические структуры, имеющие по всей вероятности, эрозионно-карстовую природу, разделены пологими "грядами", положительных форм неопределенных очертаний. Лишь на отдельных участках они морфологически обособляются принимая куполовидную форму с относительными высотами, достигающими 25 м.

На южном и юго-восточном склонах Южного купола эрозионно-карстовые процессы, по-видимому, проявлялись очень слабо; здесь преобладает ровный малорасчлененный палеорельеф турнейской поверхности.

На северо-западном и северном склонах наблюдается возрастание роли положительных форм палеорельефа. Здесь они развиты в виде субмеридионально вытянутых палеоморфологических поднятий шириной 2–6 км, длиной до 18 км. В южной прибортовой зоне Нижнекамского и юго-за-

падной зоне Актаныш-Чишминского прогибов выявляется ряд положительных палеоморфоструктур, совершенно не отраженных в нижнепермском структурном плане, которые по своей природе могут быть погребенными эрозионно-рифогенными поднятиями.

В морфологии палеорельефа турнейской поверхности представляют интерес как положительные, так и отрицательные формы. Положительные формы оказывали большее влияние на формирование ловушек нефти в турнейских породах, отрицательные – в терригенной толще нижнего карбона. Палеогеоморфологические факторы, по-видимому, также влияют на закономерности распространения карбонатных коллекторов, поскольку вблизи отрицательных форм, или "врезов", емкостные свойства пород верхнетурнейского яруса, как правило, улучшаются, что, на наш взгляд, объясняется увеличением их трещиноватости и закарстованности.

А.Г. Алексин, Е.Г. Коваленко

ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЗОН ВЫКЛИНИВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ШАИМСКОМ РАЙОНЕ В СВЯЗИ С НАПРАВЛЕНИЯМИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

В последнее время наметилась возможность разработки ряда методических приемов поисково-разведочных работ на основе приуроченности несводовых ловушек к погребенным формам аккумулятивного и деструктивного палеорельефа.

В Шаимском районе все ловушки приурочены к зонам регионального выклинивания продуктивных верхнеюрских морских и средне- и нижнеюрских континентальных отложений в сторону оси Шаимского вала. Для юрских морских отложений (вогулкинская продуктивная толща) зона представлена прибрежно-островной областью с берегами абразионного и абразионно-аккумулятивного типов, выработанными в метаморфических сланцах и изверженных породах (докембрий) и в коре выветривания. Среди локальных нефтеносных форм верхнеюрского аккумулятивного рельефа морского генезиса установлены серии аккумулятивных, прислоненных, цокольных и врезанных террас, пляжей, формы выполнения палеобухт, абразионных и абразионно-аккумулятивных берегов, ограниченные малоамплитудными (часто менее 10–15 м) береговыми, сбросовыми уступами, крутыми склонами поднятий. В континентальных отложениях нижней и средней юры отмечены шнурковые тела, развитые в руслах рек, дельтовых протоках, котловинах озер, вокруг выступов фундамента.

Локальные узкие малоамплитудные гребни, крутые склоны поднятий и уступы рельефа поверхности фундамента, отходящие под разными углами от оси Шаимского вала, глубоко вдаются "лысыми" зонами в пределы залежей, рассекая их контуры нефтеносности и придавая им сложную конфигурацию. Перед поисковыми организациями, работающими в Шаимском районе, ставились задачи, вытекающие из структурной теории: поиск положительных структурных форм отражающего горизонта "А" (поверхность фундамента). Основным документом, обосновывающим постановку поискового и разведочного бурения, считалась структурная карта поверхности фундамента, построенная методом линейной интерполяции при небольшой плотности сейсмических профилей МОВ (9,5–0,6 км на км^2). В качестве теоретических моделей тектонического и палеотектонического строения района использовалось представление о пологом погружении Шаимского вала в сторону центральных частей Западно-Сибирской низменности без каких-либо дизъюнктивных отложений в нижней части осадочного чехла. В качестве универсальной модели выклинивания юрских продуктивных отложений применялась схема Н.А. Головкинского показывающая постепенный характер выклинивания к сводам.

Схема Н.А. Головкинского, по высказыванию Л.Б. Рухина "не типична", так как в ней не учитываются геоморфологические факторы, контролирующие формирование выклинивания отложений в прибрежном мелко

водье: наличие перерывов постепенности, обусловленных образованием береговых уступов, куэст, гряд, прерывистых форм накопления различных песчаных тел, террас, тел типа пляжей, кос, накоплений в области волновой тени и т.д.

На практике часто также смешивают понятия "структурный объект" и форма "рельефа", что приводит к методической эклектике при поисках и разведке ловушек углеводородов (УВ) литологических и стратиграфических типов, например к изучению абразионных, эрозинных форм поверхностей несогласий и коррелятных им аккумулятивных форм рельефа, а также зон выклинивания продуктивных отложений теми методами, которые разработаны для изучения антиклиналей. Несоответствие такой методики палеогеоморфогенному характеру ловушек – одна из главных методологических причин низкой эффективности поисково-разведочных работ в зонах регионального выклинивания коллекторов.

Выяснить тонкости локального поведения линии выклинивания вогулкинской толщи по этим моделям даже с помощью очень плотной (до 2–3 км/км^2) сети детализационной сейсморазведки не всегда удавалось. Задачи поисков наиболее эффективной методики расстановки скважин потребовали иных методических приемов интерпретации геолого-геофизических материалов и дополнительной информации. Такая информация о возможном строении ловушек УВ была найдена в теоретических и практических положениях геоморфологии и использована нами при анализе накопленного геолого-геофизического материала на основе палеогеоморфологических методов. В качестве исходного графического материала была использована детальная карта рельефа поверхности фундамента с выделением на ней элементов, свойственных местностям, в строении которых, как и в Шаимском районе, принимают участие изверженные и метаморфические породы со зрелой корой выветривания линейного и площадного типов. Главными палеогеоморфологическими критериями выделения таких местностей служат сингенетичная и более древняя мегатрещиноватость (линеаменты), а также петрографические неоднородности пород. Мегатрещиноватость, как известно, способствует развитию кор выветривания, направляет развитие береговых процессов, определяет конфигурацию берегов и, следовательно, локальный характер выклинивания прибрежных рыхлых отложений.

Для обнаружения систем юрских и доюрских линеаментов в Шаимском районе, с учетом данных 700 скважин нами составлены серии схем корреляции элементов рельефа фундамента и форм выклинивания базальных отложений. На схемах выделялась реперная зона одного простирания, вдоль которой располагались узкие гребни, крутые склоны, уступы поднятий, узкие заливы и т.д. Схемы помогли раскрыть существование ряда подобных параллельных зон, а также зон, подходящих к реперным под одним и тем же углом. С учетом ряда петрографических, сейсмических, гидрогеологических и других данных, удалось доказать связь этих зон с системой разломов в фундаменте.

Послеюрское тектоническое развитие Шаимского района характеризовалось отрицательными малоамплитудными движениями, включающими неотектонические и современные подвижки и протекающими

на фоне постоянного дифференцированного уплотнения продуктов кор выветривания фундамента и базальных континентальных средне- и нижнеюрских отложений. Эти движения деформировали юрские береговые линии и аккумулятивные формы и постоянно возрождали древнюю мегатрещиноватость в более молодых отложениях. Благодаря этому последняя наиболее легко прогнозируется по спрямленным границам современного ландшафта – озер, болот, водотоков, линейно грядового рельефа – и в большинстве своем подтверждается материалами, полученными различными методами при детальной сейсморазведке: МОВ РНП, МОВ РЧФ (высокочастотная фильтрация). Такие движения обусловили наличие систем разрывных нарушений как в цоколе, так и в продуктивном пласте и покрышке. Примером могут служить деформации Южно-Тетеревской вогулкинской аккумулятивной террасы. Поэтому перенесение современных линеаментов, выделяемых на аэрофотопланах и топографических картах, на детальную сейсмическую основу с дальнейшей их увязкой с сейсмическими и геоморфологическими данными является основой для построения карты рельефа фундамента. Построенная карта да а возможность объяснить: во-первых, причину отсутствия продуктивных коллекторов в "пустых" скважинах попаданием последних на малоамплитудные гребни, крутые склоны, абразионные уступы, бровки цокольных террас: во-вторых, построить карту трещиноватости фундамента с прогнозом линий выклинивания базальных продуктивных отложений; в-третьих, наметить ряд перспективных на нефть террасовидных и заливообразных участков в пределах Шаимского вала и его склонах; в-четвертых, произвести анализ совмещенной карты линеаментов поверхности фундамента с картой аномалий магнитного поля $\Delta T(a)$ и аномалий силы тяжести и выделить серию глубинных разломов, с которыми связаны линеаменты, а также заметить, что, помимо линейных зон древней региональной трещиноватости меридионального, широтного, северо-западного и северо-восточного простираний, существуют и кольцевые системы трещин. Большинство кольцевых систем, диаметром 3--4 и 6 км совпало с интрузиями гранитоидов и интрузивных комплексов центрального типа, вскрытыми скважинами. Кроме магнитометрического и гравиметрического критериев получен дополнительный критерий прогноза интрузий в недрах фундамента по фрагментам кольцевой древней и современной трещиноватости, опознанных на аэрофотопланах.

Возможность выделения дробных элементов рельефа поверхности фундамента, его петрографических неоднородностей и региональной трещиноватости с помощью палеогеоморфологического анализа и синтеза обычных геолого-геофизических материалов позволяет уточнить направления поисково-разведочных работ на нефть в Шаимском районе, в частности картирование малоамплитудных морских береговых форм верхнеюрского абразионного и абразионно-аккумулятивного палеорельефа, крутых склонов, уступов поднятий; изучение современных и древних линеаментов; реконструкцию юрских береговых линий, верхнеюрских и аккумулятивных и цокольных террас, нижне- и среднеюрских речных долин и дельт рек, кор выветривания линейного и кольцевого типов как в пределах Шаимского вала, так и в Кондинском прогибе и Туринской моноукли-

нали, примыкающих к Шаимскому соответственно с северо-запада и юго-востока; изучение структуры, площадного распространения и региональной трещиноватости неметаморфизованных толщ нижнего палеозоя (девон–нижний карбон) на территории Тюменского мегапрогиба, Ханты-Мансийской и Надымской впадин, восточнее и северо-восточнее отмеченных районов.

Палеогеоформологический подход к изучению "литологических" и "стратиграфических" ловушек УВ позволяет вскрыть тесную связь, которая существует между погребенным рельефом различных эпох и аккумулятивными телами пород-коллекторов – ловушками УВ. На этой основе может быть разработана палеогеоморфологическая теория поисков ловушек отмеченных типов, определяющая рациональную совокупность способов (методику) их выявления. Эта теория преемственно развивается из структурной теории, наследует ее достижения и методы, но не сводится к ней, так как имеет, помимо структурных объектов эндогенного происхождения, свой дополнительный предмет изучения – древние аккумулятивные и деструктивные формы рельефа, требующие для их выявления, кроме обычной тектонической и палеотектонической информации, большого количества геоморфологических и палеогеоморфологических данных.

Б.А. Будагов

ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ ЮГО-ВОСТОЧНОГО КАВКАЗА

Современный рельеф восточной части Большого Кавказа за орогенный этап претерпел сложное развитие. На фоне общего сводового поднятия происходило дифференцированное развитие отдельных морфоструктур. В общей сложности выделены восемь уровней поверхностей выравнивания, из которых самой низкой является Кобыстанская (нижне-среднечетвертичная), установленная Д.А. Лилиенбергом, а самой высокой – Шахдагская верхнесарматская (3600–3800 м), выделенная нами. Однако возраст Шахдагской поверхности выравнивания не может быть распространен на другие поверхности с аналогичной высотой, находящиеся на водоразделе Главного Кавказского хребта. Последние являются, по-видимому, более древними – доверхнемиоценовыми.

По внешним контурам границ выделенных поверхностей выравнивания можно проследить историю развития рельефа того или иного периода, что позволяет судить об интенсивности горизонтального роста (площадь наращивания) различных районов суши. Высотный интервал между двумя поверхностями выравнивания служит показателем скорости неотектонических поднятий, интенсивности эрозии, денудации, гравитации и т.д.

На основании геоморфологических исследований, а также составленных среднемасштабных геоморфологических карт удалось реконструировать древнюю гидрографическую связь восточной части Большого Кавказа и установить источники сноса тех или иных аллювиальных, аллювиально-пролювиальных и пролювиальных отложений.

Так, во время формирования продуктивной толщи в результате интенсивных неотектонических движений произошло активное воздымание суши и интенсивное погружение отдельных участков дна бассейна. Грубообломочный материал при этом отлагался вдоль береговой линии озер этого века. Рельеф был горным, реки многочисленные и полноводные (в основном среднегорные), климат – в основном влажный, местами сухой. В это время существовали благоприятные условия для максимального сноса материала из области денудаций.

Одна из актуальных проблем палеогеоморфологии – дальнейшее исследование миграции главного водораздела с севера на юг. По нашему мнению, его миграция происходила в акчагыльском веке. Результаты геолого-геоморфологических исследований в пределах азербайджанской части Большого Кавказа позволили выделить здесь три поперечных поднятия (Белоканское, Курмухчайское, Вандам-Шахдагское), обусловливающих интенсивный размыв именно в этих районах. Поперечные поднятия, образовавшиеся в результате интенсивных неотектонических движений, способствуют резкому усилению денудационно-гравитационных, экзарационных и эрозионных процессов.

Проведенные нами специальные исследования показали, что в пределах исследуемой территории было два оледенения – апшеронское и средне-верхнечетвертичное.

Апшеронское оледенение установлено не только по моренам Кям (бассейн р. Кишчай), но и по сквозным троговым долинам, которые врезаны перпендикулярно к осевой линии Главного Кавказского хребта на относительную глубину более чем 300–350 м. Головные части долин, заполненных льдами верхнеплиоценового и последующего оледенений, были расположены на несколько десятков километров севернее современной водораздельной линии хребта.

Четвертичное оледенение в пределах Юго-Восточного Кавказа было установлено на основании лезинской, шахдюзской и шахюрдской морен, которые соответственно относились к трем крупным стадиям отступания. Исследования последних лет выявили, что лезинская "морена", о которой писали Л.А. Рейнгард и автор, не является мореной, а представляет собой колювиально-гравитационные отложения. "Морена" Шахдюзи, установленная нами в 1954 г. на абсолютной высоте 2600 м, также ошибочно названа мореной. Она представляет собой отложения, вынесенные оползневым потоком с юго-восточной части Шахдагского плато. В дальнейшем необходимо пересмотреть и уточнить схему древнего оледенения Юго-Восточного Кавказа.

В.А. Клубов

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ЛОВУШКИ КАК ОБЪЕКТЫ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ И ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

(постановка вопроса)

Палеотектонические и палеогеоморфологические исследования в нефтегазоносных областях развивались в связи с практической необходимостью расширения круга объектов поисково-разведочных работ на нефть и газ и, как следствие, выяснения генетических особенностей вновь вовлекаемых в поиски объектов в целях разработки наиболее рациональных методов их научного прогноза и обнаружения.

Антиклинальная теория формирования и размещения месторождений нефти и газа привлекала внимание главным образом к форме ловушек, что способствовало широкому внедрению в практику работ структурно-геологических методов исследования таких ловушек и изучения их связей с вмещающими образованиями на основе чисто структурных построений. Вовлечение в резведку ловушек, выпадающих из строго тектонического понятия об антиклиналях как формах активного изгиба пластов, таких как эрозионные останцы и другие деструктивные образования, органогенные постройки, выпуклые или плоские линзы песчаных тел различного аккумулятивного типа, вызвало широкое привлечение историко-геологических методов исследования – палеотектонических, литолого-палеогеографических и палеогеоморфологических. Это позволило выяснить внутреннее строение и состав ловушек, их взаимные связи и соотношения с вмещающими структурами и формациями в геологической ретроспективе. Принципы сравнительного историзма оказались весьма полезными и при направленных поисках перспективных ловушек антиклинального типа.

Однако, несмотря на продолжительное обсуждение проблемы, пока еще в достаточной мере не определены исходные понятия и не разработаны общепринятые термины, необходимые для точного разграничения всей массы нефтегазоносных геологических ловушек (ловушки гидродинамического типа занимают особое место и ниже не рассматриваются).

Среди терминов свободного пользования наиболее характерно понятие о "структурах". В разведочной практике и в научных статьях укоренилось весьма эклектичное понимание нефтегазоносных структур как геологических тел тектонического, а равно и любого другого происхождения. Очевидно, однако, что применительно к нефтегазоносным ловушкам этим формальным термином может быть обозначена прежде всего выпуклая геометрическая форма, абстрагированная от ее вещественного состава и

генезиса (в том числе, например, и "сейсмическая структура"). Поисковым и научным требованиям не удовлетворяют также противопоставления ловушкам антиклинального типа ловушек, именуемых "неантиклинальными", "неструктурными" или "несводовыми", поскольку все эти термины несут признаки формального подхода, а по своему смыслу негативны. Они не раскрывают существо понятий. Понятие об "атектонических" ловушках тоже несовершенно, так как наталкивает на мысль о горизонтальном залегании пород, их образующих, или полностью исключает тектонический контроль при формировании ловушек.

Более полно генетическую природу ловушек описывают терминами "тектонические" (синоним – "структурные"), "седиментационные", "эрозионные" ("останцовые"), "литологические", "стратиграфические", "палеогеоморфологические" и другими, а если хотят подчеркнуть влияние на их образование нескольких причин, то выделяют смешанные группы – "структурно-литологических", "структурно-стратиграфических", "литолого-стратиграфических", "останцово-стратиграфических" и даже "фациально-литологических" ловушек. Однако все эти термины слишком многочисленны для выделения классов и противоречивы для выработки таксономического ряда. Некоторые из них неверны по своему смыслу. Так, стратиграфическая последовательность пород сама по себе не характеризует причины и процессы формирования одноименных ловушек. Столь неточное раскрытие понятий о самих объектах поисково-разведочных работ влечет за собой логическое смешение причин (сущности) их образования и недостаточное из-за этого понимание закономерностей пространственного размещения их типов.

Уточнить самые общие понятия о ловушках и их классификацию, очевидно, возможно, если исходить не из их геометрической формы и условий залегания, а из закономерностей и характера природных процессов, формирующих ловушки. На тот же принцип опирается и классификация наук о Земле. Из динамической геологии известно подразделение всех природных процессов на эндогенные и экзогенные. Характер проявления эндогенных режимов раскрывается тектоникой, основу которой составляет анализ тектонических движений, и литологией, опирающейся на учение о стадиях литогенеза. Соответственно могут быть выделены два крупных класса нефтегазоносных ловушек – тектогенных, образованных дислокационными ("структуроформирующими") движениями, и литогенных. Последние включают накопления, сформированные после разрушения пород и переноса осадков на стадиях седиментогенеза и диагенеза, т.е. процессами собственно литогенеза.

Тектогенные ловушки поддаются подразделению на группы в зависимости от характера эндогенных режимов: в условиях геосинклинальных режимов образуются собственно антиклинальные ловушки – как структуры изгиба, пликативные и дизъюнктивные, так и гравигенные структуры нагнетания – глиняные диапиры; в условиях платформенных режимов – локальные поднятия как структуры отражения блоков основания, облекания, уплотнения, возможно, изгиба, так и нагнетания – соляные купола. Соответственно обособляются группы тектогенных ловушек: динамических (изгиба, нагнетания), или дислокационных, и ловушек

отражения (штампа и др.). Моноклинальное залегание пород тектогенным ловушкам не свойственно.

Тектогенные ловушки обычно охватывают широкие интервалы стратиграфического разреза или ряда смежных структурных этажей (сквозные ловушки), но могут быть погребенными в нижних, инверсированными в верхних этажах или возрожденными на разных уровнях. Литогенные ловушки занимают более узкие интервалы разреза вследствие сравнительной кратковременности действия причин, их порождающих. Вместе с тем, будучи приуроченными к протяженным образованиям типа погребенных песчаных русел, кос, полосовых береговых баров, подводных валов, барьерных и краевых рифов, а также к зонам изначального (первичного) регионального литологического замещения, они иногда распространяются на обширные территории, образуя системы ловушек четко выраженного парагенеза. В составе литогенного класса выделяются две группы ловушек: терригенно-аккумулятивных и биогермно-аккумулятивных. Условия генезиса определяют частую возможность зарождения литогенных ловушек в обстановке пологого моноклинального залегания подстилающих или вмещающих пород, хотя в дальнейшем зона их развития может оказаться сложно дислоцированной.

Экзогенные процессы на поверхности Земли в континентальных и морских условиях проявляют себя как рельефоформирующие на этапах разрушения горных пород, переноса, отложения и переотложения осадков, сглаживания и в целом преобразования рельефа. В результате современной континентальной эрозии большинство нефтегазоносных ловушек испытывает механическое разрушение, или в связи с гипергенезом нефтей на их месте формируются ловушки для твердых битумов. Наоборот, многие формы рельефа, образованные в результате экзогенных процессов в континентальные эпохи геологического прошлого, захоронялись и сейчас в большинстве представляют собой погребенные ловушки нефти и газа. Они распространены в древних областях седиментации шельфовых морей (аккумулятивные формы), а также абразии, эрозии и вообще денудации древних континентов (деструктивные формы) и стратиграфического срезания.

Изучение погребенного рельефа древних континентов и процессов, его создавших, по мнению многих специалистов, составляет основной предмет палеогеоморфологии как ветви палеогеоморфологической науки. Если принять это мнение, то как будто бы становится необходимым выделение третьего самостоятельного класса нефтегазоносных ловушек – палеогеоморфогенных, объединяющих деструктивные формы рельефа, погребенные под поверхностями несогласия и различные эрозионно-аккумулятивные (денудационно-аккумулятивные) формы. Однако представители другого направления относят к палеогеоморфогенным объектам любые неровности древнего рельефа – деструктивного и аккумулятивного типа, синхронно формировавшиеся под влиянием преимущественно разрушающих факторов на древних континентах и преимущественно созидающих на дне шельфовых морей. Вследствие этого исчезает граница между классами литогенных и палеогеоморфогенных ловушек.

Выявляется логическая возможность подразделения класса палеогеоморфогенных ловушек на две группы – аккумулятивных (собственно "литологических") и деструктивных (так называемых "стратиграфических"), но это требует исключения из таксономического ряда класса литогенных ловушек, которые в этом случае не находят в нем места. Последнее нарушает стройность учения о стадиях и этапах литогенеза. В результате процессов мобилизации, переноса вещества и осадкообразования на первой стадии литогенеза – в седиментогенезе – в конечных водоемах стока формируются пласты, что может сопровождаться литологическими замещениями, способствующими образованию типов пластовых литологически ограниченных ловушек, и аккумулятивные формы подводного рельефа. Литификация осадков происходит на следующей стадии – диагенеза. Особых палеогеоморфологических процессов на этих стадиях не фиксируется, хотя распределение осадков и подчиняется батиметрии и топографическим неровностям морского дна.

Формирующиеся ловушки изучают методами литологии с использованием приемов стратиграфического, палеотектонического и, в меньшей мере, палеогеоморфологического анализа. Более того, изучение таких физико-географических обстановок прошлого, как распределение морей и континентов, рельефа суши и дна морей, гидрографической сети, ландшафтно-климатических условий, всегда осуществлялось методами палеогеографических исследований. Резонно поэтому ловушки аккумулятивного типа относить к классу литогенных, выделяя в их составе обособленную группу диагенных ловушек (перекристаллизация, выщелачивание, диагенетическая и катагенетическая трещиноватость, карст). Тогда деструктивные формы расчленения древних континентов, образованные экзогенными процессами в обстановке геократических режимов, могут составить самостоятельный класс палеогеоморфогенных (палеоэкзогенных) ловушек. В составе класса выделяются две группы ловушек: 1 – эрозионные ловушки, погребенные под поверхностями несогласия выступы и 2 – денудационно-аккумулятивные ловушки, контролируемые эрозионным рельефом, например плоские или слабо выпуклые ловушки в песчанных речных руслах. Те и другие изучаются специфическими приемами геоморфологического анализа принятыми на вооружение палеогеоморфологическим методом, в комплексе с традиционными литолого-палеогеографическими и палеотектоническими исследованиями. Для них характерны в равной мере условия моноклинального или сильно дислоцированного залегания пород. Принципиальная схема классификации элементарных ловушек дана на рис. 1.

В ходе поэтапного геологического развития территорий на разных временных и стратиграфических уровнях процессы тектогенеза, литогенеза, эндогенные и экзогенные режимы взаимодействуют и накладываются друг на друга. Колебательные движения широкого диапазона интерферируют с дислокационными, что, например, отчетливо проявляется на древних платформах в несовпадении границ узких по интервалу литолого-фациальных зон с контурами синхронных им региональных палеоструктур. Совмещаясь с системами тектогенных ловушек, подчиненных элементам этих структур лишь частично, системы литогенных ловушек не всегда

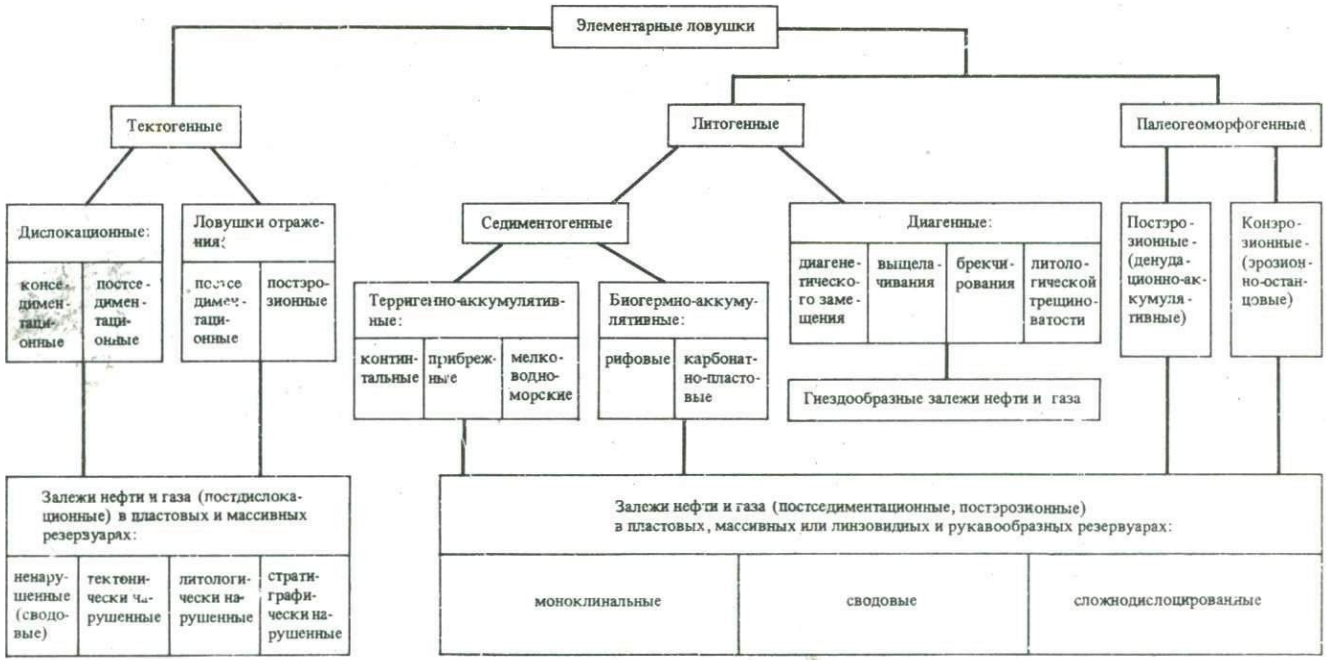


Рис. 1. Принципиальная схема подразделения элементарных ловушек и залежей нефти и газа (В.А. Клубов, 1976 г.)

закономерно их пересекают. Аналогичные пересечения наблюдаются также при тектонических осложнениях ранее сформировавшихся линейных эрозионно-аккумулятивных форм. В узлах пересечения образуются этажи ловушек разного генезиса. Рассматривая эти этажи совместно, как парагенезы сонахождения, группы таких ловушек обычно именуют "тектоно-седиментационными" или "седиментационно-тектоническими" (в частности, "рифогенно-тектоническими"), а в случае постэрозионного развития поднятия и ловушки над деструктивной формой – "эрозионно-тектоническими".

Открывается возможность для объединения названных смешанных (комбинированных) групп в составе еще одного, очевидно, количественно преобладающего класса – полигенных ловушек (текто-литогенных, текто-палеогеоморфогенных, лито-палеогеоморфогенных). Однако, подобного комбинирования лучше избегать. Оно может оказаться чисто механическим. Предпочтительнее уточнить само понятие о ловушках и выделить два их вида – простых ловушек, отвечающих понятию об единичной залежи нефти (газа), и сложных, отвечающих понятию о месторождении, как совокупности ловушек и залежей. Такое решение вопроса имеет основание, поскольку и залежь и месторождение в объеме региональных геологических тел (структур, формаций) одинаково занимают крайне малое место, а система залежей в ловушках одного и того же генезиса, например заливообразных, может быть разнесена по разным классам, если одна из ловушек системы совпадает с участком развития тектонического поднятия (полигенная ловушка), а остальные расположатся в сопредельной моноклинальной зоне (литогенные ловушки). Наоборот, в класс тектогенных ловушек в условиях недостаточной изученности площади могут быть занесены обособленные палеогеоморфогенные ловушки, система которых связана, например, с песчаными накоплениями погребенного древнего русла или палеодельты, оказавшихся впоследствии в интенсивно дислоцированной зоне. Аналогичный приведенным пример дают системы рифогенных ловушек, подчиненных в своем распространении моноклинальным бортам некомпенсированных прогибов: поскольку форма их выпуклая, одни из них "подключаются" к структуре тектонического поднятия и усложняют это последнее (сквозной тип структуры), другие в условиях моноклинали образуют ядро нового поднятия, развивающегося над ним пассивно, как структура облекания, уплотнения или более активно – структура штампа (наложенный тип), а третьи захороняются, не участвуя в дальнейшем структурообразовании (погребенный тип).

Возникает взаимное противоречие в понятиях "простая – сложная ловушка" и "залежь – месторождение", поскольку одиночные ловушки генетически однородного ряда, литогенные и палеогеоморфогенные, то подключаются, то исключаются из совокупности тектогенных ловушек. Выход из противоречия, очевидно, следует искать в анализе особенностей пространственного группирования единичных (элементарных) ловушек как частей природного резервуара. Эти особенности неодинаковы в условиях латерального и вертикального группирования (рис. 2).

Рис. 2. Принципиальная схема группирования элементарных ловушек в месторождениях нефти и газа (В.А. Клубов, 1976 г.)

Специфика элементарных литогенных и палеогеоморфогенных ловушек, выраженная в их подразделении на классы (см. рис. 1), полностью определяется условиями образования природных резервуаров. Элементарные ловушки находятся в тесной исторической пространственно-генетической связи с вмещающими их крупными тектоническими структурами и (или) формациями, т.е. связаны с последними сопроисхождением, и вместе образуют гомогенные множества (сообщества) – латеральные парагенетические ряды (системы) ловушек. Парагенетические системы литогенных и палеогеоморфогенных ловушек формируются как в непрерывных резервуарах регионального распространения, например пластовых в условиях литологического замещения, так и в прерывистых, например в условиях местного литологического замыкания пластов. Соответственно как одиночные залежи нефти и газа в элементарных ловушках, так и в равной мере совокупности пространственно сближенных залежей латерального парагенетического ряда таких ловушек, заключенные в общем для них генетически однородном природном резервуаре, вправе именоваться самостоятельными месторождениями нефти и газа. К последним, например, относятся упомянутые выше совокупности сближенных заливообразных ("зональных") залежей на моноклиналях, рифогенных ловушек на бортах некомпенсированных прогибов и рукавообразных, пересекающих сложно дислоцированные площади.

Наиболее характерные особенности месторождений латерального ряда заключаются, помимо генетической общности ловушек, в сравнительной узости стратиграфического интервала (комплекса, этажа), охватывающего залежи и региональную покрышку – основные элементы месторождения, а также, как правило, в их погребенном или наложенно-погребенном

характере. Тектонический контроль как признак выделения таксона для них несуществен: моноклинальное залегание пород, либо условия тектонической пересеченности сказываются лишь на размещении, форме залежей и положении водонефтяного контакта. Группы таких месторождений соответственно образуют генетически вполне самостоятельные зоны нефтегазонакопления латерального ряда, не зависимые или мало зависимые от зон, расположенных выше по разрезу. Принципы разграничения латеральных совокупностей ловушек в ряду "залежь – месторождение – зона нефтегазонакопления" разработаны недостаточно.

Прогноз и поиски месторождений латерального группирования ловушек требуют разработки специальных проектов, научную основу которых должны составлять целенаправленные, пообъектные (поэтажные) комплексные литолого-палеогеографические, палеогеоморфологические и палеотектонические исследования в сочетании с приемами структурно-геологического анализа.

Вертикальное группирование ловушек обусловлено этапностью тектонического процесса и седиментогенеза, вызывающей структурно-фациальную зональность отложений в стратиграфическом разрезе. Ведущую роль при этом, совершенно очевидно, играют тектонические (дислокационные) движения. Парагенетические множества литогенных и палеогеоморфогенных ловушек вовлекаются в процесс структурообразования не в зависимости от плана и причин их собственного латерального группирования и не все вместе, а избирательно – в строгом соответствии с региональным планом распределения тектонических напряжений в земной коре. При этом ряды тектогенных ловушек, образуют свои собственные парагенетические сообщества, обусловленные принадлежностью к одному и тому же крупному структурному элементу или системе последних. Характерным примером является формирование региональной сети разломов и подчиненных им приразломных линейных структур, в состав которых местами включаются литогенные или палеогеоморфогенные ловушки. В узлах пересечения наблюдаются иногда весьма многообразные по типу поэтажные структурные соотношения.

Различаются гомогенные и гетерогенные сообщества ловушек вертикального ряда. Примером первых могут служить сквозные, не осложненные по разрезу, чисто тектонические ловушки – брахиформные складки (антиклинали) и локальные поднятия. Они формируются в принципе единым дислокационным усилием длительного (унаследованные – конседиментационные) или сравнительно кратковременного действия. В этом примере понятия о простой и сложной ловушке совпадают, так как, опираясь на тектонические представления, нельзя даже условно локализовать простую тектоническую ловушку внутри толщи конформно дислоцированных пород. С нефтегеологических же позиций это возможно сделать в связи с выделением аконсервационных зон и с подразделением месторождений в таких ловушках на одно- и многопластовые.

Понятие о сложной (комбинированной) ловушке применимо только к гетерогенному сообществу ловушек вертикального ряда, поскольку совмещение их в разрезе обусловлено разными причинами (парагенетической общностью в латеральном направлении, с одной стороны, и этапностью

процесса структурообразования во времени и в разрезе – с другой). Поэтому для большей части комбинированных ловушек такое совмещение случайно: между ловушками гетерогенного вертикального ряда существуют, как правило, лишь стохастические связи, которые, однако, заменяются все более закономерными, внутренне обусловленными, по мере перехода от древних платформ к молодым и далее – к складчатым областям. Тем не менее формирование комбинированных ловушек с охватом всего разреза отложений даже на древней платформе было бы невозможным без приложения тектонических сил, так как процессы пассивного облекания затухают сами по себе на небольших расстояниях от ядра. Это утверждение в равной мере относится и к ловушкам, тектоническая "составляющая" которых, выраженная показателем амплитуды, весьма мала по сравнению с седиментационной ("тектоно-седиментационные" ловушки).

Следовательно, как гомогенные, так и гетерогенные сообщества ловушек вертикального ряда должны относиться к классу тектогенных ловушек, в составе которых выделяются группы неосложненных и осложненных (комбинированных) ловушек. Вместе они образуют вертикальные тектогенные системы, которые можно рассматривать, скорее, как парагенезы сонахождения, чем сопроисхождения. В связи со сказанным отпадает необходимость выделения четвертого самостоятельного класса – полигенных ловушек. Не вполне ясным остается лишь вопрос о ловушках, ядра которых представлены одиночными эрозионными выступами, небольшими песчаными выпуклыми линзами или органогенными постройками типа биостром, выше которых, быстро затухая, пассивно формируются структуры облекания или уплотнения. По существу, это единственный пример действительно "атектонических" ловушек.

Таким образом, проблема изучения комбинированных ловушек и связанных с ними залежей и месторождений нефти (газа) представляется наиболее сложной. Методологическая ее сторона неразрывно связана с раскрытием механизма формирования парагенезов структур и ловушек в условиях их одновременного латерального и вертикального группирования, с выявлением места последних в общей модели развития участка земной коры. Для этого необходимо проведение широких комплексных структурно- и историко-геологических исследований этапности тектонического процесса и седиментогенеза в сочетании с детальным изучением типов конкретных локальных ловушек и их генетических связей с вмещающими крупными тектоническими структурами и формациями. Это выходит далеко за пределы чисто палеотектонических исследований в узком их понимании. Практическим результатом комплекса региональных и детальных исследований по упомянутой проблеме должно быть уточнение известных и выявление новых общих закономерностей размещения залежей и месторождений нефти (газа) в земной коре.

При этих исследованиях необходимо иметь в виду, как показано выше, что понятия о тектонических структурах – брахиформных антиклиналях, локальных поднятиях и других тектогенных ловушках в принципе не идентичны понятиям о залежах и месторождениях и не могут отождествляться при классификации. Несопоставимость понятий объясняется тем, что распределение нефтегазоносности по разрезу месторождений контро-

лируется не только генезисом и формой ловушек, но еще и характером перемежаемости нефтегазонасыщенных коллекторов, непроницаемых покрышек и разделяющих их толщ, а прежде всего – структурными соотношениями. В сквозных ловушках вертикального группирования, независимо от степени сложности их внутреннего строения, всегда существуют верхний и нижний пределы стратиграфического интервала промышленной нефтегазоносности. Верхний предел ограничен аконсервационной зоной отсутствия промышленных скоплений нефти (газа), в подошве которой чаще всего находится самая верхняя региональная покрышка. Нижним пределом служат метаморфизованные породы консолидированных фундаментов. Внутри этого интервала в зависимости от развития коллекторов или при наличии структурных скачков (инверсии, несогласные налегания, денудационные срезы) нефтегазоносность также концентрируется избирательно в отдельных интервалах разреза, например только в нижних (погребенные ловушки) или только в верхних (наложенные ловушки). Поэтому в состав месторождения не следует включать объемы покрывающих и подстилающих залежи пород, хотя они и могут активно участвовать в формировании тектогенной ловушки. Это особенно очевидно для погребенных ловушек и месторождений латерального группирования. В соответствии со сказанным, понимая под единичной залежью промышленное скопление нефти (газа) в ловушке, как части природного резервуара любого происхождения, месторождением следует обозначать одиночную ловушку или совокупность пространственно сближенных ловушек латерального или вертикального парагенетического ряда, содержащих залежи нефти (газа). Очевидно, понятия о ловушке и залежи нефти (газа) определеннее понятия о месторождении и именно эти категории являются главными исходными объектами при научных исследованиях и нефтегеологическом районировании территорий.

Исходя из изложенного, приходим к выводу, что палеотектонические и палеогеоморфологические исследования представляют частные направления в изучении нефтегазоносных областей и не могут успешно развиваться в изоляции от других методов. Палеогеоморфологические исследования следует рассматривать при этом как важнейшую составную часть литологических, в том числе палеогеографических исследований, особенно необходимых для выделения специфических локальных образований – ловушек нефти (газа).

Успешное развитие палеотектонических и палеогеоморфологических исследований подразумевает также необходимость правильного сочетания принципов историзма и актуализма. Первый из них позволит направлять исследования по руслу ретроспективных реконструкций древних структур, рельефов и эрозионно-аккумулятивных форм, с помощью второго должны выявляться возможности "переноса" в прошлое явлений и процессов, фиксируемых в настоящее время на дневной поверхности. Последнее особенно важно для палеогеоморфологического метода.

Н.В. Грекова, А.К. Замаренов, Ю.С. Кононов, В.И. Никитина, Н.И. Ускова, Д.Л. Федоров

ЗАВИСИМОСТЬ МЕЖДУ ВОЗРАСТОМ И ПРОДУКТИВНОСТЬЮ ТЕКТОНИЧЕСКИХ СТРУКТУР НА ЮГО-ВОСТОКЕ РУССКОЙ И СЕВЕРО-ЗАПАДЕ ТУРАНО-СКИФСКОЙ ПЛИТ

Для сравнения условий проявления тектонических движений и их влияния на нефтегазоносность осадочного чехла древней и молодой платформ выбраны территориально близкие, но тектонически разнородные районы Нижнего Поволжья, юго-востока Прикаспийской впадины, Южного Мангышлака и Северного Предкавказья.

Залежи нефти и газа в терригенном девоне *Саратовско-Волгоградского Поволжья* приурочены к структурам II и III порядков, сформировавшимся в средне- и позднедевонское время (Кудиновско-Волгоградская, Золотовско-Каменская зоны поднятий, Степновский сложный вал). Мелкие залежи в карбонатном девоне встречены в пределах инверсионных структур II порядка на единичных конседиментационных (?) локальных поднятиях. Основные же запасы нефти и газа на инверсионных валах приурочены к отложениям карбона. Время формирования этих структур условно определяется интервалом от предмезозойского до предакчагыльского. В девоне на месте инверсионных валов располагались впадины, компенсированные осадконакоплением к началу карбона (Елшано-Сергиевский вал, Жирновско-Уметовская и Арчедино-Донская приподнятые зоны). Имеются также залежи нефти и газа в отложениях карбона на структурах Карамышского девонского вала, над которым в карбоне существовала моноклиналь, а в мезозое и палеогене по отложениям карбона сформировалась депрессия. На Степновском сложном валу эти толщи содержат залежи в наиболее приподнятой северной части, где ловушки не были расформированы предакчагыльским региональным погружением пород в южном и юго-восточном направлениях, как это произошло на склонах вала (Гуселское, Квасниковское, Грязнушинское месторождения).

Наиболее продуктивные локальные поднятия в нижнем карбоне существовали уже в верейское время. Коэффициент их заполнения в V пласте тульского горизонта на Урицком и Песчано-Уметском месторождениях достигает 76–97%. У ловушек, сформировавшихся на предмезозойском этапе, он составляет 27–60%.

Залежи в отложениях среднего карбона приурочены к ловушкам, формировавшимся в интервале от предмезозойского до предакчагыльского времени. Поднятия, оформившиеся только на предакчагыльском этапе, в рассматриваемом районе непродуктивны.

Своеобразны условия формирования и размещения залежей нефти и газа на солянокупольных структурах *Прикаспийской впадины*. Локальная составляющая тектонических подвижек на куполах нередко оказывается значительно больше региональной. В связи с этим выделение

структурных элементов II порядка в надсолевом комплексе по способу мульдовых отметок или другими методами весьма условно.

Большинство месторождений надсолевого комплекса разведано в Южно-Эмбенском районе и частично в других районах Прикаспийской впадины. В основном они многопластовые и содержат мелкие залежи в отложениях мела, юры, реже в триасовых, преимущественно экранированные залежами соли, сбросами грабенов, поверхностями стратиграфических несогласий. Связь стратиграфически экранированных залежей с поднятиями раннего заложения несомненна. Определение времени образования тектонических экранов иногда затруднено в связи с глубоким размывом приподнятых крыльев куполов. Наиболее четко роль тектонических движений в образовании экранов проявляется в периферийных частях куполов. Залежи нефти, экранированные крутым склоном соляного ядра, известны в верхнепермских отложениях на Кенкияке, а подкарнизовые – в триасовых на Жанаталапе.

Основные перспективы нефтегазоносности Прикаспийской впадины связываются с подсолевыми толщами палеозоя, из которых на ряде площадей получены притоки нефти и газа. В совокупности с данными о региональной структуре, ее тектоническом развитии и другими показателями эти притоки могут свидетельствовать о наличии зон нефтегазонакопления, в частности, на восточном борту Прикаспийской впадины, где выявлен достаточно обширный участок приподнятого залегания кровли подсолевых отложений палеозоя на глубинах менее 4 км. Здесь выделяются Темиро-Эмбенская и Жанажольская зона возможного нефтегазонакопления. Первая их них приурочена к полосе погребенных пермских поднятий, фиксирующейся также по сокращению мощности между отражающими горизонтами $П_3$ и $П_2$ или $П_2^1$ (поверхность терригенных отложений девона, верхняя и нижняя части отложений нижнего карбона). На Темирском участке хорошо выражены в современной структуре по горизонту $П_3$ пологий восточный и крутой западный склоны поднятия. На юго-западном продолжении Темиро-Эмбенской зоны расположены Биикжальский, Каратонский и Астраханский участки с глубоким предпермским размывом. По подсолевому ложу зона как крупная структурная форма не проявляется. Перспективы нефтегазоносности здесь связываются с отложениями не древнее средне-позднедевонских.

Жанажольская зона возможного нефтегазонакопления приурочена к одноименному инверсионному валу, по-видимому, переходящему юго-западнее в Южно-Эмбенское поднятие. В ее пределах установлен предкунгурский размыв. Перспективны раннекаменноугольные и девонские отложения на глубинах до 5–5,5 тыс. м.

Возможно нефтегазоносной является также южная (Казахстанская) часть Предуральского прогиба, выделяемого по результатам палеотектонического и формационного анализа. В существенно карбонатных отложениях доорогенного комплекса (средний и нижний карбон), образующего платформенное основание прогиба, ожидаются преимущественно газовые и газоконденсатные залежи в пологих структурах. В западной части прогиба предполагается увеличение этажа нефтегазоносности и появление залежей в биогермах докунгурской нижней перми.

На *Мангышлаке* более 90% разведанных запасов нефти и газа сосредоточено в многопластовых месторождениях Жетыбай-Узеньской антиклинальной зоны. Как сама Жетыбай-Узеньская зона, сочленяющаяся по Главной Мангышлакской флексуре с Южно-Мангышлакским прогибом, так и развитые в ней локальные поднятия, относятся к типичным унаследованным структурам, формировавшимся в юре, мелу и палеогене. Структуры более позднего заложения в смежных районах Мангышлака и Южного Устюрта (Аксаксаул, Биринжик, Кожантай и др.) либо не содержат залежей промышленного значения, либо здесь продуктивны только меловые отложения (например, Дунга). Близкая картина наблюдается в зоне сочленения Русской и Скифско-Туранской плит. Так, на полуострове Бузачи продуктивные структуры активно формировались в юре и мелу и закончили свое развитие к неоген-четвертичному этапу.

В *Северном Предкавказье,* на кряже Карпинского, продуктивные поднятия по времени заложения подразделяются на две группы. К первой относятся структуры, довольно четко проявляющиеся уже в юре и раннем мелу. Вторая группа включает поднятия относительно позднего, палеоценового времени заложения. Намечается определенная связь между временем формирования замкнутых ловушек и их продуктивностью. К унаследованно развивавшемуся Ики-Бурульскому поднятию мезозойского заложения приурочено многопластовое газовое месторождение. Продуктивны также структуры домиоценового развития (Восточно-Камышанское поднятие). Более молодые поднятия не содержат залежей нефти и газа.

Таким образом, как на древней, так и на молодой платформах намечается преимущественная приуроченность нефтегазоносности к структурам раннего заложения, начинающим формироваться одновременно с накоплением основного продуктивного комплекса или несколько позже. Поднятия, сформировавшиеся на очень поздних этапах, как правило, непродуктивны. Зоны нефтегазонакопления в пределах структур II порядка чаще всего сопряжены со смежными прогибами крутыми флексурообразными склонами. Им обычно соответствуют повышенные градиенты мощностей продуктивных комплексов. Залежи на поднятиях формировались на счет миграции углеводородов из смежных прогибов раннего заложения.

О.А. Рыжков, З.Р. Закиров, Э.В. Эмануэль, Д.М. Адылов, М.О. Рыжкова

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ АЛЬПИЙСКИХ ЛОКАЛЬНЫХ СКЛАДОК В СВЯЗИ С ПЕРСПЕКТИВАМИ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

(на примере Средней Азии)

Существенно важным элементов в изучении развития складок является реконструкция локального структурного плана (РЛСП). Она заключается в появлении одной крупной локальной складки на месте ранее развивавшихся нескольких положительных и отрицательных структур; эта вновь образовавшаяся антиклиналь как бы вобрала в свою площадь несколько положительных и отрицательных структур меньших размеров. РЛСП происходит во время относительно высокой тектонической активности, когда проявляются фазы складкообразования. Наиболее четко РЛСП протекала в новейшее время на значительной части Туранской плиты и Западно-Тяньшанского орогена, менее четко – на границе юры и мела.

Вновь возникающие сравнительно крупные складки простираются субпараллельно ранее находившимся на их площади. Нередко их развитие сопровождается появлением на крутых крыльях разломов; в этом случае складки простираются параллельно разломам. Газовые и нефтяные месторождения Средней Азии приурочены к антиклинальным складкам, испытавшим РЛСП в новейшее время. Вместе с тем складки, не подвергшиеся РЛСП, обычно имеют или небольшие запасы нефти и газа или не содержат их, например Северный Устюрт, Центрально-Каракумский свод. РЛСП выявляется путем анализа карт мощностей.

Немаловажной чертой локальных складок как единых геологических тел являются их наклоны в разные стороны, даже в противоположные, т.е. качание их в процессе развития. При изучении направлений и величин наклонов локальных складок О.А. Рыжков, З.Р. Закиров, Э.В. Эмануэль и другие исследователи показали, что наклон чаще всего происходит в направлении увеличения мощности, в сторону смежных прогибов. Наклоны достигают наибольших значений в новейшее время. Они меньше в мелу и еще меньше – в палеогене. Отдельные складки наклонились до 3°, а общий наклон развивающихся структур при постоянном его проявлении в одну сторону достигал 8°. Направления и величины наклонов складок в разных тектонических зонах неодинаковы. Изучение их, несомненно, интересно для раскрытия закономерностей формирования залежей нефти и газа.

На территориях Амударьинской синеклизы и Афгано-Таджикской впадины установлено, что в процессе развития складок в мезозое и кайнозое изменялись простирания их осей. Угол разворота простираний осей, определяемый разностью значений между направлениями простираний оси – современного и одного из древних составляющего с современным максимальный угол, изменяется от 10–15 до 50–55°, а общая угловая

величина смещения простираний осей палеосводов варьирует от 15–20 до 240°. Характерно, что современное простирание оси складки почти совпадает с простиранием в юрское время. Таким образом, оси складок, начиная с юрского времени, меняют свои простирания и вновь приобретают прежнее простирание в новейшее время. Подмечено, что складки, испытавшие наиболее интенсивный разворот осей, содержат при прочих сходных чертах относительно более крупные скопления нефти и газа.

При выяснении условий формирования и сохранности залежей газа и нефти важное место отводится определению времени заложения и характера последующего развития разрывных смещений. Предложенная методика их изучения основывается на анализе мощностей одновозрастных отложений на обоих крыльях разрывного смещения. При этом путем составления соответствующих графиков удается выявить многие черты проявления разрывных смещений. Установлено, в частности, что большинство разрывных смещений локальных складок проявилось в новейшее время.

Формирование складок сопровождается смещением сводов. Наибольшее влияние на формирование залежей нефти и газа оказывает смещение сводов, связанное с перерывами в осадконакоплении. В этих случаях могут возникнуть пластовые залежи неполного контура, литологически и стратиграфически экранированные (Фергана).

Изучение процесса развития альпийских локальных складок, начавшегося в раннем мезозое, позволяет выделить три этапа: юрский, мел-палеогеновый и новейший. Первый и третий этапы имеют некоторые общие черты: строение складок усложняется, складки подвергаются РЛСП и другим преобразованиям. Однако на третьем этапе эти и другие особенности формирования складок выражены резче. Второй этап резко отличается от двух других: складки развиваются в условиях растяжения земной коры, вследствие чего многие из них испытывают расформирование, единые ранее структуры с мелового времени разделяются на отдельные положительные и отрицательные складки, которые со временем могут исчезать или смещаться на сравнительно большое расстояние; разрывные смещения, как правило, не проявляются. В новейшее время при РЛСП вновь возникли единые складки, которые объединили несколько донеогеновых структур.

В.А. Каштанов, А.Д. Соколов, И.Г. Левченко, Г.И. Качасов, Н.П. Запивалов, Г.П. Худорожков

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭВМ ПРИ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ПРИМЕРЕ ЛОКАЛЬНЫХ ПОДНЯТИЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Известно большое количество приемов разделения продуктивных и "пустых" в нефтегазоносном отношении пликативных положительных структур. При этом учитывается либо весь комплекс геолого-геофизической информации, интерпретация которого положена в основу разделения структур, либо часть его, наиболее полно отражающая специфику продуктивности (особенности геохимии, гидрогеологии, литологии, тектоники и др.).

Авторы выбрали в качестве такой основы данные, получаемые по структурным картам исследуемого региона, построенным по опорным сейсмическим горизонтам (Ф – поверхность отложений домезозойского фундамента; $II^а$ – поверхность отложений тюменской свиты или ее аналогов; III – поверхность отложений алымской свиты или ее аналогов; IV – поверхность отложений покурской свиты или ее аналогов; $V^а$ – поверхность отложений ганькинской свиты или ее аналогов). По каждому из горизонтов составляются свои тектонические схемы, на которых выделены региональные и локальные тектонические элементы. К категории региональных тектонических элементов относятся: а) внутренняя мегасинеклиза – наиболее погруженная часть региона по данному горизонту, оконтуренная замкнутыми региональными изогипсами; б) внешняя мегасинеклиза – менее погруженная, но также оконтуренная изогипсами часть региона; в) сложная моноклиналь – прибортовая часть региона, не оконтуренная изогипсами, осложненная структурами I и II порядков; г) простая моноклиналь – бортовая часть региона без структурных осложнений. Изучение истории развития региона, базирующееся на анализе структурно-тектонических карт, составило основу работы, которая проводилась с целью прогноза продуктивности локальных поднятий, предшествующего бурению скважин.

В результате анализа этих карт выявлены восемь групп признаков, характеризующих: 1) абсолютные отметки региональных изогипс, оконтуривающих структурно-тектоническую зону, в пределах которой находится локальное поднятие (ЛП); 2) расстояние от центра ЛП до региональных изогипс, оконтуривающих структурно-тектоническую зону; 3) превышение вершины ЛП над региональными изогипсами, оконтуривающими структурно-тектоническую зону. С помощью признаков 1–3 предполагалось выяснить влияние положения ЛП относительно областей нефтегазообразования на продуктивность; 4) абсолютные отметки вершины и осевой части сопряженной синклинали; 5) расстояние от ЛП до ближайшей впадины; 6) превышение вершины ЛП над осевой частью ближайшей впадины; 7) условный показатель регионального наклона,

определяющий миграцию углеводородов (УВ) из области нефтегазообразования в область накопления (отношение превышения вершины ЛП над дном ближайшей впадины – признак 6 к расстоянию от центра ЛП до центра ближайшей впадины – признак 5); 8) палеоструктурный план региона. При помощи признаков 4–8 предполагалось выяснить возможность генерации УВ в областях нефтегазообразования и возможности миграции флюидов из области нефтегазообразования в области нефтегазонакопления в зависимости от современного и палеоструктурного планов региона.

В результате математической обработки исходной информации был получен набор структурно-тектонических характеристик, позволивших достаточно надежно разделить продуктивные и "пустые" структуры; 15 характеристик отражают современный (статические признаки) и 12 – палеоструктурный (динамические признаки) планы региона.

На основе структурно-тектонического анализа ряда регионов Западно-Сибирской плиты (северо-восток, юго-восток) и истории их тектонического развития был осуществлен прогноз продуктивности локальных поднятий, выявленных сейсморазведкой и подготовленных к бурению. Результаты прогноза приняты производственными организациями для оперативного планирования поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Предлагаемый способ оценки продуктивности локальных поднятий – оптимальный, так как он отражает историю развития региона и связанные с ней геологическое строение и нефтегазоносность осадочного чехла Западно-Сибирской плиты.

Р.О. Хачатрян

О МЕТОДИКЕ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ПЛАТФОРМЕННЫХ СТРУКТУР НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ

Тектонические закономерности размещения месторождений нефти и газа могут быть в полной мере раскрыты и использованы при определении главнейших направлений поисков только при геолого-историческом подходе. Такой подход диктует необходимость палеотектонического анализа. Поэтому важно совершенствовать существующие и разрабатывать новые модификации методики палеотектонических реконструкций.

Общеизвестные три методики палеотектонического анализа имеют и достоинства, и недостатки; ни одна из них не может претендовать на универсальность.

Первая основана на использовании палеоструктурных карт кровли какого-либо стратиграфического подразделения, построенных путем последовательного суммирования мощностей отдельных комплексов пород. Она имеет существенные недостатки, среди которых главным является чисто механистическое, абстрагированное от фациального состава пород, истолкование значений мощностей. Эта методика применима для стратиграфических интервалов разреза с однотипной фациальной характеристикой пород и совершенно неприемлема для полифациальных толщ, особенно формировавшихся в условиях не компенсированных осадконакоплением тектонических опусканий.

Вторая методика состоит в построении и интерпретации палеогеологических карт определенного геохронологического рубежа. Достоверность палеотектонических выводов, сделанных на базе анализа подобных карт, высока, поскольку они основаны на выяснении характера и последовательности напластований, перерывов и размывов как показателей режимов тектонических движений. К сожалению, эти карты наглядны и информативны для ограниченного числа этапов геологической истории (определенных уровней и срезов), которые завершились интенсивными региональными воздыманиями, сопровождавшимися перерывами в осадконакоплении, глубокими размывами и несогласиями в залегании пород. Отсюда очевидна ее фрагментарность, не позволяющая раскрыть многие чрезвычайно интересные аспекты развития крупнейших и крупных платформенных структур на других важных этапах геологической истории.

И, наконец, третья, наиболее совершенная методика (В.Д. Наливкин, А.Б. Ронов, В.Е. Хаин) восстановления истории геологического развития основана на составлении серии специальных палеотектонических карт.

При построении этих карт используется вся сумма данных по палеогеографии, литологии, фациям, распределению мощностей пород и магматизму.

На картах нанесены литологические формации, характеризующие генетический тип областей опускания, что выгодно отличает их от палеотектонических карт, построенных по другим методикам. Кроме того, легенда этих карт позволяет оценить степень контрастности восходящих и нисходящих тектонических движений в различных областях и проследить их распределение во времени и пространстве. Тем самым шаг за шагом удается воссоздать режим тектонических движений и структурный план территории на конкретном этапе геологической истории. Вместе с тем при всем их неоспоримом достоинстве эти карты не отражают влияния движений последующего этапа на сформированные ранее структуры. Как следствие – остаются неясными палеоструктурные взаимоотношения в динамике между сводами и прогибами. В то же время, если областям относительных опусканий и воздыманий того или иного этапа придать геоморфологический смысл без увязки с ранее существовавшим палеотектоническим планом, то неизбежно последуют ошибки и искажения, приводящие к неверным выводам об исчезновении, чрезмерном смещении в пространстве и кардинальном изменении простираний крупных платформенных структур, развивавшихся в течение одного тектонического цикла.

Наряду с указанными предлагается составлять и другую модификацию палеотектонических карт, на которых отображаются эволюция структурных преобразований, характер сочленения и динамика изменения контуров сводов, впадин и прогибов от более ранних к более поздним этапам геологической истории с постепенным приближением границ этих структур к современным очертаниям. Сущность построения указанных палеотектонических карт состоит в последовательном во времени интегрировании результатов тектонических движений и регулируемых ими седиментационных и эрозионных процессов, обусловливавших морфогенез крупных платформенных структур. Построение этих карт базируется на анализе мощностей и фаций осадков, палеогеографических условий их накопления, перерывов и размывов. При построении таких карт необходим структурно-фациальный, а для отдельных комплексов пород – и формационный анализ.

Каждая последующая карта строится на основе предыдущей путем наложения на нее плана распределения областей относительных опусканий и воздыманий более позднего этапа геологической истории и выяснения всех особенностей трансформации палеотектонического рисунка. Выяснив характер преобразований, которым под влиянием тектонических движений подверглись ранее созданные структурные формы, установив, какие новые тектонические элементы зарождались и формировались, можно воссоздать палеотектонику осадочного комплекса пород к концу каждого следующего этапа. Все преобразования фиксируются в границах палеоантеклиз, палеосинеклиз и осложняющих их палеоструктур: сводов и впадин, которые устанавливаются с учетом изменения градиентов мощностей пород, распространения фаций, местоположения и активности разломов на каждом этапе, приуроченности к этим границам

различных по своей природе средних и мелких положительных и отрицательных структур.

Методика построения карт основывается на необходимости постоянно учитывать и оценивать степень наследования и новообразования в развитии платформенных структур в предположении, что предшествующий палеотектонический рисунок определенным образом воспроизводится на более поздних этапах истории геологического развития. Поэтому на серии карт получают палеотектонические планы не для того или иного изолированного этапа, а ко времени завершения отдельных этапов каждого геотектонического цикла.

Интервалы геологических этапов должны выбираться в соответствии с естественными рубежами геологической истории, которым отвечают начальная, средняя, поздняя и заключительная стадии геотектонических циклов. В этом случае становятся понятными пространственные и геохронологические связи между развитием крупнейших и крупных платформенных структур со структурами геосинклинального обрамления и в особенности с краевыми продольными прогибами. Эта методика применима для построения серии палеотектонических карт, отражающих развитие единого структурного комплекса пород или структурного этажа платформенного чехла, охватывающего по времени один геотектонический цикл. Для каждого цикла необходимо строить свою серию карт.

Палеотектонические карты, иллюстрирующие динамику изменения контуров сводов, впадин, прогибов, седловин и их взаимоотношения во времени и пространстве, за внешней геометрией палеоструктурных форм несут на себе новую большую качественную нагрузку. Они позволяют раскрыть общую направленность развития платформенных структур, проследить в чем заключалась перестройка структурного плана от одного этапа к другому, воспроизвести процесс развития каждой крупной платформенной структуры от ее становления до современного вида, оценить элементы и степень наследования и новообразования, характер наложенности, выявить швы, по которым из более крупных палеоструктур в результате их дифференциации были "вырезаны" сравнительно меньшие формы и что особенно важно, вскрыть геолого-исторические связи между платформенными структурами.

Эти карты также не лишены недостатков. В частности, отражая лишь геоморфологические и палеоструктурные особенности, они не показывают, изменялся ли фациальный состав отложений от сводов к впадинам, компенсировались ли погружения осадками, сопутствовал ли воздыманиям перерыв в осадконакоплении и размыв и т.д. Кроме того, при идентичности границ какой-либо палеоструктуры на двух-трех картах нельзя без пояснительного текста определить, развивалась ли эта структура унаследованно в прежних границах или прекратила свой рост. Некоторые из этих недостатков можно устранить, введя в легенды карт дополнительные условные знаки. Так, например, можно ввести знаки, позволяющие количественно оценить кинематику развития структур, поясняющие степень возрожденности движений по тектоническим разломам и т.п.

Предлагаемая методика успешно апробирована при изучении тектонического развития Волжско-Камской антеклизы Восточно-Европейской

платформы. По этой методике рекомендуется строить карты в дополнение к ранее составлявшимся палеотектоническим картам. Первые оказываются весьма информативными при решении ряда научных проблем нефтяной геологии. В частности, эта модификация палеотектонических карт хорошо иллюстрирует господствующее значение нисходящих тектонических движений в общей направленности развития крупных платформенных структур, что особенно важно при установлении областей нефтегазообразования, приуроченных к впадинам (или их частям), формировавшимся унаследованно. Кроме того, на картах отражено: а) как влияет направленность развития сводов, впадин и прогибов на формирование соподчиненных им средних и мелких по размерам положительных структур – ловушек нефти и газа; б) как изменялось геотектоническое положение валов, локальных поднятий различного генезиса относительно палеоструктур: сводов, впадин и прогибов. Таким образом, открывается возможность рассматривать в качестве научной основы поисков новых месторождений процесс формирования скоплений нефти и газа и закономерности их размещения в геолого-историческом аспекте.

А.Н. Шилкин

К МЕТОДИКЕ ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ПЛАТФОРМЕННЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Под влиянием внешней среды геологические тела претерпевают изменения, отражающиеся на их морфологии. Эти изменения (Y) можно рассматривать как функцию от времени (t):

$$(t) : Y = f(t) \tag{1}$$

или от величины этого же показателя в предшествующие периоды:

$$Y\ (t) = f\ (Y_{t-1}\ ,\ Y_{t-2}\ \ldots Y_1). \tag{2}$$

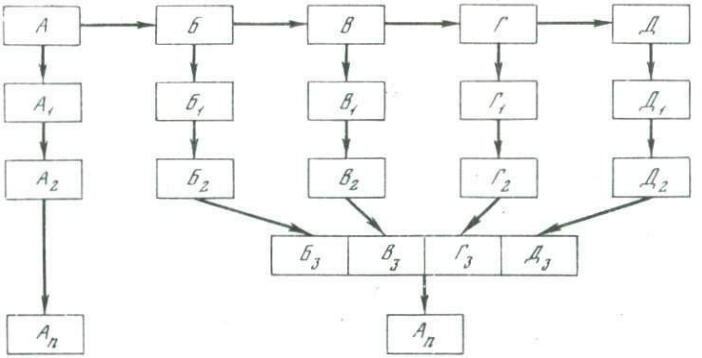
В первом случае "время" выступает как переменная, вызывающая изменения морфологии геологических лет (геоморфологических фаций), и включает в себя влияние всех факторов, воздействующих на динамику процесса. Во втором случае в основу положена идея о том, что уровень явления в данный момент времени предопределен уровнем этого же явления в предшествующие периоды.

Существуют геологические процессы, в которых зависимость между уровнями различных периодов носит достаточно ясный характер. Укажем, например, на аккумуляцию, приводящую к формированию пластовой структуры платформенного чехла, внешним выражением которой всегда является конкретная геоморфологическая фация – равнина континентальной или морской аккумуляции.

Второй вид процессов, нередко носящих колебательный характер, представляют процессы с активно функционирующей обратной связью. Предположение о том, что в результате проявления этих процессов существенно изменится, например, пластовая структура, значительно более вероятно, чем то, что эта структура сохранится неизменной.

И все-таки мы часто встречаемся с относительно стабильными процессами, для которых характерно постоянство среднего уровня. К стабильным процессам можно отнести процессы колебательного характера, так как стабильность – это не абсолютное постоянство; понятие стабильного процесса включает предположение об известных колебаниях величин, характеризующих процесс. Существование колебательных процессов в геологии не вызывает сомнений. Колебательный характер геологических процессов иногда отражает эффективность обратных связей, функционирующих в каждой геологической системе.

Платформы испытывают поднятия. В результате этих поднятий формируются денудационные равнины, плато, цокольные плато, плоскогорья ("откопанные протопенеплены"). Они образуют единый ряд геоморфологических фаций, не изменяющий морфогенеза платформенных областей. Не изменяют морфогенеза платформ и геоморфологические фации, формирующиеся в результате выравнивания денудационных равнин, плато, цокольных плато и плоскогорий. Они также образуют ряды геоморфоло-



Р и с. 1. Структурно-морфологическая характеристика развертывания реальных изменений геологических тел, представленная рядами геоморфологических фаций

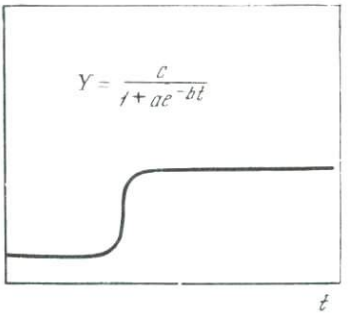
$А$, $А_1$, $А_2$, ..., $А_n$ – равнины морской аккумуляции, аккумулятивный ряд геоморфологических фаций; $Б$ – денудационная равнина; $В$ – плато; $Г$ – цокольное плато; $Д$ – плоскогорье (денудационный ряд геоморфологических фаций); $Б_1$, $Б_2$ – стратиплены; $В_1$ – "столовые горы"; $В_2$ – седиплен; $Г_1$, $Д_1$ – "островные горы"; $Г_2$, $Д_2$ – дисплены (элементы рядов геоморфологических фаций выравнивания); $Б_3$, $В_3$, $Г_3$, $Д_3$ – различные типы абразионных равнин

гических фаций (рис. 1). Последние члены этих рядов чаще всего переходят в погребенное состояние, прослеживаются в геологических разрезах платформ по поверхностям угловых несогласий и выделяются по ряду известных признаков.

Изучение рядов геоморфологических фаций может быть по-разному применено для целей палеоморфологии. Во-первых, можно воспользоваться всеми членами ряда и исходить из принципа: чем он полнее, тем легче выявить тенденцию геологического развития, тем точнее будут палеогеоморфологические реконструкции. Во-вторых, можно использовать только последние члены ряда, а иногда – лишь последний. Обратим внимание на второй случай.

Формирование "верхнего структурного яруса платформенного чехла" связано с чередованием трансгрессий и регрессий. Перерывы в морском осадконакоплении приводят к размыву равнин морской аккумуляции, но одновременно образуются денудационные равнины, развитие которых идет путем дифференциации "исходной" равнины на множество междуречий. С усилением тектонических движений активизируются эрозионные процессы и усложняется морфология денудационной равнины. Одновременно с морфологическим усложнением активнее идет денудационное выравнивание, приводящее в итоге к образованию поверхности выравнивания (поверхности углового несогласия), срезающей структурные формы, образованные в нижележащем осадочном комплексе.

Для описания тенденций развития геоморфологических фаций денудационного происхождения, а также для палеогеоморфологических реконструкций этих фаций целесообразно использовать модели логистического роста (рис. 2). Как видно из графика, логистическая модель предполагает,



Р и с. 2. Математическая и графическая модели логистического роста

что сначала происходит с увеличивающимися абсолютными приращениями, затем, после точки перегиба, он замедляется, и процесс постепенно приближается к пределу, т.е. к некоторой постоянной величине. Действительно, например, в пределах равнины морской аккумуляции, вступившей в денудационную стадию развития, по мере формирования речных систем, возрастает количество водоразделов. Затем наступает период, в течение которого это возрастание замедляется, т.е. происходит с отрицательным ускорением, поскольку между площадью речного бассейна (F), длиной реки (L) и средней шириной бассейна ($B=F/L$) существует определенная связь, которая для F=250 км^2 приближенно, по А. Соколову, может быть выражена уравнениями

$$B = 0{,}35\,F^{0{,}5} \quad \text{и} \quad L = 2{,}90\,F^{0{,}5} \tag{3,4}$$

С углублением речных долин начинают активно развиваться процессы склоновой денудации, ведущие к сокращению площади элементарных бассейнов. Склоновая денудация -- процесс, конкурирующий с процессом дифференциации поверхности равнины на множество водоразделов. В результате количество водоразделов, вероятно, стабилизируется или возрастает со все уменьшающейся скоростью по логарифмическому закону роста.

В отличие от логистической модели, логарифмический закон роста не предполагает существования предела, но он исходит из постоянно уменьшающейся величины приращения. Простейшая модель логарифмического роста имеет вид:

$$Y_t = Y_0 + p \log_b (t + 1), \tag{5}$$

где Y_t – уровень показателя в период t, Y_0 – его начальный уровень, p – скорость в первый период, b – основание логарифмов, t – время.

О состоянии, близком к "предельному выравниванию", свидетельствует морфология конкретных геоморфологических фаций в которых широкое развитие получают останцовые формы рельефа, в последующем преобразующиеся в геоморфологические фации "столовых" и "островных гор".

Разумеется, отображение реального процесса изменения геологических тел, представленное в рядах геоморфологических фаций (см. рис. 1), по необходимости упрощено и в дальнейшем подлежит усовершенствованию.

Одной из характеристик, учитывающих изменения геологических тел, является характеристика, определяющая пространственные масштабы и координаты изменений конкретного геологического тела. В геологии такие характеристики могут быть получены при анализе структурных

карт поверхностей перерывов. Использование этих карт в нефтяной геологии предполагает "отделение" эрозионного рельефа от тектонического.

Погребенные поверхности перерывов – диахронические образования. Их "внешние", казалось бы, формальные характеристики, тесно связаны с "внутренними", качественными. Часто именно структурно-морфологические (геометрические) характеристики погребенной поверхности дают возможность объективно разграничить качественно различные по своей природе явления.

Учитывая это обстоятельство, можно предложить приемы преобразования структурных карт погребенных поверхностей перерывов. Эти приемы направлены на уменьшение неопределенности и неоднозначности при реконструкции палеорельефа с целью выделения локальных структурных форм и определения условий формирования ловушек неструктурного типа.

На структурной карте отражена поверхность топографического порядка, с которой можно производить математические операции по правилам горной геометрии, разработанным П.К. Соболевским. Исходя из этих правил, предлагается строить новые поверхности первой и последующих производных и вычитать их из исходной поверхности, изображенной на структурной карте. Карты разностных поверхностей дают возможность локализовать геометрические формы и рассматривать их в качестве образований тектонического или денудационного генезиса, сопоставляя при этом указанную серию карт с результатами литолого-фациального анализа базальных горизонтов или вышележащей толщи узкого стратиграфического интервала. Эти несложные графические построения позволяют ввести элементы количественного анализа в систему палеогеоморфологических исследований.

В.С. Бочкарев, М.И. Мишульский, Ю.Н. Федоров

ПРИНЦИПЫ И НОВЫЕ МЕТОДЫ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО И СТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ

Для палеотектонического и структурного анализа локальных поднятий в платформенном чехле Западно-Сибирской плиты нами было предложено определять их амплитуды (палеоамплитуды) не путем вычитания отметок между замыкающей изогипсой и сводом складки, а путем вычисления разности отметок (или мощностей толщ – при палеотектоническом анализе) между региональным фоном и фиксированной наиболее высокой точкой на своде (Бочкарев и др., 1972).

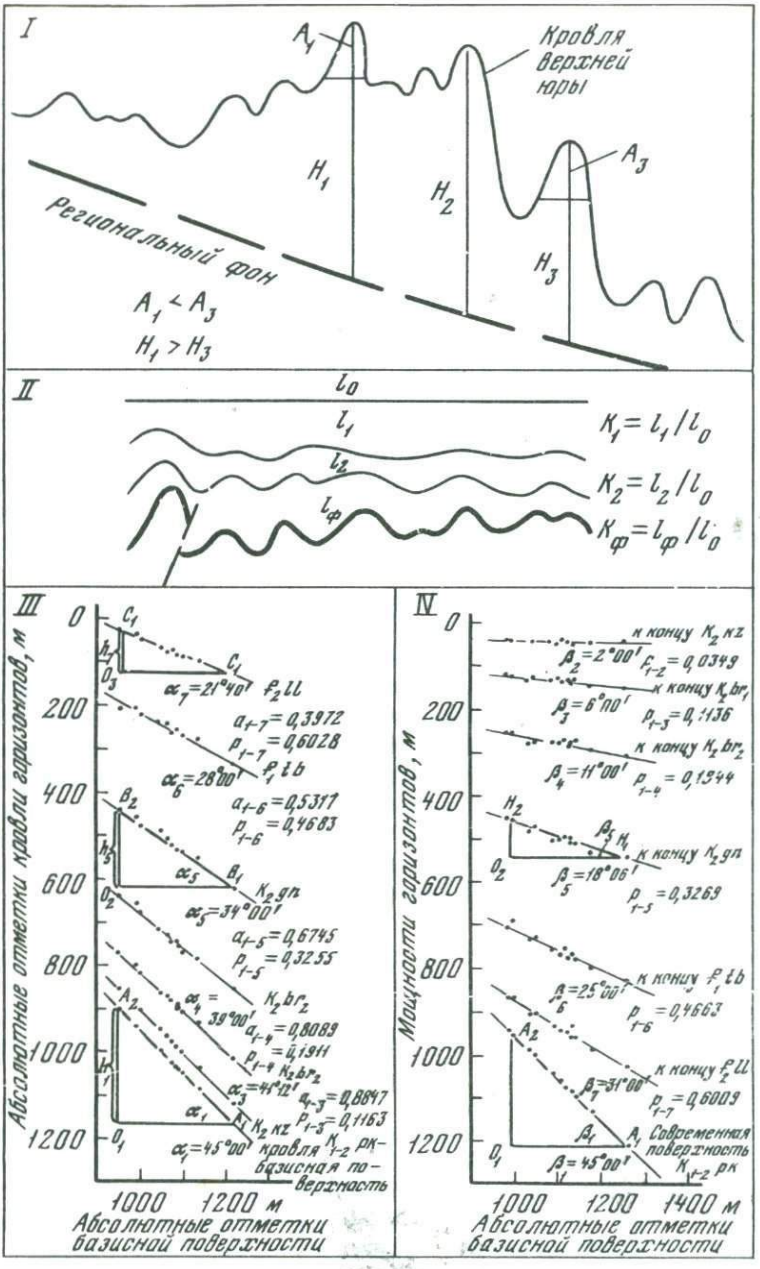
В зависимости от целей и масштаба сравнительного анализа поднятий разного порядка за региональный фон, определяемый с помощью тренд-анализа, может быть принята поверхность разных радиусов кривизны. Мы определяли аппроксимирующую поверхность для Западно-Сибирского седиментационного бассейна в целом, и ею оказалась плоскость. Такой подход позволил перейти на количественную основу при выяснении степени зависимости между ростом поднятий и высотой залежей нефти и газа.

В.С. Бочкарев и Ю.Н. Федоров предложили ввести для сравнительного палеотектонического и структурного анализов крупных платформенных регионов коэффициенты структурной сложности (рис. I, II). Коэффициенты K_1; K_2; $K_ф$ характеризуют сложность структуры по региональному профилю и численно определяются как отношения длины линий анализируемых маркирующих горизонтов (поверхность фундамента, кровля верхней юры, нижнего мела, палеоцена и т.д. для Западно-Сибирской и Туранской плит) к длине горизонтальной проекции того же горизонта. Региональные профили выбираются, как правило, вкрест и вдоль простираний основных структурных элементов, которые необходимо сравнивать (своды, валы, плиты, седиментационные бассейны, мегасинеклизы и т.д.).

Так, по некоторым профилям коэффициенты структурной сложности для поверхности фундамента Западно-Сибирской плиты изменяются в пределах 1,1–1,105; для Туранской плиты – в пределах 1,11–1,19. Таким образом, Туранская плита характеризуется более высокой степенью деформации.

Дополнительный коэффициент также характеризует структурную сложность поверхностей, но определяется как отношение площадей заданных криволинейных поверхностей к площади их проекции на соответствующей горизонтальной плоскости. Приближенно он может быть представлен как произведение линейных коэффициентов по двум или более взаимно перпендикулярным профилям. Для более точного их определения разрабатывается специальная программа для ЭВМ.

При анализе истории тектонического развития конседиментных главным образом локальных поднятий предлагается использовать количественный графо-аналитический метод, применения которого показано на примере Юбилейного поднятия.



Методы тектонического анализа платформенных структур

I – определение амплитуды поднятий с учетом регионального фона; II – определение линейных коэффициентов структурной сложности; графики Юбилейного поднятия, Западная Сибирь: III – структурный, IV – палеоструктурный

В декартовой системе координат для всей исследуемой части геологического разреза или отдельных структур комплексов (при наличии несоответствий структурных планов) строятся графики зависимости абсолютных глубин анализируемых горизонтов относительно базисной поверхности. На ось абсцисс наносится шкала глубин базисной, а на оси ординат – анализируемых поверхностей. Затем по вертикали, против соответствующих глубин базисной поверхности, последовательно откладываются абсолютные отметки кровли всех выше- или нижележащих горизонтов, в том числе и базисного (см. рис. III).

Тангенс угла наклона каждой их этих прямых является показателем амплитудного соотношения анализируемой и базисной поверхностей, который аналитически может быть выражен следующим уравнением:

$$a = \frac{B_1 - B_2}{A_1 - A_2}, \qquad (1)$$

где B_1 и B_2 – абсолютные отметки глубины кровли анализируемого горизонта; A_1 и A_2 – абсолютные отметки подошвы этого же или базисного горизонта; a – амплитудный коэффициент, численно равный отношению амплитуд складок по анализируемым поверхностям

$$\frac{h_5}{h_1} = a_{1-5}.$$

Если на оси ординат вместо абсолютных глубин отложить мощности анализируемых горизонтов (рис. IV), то соотношение палеоамплитуд последних и базисной поверхности можно описать следующим уравнением:

$$p = \frac{H_1 - H_2}{A_1 - A_2}, \qquad (2)$$

где $H_1 = A_1 - B_1$ и $H_2 = A_2 - B_2$ – мощности анализируемых стратиграфических горизонтов; A_1 и A_2 – абсолютные глубины базисной поверхности; p – палеоамплитудный коэффициент, или показатель относительного прироста амплитуды поднятий за время накопления осадков исследуемой толщи.

Формулы амплитудного и палеоамплитудного коэффициентов (1) и (2), которые могут быть записаны в следующем виде:

$$B_1 - B_2 = a\,(A_1 - A_2) \text{ и } H_1 - H_2 = p\,(A_1 - A_2)$$

представляют собою однородные уравнения прямых, проходящих через начало координат. С помощью этих уравнений можно определить соотношения как между амплитудными и палеоамплитудными коэффициентами (a и p) анализируемой структуры, так и внутри каждой группы этих показателей, характеризующие относительные величины тектонических деформаций отдельных стратиграфических горизонтов и объединяющих их толщ.

Соотношение между коэффициентами a и p определяется из уравнения (2)

$$p = \frac{(A_1 - B_1) - (A_2 - B_2)}{A_1 - A_2},$$

которое после очевидных преобразований примет вид

$$p = 1 - \frac{B_1 - B_2}{A_1 - A_2} \text{ или, согласно (1), } p = 1 - a. \tag{3}$$

Амплитудный коэффициент толщи, включающей несколько стратиграфических горизонтов, определяется как произведение амплитудных коэффициентов этих же горизонтов:

$$a_{1-(n+1)} = a_{1-2} \cdot a_{2-3} \cdot a_{3-4} \cdots a_{n-(n+1)}. \tag{4}$$

Обратное решение этой задачи также правомерно:

$$a_{3-4} = \frac{a_{1-4}}{a_{1-3}}. \tag{5}$$

Палеоамплитудный коэффициент стратиграфической толщи, состоящей из двух и более горизонтов, рассчитывается по формуле

$$p_{1-(n+1)} = 1 - [1 - p_{1-2}] \cdot [1 - p_{2-3}] \ldots [1 - p_{n-(n+1)}], \tag{6}$$

которая выводится из уравнений (3) и (4).

Уравнения (3, 4, 5, 6) позволяют исключить необходимость палеоструктурных построений (в данном случае графиков зависимости изменения мощности стратиграфической толщи от глубины залегания базисной поверхности) и оценить количественно соотношения современных и палеоструктурных планов анализируемых структур по предложенным структурным графикам или по графикам зависимости между абсолютными глубинами кровли и подошвы отдельных горизонтов. Не менее существенна практическая значимость рассмотренных соотношений (3, 4, 6) и при выполнении тектонического анализа структур традиционными методами. Предположим, что требуется проанализировать историю тектонического развития поднятия по 15 горизонтам методом изопахического треугольника. Для этого необходимо было бы простроить 15 структурных и 105 изопахических схем. Воспользовавшись уравнениями (3, 4, 6) можно ограничиться построением 15 структурных схем, с которых в соизмеримых контурах будут сняты современные амплитуды структуры. Последние служат исходной основой для аналитического определения по указанным формулам всех остальных амплитудных и палеоамплитудных показателей развития поднятий.

При построении структурных графиков могут наблюдаться кажущиеся и фактические отклонения от прямолинейной зависимости между абсолютными глубинами анализируемых поверхностей. К первым относятся единичные спорадические отклонения, связанные, как правило,

с погрешностями в корреляции разрезов. Ко вторым – систематически проявляющиеся в пределах одного или нескольких горизонтов отклонения, обусловленные тектоническими факторами: постседиментационным размывом, региональным уклоном, дизъюнктивными дислокациями, сменой (несоответствием) структурных планов и т.д. Указанная методика обеспечивает простой и достаточно надежный способ качественной и количественной оценки явлений, вызвавших эти отклонения и, кроме анализа динамики тектонического развития структур, позволяет решать следующие прикладные задачи: 1 – корректировать сопоставление геологических разрезов и рассчитывать абсолютные глубины горизонтов при наличии на структуре нескольких скважин, 2 – определять мощность локально размытых осадков, 3 – определять амплитуды дизъюнктивных дислокаций, 4 – строить структурные и палеоструктурные карты или корректировать их построение, для чего необходимо, чтобы среднеквадратичный разброс точек вокруг осредняющей прямой не превышал половины цены сечения изогипс структурных карт.

ЛИТЕРАТУРА

Бочкарев В.С., Онищук Т.М., Соколовский А.П. К истории развития локальных поднятий Среднего Приобья в связи с возможной оценкой их нефтегазоносности. – В кн.: Новые материалы по геологии и нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. – Труды ЗапСибНИГНИ, 1972, вып. 58, с. 57–66.

Ю.К. Бурлин, О.К. Баженова

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ КАК МЕТОД ВЫЯВЛЕНИЯ УСЛОВИЙ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

(на примере осадочных бассейнов северо-западной части Тихоокеанского пояса)

Условия генерации углеводородов (УВ) в позднемезозойских и кайнозойских бассейнах северо-западной части Тихоокеанского тектонического пояса определяются палеотектонической обстановкой и историей геологического развития. С целью уточнения границ и времени заложения бассейнов были построены три палеотектонические схемы для конца мелового, палеогенового и неогенового периодов. Эти возрастные рубежи сопровождались изменением тектонического режима, выражавшегося в интенсивности прогибания и характере осадков.

К концу мелового и палеогенового периодов сформировались две группы прогибов: с терригенным и с вулканогенным типами осадков, т.е. с мио- и эвгеосинклинальным типами развития. В палеогене терригенное осадконакопление резко преобладает, и граница с эвгеосинклинальным и миогеосинклинальным накоплением по сравнению с меловым периодом оказывается сдвинутой в сторону океана. Для неогена четкого разделения зон не наблюдается. В прогибах Сахалина и Камчатки сохраняется миогеосинклинальный режим осадконакопления до позднего миоцена. Наравне с терригенными осадками в них происходит накопление диатомовых илов и туффито-кремнистых осадков.

Намеченная зональность отчетливо проявляется при формационном анализе. Пространственное распределение однотипных, но разновозрастных формаций позволяет выделить три зоны: западную, центральную и восточную. В западной зоне кремнисто-вулканогенная формация, наиболее четко отражающая ранние стадии геосинклинального этапа развития, имеет позднеюрский-раннемеловой возраст, в центральной зоне – сантон-кампанский, в восточной, наиболее близкой к океану зоне, – палеоцен-эоценовый. Эти зоны отличаются и степенью завершенности геосинклинального режима. В западной зоне основная складчатость проявилась в позднем мезозое – раннем кайнозое, в центральной – в позднем кайнозое, восточная зона рассматривается в качестве области с незавершенным геосинклинальным развитием (Авдейко, 1972; Егизаров и др., 1972).

Западная зона мезозойско-раннекайнозойской складчатости включает Анадырский и Пенжинский потенциально нефтегазоносные бассейны. Анадырский бассейн представляет собой наложенную впадину, а Пенжинский – серию впадин, в основном унаследовавших простирание геосинклинального прогиба. Бассейны сложены терригенными молассовыми отложениями сенон-миоценового возраста и постгеосинклинальными образованиями позднего миоцена-плиоцена. Максимальная мощность отложений 3–4 км (рис., см. вкл.).

Центральная зона включает Западную Камчатку, Сахалин, прогиб Иссикари на о-ве Хоккайдо; входящие в зону территории характеризуются геосинклинальным режимом накопления осадков в позднем мелу и миогеосинклинальным осадконакоплением в кайнозое. В этой зоне располагаются прогибы и впадины различного строения и с различной мощностью и стратиграфическим диапазоном слагающих их отложений. Наиболее характерны и перспективны в нефтегазоносном отношении прогибы, характеризующиеся длительным развитием, заложившиеся еще в позднем мелу и раннем палеогене и заполненные меловыми и главным образом кайнозойскими мощными отложениями терригенных, туффито-кремнистых и туффито-диатомитовых формаций. К подобным прогибам относятся Западно-Сахалинский, Иссикари, прогибы Западной Камчатки и Северного Сахалина. Другая группа бассейнов представляет собой геосинклинальные прогибы на окраине континента. Им соответствуют Хатырский и Ильпинско-Вывенский потенциально нефтегазоносные бассейны. В современной структуре они являются синклинориями.

Восточная зона рассматривается в основном как область незавершенного геосинклинального развития. Возраст кремнисто-вулканогенной формации в пределах Восточно-Камчатского и собственно Олюторского (Нижнепахачинского) прогибов определяется как палеоцен-эоценовый. Для прогибов этой зоны характерна большая мощность отложений ранне-геосинклинальной (палеоген) и зрелой геосинклинальной (олигоцен–ранний миоцен) стадии, широкое развитие эффузивов, малая мощность молассовых формаций.

В этой зоне выделяются Восточно-Камчатский, и Олюторско-Командорский потенциально нефтегазоносные бассейны, различные по своей структуре. Первый является сложнопостроенным синклинорием. Бóльшая часть второго бассейна представляет собой глубокую впадину и совпадает с Командорской котловиной, а наземная его часть, характеризующаяся простым строением, составляет Нижнепахачинский прогиб.

Поскольку рассеянное органическое вещество (РОВ) является источником УВ, изучение содержания и характера распределения его по разрезу и площади бассейнов представляет теоретический и практический интерес. РОВ характеризуется двумя показателями – содержанием в породе $C_{орг}$ и составом его, т.е. соотношением сапропелевых и гумусовых компонентов.

Рассмотрение характера распределения РОВ по разрезам отдельных бассейнов и по конкретным формациям позволило сделать следующие выводы. 1. Концентрации гумусового РОВ в орогенных и постгеосинклинальных образованиях довольно значительны – всегда выше кларкового. Содержание РОВ определяется его долей, принесенной с суши, т.е. с увеличением мористости количество РОВ уменьшается. 2. Концентрации РОВ в геосинклинальных флишевых и флишоидных толщах в общем невелики, близки к кларковым, даже в существенно глинистых толщах, что связано с большими скоростями осадконакопления. По составу РОВ здесь смешанное, с явным преобладанием сапропелевых компонентов. 3. Туффито-кремнистые и туффито-диатомитовые формации содержат РОВ чисто

сапропелевого состава, содержание его несколько повышено (несколько процентов). В составе кремнистых формаций выделяется группа пород с очень высоким содержанием РОВ (до 10%) сапропелевого состава, характеризующегося очень высокой битуминизацией даже на ранних стадиях катагенеза. Образование этих толщ связано, видимо, с апвеллингом, стимулирующим бурное развитие диатомовых водорослей. Подобные образования накапливаются сейчас в зонах течений у Юго-Западной Африки и Тихоокеанского побережья Южной Америки (Гершанович, Конюхов, 1975).

Главная фаза нефтеобразования (ГФН) в различных бассейнах проявляется с разной интенсивностью, начиная от границы протокатагенеза-мезокатагенеза, и затухает на стадии умеренного мезокатагенеза ($МК_3$). Она лучше всего фиксируется по резкому увеличению величин $\beta_{ХБ}$ и количеству масел в хлороформенном битумоиде $А$ [$ХБ(А)$].

Из всех рассматриваемых бассейнов центральной зоны наиболее интенсивно ГФН проявляется в Сахалино-Хоккайдском. Это связано с тем, что в зоне мезокатагенеза находится толща с повышенным содержанием ОВ сапропелевого состава. Интенсивному новообразованию $ХБ(А)$ в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) также отвечает максимум первичной обогащенности ОВ битуминозными компонентами вследствие особенностей состава ОВ диатомовых, что и определило наиболее высокий нефтематеринский потенциал этой толщи. В разрезах других бассейнов при незначительных содержаниях ОВ преимущественно сапропелевого состава (Ильпинско-Вывенский, Сахалино-Охотский, Восточно-Камчатский) распределение $ХБ(А)$ по разрезу определяется только степенью катагенетического преобразования ОВ и не зависит от характера его распределения.

ГЗН в рассматриваемых бассейнах располагается на разных глубинах и имеет различную мощность. В бассейнах Сахалина, северо-восточной части Камчатки и особенно в Восточно-Камчатском бассейне ГЗН имеет бóльшую мощность (3–4 км) и располагается на бóльших глубинах (2,5–3,5 км), чем в Анадырском и Охотско-Камчатском бассейнах.

По сравнению с известными промышленно-нефтегазоносными бассейнами (например, Западно-Сибирским, Волго-Уральским и т.д.) ГФН в бассейнах кайнозойского тектонического пояса проявляется в более жестких термобарических условиях. Этот факт, очевидно, можно объяснить молодостью рассматриваемых бассейнов. Кайнозойские и мезозойские породы, принимающие участие в их строении, в основном попали в ГЗН в кайнозое и в большинстве бассейнов не раньше миоцена, т.е. фактор времени в данном случае не оказывал влияния.

Интенсивная тектоническая активность региона, тепловые аномалии в виде вулканической и гидротермальной деятельности не повлияли на условия проявления ГФН. Различные глубины ГЗН в бассейнах, сложенных одновозрастными отложениями и имеющих одинаковую структуру, объясняются значительной изменчивостью величины кондуктивного теплового потока в пределах рассматриваемого региона.

Таким образом, условия генерации УВ в осадочных бассейнах различных зон характеризуются специфическими особенностями. В бассейнах

западной зоны процессы генерации УВ связаны главным образом с моласовыми и постгеосинклинальными образованиями. Возрастной диапазон их – ранний мел–плиоцен, мощность до 4 км. Процессы газообразования превалируют над нефтеобразованием. Гумусовые компоненты в РОВ резко превышают сапропелевые.

В бассейнах центральной зоны в нефтегазообразовании участвуют главным образом геосинклинальные формации средних этапов. Моласса в редких случаях только вступила в ГФН. Возрастной диапазон сокращается – поздний мел – плиоцен. Мощности слагающих бассейн отложений возрастают до 6–7 км. РОВ смешанное, с преобладанием сапропелевых компонентов. Процессы нефтеобразования превалируют над газообразованием.

В восточной зоне возрастной диапазон участвующих в генерации УВ толщ сокращается и не выходит за пределы кайнозоя. Это геосинклинальные образования в основном ранних, мощность их еще более увеличивается; РОВ – сапропелевое.

Таким образом, в направлении к океану в бассейнах отмечается увеличение мощности отложений и доли участия в них вулканогенного материала. При этом происходит сокращение их возрастного диапазона, уменьшение общего количества ОВ и относительного содержания его в породе, а также доли в ОВ сапропелевых компонентов, расширение ГЗН, изменение относительной роли различных формационных комплексов в составе нефтепроизводящих горизонтов.

На основании проведенного анализа можно сделать вывод о наиболее благоприятных условиях и больших масштабах генерации УВ в бассейнах Центральной зоны.

ЛИТЕРАТУРА

Авдейко Г.П. Тектонические зоны Камчатки. – Геол. и геофиз., 1972, № 4, с. 56–60.

Гершанович Д.Е., Конюхов А.И. Седиментогенез в зоне Перуанского течения. – В кн.: Островные шельфы-тропической зоны океанов. М., "Наука", 1975, с. 169–182.

Егиазаров Б.Х., Ермаков Б.В., Вакир В.А. и др. Главнейшие особенности тектоники северной части Тихоокеанского подвижного пояса. – В кн.: Геология и перспективы нефтегазоносности Советской Арктики. Л., НИИГА, 1972, с. 36–46.

В.А. Бабадаглы, М.Г. Шебалдина, Т.Ф. Гончарова

СТРУКТУРНО-РИТМОСТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

В условиях литологической неоднородности разреза, присущей платформенным полиформационным карбонатно-терригенным толщам, хорошей выдержанности реперных карбонатных пластов, весьма эффективен ритмостратиграфический анализ электрокаротажных материалов.

Изучение мощностей ритмостратонов ранга микроритма, ритмопачки, ритмосвиты позволяет, как установлено В.А. Бабадаглы и А.Д. Джумагуловым (1968), четко выявить детали погребенного рельефа, которые в свою очередь дают ключ к восстановлению палеоструктурной обстановки. Начало ритма седиментации отвечает фазе усиления контрастности тектонических движений (или эвстазии) и (как следствие) омоложению палеорельефа. Довольно часто в основании ритмопачек, ритмосвит и более крупных ритмично построенных осадочных тел прослеживаются поверхности размыва и несогласия – как локальные, так и региональные. В принципе даже границам элементарных ритмов седиментации отвечают поверхности скрытого перерыва.

В конце проявления каждого ритма, наоборот, происходит старение эрозионно-тектонического рельефа, его сглаживание и развитие преимущественно аккумулятивных форм. Последовательная смена фаз расчленения и сглаживания палеорельефа приводит к тому, что каждый ритмостратон представляет собой осадочное тело, нижняя и верхняя поверхности которого являются слепками морфоструктур погребенного рельефа. В случае унаследованности палеоструктурного (и палеогеоморфологического) плана наложение этих слепков, фиксируемое на картах изопахит элементарных ритмов, ритмопачек или ритмосвит, дает усиление контрастности его изображения. Достаточно дифференцированный слепок унаследованно развивающегося палеорельефа получается только в том случае, когда палеогипсометрия нижней и верхней поверхностей изучаемого осадочного тела различна. В связи с этим следует учитывать, что отдельные ритмы низшего порядка являются лишь стадиями (фазами) ритмов высшего порядка. Необходимая разноамплитудность погребенного рельефа обусловлена направленностью тектогенеза, т.е. его затуханием, или активизацией. Чем короче промежуток между моментами образования нижней и верхней поверхностей перерыва, тем более мелкие детали унаследованно развивавшегося палеорельефа удается восстановить. В связи с этим наиболее информативными являются карты изопахит ритмостратонов низшего ранга. Особенно ярко это проявляется при составлении карт изопахит лимнических ритмов седиментации молассовых толщ, изобилующих внутриформационными размывами и несогласиями.

В качестве примера можно привести опыт составления таких карт А.Д. Джумагуловым для мезозойских ритмоподсвит и ритмосвит Северо-Восточной Ферганы, сложенных целиком континентальными (аллювиально-пролювиальными, аллювиально-озерными) отложениями.

Выполненные авторами, а также Ю.Д. Горьковым, сравнительные палеоструктурные построения по девонским и нижнекарбоновым горизонтам Саратовского Поволжья с введением поправки на уплотнение глинистых пород и без нее показали, что качественно ситуация в обоих случаях идентична. В связи с этим поправкой на уплотнение можно пренебречь. Ее, однако, нужно вводить при необходимости получения количественных параметров (структурных амплитуд локальных поднятий и др.).

Следующим этапом является составление карты суммарной мощности песчано-алевритовых пород, входящих в разрез изучаемого ритмостратона. Совмещение карты изопахит ритмостратона и карты суммарных мощностей слагающих его песчано-алевритовых пород, позволяет выявить соотношение песчано-алевритовых литофаций с палеоструктурой и палеорельефом.

Возможны три варианта соотношения мощности песчано-алевритовых пород с элементами конседиментационной структуры: 1 – увеличение мощности песчано-алевритовых пород совпадает со сводом конседиментационной антиклинали или с горстом; генезис песчано-алевритовых пород прибрежно-морской (песчаные отмели, вдольбереговые бары); 2 – изучаемые отложения уничтожены размывом на своде конседиментационной антиклинали или горста; зона увеличенной мощности песчано-алевритовых пород обрамляет область размыва и совпадает с крыльями и периклиналями конседиментационной антиклинали (горста); генезис песчано-алевритовых пород прибрежно-морской (пляжи небольших островов); 3 – увеличение мощности песчано-алевритовых пород совпадает с конседиментационной синклиналью, грабеном, или зоной дробления, связанной с разрывным нарушением; такие песчано-алевритовые породы имеют аллювиально-дельтовое происхождение или отложены донными морскими течениями.

Перечисленные три варианта основаны на известной закономерности: песчано-алевритовые породы, отлагавшиеся в водной среде с осцилляционной динамикой, накапливаются на сводах конседиментационных поднятий; на их крыльях и в прогибах они замещаются глинисто-алевритовыми породами либо мощность их уменьшается. Песчано-алевритовые породы, отложенные в водной среде с однонаправленной струйной динамикой, накапливаются в прогибах. На конседиментационных поднятиях мощность их уменьшается, либо они замещаются глинисто-алевритовыми породами.

Анализ совмещенных карт изопахит ритмостратона и слагающих его песчано-алевритовых пород может дать двоякую информацию. Он позволяет выявить элементы конседиментационной палеоструктуры в том случае, когда генезис песчано-алевритовых пород известен или, наоборот, исследователь получает информацию о возможном генезисе песчано-алевритовых пород, если известны элементы палеоструктуры. Во втором случае целесообразно наносить на карту изопахит ритмостратона мощности отдельно взятого пласта. В случае линзовидного залегания изучаемых пород приходится оперировать суммарной мощностью их в пределах всего ритмостратона, либо его базальной части (от подошвы ритмостратона до подошвы реперного пласта известняка).

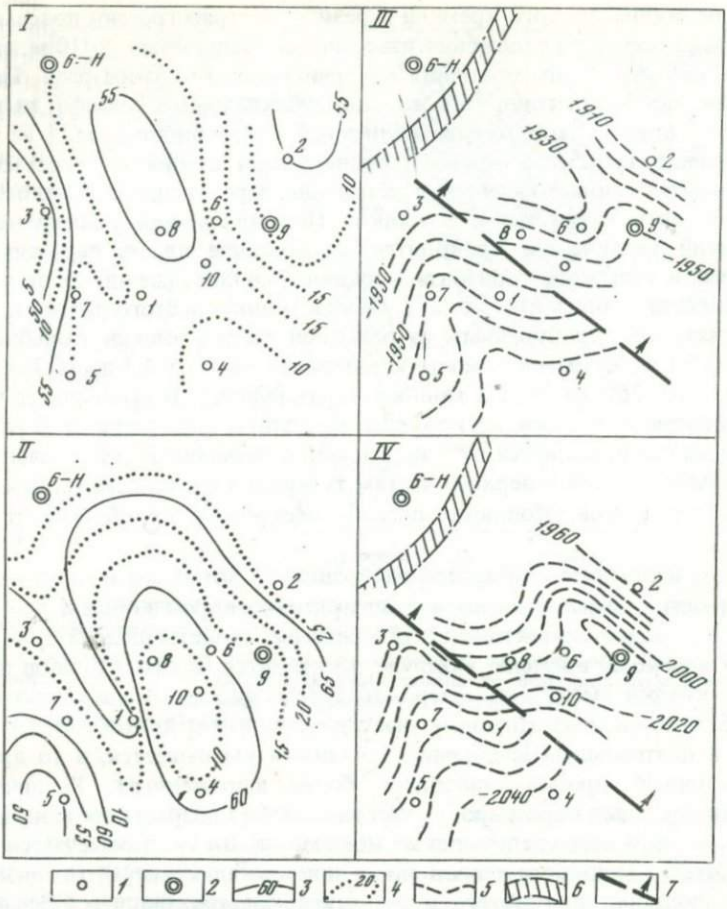
Ниже показано применение описанного метода для анализа структуры, образовавшейся в девоне–раннем карбоне. Она расположена на одной из площадей в южной части Саратовского Правобережья. До недавнего времени здесь были известны лишь залежи литологического типа в отложениях карбона. Эти залежи считались приуроченными к региональному выклиниванию пластов вверх по восстанию. В последующие годы сейсморазведкой было выявлено крупное поднятие по поверхности терригенного девона, в пределах которого на разных площадях получена нефть или признаки нефти в отдельных скважинах, вскрывших девонские отложения. Данные промысловой геофизики указывают на отсутствие единой залежи. Из-за недостаточного количества скважин и значительного удаления их друг от друга характер ловушек не выяснен.

На анализируемой площади пробурены 10 глубоких скважин, из которых только одна вскрыла девонские отложения (скв. 9). Располагая более обширным материалом по отложениям карбона и зная соотношение структурных планов девона и карбона, авторы предприняли попытку с помощью структурно-ритмостратиграфического метода прогнозировать девонский структурный план и указать дальнейшее направление поисковых работ на данной территории.

В разрезе терригенной части визейского яруса выделены две ритмопачки: бобриковско-нижнетульская и тульско-алексинская. Нижняя граница бобриковско-нижнетульской ритмопачки проводится по подошве бобриковского горизонта (в большинстве случаев песчаника), верхняя — по подошве песчаника, залегающего в средней части тульского горизонта. Общая мощность ритмопачки на большей части площади изменяется от 50 до 67 м, суммарная мощность песчаников колеблется от 7 до 29 м, что составляет 12–43% от общей мощности ритмопачки. В строении ее принимают участие песчаники, алевролиты, аргиллиты и известняки. В разрезах отдельных скважин прослеживаются от одного до пяти пластов песчаников, приуроченных к бобриковскому горизонту. Мощность пластов песчаников колеблется от 1 до 20 м.

На карте мощностей описываемого ритмостратона, совмещенной с картой суммарных мощностей слагающих его песчано-алевритовых пород, выявляется расчлененный средневизейский эрозионно-тектонический рельеф, в котором выделяются три возвышенных участка (рис. 1). Один их них (центральный) фиксируется в районе расположения скв. 8, 10, 6 и 4. К северу, в районе скв. 6–*Н* соседней площади, наблюдается увеличение мощности ритмопачки и песчано-алевритовых пород соответственно на 17 и 20 м. К западу (район скв. 3, 7 и 5) намечается новая положительная форма, отделенная от центрального участка прогибов, в котором расположена скв. 1. На востоке наблюдается сокращение мощности в сторону скв. 2.

Сокращение мощности песчано-алевритовых пород происходит за счет уменьшения не только мощности каждого пласта, но и их количества. Так, в районе скв. 8, 10 и 6 насчитывается три песчаных пласта, в скв 5 – два, в то время как в скв. – 1, 2 и 6–*Н* число пластов достигает пяти Часто глинистые перемычки между пластами отсутствуют, и песчаники сливаются в один мощный пласт. Увеличение количества песчаных пластов



Р и с. 1. Карты мощности ритмостратонов, сложенных песчано-алевритовыми породами: I – среднетульско-алексинского, II – бобриковско-нижнетульского. Структурные карты по кровле горизонтов: III – тульского, IV – бобриковского

Скважины, вскрывшие отложения: *1* – карбоновые, *2* – девонские; изопахиты (в м): *3* – ритмостратона, *4* – песчано-алевритовых пород; *5* – изогипсы (в м) кровли пластов; сбросы: *6* – выявленный сейсморазведкой, *7* – предполагаемый

и их мощности характерно для нижней части бобриковского горизонта, где фиксируется эрозионный врез в малиновские отложения (скв. 1, 2, 6–*Н*). Таким образом, можно сделать вывод, что в процессе формирования бобриковско-нижнетульской ритмопачки существовали положительные формы эрозионно-тектонического рельефа, которые влияли на распределение песчано-алевритовых литофаций. В подошве ритмопачки наблюдается эрозионный размыв, и песчаники на сводах приподнятых участков отсутствуют. Выше по разрезу песчаники распространены повсеместно, однако на сводах их мощность сокращается.

В конце бобриковского времени в результате трансгрессии повсеместное развитие получили отложения известняков мощностью до 10 м, лишь в районе скв. 6 и 9, их мощность увеличивается в полтора раза. Такое увеличение мощности говорит о наличии субаквального рельефа, на приподнятых участках которого развивались небольшие биостромы.

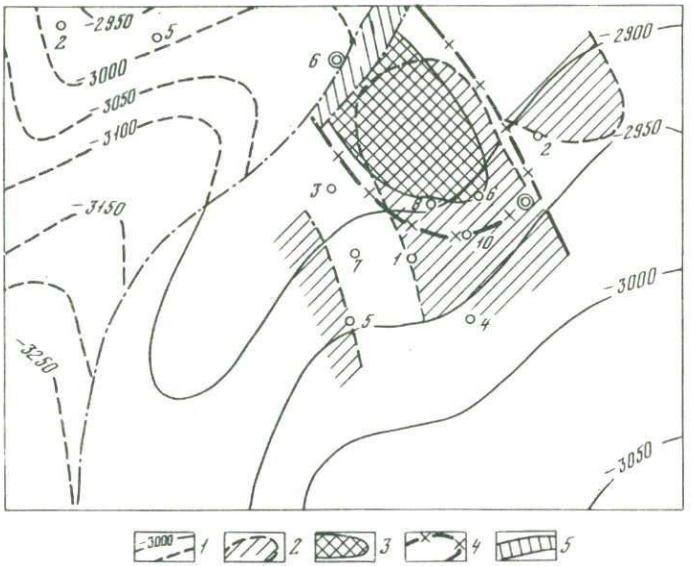
В середине тульского времени трансгрессия сменяется регрессией, откладываются глинисто-алевритовые породы, чередующиеся с маломощными прослоями глинистых известняков. Нижняя граница среднетульско-алексинской ритмопачки проводится по подошве пласта песчаника в средней части тульского горизонта, верхняя – по подошве пласта песчаника алексинского горизонта (II "а"). Общая мощность этого ритмостратона по скважинам, пробуренным на основной части площади, колеблется от 47,5 до 59 м; суммарная мощность песчаников – от 4,5 до 16,3 м, что составляет 10–26% от общей мощности ритмопачки. В строении ее принимают участие песчаники, алевролиты, аргиллиты и известняки. В разрезах ритмопачки выделяется от 2 до 5 пластов песчаников, приуроченных в основном к средней и верхней частям тульского и к нижней части алексинского горизонтов. Мощность пластов песчаников колеблется от 1,0 до 7,0 м.

На карте изопахит среднетульско-алексинской ритмопачки и суммарной мощности слагающих ее песчано-алевритовых пород в общем сохраняются черты эрозионно-тектонического рельефа, свойственные бобриковско-раннетульскому времени. Различие заключается в том, что свод центральной складки смещен на северо-запад (см. рис. 1). Аналогичная картина наблюдается и на западном участке. Амплитуда прогиба между западным и центральным древними поднятиями уменьшается, в то время как восточный прогиб становится более выраженным. Увеличение мощности песчаных пород происходит как за счет разрастания мощности пластов, так и за счет увеличения их количества. В скв. 5 отмечается резкое увеличение мощности известняка в подошве алексинского горизонта почти до полного слияния его с тульским известняком, что указывает на развитие биострома и косвенно подтверждает предположение о наличии на западе древнего поднятия.

Структурные карты по кровле тульского и бобриковского горизонтов довольно близки между собой. На месте центрального палеоподнятия вырисовываются два структурных носа, расположенных кулисообразно. К западу намечается структурный нос, соответствующий западному поднятию. На востоке намечаются прогиб и подъем слоев в сторону скв. 2.

Сопоставляя структурные карты с картами мощности ритмопачек и данными промысловой геофизики, можно предположить, что центральное поднятие нарушено сбросом северо-западного простирания, в результате чего район скв. 8, 6 и 10 опущен примерно на 20 м. Основная часть структурной ловушки расположена к северо-западу от скв. 6, ближе к региональному нарушению, где и должны быть сконцентрированы основные залежи в отложениях карбона.

Учитывая результаты опробования пласта $Д_2$ V живетского яруса в скв. 9 и ее местоположение в древнем и современном структурном планах, можно прогнозировать наличие девонских залежей на рассматрива-



Р и с. 2. Структурная карта по поверхности отложений терригенного девона (по данным сейсморазведки треста "Саратовнефтегеофизика")

1 – изогипсы (в м) поверхности отложений терригенного девона, по данным сейсморазведки; *2* – контуры древних сводов по бобриковско-нижнетульскому ритму; предполагаемые контуры залежей: *3* – карбоновой, *4* – девонской; остальные условные обозначения см. на рис. 1

емой площади. Следует учесть, что при поисках залежей в отложениях терригенного девона, и карбона важен не только современный структурный план, но и палеоплан. Для того чтобы выяснить характер распределения залежей в терригенном девоне, на структурной карте поверхности терригенного девона по данным сейсморазведки были нанесены контуры сводов бобриковско-нижнетульского времени, для которого палеоструктурный план в Саратовском Поволжье унаследован от девонского (рис. 2). На этой карте хорошо видно, что крупное поднятие северо-восточного простирания, устанавливаемое по поверхности отложений терригенного девона с помощью сейсморазведки и ограниченное с северо-запада нарушением, не является единым. Оно представляет собой серию локальных поднятий северо-северо-западного простирания, примыкающих к сбросу, чем и объясняется характер продуктивности пласта $Д_2$ V во всех скважинах, пройденных по девонским отложениям.

Таким образом, выделены три участка представляющие интерес для поисков нефти и газа в отложениях карбона и девона.

В заключение следует подчеркнуть, что опыт применения структурно-ритмостратиграфического метода палеотектонического анализа в условиях Саратовского Поволжья показал высокую результативность его на ранних этапах разведки, когда имеются три-четыре скважины и неясна палеоструктурная ситуация, а также на этапе подсчета запасов, когда

необходима исчерпывающая характеристика ловушки и содержащейся в ней залежи. Очевидно, что рассмотренный метод открывает перспективы для детального анализа неоднородных разрезов, характеризующихся выдержанностью отдельных маркирующих горизонтов.

ЛИТЕРАТУРА

Бабадаглы В.А., Джумагулов А.Д. Стратиграфия мезозоя юго-запада Киргизии. т. 1. М., "Наука", 1968, 222 с.

Т.В. Долицкая, В.А. Долицкий, Е.В. Кучерук

К МЕТОДИКЕ ИСКЛЮЧЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ПОГРЕБЕННОГО РЕЛЬЕФА ПРИ ПАЛЕОГЕОЛОГИЧЕСКИХ РЕКОНСТРУКЦИЯХ

В любом нефтегазоносном районе со временем все большее значение приобретают поиски погребенных поднятий, а также зон регионального выклинивания, с которыми могут быть связаны залежи нефти и газа. Для решения этой задачи, особенно в районах с неблагоприятными сейсмогеологическими условиями, совершенно необходимо изучать те черты строения неглубоко залегающих отложений, которые позволяют выявить закономерности, отражающие глубинную структуру.

Важнейшую информацию о погребенных структурах можно получить при изучении относительно неглубоко залегающих поверхностей несогласий. Для их изучения обычно составляются палеогеологические карты (Долицкий, 1966; Леворсен, 1962; Хаин, 1954). Наличие огромного фактического материала, в особенности разрезов многочисленных скважин, позволяет в настоящее время составлять такие карты разного масштаба для различных по размерам территорий. На детальных картах могут быть изображены выходы отдельных пластов и пачек на поверхность древнего среза. Когда поверхность несогласия представляет собой горизонтальную или слабо наклоненную плоскость, что в большинстве случае принимается без доказательства (Леворсен, 1962; Машкович, 1970; Хаин, 1954), на палеогеологической карте местоположение погребенных поднятий уверенно определяется по выходам более древних пород. Однако в действительности очень часто поверхности несогласия не являются выровненными. С ними бывают связаны положительные и отрицательные формы рельефа, которые иногда даже определяют формирование и размещение различных полезных ископаемых (бокситов, нефти, газа, угля, россыпных залежей некоторых минералов и других полезных ископаемых).

Палеогеологическая карта расчлененной поверхности несогласия в большинстве случаев не позволяет непосредственно судить о местоположении погребенных поднятий. Это в особенности относится к платформенным поднятиям, амплитуды которых невелики и вполне соизмеримы с амплитудами погребенного эрозионного рельефа. Некоторые исследователи рекомендуют в этих случаях строить карты мощности отложений, залегающих трансгрессивно над поверхностью несогласия (Проничева, 1973; Martin, 1966). Однако точное положение поверхности несогласия в разрезе не всегда удается определить повсеместно, особенно если по ней контактируют породы сходного литологического состава.

Влияние погребенного эрозионного рельефа будет полностью исключено, если исследовать непосредственно условия залегания слоев, расположенных ниже поверхности несогласия. Основные черты стратиграфии этих древних отложений обычно бывают выяснены уже по данным первой глубокой скважины. Но на всей изучаемой площади эти отложения вскрываются структурными скважинами лишь на небольшую глубину. Поэтому зачастую не удается составить надежную структурную карту.

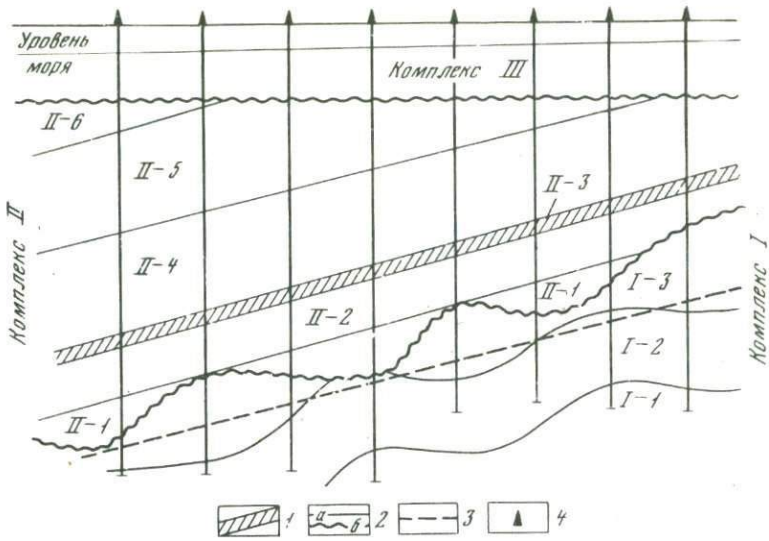


Схема исключения влияния погребенного рельефа при палеогеологических реконструкциях

1 – опорный пласт; *2* – границы залегания слоев: *а* – согласного, *б* – несогласного; *3* – плоскость проекции; *4* – скважины; цифры на рисунке – номера слоев выделенных комплексов

Пластовая карта, которая может быть составлена по какой-либо горизонтальной плоскости, лежащей ниже поверхности несогласия, нередко также не характеризует отдельные платформенные поднятия вследствие преобладающего влияния регионального наклона слоев, возникшего, возможно, гораздо позднее образования локальных структур.

Поэтому оказывается полезной реконструкция, называемая палеогеологическим срезом (Долицкий, 1966). Это – палеогеологическая карта, построенная на плоскости, которая была горизонтальной непосредственно после образования несогласия. Такой плоскостью следует считать поверхность одного из пластов, залегающих несколько выше несогласия, выдержанного по мощности и развитого на всей изучаемой площади (рис.). Лучше всего для этой цели избрать один из пластов известняка. Его горизонтальность в геологическом прошлом должна быть подтверждена параллельностью по отношению к нему некоторого комплекса вышележащих слоев (слои II–4 – II–6 на рис.), мощностью по крайней мере в несколько десятков метров. Верхнюю поверхность такого пласта (опорный пласт II–3 на рис.) вне зависимости от нынешних условий его залегания можно принять за нулевую плоскость.

Параллельно избранной, некогда горизонтальной плоскости можно построить серию параллельных плоскостей, которые тоже некогда были горизонтальными. В частности, может быть подобрана плоскость проекции, расположенная ниже самой низкой отметки изучаемой поверхности несогласия. В общем случае эта плоскость должна быть расположена во всех скважинах на одинаковом расстоянии от нулевой плоскости. В слу-

чае, если породы, заключенные между опорным пластом и плоскостью проекции, характеризуются значительной фациальной изменчивостью на больших расстояниях, особенно при замещении песчаников глинистыми породами, при определении положения плоскости проекции следует учесть уплотнение глин (Нестеров, 1965) и внести соответствующие коррективы. На построенной таким образом древней горизонтальной плоскости нетрудно составить геологическую карту и получить палеогеологический срез.

Применение описанного несложного методического приема позволяет исключить влияние погребенного рельефа при палеогеологических реконструкциях. Палеогеологический срез отображает структурные условия, сформировавшиеся в эпоху возникновения поверхности несогласия. Эта палеогеологическая реконструкция может быть успешно использована при поисках погребенных поднятий перспективных на нефть и газ.

ЛИТЕРАТУРА

Долицкий В.А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М., "Недра", 1966, 387 с.

Леворсен А.И. Палеогеологические карты. Л.-М., Гостоптехиздат, 1952, 162 с.

Машкович К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М., "Недра", 1970, 152 с.

Нестеров И.И. Уплотнение глинистых пород. – Сов. геол., 1965, № 12, с. 69–81.

Проничева М.В. Палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Недра", 1973, 174 с.

Хаин В.Е. Геотектонические основы поисков нефти. Баку. Азнефтеиздат, 1954, 692 с.

Martin R. Paleogeomorphology and its application to exploration for oil and gas. – Bull. AAPG, 1966, v. 50, N 10, p. 2277–2311.

Аждар-Алиев, В.Г. Безменов, Р.А. Мукимов

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПРИМЕНЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

Палеотектонические исследования базируются в основном на анализе изменения вещественного состава и мощностей осадочных образований. Теоретическое обоснование и примеры практического использования этих методов изложены во многих фундаментальных работах. Одним из возможных перспективных направлений дальнейшего развития палеотектонических исследований может служить внедрение математических методов.

Под понятием "палеотектонический анализ" понимается изучение условий формирования и последующего развития структурных поверхностей. Для успешного применения математических методов при палеотектоническом картировании необходимо конкретизировать такие понятия, как "структурная, поверхность и тектоническое условие".

Структурной поверхностью следует считать любую поверхность, все точки которой имеют "временно-перспективное" соответствие; иначе говоря, любые n точек, взятые на данной поверхности, составляют однородную совокупность по параметру t (время формирования). Основная задача палеотектонического анализа – поэтапное выяснение строения и развития каждой из структурных поверхностей – при традиционном подходе решается с помощью карт или схем равных мощностей. Нетрудно убедиться, что обычно палеотектонические выводы, сделанные на основе результатов анализа карт равных мощностей, базируются на том допущении, что отклонения от полной компенсации прогибания осадконакоплением настолько незначительны, что кровля любой выделенной стратиграфической единицы может быть принята за горизонтальный уровень в соответствующей эпохе. Условность такого допущения очевидна, но тем не менее этот подход в настоящее время является основным при палеотектонических исследованиях. Более того, в существующей практике карты равных мощностей строятся по любому количеству точек замеров с применением способов линейной интерполяции, а нередко и экстраполяции. При этом почти во всех случаях делаются равновероятные выводы, несмотря на неодинаковую информативность разных карт.

Карты равных мощностей лишь приблизительно отражают палеоструктуры подошвенных поверхностей. Поэтому был предложен более совершенный метод составления сложных схем равных мощностей. При палеотектоническом анализе эти схемы иногда дополняются данными о возможных размывах, конседиментационных разломах и другими сведениями, которые во многом субъективны.

При построении карт равных мощностей исследователь располагает обычно рандомизированной выборкой типа фиксированного множества точек $A_i\ (X, Y)$, в которых определены значения мощностей (m_i). На основании этих данных можно задаться функцией $M = F\ (X, Y)$, где M –

картируемый параметр, X, Y – условные плановые координаты точек. Учитывая, что любая карта в изолиниях является геометрической моделью топофункции, предполагается, что карты равных мощностей должны удовлетворять условиям непрерывности, однозначности, плавности и конечности, а также направленности.

В этих условиях задача интерполяции может быть рассмотрена как задача отыскания из класса φ непрерывных и плавных функций (X, Y), приближенно представляющих $M = F\ (X, Y)$. Для однозначного решения этой задачи на интерполяционную функцию $\varphi\ (X, Y)$ накладывается требование, чтобы в точках задания значений функций $M = F\ (X, Y)$ она совпадала с $M = \varphi\ (X, Y)$, а в остальных точках области интерполяции удовлетворяла уравнению

$$\frac{\partial^2 \varphi(X, Y)}{\partial X^2} + \frac{\partial^2 \varphi(X, Y)}{\partial Y^2} = 0. \qquad (1)$$

Для отыскания функции $M = \varphi\ (X, Y)$ используется метод последовательных приближений и на основании расчетных данных строятся карты равных мощностей.

При непредставительной выборке численные значения мощностей в точках, где не было замеров, могут сильно отличаться от действительных. Поэтому имеет смысл оценка ошибок карт равных мощностей.

Допускается, что экспериментальная выборка (точки замера) и генеральная совокупность (все точки поверхности) подчиняются одному закону распределения. Поэтому они должны характеризоваться одной и той же величиной информации. Если выборка представительна и данные расположены равномерно по всей площади исследования, то карта, построенная по таким данным, будет содержать почти ту же информацию, какую содержит генеральная совокупность картируемого параметра. Таким образом, оценка допускаемой ошибки будет зависеть в основном от неравномерности расположения точек замеров по площади и может быть определена с помощью выражения

$$\lambda = \frac{1{,}965}{\gamma\, \bar{m} \sqrt{n}}\ . \qquad (2)$$

Здесь и далее λ – количественное выражение ошибки за счет представительности исходных данных; S – оценка среднеквадратичного отклонения, $\bar{m}$ – оценка математического ожидания, γ – коэффициент неравномерности расположения исходных данных по площади, n – число экспериментальных точек. S и $\bar{m}$ определяются по формулам, известным из математической статистики, а коэффициент γ – как относительная энтропия распределения вероятностей (P_i) исходных данных (в долях единицы):

$$\gamma = \frac{H}{H_{\max}}, \qquad (3)$$

где H – энтропия системы, определяемая по формуле

$$H = -\sum_i P_i \log P_i \quad , \tag{4}$$

а $H_{\max}$ – максимальная энтропия системы, вычисляемая по формуле

$$H_{\max} = -\log \frac{1}{n} \, . \tag{5}$$

Лишь после определения ошибки, вносимой степенью представительности исходных данных и степенью равномерности их размещения, можно говорить о степени достоверности выводов, основанных на картах или схемах равных мощностей.

На основании этих карт или схем, порой с привлечением данных фациального анализа, делаются традиционные выводы о возможностях выделения площадей с благоприятными палеотектоническими условиями накопления и захоронения исходного органического материала. Однако остается неясным, что такое благоприятные палеотектонические условия в указанном смысле. Обычно считается, что, с точки зрения оценки перспектив нефтегазоносности, интерес представляют участки длительного и устойчивого погружения, а последние оцениваются по изменению мощностей. К сожалению, тектонические условия, определяющие "длительность" и "устойчивость" погружения, оказываются некартируемым параметром, а сами эти понятия остаются неопределенными и оцениваются также по мощности отложений. В то же время ясно, что мощность осадков не является прямой функцией прогибания, поднятия или общей тектонической активности. На величину мощностей осадков оказывают немаловажное влияние такие параметры, как расстояние места накопления отложений от береговой линии, податливость пород на суше денудационным процессам, интенсивность метеорологических, гидрологических и гидродинамических процессов и процессов химического и физического выветривания, а также множество других, не поддающихся наблюдению факторов.

Изменение мощностей, обусловленное тектоническим режимом, существовавшим в период отложения изучаемого комплекса, может быть изучено средствами тренд-анализа. С помощью последнего каждая конкретная карта или схема равных мощностей может быть разложена на отдельные составляющие, из которых одни будут указывать на закономерности в распределении мощностей, а другие – на случайные флуктуации, усложняющие общие закономерности.

Тренд-анализ проводится в следующей последовательности. Составляются полиномы, связывающие числовые значения наблюденных мощностей с условными координатами, т.е.

$$M = d_{00} + d_{10}X + d_{01}Y + d_{11}XY + d_{20}X^2 + d_{21}X^2Y + \ldots + d_{pq}X^pY^q, \tag{6}$$

где d_{ij} $(i = 0,1, \ldots, p;\ j = 0,1, \ldots, q)$ – неизвестные параметры, представляющие полиномиальные коэффициенты в общей линейной модели, которые оцениваются методом наименьших квадратов. Порядок полинома $(p + q)$ в каждом конкретном случае определяется минимизацией суммы:

$$Q = \sum_{r=1}^{k} (M_{\Phi r} - M_{Tr})^2, \qquad (7)$$

где $M_{\Phi r}$ – фактическое значение в точке r, M_{Tr} – оценка по полиному степени T в точке r; $r = 1, 2, 3 \ldots\ldots k$. Степень рабочего полинома выбирается по минимуму Q.

Изменение мощностей, описываемое полиномом выбранного порядка, характеризует тектонические движения в минувшие геологические эпохи.

Такие поверхности тренда свободны от осложнений, вызванных случайными факторами. На основании трендовых моделей можно высказать более правдоподобное суждение о палеотектонической обстановке осадконакопления, чем на основании карт или схем равных мощностей.

Применяя тренд-анализ, можно получать математические модели, описывающие последовательное развитие каждой из изучаемых структурных поверхностей. С помощью трендового анализа можно строить схемы равных мощностей, отражающие общие закономерности, избежав влияние случайных флуктуаций. Последовательный тренд-анализ приводит к более обоснованным палеотектоническим реконструкциям.

В каждый момент времени рассматриваемый нефтегазоносный комплекс имеет собственное направление генерализованного наклона, которое определяет направление региональной миграции. Генерализованные направления древних наклонов устанавливаются полиномами I и II порядков. Поэтому независимо от выбора степени основного тренда полиномы обоих порядков должны входить в обязательную программу палеотектонического анализа.

Обычно при изучении развития локальных структур применяются сложные схемы равных мощностей или палеотектонические профили. Однако при региональных работах локальные структуры не всегда выделяются, а при детальных исследованиях указанные подходы в большинстве случаев не обеспечены необходимой информацией. Этих недостатков лишен полный трендовый анализ, завершаемый составлением карт "остатков". Такие карты несут значительную информацию о формировании как крупных зон, так и локальных структур. Если полином вида (6), наилучшим образом описывающий закономерности изменения мощностей изучаемого комплекса (или структурного положения его в последующие эпохи), имеет порядок $(p + q)$, то карты остатков составляются по всем разностям $m_i = M_k - M_{(k-1)}$, $(k = (p + q), (p + q - 1), (p + q - 2), \ldots, 1)$, вычисленным для всех точек наблюдения. На картах остатков различного порядка можно выделять региональные зоны, районы или участки нефтегазообразования и нефтегазонакопления. По устойчивости выделенных элементов во времени можно оценить степень перспективности. Полный трендовый анализ позволяет также оценивать палеотектонические условия сохранности залежей.

Анализ мощностей, каким бы способом он не был произведен, не дает однозначного решения палеотектонических задач. Более информативен анализ мощностей, дополненный анализом фаций, хотя известно, что на основании одних и тех же данных часто строятся весьма различ-

ные схемы фаций. Совпадение получается лишь при картировании однокомпонентной системы. Во избежание неоднозначного толкования нескольких факторов при картировании фациального состава, т.е. многокомпонентной системы, можно применять энтропиеподобную или дискриминантную функцию. При этом количество энтропии определяется выражением

$$H = -\sum_i P_i \log P_i \,. \qquad (8)$$

Здесь P_i – содержание i-го компонента в долях единицы. Ясно, что, если разрез представлен одной компонентой (например, глиной), т.е. когда $P_i = 1$, энтропия окажется минимальной (будет равна нулю); если же в разрезе имеется несколько компонент, содержания которых одинаковы, то энтропия оказывается максимальной.

В практике составления фациальных карт на количественной основе удобно использовать величину относительной энтропии в процентах, подсчитанную для каждого разреза по формуле:

$$H_0 = \frac{H}{H_{\max}} \cdot 100 \,. \qquad (9)$$

Максимальная энтропия ($H_{\max}$) определяется из формулы

$$H_{\max} = -\log \frac{1}{N} \,, \qquad (10)$$

где N – число компонент. После определения величин относительной энтропии для всех разрезов составляются изоэнтропические карты фаций.

Аналогичные результаты получаются также при применении дискриминантной функции, выражаемой формулой

$$D = 100\,[1 - (\Delta P_{m1} - \Delta P_{m2})] \,, \qquad (11)$$

где ΔP_{m1} и ΔP_{m2} – соответственно первый и второй по величине максимумы в разностях упорядоченных (в возрастающем порядке) величин содержания компонент в долях единицы. Так, если в разрезе выделено N компонент, то содержание каждой i-й компоненты делится на общее содержание N компонент и получается P_i; при этом $\Sigma P_i = 1$. Располагая в возрастающем порядке результаты вычислений, получим ряд P_0, P_1 ... P_n (всего $n + 1$ чисел). Подсчитав разности между всеми соседними парами, получим новый ряд ΔP_1, ΔP_2 ... ΔP_i ... ΔP_N. Из этого ряда выбираются два члена, имеющие наибольшие величины (ΔP_{m1} и ΔP_{m2}). Таким образом, для каждого разреза можно подсчитать величину D, выраженную в процентах. Проводя изолинии по этой величине на всей площади исследования, получим соответствующую фациальную карту.

Картирование многокомпонентных систем можно также провести с помощью факторного анализа. Все описанные выше способы палеотектонического анализа являются методами картирования параметров (мощ-

ностей, фаций), косвенно свидетельствующих о тектонических условиях накопления и захоронения органического материала, преобразования исходной органики в нефть и газ, миграция углеводородов, формирования и сохранения залежей. К сожалению, до настоящего времени отсутствуют методы палеотектонического анализа, позволяющие картировать непосредственно эти условия. В целом изложенное выше показывает, что для достоверного определения региональной и локальной палеотектонической обстановки целесообразно определять степень представительности данных и равномерности их распределения по площади, а затем применять тренд-анализ для изучения вариаций мощностей, и энтропиеподобную или дискриминантную функции — для выявления закономерностей смены фаций.

М.С. Арабаджи, В.П. Гаврилов, В.С. Мильничук

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПАЛЕОНАКЛОНОВ ПРОДУКТИВНЫХ КОМПЛЕКСОВ ЮЖНОГО МАНГЫШЛАКА МЕТОДОМ ТРЕНД-АНАЛИЗА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВОЗМОЖНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Южный Мангышлак представляет собой крупную область прогибания, ограниченную с севера Мангышлакско-Центрально-Устюртской зоной поднятия, а на юге – Карабогазским и Каракумским сводами. Нами она выделяется как Мангышлакско-Устюртская синеклиза. Она выполнена осадочными образованиями перми (?), триаса, юры, мела, палеогена и неоген-антропогена, которые составляют осадочный чехол общей мощностью до 6–7 км. Основной продуктивной толщей является нижне-среднеюрский комплекс, характеризующийся наличием слабо нарушенных пластов-коллекторов, прослеживающихся почти по всей территории. Это позволяет предполагать, что при формировании залежей нефти и газа в его пределах доминирующую роль играла латеральная миграция углеводородов (УВ) из зон генерации к ловушкам. Исходя из того, что направление латеральной миграции УВ определяется элизионным режимом пластовых вод, можно сформулировать задачи по выявлению этого направления следующим образом: 1 – определение регионального наклона поверхности нижне-среднеюрского продуктивного комплекса и оценка изменений этого наклона во времени и пространстве; 2 – выяснение положения осевой зоны Мангышлакско-Устюртской синеклизы и динамики ее перемещения во времени с целью определения зон вероятной генерации и аккумуляции УВ.

Общий характер изменения изучаемого геологического признака по площади может быть представлен суммой двух компонент:

$$Z\ (X, Y) = t\ (X, Y) + l\ (X, Y) \qquad (1)$$

где $Z\ (X, Y)$ – функция изменения геологического признака, $t\ (X, Y)$ – ее тенденция (тренд), характеризующая систематическую изменчивость признака, $l\ (X, Y)$ – локальное изменение признака.

В общем виде решение первой части задачи представляет отыскание закономерности в изменениях значений глубин залегания поверхности продуктивного комплекса, вскрываемого скважинами. В такой форме задача может быть решена путем определения самой общей тенденции изменения гипсометрического положения кровли средней юры. Такая тенденция может быть, в частности, описана уравнением плоскости или трендом I порядка

$$t_I\ (X, Y) = aX + bY + c, \qquad (2)$$

где a, b, c – постоянные коэффициенты.

Таблица 1

Параметры уравнений тренда I порядка

Время	Коэффициенты регрессии			Средняя глубина среднеюрских отложений, км	Коэффициент множественной корреляции
	a	*b*	*c*		
К началу мелового периода	−0,0005	0,0005	0,4305	0,3742	0,464
К концу раннего мела	−0,0008	0,0010	1,2241	1,1624	0,368
К концу мелового периода	−0,0008	0,0022	1,4106	1,5527	0,283
К концу палеогенового периода	−0,0024	0,0053	1,6154	1,8893	0,495
В современную эпоху	−0,0021	0,0042	1,6728	2,0141	0,561

Определение постоянных коэффициентов методом наименьших квадратов по данным бурения на 46 локальных структурах позволило построить пять плоскостей тренда, параметры которых приведены в табл. 1.

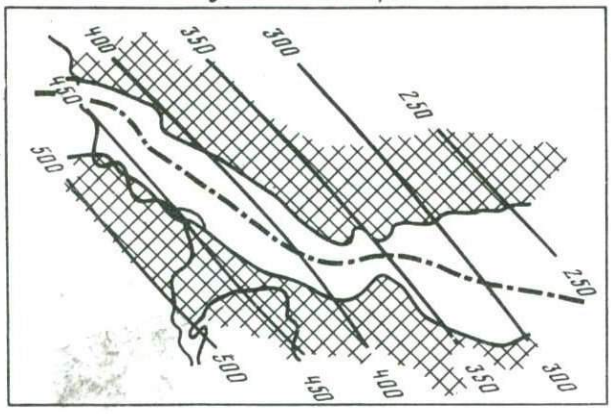
Используя эти данные, свидетельствующие об улучшении связи плоскости тренда с изучаемой поверхностью во времени, построена серия карт палеотрендов кровли нижне-среднеюрских отложений (рис.).

Анализ ориентации плоскостей трендов позволяет выявить ряд особенностей формирования нижне-среднеюрского продуктивного комплекса и условий латеральной миграции в нем УВ. Отмечается явное изменение простирания плоскостей регионального наклона на субширотное. Если в верхнеюрскую эпоху преимущественным направлением миграции было северо-восточное (со стороны Каспийского моря), то в современную эпоху это направление изменилось более чем на 60° и стало близким к меридиональному.

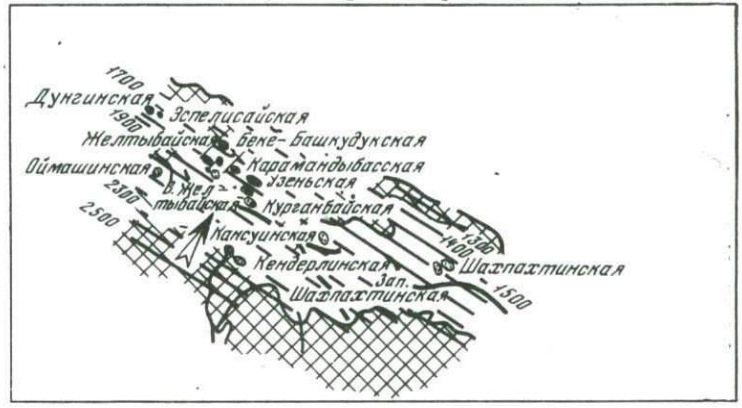
Изменение крутизны наклона плоскостей трендов к началу каждого этапа показано на графике. Видно, что с конца верхней юры до конца палеогена региональный наклон поверхности средней юры увеличился от 2′ до 19′, а затем этот наклон испытывает тенденцию к снижению. Это возрастание крутизны, по-видимому, связано с интенсивным ростом северо-восточного борта синеклизы, прилегающей к Мангышлакской системе дислокаций. Однако с палеогена крутизна регионального наклона резко снижается из-за относительного воздымания юго-западного борта синеклизы.

Таким образом, наиболее благоприятные условия для латеральной миграции УВ в нижне-среднеюрском комплексе существовали в верхнемеловое–палеогеновое время, характеризующееся максимальным углом регионального наклона в северо-северо-восточном направлении. В результате локальные структуры северо-восточного борта синеклизы находятся

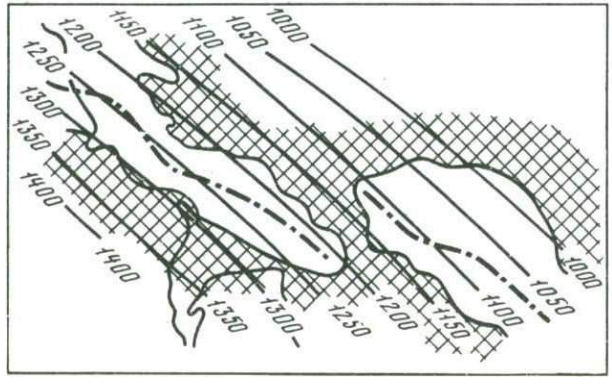
К началу мелового периода



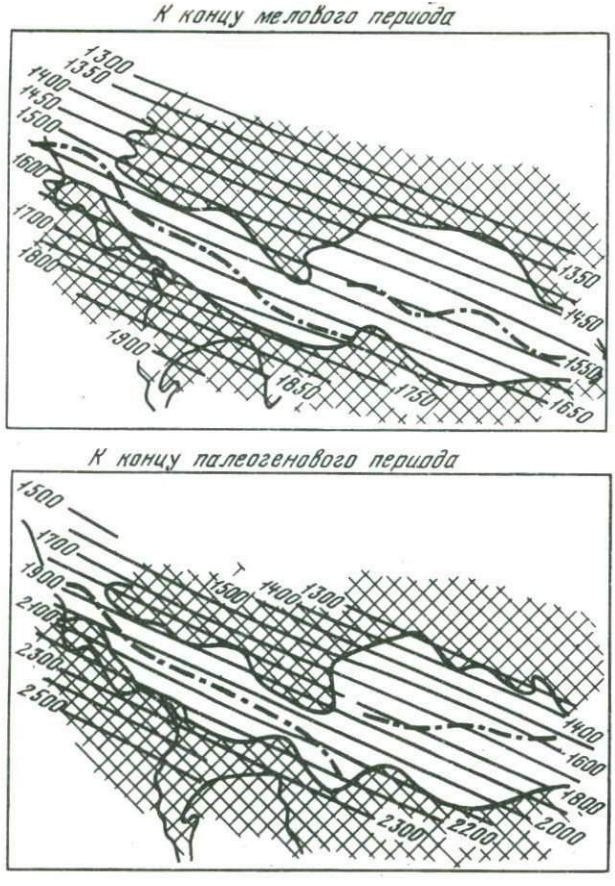
В современную эпоху



К началу верхнемеловой эпохи



Динамика изменений направлений преимущественной латеральной миграции



Региональное структурное положение (тренд I порядка) поверхности нижне-среднеюрского продуктивного комплекса Южного Мангышлака и Южного Устюрта

1 – изолинии глубины поверхности тренда; *2* – области положительных структурных аномалий над поверхностью тренда; *3* – оси впадин и прогибов; *4* – вероятное направление региональной миграции УВ; *5* – нефтяные и газовые месторождения; *6* – разведочные скважины; *7* – кривая изменения угла падения плоскости регионального наклона (график)

Таблица 2

Параметры уравнений тренда II порядка

Время	Коэффициенты регрессии			
	a	*b*	*c*	*d*
К началу мелового периода	−0,0032	0,0054	0	−0,0003
К концу раннего мела	−0,0040	0,0073	−0,0001	−0,0005
К концу мелового периода	−0,0054	0,0124	−0,0001	−0,0007
К концу палеогенового периода	−0,0070	0,0153	0	−0,0006
В современную эпоху	−0,0080	0,0159	0	−0,0006

Таблица 2 (окончание)

Время	Коэффициенты регрессии		Средняя глубина кровли юрских отложений, км	Коэффициент множественной корреляции
	e	*f*		
К началу мелового периода	0,0003	0,3555	0,3742	0,666
К концу раннего мела	0,0004	1,1284	1,1624	0,576
К концу мелового периода	0,0005	1,2089	1,5527	0,533
К концу палеогенового периода	0,0004	1,3938	1,8393	0,533
В современную эпоху	0,0004	1,4416	2,0141	0,622

в более благоприятных условиях по сравнению со структурами юго-западного борта. Преимущества положения структур северо-восточного борта определяются доминирующим гипсометрическим положением на протяжении всей истории формирования структурного плана продуктивного комплекса и преимущественным северо-северо-восточным направлением латеральной миграции УВ, обусловленным региональным наклоном поверхности продуктивного комплекса.

Вторая часть задачи решалась путем аппроксимации поверхности нижнесреднеюрского комплекса параболической поверхностью II порядка. В этом случае

$$t_{II}(X, Y) = aX + bY + cX^2 + dY^2 + eXY + f, \qquad (3),$$

где a, b, c, d, e, f — постоянные коэффициенты. После вычисления этих

значений, как и в (2), были составлены пять уравнений трендов II порядка. Показатели уравнений приведены в табл. 2. По этим данным построена серия карт тренда II порядка, анализ которых свидетельствует о древнем заложении основных прогибов и впадин, составляющих современную Мангышлакско-Устюртскую синеклизу и раскрывающихся в западном направлении. Вместе с тем сопоставление трендов различных фиксированных этапов указывает на неоднократные смещения оси синеклизы во времени. На графике, построенном для двух пересечений – западного (через Дунгу) и восточного (через Биринжик), установлено резкое смещение оси синеклизы к югу, продолжавшееся в течение мелового и палеогенового периодов, и незначительное смещение на север в неогене. Закономерное смещение оси к югу, по-видимому, обусловленное периодами активных поднятий Горного Мангышлака на северо-востоке и Карабогазского свода на юго-западе, соответствует периодам активного формирования структурного плана современных бортов синклизы и может служить основой для предположения о том, что основная зона прогибания располагается южнее современной оси Мангышлакско-Устюртской синеклизы в пределах акватории Каспийского моря. Это предположение, вполне согласующееся с установленным выше региональным наклоном продуктивного комплекса в юго-юго-западном направлении, в настоящее время подтверждено данными морских сейсморазведочных работ, выявивших к югу от мыса Песчаного обширную впадину глубиной 4,5–5 км. Указанная впадина, по-видимому, является областью генерации основной массы УВ, мигрировавших на север и аккумулировавшихся ловушками современного Южного Мангышлака. В соответствии со смещениями оси синеклизы во времени, очевидно, существенно изменились и условия латеральной миграции. Ось синеклизы, активно формировавшейся в верхнеюрскую эпоху, находилась в 30–50 км севернее ее современного положения.

Все это существенно повышает перспективность локальных структур этой части региона. Таким образом, перспективность локальных структур, расположенных вблизи выявленной области возможной генерации УВ повышается. Они, вероятно, служили первым экраном на пути миграции УВ на север, к северо-восточному борту синеклизы.

Наиболее перспективными в нефтегазоносном отношении на основании миграционных факторов являются локальные структуры Мангышлакско-Устюртской синеклизы: Морская Песчаномысская, Морская Ракушечная и Морская Кендырли, располагающиеся в непосредственной близости от области генерации УВ по пути возможной их региональной миграции.

Ф.И. Хатьянов

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРИ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ И ПАЛЕО-ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ НА НЕФТЬ И ГАЗ В СЛОИСТО-ЗОНАЛЬНЫХ СРЕДАХ

Ограниченные возможности применения комплекса геофизических методов разведки при палеотектонических и палеогеоморфологических исследованиях, особенно в платформенных областях, до последнего времени во многом обусловливались использованием при геологической интерпретации параметров и характеристик так называемой "модели слоистой среды". При такой модели глубинные геофизические разрезы оказывались обедненными и однотипными даже в условиях существенно различного геологического строения пространства, так как на них изображались преимущественно опорные сейсмические, электрические и гравиактивные границы. Отсутствовала информация о внутреннем строении осадочных комплексов и слоев между этими границами, которые в ряде случаев необоснованно принимались за однородные. Современные возможности геофизических методов разведки и региональных исследований указывают на необходимость применения более сложной модели, которая была названа слоисто-зональной (Хатьянов, 1969). Эта модель требует целенаправленного использования геофизической информации о параметрах среды и их смене в пространстве. Параметры и характеристики реальных или моделируемых сред должны в обязательном порядке отображаться на основных результативных (структурных, сейсмических и др.) геофизических картах и разрезах. Совместное исследование внутреннего неоднородного строения (вещественного состава) слоев и отдельных комплексов осадочных отложений, а также структурного рельефа геофизических границ (поверхностей), их ограничивающих, определяет содержание структурно-формационного направления в развитии геофизических, в первую очередь сейсмических методов разведки, которое должно прийти на смену "структурному". Структурно-формационное направление в разведочной геофизике является дальнейшим развитием идей Б.А. Андреева (1965) и его последователей – С.В. Крылова, Ф.И. Хатьянова, З.М. Слепак, В.М. Новоселицкого и других о послойной зональности физических свойств осадочных пород и о путях развития структурной геофизики, с одной стороны, а с другой стороны, – его идей об историко-геологической интерпретации геофизических данных, которые отражают известное положение Н.М. Страхова о том, что тектогенез и литогенез – это две стороны одного и того же историко-геологического процесса.

Необходимо различать и использовать два основных источника геофизической информации о параметрах и характеристиках модели "слоисто-зональной" среды: 1) методы непосредственного их определения по данным статистической обработки волновых или стационарных полей на поверхности Земли и во внутренних точках геологического пространства, 2) способы косвенного их определения пересчетом остаточных аномалий, как разности между "наблюденными" и полученными математическим мо-

делированием (синтетическими) полями. Комплексный подход имеет ряд преимуществ и перспектив применения.

Оказывается, что "качественные" поисковые геофизические признаки, основанные на особенностях внутреннего зонального строения объектов, вызывающих аномалии, имеют часто не меньшее практическое значение, чем традиционные "структурные" признаки, особенно при геологической интерпретации временных и глубинных разрезов, полученных методом общей глубинной точки (МОГТ), и сейсмических карт нефтегазоносных ловушек различного морфогенетического типа. Перспективными направлениями следует считать комплексирование и корреляцию данных различных сейсмических и других геофизических методов: МОГТ, продольные и поперечные волны, – по Л.Ю. Бродову и Н.Н. Пузыреву, МОГТ и метода регулированного направленного приема (МРНП), по Л.И. Иванову, сейсморазведки и гравимагниторазведки, сейсморазведки и электроразведки.

На современном этапе доступны для изучения следующие параметры "слоисто-зонального"строения отдельных комплексов осадочного чехла: 1) в сейсморазведке – аномалии интервальных и эффективных скоростей распространения продольных и поперечных волн, их анизотропия; аномалии интервальных времен выдержанных по мощности слоев; динамические особенности упругих волн (коэффициенты эффективного затухания и поглощения продольных и поперечных волн); информация о зональности строения основных сейсмических границ (характер их "зеркальности" и "шероховатости") и промежуточных сейсмических горизонтов (непараллельное залегание, узловые зоны интерференции и резкого исчезновения); информация по дифрагированным и отраженно-рассеянным волнам от "особых точек" и другие; 2) в гравиразведке – "интервальные" и остаточные аномалии формационно неоднородных толщ, полученные после исключения влияния верхних (промежуточных) контактных поверхностей и регионального фона методами геологических редукций или формальных математических трансформаций; аномалии избыточных, эффективных и средних плотностей; 3) в электроразведке аномалии продольного удельного (кажущегося) электрического сопротивления; аномалии продольной электрической проводимости и некоторые другие параметры. Остановимся на конкретных примерах.

Проблема геофизического определения пространственного положения и латеральной миграции во времени основных палеогеоморфологических обстановок седиментации Камско-Кинельских впадин. Помимо уверенного трассирования по временным разрезам МОГТ узких осевых зон этих впадин, ограниченных крутыми бортами, в обосновании литолого-фациального состава толщ заполнения определенное значение имеет привлечение дополнительной информации об изменении интервальных скоростей V "У" – "Д". Использование комплекса данных $\Delta T_{"У"-"Д"}$ и $V_{"У"-"Д"}$ позволяет однозначно обосновывать непрерывность этих зон в пределах Актаныш-Чишминской и Уфимско-Инзерской депрессий, считавшихся ранее разобщенными. Последние пересекают Предуральский краевой прогиб.

При трассировании заволжского аккумулятивного рифогенного уступа большое методическое значение имеет информация по промежуточному отражающему горизонту "*Т*", который более уверенно прослеживается с помощью МОГТ. При участии автора были составлены карты интервальных времен $\Delta T_{"B"-"T"}$ и $\Delta T_{"B"-"У"}$ и временной разрез, обосновывающие возможности трассирования и аккумулятивно-топографическую природу заволжского борта, амплитуда которого на структурной карте составляет 150 м. Эти результаты носят принципиальный характер, так как имеются значительные трудности в корреляции разнофациальных разрезов по данным глубоких скважин, и результаты сейсморазведки МОГТ, эффективные в условиях существенно карбонатного состава отложений бортов, вносят весьма весомый вклад при палеогеоморфологических реконструкциях.

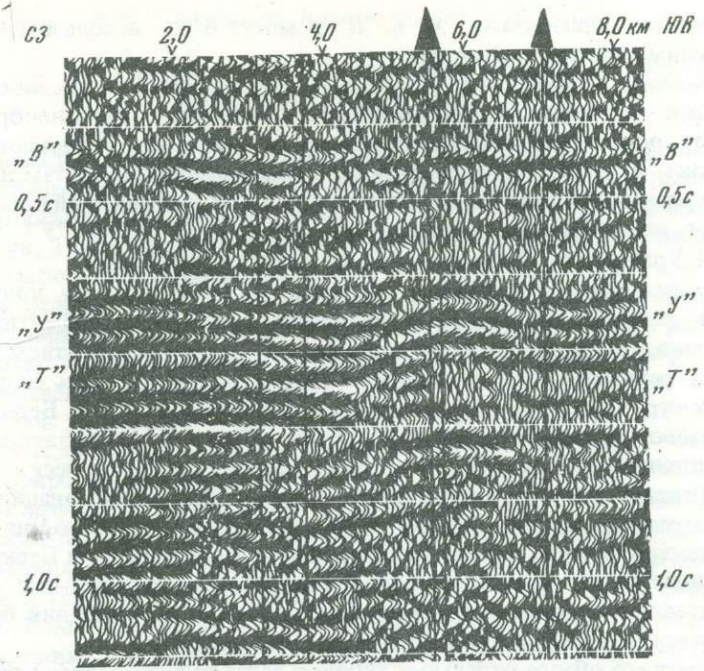
Возможности и перспективы решения более тонких задач, трудность решения которых связана с накоплением отдельных толщ в форме "осадочного клина", латеральной миграцией форм палеорельефа черепетского и кизеловского времени и "выклиниванием" терригенной толщи нижнего карбона, установлены сотрудниками ВНИИгеофизика (Л.Ю. Бродов и др.) на временных разрезах МОГТ (поперечные волны) на Актанышской площади.

Проблема поисков и детального изучения рифовых структур. Важное значение информации об аномалиях интервальных скоростей и времен иллюстрируется на примере Таймурзинского рифового массива в Актаныш-Чишминской депрессии (метод пересчета, по Кухаренко Ю.Н., Куряевой В.В. и др.) и рифа Уилмен в Техасе (метод прямого определения скоростей и пересчета временного разреза в глубинный с помощью ЭВМ). Поскольку от поверхности рифов в ряде случаев не прослеживается надежных отражений, большую ценность представляют данные по промежуточным горизонтам вблизи склонов и над вершиной массивов, что видно на временном разрезе МОГТ через Ново-Узыбашевский нефтеносный рифовый массив верхнедевонско-турнейского возраста, открытый вблизи осевой зоны Актаныш-Чишминской депрессии в 1975 г. (рис. 1).

Перспективы использования динамических характеристик отраженных волн, в особенности отображающих поглощение упругих колебаний, известны на примере Березниковского верхнедевонского рифа в Соликамской депрессии (Пермская обл.). Модель и экспериментальное определение коэффициента затухания (β) от горизонтов II – поверхность турне и III – кыновский горизонт (данные Камского отделения ВНИГНИ) выявляет отчетливые аномалии на бортах рифового массива и максимум разности β_{III-II} на его вершине.

Проблема изучения внутреннего строения соляных куполов и формационного состава соляных толщ. Глубинные разрезы МРНП изучены автором по профилям, пересекающим Соль-Илецкий выступ подсолевого ложа юго-восточной части Русской плиты и северный борт Прикаспийской впадины (Г.Г. Штейнберг, С.С. Ефимкина, ВНИИгеофизика).

На разрезах МРНП отчетливое отображение получили соляные купола, различающиеся не только по своей высоте, но и по внутреннему строению.



Временной разрез МОГТ через Ново-Узыбашевский верхнедевонско-турнейский нефтеносный рифовый массив по проф. 27 с.п. 12/75

Черным треугольником отмечены первые скважины, вскрывшие месторождения

На северо-востоке в предалах Соль-Илецкого выступа (область артинского мелководного шельфа) установлено наличие многочисленных дополнительных (промежуточных) отражающих горизонтов между кровлей и подошвой соленосной толщи, характеризующих внутреннюю тектонику диапировых структур. На юго-западе выступа, в пределах северо-восточного борта Прикаспийской впадины (область глубоководного прогиба артинского времени), внутри соляных куполов надежные отражающие горизонты не прослеживаются. Перечисленные сейсмические особенности диапировых структур позволяют отнести купола на юго-западе к соляным, связанным с моноциклической соленосной подформацией характерной для толщ заполнения некомпенсированных депрессий, а на северо-востоке – к гипсово-ангидритово-соляным, отвечающим полициклической соленосной подформации области компенсированного прогибания.

Картирование глубокопогребенных русел древних рек и эрозионно-карстовых впадин. В последние годы получены положительные результаты МОГТ и МОВ, использованных при решении этой проблемы на севере Башкирии и в Татарии. Важно отметить, что на временных разрезах МОГТ нижневизейские эрозионные врезы, выполненные терригенными отложениями бобриковского горизонта, отобразились в виде аномальных зон и локальных неоднородностей в толще между опорными

отражающими горизонтами "*У*" и "*Д*" и могут быть использованы как качественные поисковые признаки.

Проявление погребенных девонских грабенообразных прогибов. На временных разрезах, характеризующих локальные грабенообразные прогибы по данным МОГТ, качественные признаки проявляются по девонским, а также по додевонским отражающим горизонтам (узкие зоны дифракции, вертикальные срывы и др.) при непрерывной прослеживаемости вышележащих отражающих горизонтов "*В*" и "*У*" (Бекетовский, Уршакский, Уразметовский, Сергеевский грабены).

Трассирование подсолевых региональных взбросо-надвигов, контролирующих газонефтеносные антиклинальные складки. Эффективность вычисления интервальных гравитационных аномалий посредством геологических редукций, т.е. исключение влияния промежуточных солянокупольных структур, показано на примере открытия в 1976 г. Беркутовского газового месторождения в Башкирии. Комплексная интерпретация гравитационных ступеней интервальных аномалий и сейсмических признаков (корреляционный метод преломленных волн в комбинации с методом отраженных волн, КМПВ + МОВ), выполненная при участии и под руководством автора, позволила трассировать Саратовскую и Беркутовскую полосы взбросо-надвигов, контролирующих антиклинальные складки, в пределах которых открыты одноименные месторождения бурением, по рекомендации Башкирского геофизического треста.

Из краткого обзора отдельных типовых задач палеогеоморфлогического и палеотектонического анализа можно сделать вывод, что структурно-формационное направление в развитии теории и методики комплексной геологической интерпретации геофизических данных весьма актуально и заслуживает самого серьезного внимания со стороны геологов и геофизиков, работающих в области поисков нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

Андреев Б. А. Геофизические методы в региональной структурной геологии. М., "Недра", 1965, 319 с.

Хатьянов Ф. И. Слоисто-зональная модель среды как основа геологического истолкования геофизических данных при поисках локальных платформенных структур различного типа. – ДАН СССР, 1969, т. 189, № 3, с. 611–614.

М.М. Грачевский, В.А. Долицкий, Е.В. Кучерук

К МЕТОДИКЕ ПОИСКОВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РИФОВ

Месторождения нефти и газа, связанные с погребенными рифовыми телами, обнаружены в отложениях от нижнепалеозойских до неогеновых, в нефтегазоносных бассейнах различного генезиса и строения (Высоцкий, Кучерук, 1976; Грачевский, 1974). На их долю приходится значительная часть мировых запасов нефти и газа. Еще большее значение они имеют в общем балансе добычи. Роль нефтяных и газовых месторождений, связанных с рифами, с каждым годом возрастает. Месторождения в рифах обнаруживают как в новых, так и в старых, хорошо изученных нефтегазоносных бассейнах (Высоцкий, Кучерук, 1976).

Весьма актуальна проблема поисков нефтегазоносных рифов в нашей стране. Месторождения нефти и газа, связанные с рифами, – важный резерв прироста запасов нефти и газа. Это относится в первую очередь к таким нефтегазоносным областям, как Прикаспийская впадина, Предуральский прогиб, Камско-Кинельская система впадин, Печорская и Амударьинская впадины, где рифогенные структуры и связанные с ними нефтяные и газовые месторождения обнаружены в отложениях разного возраста. Возможно также открытие нефтяных и газовых месторождений, заключенных в рифогенных постройках и в других районах нашей страны, например в юрских отложениях Предкавказья, в разрезе палеозоя Днепровско-Донецкой и Припятской впадин, в кембрийских образованиях Иркутского бассейна и др.

В настоящее время поиски погребенных рифов как в СССР, так и за рубежом, проводятся в основном с помощью геофизических методов. Несомненно, доминирующая роль этих методов сохранится и в ближайшем будущем (Грачевский, 1974).

Сейсморазведка. Основными признаками, свидетельствующими о наличии на данной площади рифового тела, являются следующие: 1) существование структуры уплотнения над рифом, которая четко выявляется на карте разности времен прихода отраженных волн от границ, расположенных ниже и выше рифа; 2) аномалия скорости волн, прошедших через тело рифа, вследствие его большей плотности по сравнению с окружающими породами.

Такая аномалия фиксируется на графиках интервальной скорости, получаемых на ЭВМ одновременно с сейсмическим разрезом; 3) аномалия частот – увеличение на несколько герц частоты сейсмических волн, отраженных от надрифовых границ – четко проявляется с помощью оптических преобразований (Fitton, Dobrin, 1967); 4) изменение формы волн, прошедших тело рифа; для получения этого признака строят "волновые карты", представляющие собой специально подобранные наблюдения по методу общей глубинной точки (МОГТ) (Скворцов и др., 1976), по которым можно проследить зависимость изменения формы волны от расстояния между источником упругих колебаний и прибором и выявить волны, прошедшие тело рифа.

Кроме того, признаком наличия рифа может быть изменение полярности отражений от поверхности рифа и границ над ним, которое происходит в результате изменения соотношения акустических жесткостей над рифом из-за уплотнения пород, неполноты разреза и смены одних пород другими (Ashoke, 1973). Следует подчеркнуть, что отдельно каждый из перечисленных выше признаков очень редко может быть использован для прогнозирования рифов (Pallister, 1967). Только при одновременном проявлении ряда признаков можно с достаточной степенью уверенности сделать вывод о наличии погребенных рифов.

Гравиразведка. Анализ многочисленных геологических и геофизических данных по многим нефтегазоносным бассейнам мира показал, что рифам, залегающим на глубине, часто соответствуют характерные гравитационные аномалии. Среди них можно различить: а) просто максимум, б) максимум с минимальной зоной вокруг него, в) минимум с небольшим возрастанием силы тяжести к центру, г) просто минимум. Чаще всего наблюдается максимум с ободком минимума силы тяжести вокруг него, т.е. аномалия типа "сомбреро" (Yungul, 1961).

Интенсивность таких аномалий обычно бывает порядка 0,5 мгл. В последние годы все большее признание находит концепция, согласно которой наблюдаемый гравитационный эффект над погребенными рифами в значительной степени обусловлен наличием над ними вертикальной зоны пород повышенной плотности, образовавшейся в результате уплотнения осадочных пород.

Гравитационные аномалии над рифами весьма слабы и малы по площади. Поэтому для оконтуривания отдельных рифов, создающих аномалии в десятые доли миллигала, необходима высокоточная гравиразведка, проводимая по очень плотной сети наблюдений, что позволяет учитывать поверхностные неоднородности.

Высокоточные гравиметрические съемки способствовали открытию многих нефтяных и газовых месторождений, связанных с рифами в США, Канаде, Ливии, СССР и в других странах. Однако эффективность гравиразведки неодинакова в районах различного геологического строения. Это хорошо видно на примере поисков силурийских погребенных рифов в двух соседних платформенных нефтегазоносных бассейнах США: Иллинойском и Мичиганском. В первом, где рифы заключены в карбонатно-глинистой толще, гравиразведка оказалась неэффективной. В Мичиганском бассейне, где рифы перекрываются эвапоритовой толщей пород, этим методом удалось обнаружить многие нефтяные и газовые месторождения (Ells, Champion, 1976). Следует отметить, что данный метод эффективен лишь до глубины порядка 1200 м.

Зачастую гравиметрия используется как рекогносцировочный метод, с учетом данных которого впоследствии проводятся детальные геофизические исследования, главным образом сейсморазведка.

Электроразведка. Электроразведка для поисков рифов впервые была широко применена в СССР в западной части Предуральского прогиба. С ее помощью изучалась поверхность нижнепермских хемогенных отложений, покрывающих рифы, в частности были обнаружены поднятия опорного электрического горизонта, обусловленные структурами уплот-

нения над рифами. Эти поднятия не отличимы от других, образованных соляными диапирами. Поэтому возникла необходимость применения комплекса методов, включавшего гравиметрическую съемку и электроразведку, позднее замененную сейсморазведкой (Долицкий, 1950). Электроразведочные работы методом становления электромагнитного поля, проведенные в Предуральском прогибе, позволили выявить крупные карбонатные образования, приуроченные к поверхности додевонских отложений (Хатьянов, Меламуд, 1968). Последующим бурением было установлено, что опорному электрическому горизонту соответствовали мощные карбонатные образования верхней части калтасинской свиты. В 1971 г. в Предуральском прогибе в опытном порядке было выполнено 14 зондирований становлением поля с установкой "петля в петле", которые показали применимость этого метода для картирования подсолевых отложений в районах со сложным геологическим строением (Ляпустин, Брусьянина, 1973).

Исследования методом теллурических токов выявили соответствие рифам четко выраженных положительных аномалий (Yungul, Hemfree, Greenhouse, 1973). Последние смещены в плане относительно рифов, что обусловлено латеральным изменением сопротивления надрифовых толщ, вызванного по-видимому, влиянием рифов на характер последующей седиментации или вторичными процессами.

Магниторазведка. Погребенные рифы и окружающие их осадочные породы не имеют магнитных свойств, поэтому погребенное рифовое тело нельзя обнаружить непосредственно с помощью магнитной съемки. Однако в ряде нефтегазоносных бассейнов (Западно-Канадском, Иллинойском и др.) проведение магнитных съемок оказалось целесообразным, так как было установлено, что погребенные одиночные рифы, развитые в нижних горизонтах осадочного чехла, часто бывают приурочены к древним поднятиям, которые контролируются выступами в рельефе кристаллических пород фундамента, отличающихся повышенной магнитностью. Так, расположение одиночных рифов ниагарского возраста (силур) в Иллинойском бассейне контролировалось древними локальными поднятиями, которые отражались в рельефе дна морского бассейна ниагарского времени (Stevenson, 1973). Выяснение простирания древних (досилурийских) поднятий с использованием данных магнитометрии и сейсморазведки, приносит в этом регионе существенную пользу при поисках месторождений нефти и газа, связанных с рифами. В плане наблюдаются совпадения линейных магнитных аномалий и барьерных рифов, что может быть связано с зоной разломов в фундаменте. Известен также случай совпадения местоположения одиночного рифа с изометрической магнитной аномалией, которая связана с интрузией изверженных пород, пронизывающих рифовый массив. Таким образом, магниторазведка может быть использована при поисках погребенных рифовых тел, перспективных на нефть и газ, лишь в качестве вспомогательного метода, позволяющего ориентировать дальнейшие поиски с использованием других геофизических методов.

Весьма интересно использование за рубежом при поисках нефтегазоносных рифов данных радиометрии для изучения как естественного гам-

ма-поля земной поверхности, так и характера радиоактивности неглубоко залегающих пород (Armstrong, Heemstra, 1972). Над многими нефтяными и газовыми месторождениями, связанными с рифами (Ред-Уотер, Иннисфейл, Уэстерус, Раунд-Топ, Аспермонт-Лейк и др.), установлены пониженные радиометрические аномалии. Некоторые нефтяные месторождения были обнаружены поисковым бурением, поставленным исключительно на основе аэрорадиометрических данных (например, месторождение Мангервилл в Техасе).

Одним из важнейших источников информации при поисках погребенных рифовых построек является каротаж скважин (Долицкий, 1966). Недавно разработан и успешно опробован при поисках нефтегазоносных рифов новый метод, названный "региональной рекогносцировкой"(RECON). Он основан на всестороннем анализе данных каротажа непродуктивных скважин, их цифровом кодировании, обработке данных на ЭВМ и сопоставлении с аналогичными результатами по продуктивным скважинам. Для толщи, представляющей интерес в отношении обнаружения нефтегазоносных рифов, в пределах известного рифового месторождения по материалам каротажа определяются некоторые параметры и их изменения в скважинах, находящихся на различных расстояниях от залежи. Эти параметры затем используются при анализе материалов каротажа той же толщи пород в непродуктивных поисковых скважинах, расположенных в сходных геологических условиях. В результате оценивается расстояние каждой поисковой скважины от предполагаемой залежи, на основе чего составляется карта с выделением перспективных участков (Shier, 1975).

Заслуживает внимания широкое использование за рубежом при поисках нефтегазоносных рифов данных об элементах залегания пластов, полученных с помощью наклономеров (Shields, Gaham, 1974). Эти данные обрабатываются ЭВМ и способствуют целенаправленному проведению поисков погребенных рифов.

Одним из перспективных методов поисков погребенных рифов, который может применяться как в новых, так и в старых (обсаженных или необсаженных) скважинах, является скважинная гравиметрия, с помощью которой выявлен ряд нефтяных и газовых месторождений, в том числе несколько продуктивных погребенных рифов в Мичиганском бассейне (Rasmussen, 1975).

Следует отметить весьма интересную методику поисков рифовых массивов, примененную в Индонезии. Здесь установлено, что многие антиклинальные складки, четко отображающиеся в рельефе земной поверхности, в действительности являются структурами уплотнения над погребенными рифами. Такие структуры успешно картируются аэрофотосъемкой, а затем каждое поднятие детализируется сейсморазведкой (Vincelette, 1974). Геоморфологическая выраженность погребенных рифов в структуре земной поверхности наблюдается и в других районах,в частности в Западно-Канадском (в Центральном Альберте) и Иллинойском бассейнах.

Таким образом, эффективность различных методов поисков погребенных нефтегазоносных рифов определяется геологическим строением района, литологическими особенностями разреза и геоморфологической ситуацией.

ЛИТЕРАТУРА

Высоцкий И. В., Кучерук Е. В. Современное состояние учения о нефтегазоносных бассейнах. М., ВИНИТИ, 1976, 102 с.

Грачевский М.М. Палеогеоморфологические предпосылки распространения нефти и газа. М., "Недра", 1974, 154 с.

Долицкий В. А. Геологическое истолкование материалов геофизических разведок. – В кн.: Курс геофизических методов разведки нефтяных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1950, с. 379–462.

Долицкий В. А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М., "Недра", 1966, 387 с.

Ляпустин Б. А., Брусьянина Л. И. О возможностях картирования подсолевых отложений методом ЗСТ в условиях Предуральского прогиба. – Нефтегазовая геол. и геофиз., 1973, № 6, с. 34–37.

Скворцов И.А., Богданов А.А., Кучерук Е.В. Новое в методике и технике разведочной геофизики за рубежом. М., ВНИИОЭНГ, 1976, 64 с.

Хатьянов Ф.И., Меламуд Б.М. О возможном верхнедокембрийском краевом барьерном рифе в западной прибортовой зоне Бирско-Верхнекамского авлакогена. – Геол. нефти и газа, 1968, № 1, с. 46–51.

Armstrong F.A., Heemstra R.J. Radiometric proposed for exploration. – Oil and Gas J., 1972, v. 70, N 23, p. 88–97; N 24, p. 152–162.

Ashoke K.N. Perfection amplitude, modelling can help locate Michigan reefs. – Oil and Gas J., 1973, v. 73, N 11, p. 180–182.

Ells G.D., Champion B.I. Development in Michigan. – Bull. AAPG, 1976, v. 60, N 8, p. 1215–1221.

Fitton I.C., Dobrin M.B. Optical processing and interpretation. – Geophysics, 1967, v. 32, N 5, p. 105–107.

Pallister A.E. How apply seismic data to western canadian reefs. – World Oil, 1967, v. 165, N 2, p. 62–67.

Rasmussen N.F. Borehole gravimeter finds by passed oil, gas. – Oil and Gas J., 1975, v. 73, N 39, p. 100–104.

Shields C., Gaham M.J. The dipmeter used to recognize depositional environment. – APEA J., 1974, v. 14, N 1, p. 181–188.

Shier D. E. Analising digitized well logs locates Smacover strat traps. – World Oil, 1975, v. 180, N 6, p. 73–75.

Stevenson D.L. The effect of buried Niagarian reefs on overlying strata in South-Western Illinois. – Circ. State Geol. Surv., 1973, N 482, p. 22.

Vincelette R.E. Reef exploration in Iriah-Java, Indonesia. – Australian Oil and Gas Rev., 1974, v. 20, N 7, p. 12–26.

Yungul S.H. Gravity prospecting for reefs. – Geophysics, 1961, v. 26, N 1, p. 45–56.

Yungul S.H., Hemfree M.R., Greenhouse I.P. Telluric anomalies associated with isolated reefs in Midland basin, Texas. – Geophysics, 1973, v. 38, N 3, p. 545–556.

Ю.Н. Кухаренко, Н.К. Юнусов, Ф.И. Хатьянов, В.В. Куряева, В.А. Тихонова

РОЛЬ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ И ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА НЕФТЬ И ГАЗ НА ЮГО-ВОСТОКЕ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Широкое применение в последние годы метода общей глубинной точки (МОГТ) стимулировало развитие палеотектонических и палеогеоморфологических исследований на нефть и газ. В то же время новые достижения в области палеогеоморфологической и палеотектонического анализа имеют большое значение для выработки методики комплексной геологической интерпретации данных МОГТ и бурения, особенно на первом этапе внедрения метода, ограниченного в основном составлением временных сейсмических разрезов на ЭВМ. Таким образом, открывается новая фаза применения сейсморазведки на стадии ведения детальных поисково-разведочных работ.

Наибольшая геологическая эффективность МОГТ установлена при реконструкции палеорельефа верхнедевонско-турнейского времени, обосновании закономерностей формирования аккумулятивных седиментационных бортовых уступов некомпенсированных депрессий Камско-Кинельской системы и приуроченных к ним и краевым частям палеошельфов рифовых структур.

В пределах Актаныш-Чишминской и Уфимско-Инзерской некомпенсированных депрессий удалось вполне однозначно протрассировать ранее не изученные бурением осевые зоны, ограниченные бортами, сложенными верхнетурнейскими (предмалиновскими) карбонатными и карбонатно-терригенными отложениями. Эти осевые зоны (шириной до 3–6 км) отчетливо прослежены на временных сейсмических разрезах МОГТ по методике 12-кратного перекрытия. Установлено, что прибортовые зоны, особенно северо-восточная, имеют значительно большую величину. Обоснованы дополнительные перспективы поисков новых полос верхнедевонско-турнейских рифов, подтвержденные в 1975 г. открытием на Ново-Узыбашевском сейсмическом поднятии крупного рифового массива с суммарным этажом нефтеносности в 200 м. Риф открыт между ранее пробуренными глубокими разведочными скважинами, имеет по артинскому структурному плану амплитуду всего 5 м и был пропущен разведкой. На временном разрезе МОГТ, где впервые обнаружен Ново-Узыбашевский риф, отмечается комплекс поисковых сейсмических признаков: аномалии интервальных времен ΔT"$у$"–"$Д$", ΔT"$В$"–"$у$", особенности прослеживания горизонта "$Т$" непосредственно вблизи поверхности рифа, слепая зона прослеживания отражений в предполагаемом рифовом комплексе, нарушение корреляции отражения горизонта "$Д_1$", под рифовым массивом. Этот комплекс признаков отвечает палеогеоморфологическим особенностям рифов верхнедевонско-турнейского возраста. В то же время на соседнем Преображенском сейсмическом поднятии отмечается четкое

соответствие всех отражающих горизонтов (надрифовых "*У*", "*В*", "*Т*" и подрифового "$Д_1$"). Следовательно, в предполагаемом верхнедевонско-турнейском рифовом комплексе здесь отсутствуют аномалии интервальных времен и какие-либо изменения динамических особенностей записи отраженных волн. По своей природе поднятие не относится к рифам.

Другим принципиально важным результатом являются данные по западной бортовой зоне Актаныш-Чишминской палеодепрессии. В этой зоне до сих пор не были выявлены рифовые массивы, здесь в основном картировались аккумулятивные карбонатные борта, сложенные карбонатными породами верхнедевонского и турнейского возрастов, а локальные рифовые структуры были установлены лишь в краевой части верхнедевонского шельфа. С помощью МОГТ в 1974 г. было исследовано Шейхалинское поднятие, а в 1975 г. – рифовый массив (между заволжским и верхнетурнейским бортами). Раскрываются перспективы для поисков локальных рифовых массивов в западной прибортовой зоне Актаныш-Чишминской и Уфимско-Инзерской депрессий.

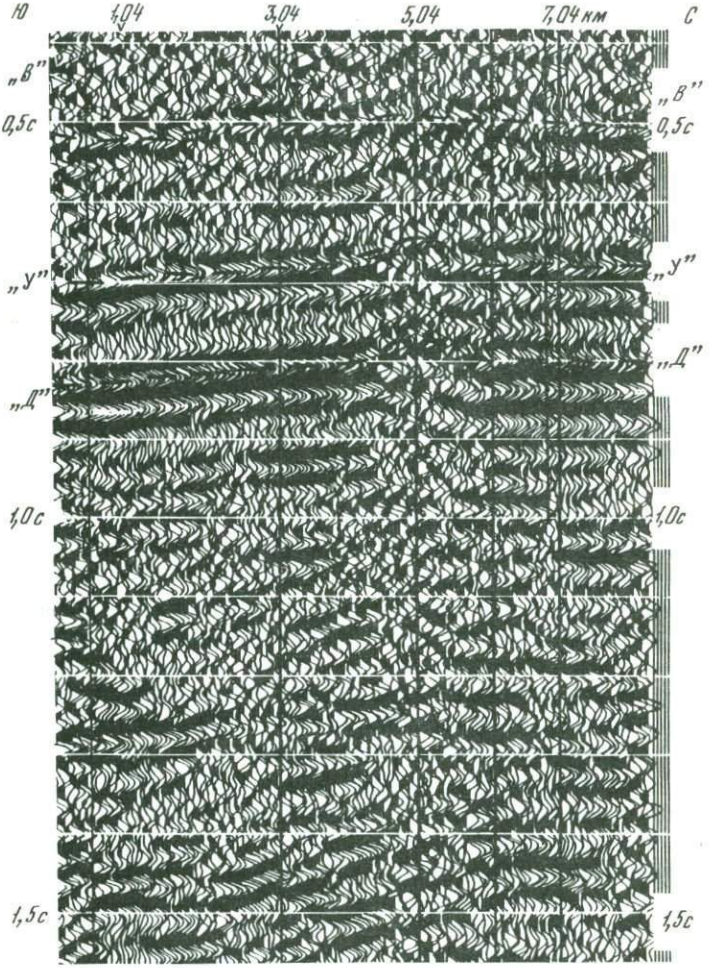
Существенные результаты сейсморазведки МОГТ получены при палеотектонических исследованиях, связанных с выяснением закономерностей пространственного положения полос девонских грабенообразных прогибов, контролирующих структурно-литологические залежи нефти, на примере Сергеевско-Демской и Тавтиманово-Уршакской нефтеносных зон. Морфогенетические особенности этого типа структур уже достаточно известны. Отметим лишь, что эти конседиментационные, сравнительно короткого периода формирования сложно построенные структуры либо не имеют отчетливого отображения по горизонтам выше кыновского, в особенности по артинскому, либо это отображение разнородное.

По многочисленным данным временных разрезов МОГТ в Тавтиманово-Уршакской полосе установлено преобладание качественных поисковых признаков грабенообразных прогибов, в то время как в Сергеевско-Демской полосе ранее были выявлены более отчетливые структурные признаки. Первая полоса проявляется в зональном строении и аномальных сейсмических записях отражающих горизонтов "$Д_1$" и "$Д_2$" в терригенной толще девона и в нижележащих вендских отложениях узкого грабенообразного прогиба.

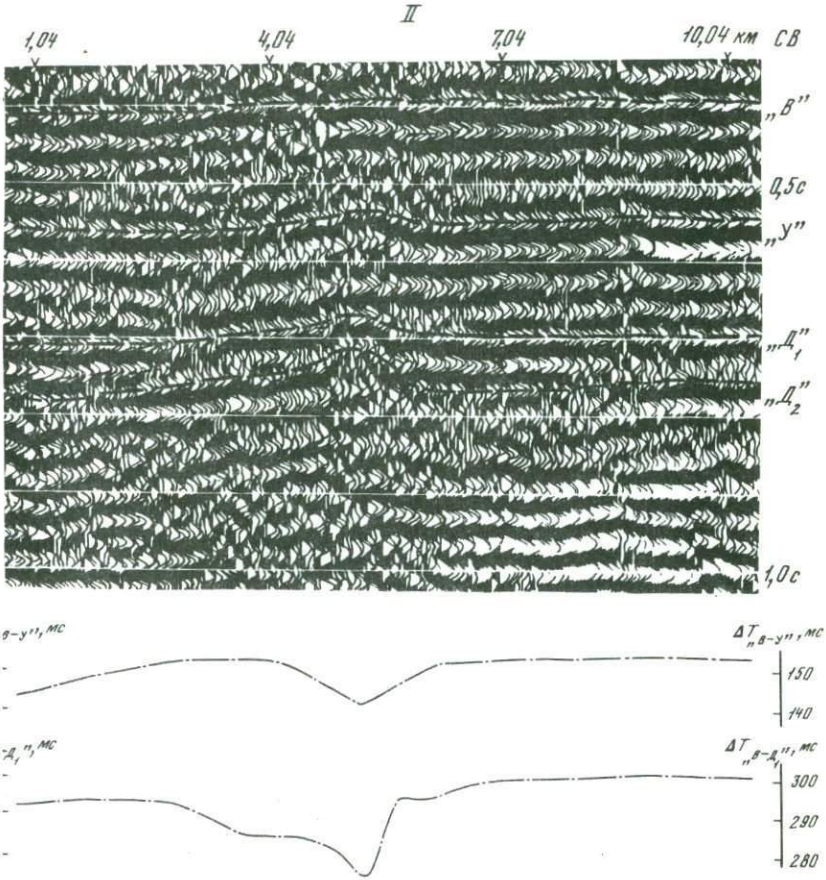
Особенно ценными данные МОГТ оказались при трассировании Уразметовско-Федоровского продолжения Тавтиманово-Уршакской полосы нефтегазонакопления на протяжении свыше 70 км – одного из главных направлений поисково-разведочных работ.

Новым направлением палеотектонических исследований с помощью МОГТ является картирование погребенных горстовидных нефтеносных поднятий в терригенной толще девона, нередко осложненных биогермами в вышележащих отложениях. Они расположены цепочками между грабенообразными прогибами. Методом ОГТ в 1975 г. были подготовлены к бурению Нигматуллинское и Игенченское поднятия, образующие вместе с ранее установленным по данным МОВ Сарышевским поднятием (Аскаровское нефтяное месторождение) единую цепочку локальных горстовидных структур, нефтеносных в девонских отложениях в полосе между Сергеевско-Демским и Бекетовско-Уршакским грабенообразными проги-

I


Ю
1,04
3,04
5,04
7,04 км
С
„В"
0,5с
„У"
„Д"
1,0с
1,5с

ΔT „в-у", мс
180
170
160
ΔT „у-д", мс
130
120



менные разрезы МОГТ

– через Нигматуллинскую девонскую нефтеносную структуру горстовидного
по проф. 45 с.п. 10/75; II – через Ивановское поднятие, приуроченное к юго-
точному продолжению Серафимовско-Ленинской девонской флексуры по
ф. 25 с.п. 10/74

ии (рис., I). Горстовидные поднятия неширокие до 0,5–1 км, с амплиой до 30–40 м. Выявлять их обычно применявшейся методикой при ьших интервалах (порядка 500 м) между пунктами взрывов и плохо слеживающихся отражающих горизонтов "*Д*", "*У*" и "*В*" было затруднительно. Данные сейсморазведки МОГТ в настоящее время являются еделяющими для поисков этого нового типа структур, составляющих ный резерв прироста запасов нефти.

Принципиально важным результатом палеотектонической интерпрета временных разрезов МОГТ в комплексе с данными гравиразведки ысокоточной аэромагнитной съемки является установление юго-восточо продолжения Серафимовско-Ленинского вала, которое долгое мя оставалось невыясненным, несмотря на попытки обнаружить его

по данным структурно-поискового бурения. Основным признаком выделения структуры послужило выявление флексуры по девонским отражающим поверхностям, выполаживающейся по бобриковскому ("*У*") и особенно верейскому ("*В*") горизонтам, на временных разрезах МОГТ. Эти разрезы получены по редкой сети регионально-поисковых профилей, наиболее информативные из которых субмеридиональные, ориентированные вкрест вероятного простирания вала (рис., II). На юго-восточном продолжении вала, названного Аслыкульско-Раевским, выявлен ряд перспективных участков для детальных площадных работ МОГТ, а также выделены первоочередные объекты для поискового бурения. В комплексе со структурно-поисковым бурением среди карбонатных отложений турне открыто Солонцовское нефтяное месторождение, находятся в разведке Западно-Ивановское и Шестопаловское поднятия.

Высокая разрешающая способность МОГТ по сравнению с ранее применявшимся МОВ установлена на примере поисков пологих газонефтеносных складок, сопряженных с малоамплитудными взбросами или флексурами во внешней зоне Юрюзано-Сылвенской депрессии. Ранее при проведении здесь сейсмических работ МОВ и МОГТ по стандартной методике положительных результатов получено не было. Успех был достигнут после существенного усовершенствования полевых работ МОГТ с применением мощных интерференционных систем – площадного группирования взрывов в 8–11 скважинах глубиной до 10 м на базе 100 м и площадного группирования 48 сейсмоприемников на базе 170 м, проведением специальных работ МПВ для учета поверхностных неоднородностей. На двух поднятиях, подготовленных по этой методике МОГТ, – Муслюмовском и Северо-Мечетлинском – в 1975 г. открыты газовые месторождения. Данные МОГТ использованы для прогнозирования закономерностей простирания погребенных взбросов и определения направления детальных работ.

Такая усложненная методика 12-кратного перекрытия с центральным пунктом взрыва при базе приема 4700 м и фланговой системой наблюдений при базе приема 3450 м, основанная на применении мощных интерференционных систем с одновременным группированием большого числа источников возбуждения и сейсмоприемников, получает все большее применение для выявления палеотектонических и палеогеоморфологических признаков перспективных структур.

Наибольшая геологическая эффективность МОГТ на юго-востоке Русской платформы, в пределах Башкирии, достигнута к 1975 г. Подготовлено и рекомендовано к бурению 25 структур. Открыто девять новых месторождений и залежей нефти и газа. Эффективность по продуктивности на нефть и газ сейсмических структур достигла 64%, а по продуктивности законченных скважин составила 66%.

Необходимо дальнейшее совершенствование методики комплексной геологической интерпретации данных МОГТ и бурения с использованием информации об изменении мощностей и параметров слоисто-зональной модели среды (интервальных скоростей, затухания колебаний, анизотропии и т.д.). Эта информация отвечает задачам палеогеоморфологического и палеотектонического анализа нефтегазоперспективных комплексов.

В.И. Горшков

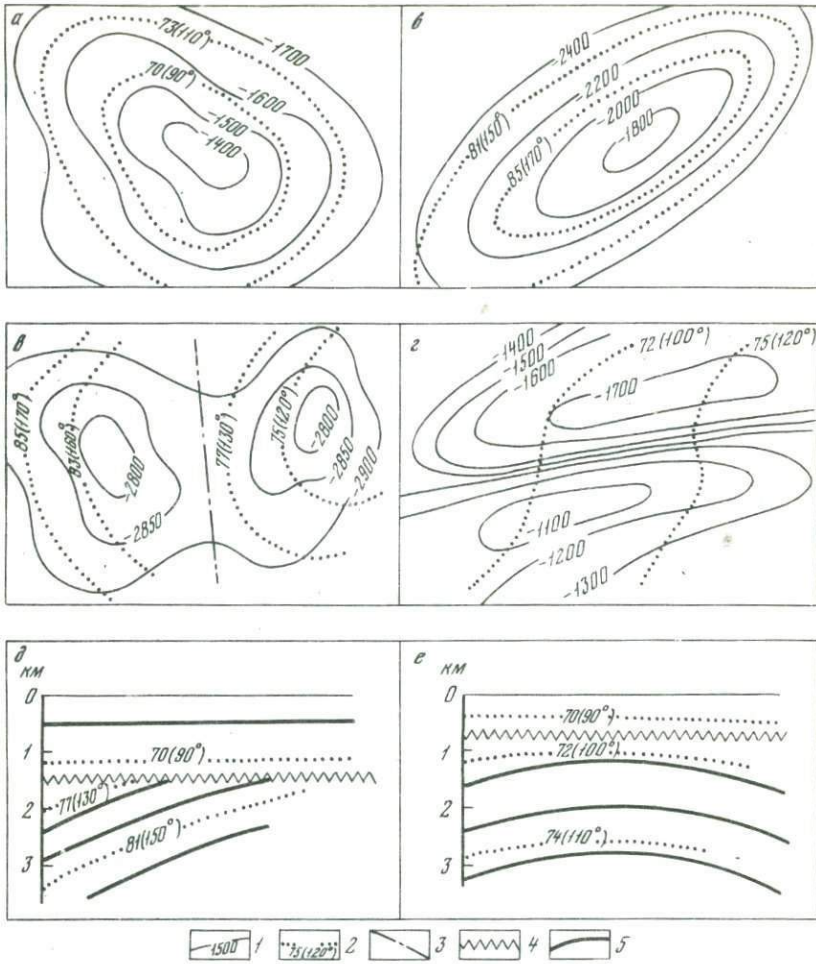
РОЛЬ ПАЛЕОГЕОТЕРМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В РЕШЕНИИ НЕКОТОРЫХ ЗАДАЧ ПАЛЕОСТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА И ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ

Формирование историко-генетических типов разнопорядковых структур обусловлено различиями в режимах колебательно-блоковых тектонических движений. Суммарный результат этих движений выражается не только в современной гипсометрии структур, мощности и литофациальном составе отложений, но и в степени катагенетического преобразования пород и ископаемой органики. Последнее является отражением наибольшего термобарического напряжения, которое испытала структура в прошлом, как правило, в момент ее максимального погружения. Поэтому природа палеотемпературных аномалий, фиксируемых в осадочном чехле методом определения отражательной способности (ОС) витринита, тесно увязывается с особенностями истории тектонического развития региона.

Палеоструктурные построения основаны на анализе мощностей, литофаций или древнего рельефа. Однако использование этих методов не всегда возможно, например, при наличии в разрезе крупных размывов, длительных перерывов в осадконакоплении или периодов некомпенсированного прогибания. Границы многих видов несогласного залегания пород также являются весьма сложными объектами для восстановления палеотектонической истории их образования. Значительно облегчают расшифровку этих границ сведения о степени катагенетического преобразования и палеотемпературах контактирующих по несогласию подстилающих и перекрывающих отложений.

Поля катагенеза и палеотемператур отражают в основном конседиментационное положение структур на момент их максимального погружения. Последующая история развития тектонической структуры, особенно если она сопровождается складчатостью, разрывными нарушениями или размывом, приводит к значительному расхождению между прежней и современной ее формами. Такое расхождение фиксируется прежде всего несоответствиями значений ОС витринита современному залеганию пород, что, в частности, позволяет использовать градиент ОС для ориентировочного определения амплитуды инверсионных перемещений отдельных стратиграфических горизонтов и крыльев разрывных нарушений (Аммосов, 1967).

Таким образом, на основе связи катагенеза пород и органического вещества (ОВ) с формой конседиментационных структур, т.е. первичными поднятиями и прогибаниями, представляется возможным сформулировать положения, пригодные для более уверенной классификации некоторых современных структурных тектонотипов. 1. Согласованность современных форм залегания и мощности отложений с характером палеотемпературного поля (сильной или слабой степенью катагенеза ОВ) свидетельствует об унаследованном развитии складчатой структуры или ее тектонической стабильности (рис.,а). Примеры: Сургутский и Тазовский



Типы взаимоотношений структурных форм с полями катагенеза и палеотемператур

1 – стратоизогипсы; *2* – изореспленды витринита (R^a, в ‰ относ.), в скобках – максимальные палеотемпературы; *3* – предполагаемые тектонические нарушения; *4* – границы залегания пород; *а–г* – план; *д, е* – разрез

своды, Бузулукская впадина, Покровско-Сорочинская вершина. 2. Согласованность температурного поля с распределением мощности осадков и вместе с тем несоответствие его современным формам тектоники и гипсометрии слоев свидетельствует о позднем инверсионном характере развития структуры и ее повышенной тектонической активности (см. рис. б). Примеры: Краснознаменский свод, большая часть Каракумского свода, Кулешовско-Корнеевская валообразная зона.

Широкие возможности для решения отдельных задач палеотектоники вытекают из анализа соотношений и связей структуры с особенностями

распределения палеотемпературных полей и полей катагенеза в плане и в разрезе. Так, резкое изменение свойств палеотемпературного поля в плане свидетельствует о наличии вдоль границы этого изменения разрывной дислокации раннего заложения, длительного или прерывистого развития во времени. Часто эти дислокации с трудом поддаются расшифровке при помощи структурного анализа из-за возвратных перемещений толщ по плоскостям разломов (см. рис., в). Примеры: Салымский свод (Волков и др., 1968), Долговско-Погромненский блок Бобровско-Покровского вала (Горшков, 1975), Жирновско-Линевский блок Доно-Медведицких поднятий. Спокойное, ненарушенное распределение температурного поля по обе стороны структурного скачка, фиксируемого методами структурного анализа, свидетельствует о позднем проявлении этой дислокации и позволяет определить знак и величину амплитуды ее смещения (см. рис. г). Пример: Жигулевская флексура. Резкая смена свойств катагенетического или палеотемпературного поля в разрезе вдоль границ структурных комплексов, этажей, ярусов (катагенетическое, или, по Н.П. Гречишникову (1975), палеотемпературное несогласие) свидетельствует о различной истории формирования подстилающих и перекрывающих отложений. Количественное выражение несогласий через показатели ОС витринита или палеотемператур с учетом возраста контактирующих отложений может служить основой для расшифровки геологической истории до и после перерыва, для оценки масштаба перерыва и степени эрозии, степени переработки пород и других параметров (см. рис., д, е). Пример: блок Жанасу-Туресай и блок Тересken Южно-Эмбенского палеозойского поднятия.

Если наряду со стратиграфическим или структурным несогласием между подстилающими и перекрывающими комплексами отложений существует значительное катагенетическое и палеогеотермическое несогласие (см. рис. д), то это обстоятельство указывает на глубокую эрозию подстилающих отложений. Мощность эродированных отложений приближенно можно определить по градиенту ОС витринита в сохранившейся части разреза подстилающей толщи, исходя из положения, что были размыты осадки более низких стадий катагенеза вплоть до ранней буроугольной. Чем резче скачок в значениях ОС витринита на границе несогласия, тем глубже была денудация верхних горизонтов подстилающих отложений, вследствие которой бывает уничтожена значительная часть ранее сформировавшихся залежей нефти и газа. Напротив, есть случаи, когда стратиграфическое несогласие не сопровождается катагенетическим и палеотемпературным несогласием (см. рис., е). Стадия катагенеза в основании перекрывающих пород без заметного скачка сменяется последующими стадиями в подстилающих отложениях иного возраста. В этом случае возможны два предположения. Первое состоит в том, что несогласие отражает крупный перерыв в осадконакоплении без значительной эрозии пород подстилающего комплекса. Второе предположение не исключает размыва ранее отложившихся осадков любой мощности. Однако следующие за перерывом прогибание и накопление более молодых отложений могут оказаться настолько значительными, что приведут к существенно большему, чем ранее, погружению и дополнительному

преобразованию пород и ОВ подстилающего комплекса отложений. В результате такого погружения катагенез пород и ОВ в основании перекрывающей толщи может сравняться с уровнем стадийного преобразования подстилающих отложений и скачок в значениях ОС витринита (катагенетическое несогласие) будет снивелирован. Поверхности несогласий, не сопровождаемые катагенетическими несогласиями, представляют именно те "места особого значения", по А. Леворсену, где вдоль их границ возникают благоприятные для миграции и аккумуляции углеводородов (УВ) природные условия: зоны повышенной пористости и проницаемости пород, подземные ловушки различных типов и т.п. Действительно, в первом случае размывы пород вдоль поверхности несогласия не были крупными. Их разрушительное влияние на условия консервации ранее образовавшихся залежей УВ было незначительным. В другом случае повторный катагенез вследствие более глубокого погружения и более жестких термобарических обстановок приводил к дальнейшей реализации нефтегазоматеринского потенциала подстилающего комплекса, но в новых условиях, когда покрышкой для вновь образующихся скоплений нефти и газа служили молодые осадки.

Стадийный и палеотемпературный анализ несогласий имеет большое значение для оценки перспектив нефтегазоносности структурных комплексов различного ранга. В частности, на древних платформах (например, Русской) имеется несколько структурных этажей, разделенных значительными перерывами в осадконакоплении и катагенетическими несогласиями. В основании осадочного чехла молодых платформ развиты, как правило, отложения промежуточного (переходного) комплекса, которые далеко не всегда разделены катагенетическими несогласиями. Палеотемпературные исследования могут значительно облегчить расшифровку этих структурных соотношений и способствовать правильной оценке перспектив их нефтегазоносности.

ЛИТЕРАТУРА

Аммосов И.И. Литификация и нефтеносность. – В кн.: Петрология углей и парагенез горючих ископаемых. М., "Наука", 1967, с. 3–80.

Волков Э.В., Горшков В.И., Юшинская З.Н. Взаимосвязь катагенеза, тектоники и нефтеносности структур Салымского поднятия Западной Сибири. – ДАН СССР, 1968, т. 181, № 3, с. 684–687.

Горшков В.И. Катагенез и палеогеотермия палеозойских отложений юго-востока Волго-Уральской провинции в связи с оценкой перспектив их нефтегазоносности. – В кн.: Геология и разработка нефтяных месторождений востока Волго-Уральской провинции. М., "Наука", 1975, с. 79–83.

Гречишников Н.П. Палеогеотермические несогласия. – Изв. вузов. Сер. Геол. и разв., 1975, № 4, с. 36–38.

СОДЕРЖАНИЕ

Еременко Н.А., Клубов В.А., Мкртчян О.М., Соколов В.Л. Основные направления палеотектонических и палеогеоморфологических исследований в нефтегазоносных областях 3
Бакиров А.А. Палеотектонические исследования – научная основа прогнозирования нефтегазоносности недр 10

ПАЛЕОТЕКТОНИКА И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Успенская Н.Ю. Влияние тектонических движений по разломам шарнирного типа на распространение ресурсов нефти и газа в земной коре 22
Соколов Б.А. Палеотектонический контроль нефтегазообразования и нефтегазонакопления в платформенных условиях 26
Иванов В.В. Общие закономерности тектонической эволюции – основа типизации и прогноза нефтегазоносности бассейнов 30
Грачевский М.М., Калик Н.Г., Калинин Н.А., Кузнецов Ю.Я., Польстер Л.А., Чепелюгин А.Б., Шлейфер М.С. Палеотектонические и палеогеоморфологические критерии прогнозирования зон нефтегазонакопления, связанных с погребенными барьерными рифами 34
Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Кирюхин Л.Г., Кошелев Н.И., Кравченко К.Н., Анцупов П.В., Голов А.А., Гончаренко Б.Д. Палеотектоника и нефтегазоносность юга СССР 37
Табасаранский З.А. Некоторые результаты палеотектонических исследований на территории эпигерцинской платформы юга СССР и особенности формирования скоплений нефти и газа 46
Акрамходжаев А.М., Давлятов Ш.Д., Ситников В.И., Хаджибеков М. Периклинальные прогибы Средней Азии и их значение для нефтегеологического районирования 50
Оводов Н.Е. Использование результатов палеотектонических исследований для раздельного прогноза перспектив нефте- и газоносности платформенной части запада Средней Азии 52
Геодекян А.А., Берлин Ю.М., Пиляк В.Л., Троцюк В.Я., Ульмишек Г.Ф. Значение палеотектонических и палеогеографических исследований при оценке перспектив нефтегазоносности (на примере Каспийского моря и его обрамления) 54
Али-заде А.А., Алиев А.К., Тагиев Э.А., Рзаев М.А., Алиев А.А., Надиров С.Г. Использование результатов палеотектонических исследований при оценке нефтегазоносности депрессионных областей Азербайджана 59
Алиханов Э.Н., Бунат-заде З.А., Гоберман К.И. О соотношении структурных планов южной части Апшеронской области в связи с нефтегазоносностью . . 64
Мамедов А.В. Палеотектоника Куринской впадины и закономерности размещения зон нефтегазонакопления 70
Горелов Г.П., Дагаев Л.А., Андреев В.М. Тектоническое развитие триасового комплекса Равнинного Дагестана и сопредельных районов Ставропольского края 75
Лисовский Н.Н., Надежкин А.Д., Афанасьев В.С., Голубев В.С. Влияние особенностей палеотектонического и палеогеоморфологического развития на размещение и формирование залежей нефти и газа в Башкирии 77
Рождественский А.П., Тихонов В.А., Куряева В.В., Хатьянов Ф.И. О значении палеотектонических и палеогеоморфологических исследований для научно обоснованного прогноза и выбора новых направлений поисково-разведоч-

ных работ на юго-востоке Русской платформы и в Предурало-Прикаспийской впадине . . . 80
Воронин Н.И. Основные закономерности палеотектонического контроля нефтегазоносности на территории астраханско-калмыцкой части Прикаспийской впадины . . . 82
Авров В.П. Палеотектонические предпосылки нефтегазоносности подсолевых отложений юго-востока Прикаспийской впадины . . . 86
Рудкевич М.Я., Максимов Е.М. Палеотектонический анализ нефтегазоносных комплексов и крупных структурных элементов Западно-Сибирской плиты как основа нефтегеологического прогнозирования . . . 90
Барыкин С.К. Палеотектонические предпосылки нефтегазоносности среднепалеозойских отложений Вилюйской синеклизы . . . 94
Горбачев В.Ф. Оценка перспектив газонефтеносности Сибирской платформы по результатам палеотектонического анализа . . . 97
Кондакова Л.П., Мовшович Э.Б. Палеотектонические и палеогеоморфологические условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Пакистане . . . 99

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЙ АСПЕКТ ИЗУЧЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

Тихомиров В.И., Чахмахчев В.А., Хачатрян Р.О. Палеотектоника Волго-Уральской провинции и ее отражение в геохимических особенностях литогенеза девонско-нижнекаменноугольных отложений . . . 104
Халимов Э.М., Бабалян Г.Г., Камалетдинов Р.А., Хамзин А.З. Палеотектонические и палеогеоморфологические условия накопления песчаных коллекторов в девонских отложениях Башкирии . . . 108
Чепиков К.Р., Никишин В.И. О палеотектонических условиях распространения терригенных коллекторов и ловушек нефти и газа на древних платформах (на примере кембрийских песчаников Балтийской синеклизы) . . . 111

ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Проничева М.В., Эвентов Я.С., Рождественский А.П., Полканова Л.П., Саввинова Г.Н., Такаев Ю.Г. Значение и методика изучения палеогеоморфологических условий нефтегазоносных областей . . . 115
Серегин А.М., Фердман Л.И. Структурно-палеогеоморфологические предпосылки нефтегазоносности . . . 121
Марковский Н.И. Палеобиогеографическая зональность нефтегазонакопления . 125
Геодекян А.А., Дубовской И.Т., Матвиевская Н.Д. Палеогеоморфологические предпосылки нефтегазогеологического районирования (на примере верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) . . . 128
Шайхутдинов Р.С., Мельников С.Н., Аминов Л.З., Байдова И.К. Прогноз погребенных локальных поднятий на склонах Татарского свода методами палеогеоморфологии . . . 133
Алексин А.Г., Коваленко Е.Г. Палеогеоморфологические особенности зон выклинивания продуктивных отложений в Шаимском районе в связи с направлениями поисково-разведочных работ на нефть и газ . . . 136
Будагов Б.А. Палеогеоморфологические условия нефтегазоносных областей Юго-Восточного Кавказа . . . 140

ИЗУЧЕНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР

Клубов В.А. Нефтегазоносные ловушки как объекты палеотектонических и палеогеоморфологических исследований (постановка вопроса) . . . 142
Грекова Н.В., Замаренов А.К., Кононов Ю.С., Никитина В.И., Ускова Н.И., Федоров Д.Л. Зависимость между возрастом и продуктивностью тектонических структур на юго-востоке Русской и северо-западе Турано-Скифской плит . . . 151

Рыжков О.А., Закиров З.Р., Эмануэль Э.В., Адылов Д.М., Рыжкова М.О. Некоторые особенности развития альпийских локальных складок в связи с перспективами их нефтегазоносности (на примере Средней Азии) 155
Каштанов В.А., Соколов А.Д., Левченко И.Г., Качасов Г.И., Запивалов Н.П., Худорожков Г.П. Использование ЭВМ при палеотектонических исследованиях для оценки перспектив нефтегазоносности на примере локальных поднятий Западно-Сибирской плиты 157

МЕТОДИКА НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ И ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Хачатрян Р.О. О методике палеотектонического анализа платформенных структур нефтегазоносных провинций 159
Шилкин А.Н. К методике палеогеоморфологического анализа платформенных нефтегазоносных бассейнов 163
Бочкарев В.С., Мишульский М.И., Федоров Ю.Н. Принципы и новые методы палеотектонического и структурного анализа нефтегазоносных областей. . . 167
Бурлин Ю.К., Баженова О.К. Палеотектонический анализ как метод выявления условий генерации углеводородов (на примере осадочных бассейнов северо-западной части Тихоокеанского пояса) 172
Бабадаглы В.А., Шебалдина М.Г., Гончарова Т.Ф. Структурно-ритмостратиграфический метод палеотектонического анализа 176
Долицкая Т.В., Долицкий В.А., Кучерук Е.В. К методике исключения влияния погребенного рельефа при палеогеологических реконструкциях 183
Аждар-Алиев, Безменов В.Г., Мукимов Р.А. Теоретические предпосылки применения математических методов при палеотектонических исследованиях. . 186
Арабаджи М.С., Гаврилов В.П., Мильничук В.С. Восстановление палеонаклонов продуктивных комплексов Южного Мангышлака методом тренд-анализа для определения возможных направлений миграции углеводородов. 192
Хатьянов Ф.И. Геофизические методы при палеотектонических и палеогеоморфологических исследованиях на нефть и газ в слоисто-зональных средах . . . 198
Грачевский М.М., Долицкий В.А., Кучерук Е.В. К методике поисков нефтегазоносных рифов 203
Кухаренко Ю.Н., Юнусов Н.К., Хатьянов Ф.И., Куряева В.В., Тихонова В.А. Роль сейсморазведки в повышении эффективности палеотектонических и палеогеоморфологических исследований на нефть и газ на юго-востоке Русской платформы. 208
Горшков В.И. Роль палеогеотермических исследований в решении некоторых задач палеоструктурного анализа и оценке перспектив нефтегазоносных областей 213

УДК [551.248.1 + 551.4:56]:553.981

Основные направления палеотектонических и палеогеоморфологических исследований в нефтегазоносных областях. Еременко Н.А., Клубов В.А., Мкртчян О.М., Соколов В.Л. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г. с. 3–9.

Рассматриваются состояние, основные направления и ряд конкретных задач палеотектонических и палеогеоморфологических исследований в нефтегазоносных областях. Подчеркивается необходимость совместного использования результатов палеотектонических и палеогеоморфологических исследований в комплексе с другими историко-геологическими методами при решении научных и практических задач, связанных с поисками месторождений нефти и газа.

УДК 551.248.1:553.98

Палеотектонические исследования – научная основа прогнозирования нефтегазоносности недр. Бакиров А.А. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 10–21.

Анализируется значение палеотектоники при нефтегеологическом районировании с целью прогноза нефтегазоносности недр и поисков крупных зон нефтегазонакопления.

Ил. 7. Библ. 5 назв.

УДК 551.24.553.98 (21.9)

Влияние тектонических движений по разломам шарнирного типа на распространение ресурсов нефти и газа в земной коре. Успенская Н.Ю. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 22–25.

Изучение Месопотамской нефтегазоносной провинции показывает, что палеотектонические условия, связанные с длительно проявляющимися движениями по шарнирным зонам, которым в фундаменте отвечают глубинные разломы, послужили основным фактором возникновения здесь многочисленных месторождений-сверхгигантов.

Ил. 1. Библ. 11 назв.

УДК 551.3.051:553.982 (470)

Палеотектонический контроль нефтегазообразования и нефтегазонакопления в платформенных условиях. Соколов Б.А., – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 26–29.

Тектоническая направленность развития платформенных бассейнов в значительной степени определяет их нефтегазоносность. Рассмотрены эволюция и нефтегазоносность бассейнов внутриплатформенного, периплатформенно-складчатого и периплатформенно-океанического типов.

Библ. 4 назв.

УДК 551.24 (71)

Общие закономерности тектонической эволюции – основа типизации и прогноза нефтегазоносности бассейнов. Иванов В.В. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 30–33.

Используя основные закономерности эволюции тектонических регионов и вводя в схему типизации нефтегазоносных бассейнов исторический аспект, автор построил единую систему и установил генетические взаимосвязи бассейнов различного типа, что позволило определить место и время каждого из них в последовательно сменяющихся тектонических обстановках, проследить переход одного типа в другой и установить закономерности в стадийности их развития.

Ил. 1. Библ. 1 назв.

УДК [551.248.1 + 551.4:56] :553.98.2.762.33

Палеотектонические и палеогеоморфологические критерии прогнозирования зон нефтегазонакопления, связанных с погребенными барьерными рифами. Грачевский М.М., Калик Н.Г., Калинин Н.А., Кузнецов Ю.Я., Ольстер Л.А., Чепелюгин А.Б., Шлейфер М.С. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 34–36.

Кратко описывается методика прогнозирования зон нефтегазонакопления, связанных с погребенными барьерными рифами. Приводятся примеры прогноза таких зон в европейской части СССР и в сопредельных зарубежных странах.

Ил. 1.

УДК 551.248.1 (47–13) :553.98.

Палеотектоника и нефтегазоносность юга СССР. Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Кирюхин Л.Г., Кошелев Н.И., Кравченко К.Н., Анцупов П.В., Голов А.А., Гончаренко Б.Д., – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 37–45.

Показана тесная взаимосвязь между тектонической эволюцией территории и пространственным размещением месторождений нефти и газа. В связи с повышенным геотермическим градиентом на молодых платформах процесс нефтеобразования протекал на меньших глубинах и более интенсивно, чем на древних. На процессы миграции углеводородов УВ значительное влияние оказывала морфология древних склонов: на плоских склонах происходило рассеивание УВ, на дифференцированных – концентрация. Аномально высокая плотность ресурсов нефти и газа на таких участках, как Каневско-Березанский, Жетыбай-Узеньский, Газлинский, Денгизкульский объясняется наличием протяженных зон поднятий (гребней), обеспечивающих накопление УВ, мигрировавших с обширной нефтегазосборной площади.

Ил. 2.

УДК 551.248.1.242.5 (47–13) :553.982.2

Некоторые результаты палеотектонических исследований на территории эпигерцинской платформы юга СССР и особенности формирования скоплений нефти и газа. Табасаранский З.А. Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 46–49.

Показано, что крупные геоструктурные элементы платформы развивались унаследованно и только в конце палеогена и в неогене испытали существенную перестройку. Дана генетическая классификация локальных структур, отмечено, что продуктивность не зависит от времени их заложения. Для среднеазиатской части эпигерцинской платформы доказывается связь между скоростью осадконакопления и нефтегазоносностью. При прочих равных условиях области максимальных скоростей осадконакопления и максимальных ресурсов УВ совпадают. Крупные скопления УВ возникают в результате питания из нескольких источников генерации нефти и газа.

УДК 551.24 (575) 553.98 (2/9)

Периклинальные прогибы Средней Азии и их значение для нефтегеологического районирования. Акрамходжаев А.М., Давлятов Ш.Д., Ситников В.И., Хаджибеков М. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г. с. 50–51.

Описан новый тип крупных тектонических структур – периклинальные прогибы. Эти прогибы расположены между орогенной зоной и платформой и более перспективны, чем передовые прогибы.

УДК 551.24.553.982 (575)

Использование результатов палеотектонических исследований для раздельного прогноза перспектив нефте- и газоносности платформенной части запада Средней Азии. Оводов Н.Е. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии., М., "Наука", 1978 г. с. 52–53.

Рассматривается во времени процесс формирования залежей нефти и газа. Установлено, что генерация жидких УВ в продуцирующих юрских отложениях была наибольшей к началу накопления верхнемеловых образований, а максимальное газообразование – в период накопления палеогеновых отложений и, возможно, продолжается и поныне.

УДК 553.981/982,061,33 (26.03:262.81)

Значение палеотектонических и палеогеографических исследований при оценке перспектив нефтегазоносности (на примере Каспийского моря и его обрамления). Геодекян А.А., Берлин Ю.М., Пиляк В.Л., Троцюк В.Я., Ульмишек Г.Ф. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 54–59.

Новая трактовка палеотектоники Среднего Каспия, основанная на анализе последних геофизических данных, позволила уточнить представления о перспективах нефтегазоносности. Расчет генерации жидких УВ в байос-батском и апт-альбском нефтематеринских комплексах позволяет обосновать возможность нефтегазонакопления в антиклинальных зонах Южного Дагестана и в Песчаномысско-Ракушечном приподнятом блоке.

Ил. 2.

УДК 551.248.1 (479.24) :553.98

Использование результатов палеотектонических исследований при оценке нефтегазоносности депрессионных областей Азербайджана. Али-заде А.А., Алиев А.К., Тагиев Э.А., Рзаев М.А., Алиев А.А., Надиров С.Г. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 59–63.

Анализируется палеотектоническое развитие локальных поднятий в пределах основных нефтегазоносных областей Азербайджана, что позволяет прогнозировать наличие или отсутствие в них скоплений нефти и газа.

УДК 551.248.1 (479.24) :553.98.2

О соотношении структурных планов южной части Апшеронской области в связи с нефтегазоносностью. Алиханов Э.Н., Буниат-заде З.А., Гоберман К.И. – Палеоктектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 64–69.

Образование Каспийской впадины определило характер соотношения структурных планов в пределах Апшеронской области.

Выраженность структур субмеридионального и субширотного простирания зависела от расстояния до осевых зон Каспийской впадины и Большого Кавказа и разновременности формирования последних.

Ил. 1.

УДК 551.248.1 (479.24 + 479.22) :553.98.2

Палеотектоника Куринской впадины и закономерности размещения зон нефтегазонакопления. Мамедов А.В. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 70–74.

Структура впадины трехъярусная: байкальский кристаллический фундамент, мезозойско-палеогеновый промежуточный комплекс и олигоцен-четвертичные молас-

совые образования. Зоны нефтегазонакопления приурочены к областям наибольшего устойчивого прогибания в различные геологические периоды.

Ил. 3.

УДК 551.24. 551.761 (470.67 + 470.63)

Тектоническое развитие триасового комплекса Равнинного Дагестана и сопредельных районов Ставропольского края. Горелов Г.П., Дагаев Л.А., Андреев В.М. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 75–76.

По фундаменту и доверхнемеловым отложениям осадочного чехла выделен Северо-Дагестанский древний выступ. Линейные и изометрические структуры II порядка в подавляющем большинстве сформировались унаследованно в зависимости от развития фундамента.

УДК [551.248.1 + 551.4.56] (470.57) :553.9.8.2.

Влияние особенностей палеотектонического и палеогеоморфологического развития на размещение и формирование залежей нефти и газа в Башкирии. Лисовский Н.Н., Надежкин А.Д., Афанасьев В.С., Голубев В.С. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 77–79.

Показана взаимосвязь развития осадочной толщи со степенью мобильности разломов различной ориентации, что определяет связь нефтегазоносности с палеотектоническим планом развития территории. Исходя из этого, в истории развития палеозойского осадочного чехла выделено три этапа, характеризующихся особой палеотектонической или палеогеографической обстановкой.

УДК [551.248.1 + 551.4:56 (470.40/.43+470.44/.47) :550.8.011

О значении палеотектонических и палеогеоморфологических исследований для научно обоснованного прогноза и выбора новых направлений поисково-разведочных работ на юго-востоке Русской платформы и в Предурало-Прикаспийской впадине. Рождественский А.П., Тихонов В.А,, Куряева В.В., Хатьянов Ф.И. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 80–81.

Совместный палеогеоморфологический и палеотектонический анализ геолого-геофизических данных позволил выявить и прогнозировать распространение рифтовых и других седиментационных структур, а также комбинированных тектоно-седиментационных структур-ловушек в нижнепермско-среднекаменноугольных карбонатных отложениях.

УДК 551.248.1 (470.47 + 470.46) :553.98

Основные закономерности палеотектонического контроля нефтегазоносности на территории астраханско-калмыцкой части Прикаспийской впадины. Воронин Н.И. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 82–85.

Выявлены новые закономерности палеотектонического контроля нефтегазоносности, рассмотрено влияние возраста поднятий, активности их роста, эрозионных размывов и региональных уклонов на нефтегазоносность, что позволяет дать предварительную оценку перспектив поисковых объектов до постановки глубокого бурения.

Ил. 1.

УДК 551.248.1

Палеотектонические предпосылки нефтегазоносности подсолевых отложений юго-востока Прикаспийской впадины А в р о в В.П. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 86–89.

На основе сейсмических данных дан палеотектонический анализ подсолевых отложений юго-восточной части Прикаспийской впадины, который позволил выявить конкретные районы нефтегазонакопления.

Ил. 1. Библ. 3 назв.

УДК 551.248.1 (571.1) : 553.98

Палеотектонический анализ нефтегазоносных комплексов и крупных структурных элементов Западно-Сибирской плиты как основа нефтегеологического прогнозирования. Р у д к е в и ч М.Я., М а к с и м о в Е.М. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 90–93.

Выделяются основные структурные элементы, прослеживается палеотектоническое развитие юрского и неокомского нефтегазоносных комплексов, история формирования поднятий I–II порядков, что определяет фазовое состояние УВ в ловушках.

Ил. 1.

УДК [551.248:551.73] :553.98 (571.56)

Палеотектонические предпосылки нефтегазоносности среднепалеозойских отложений Вилюйской синеклизы. Б а р ы к и н С.К. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 94–96.

Изложены представления о палеотектонических и палеогеографических особенностях среднепалеозойской истории развития региона. Выделены районы, характеризующиеся благоприятными условиями для нефтегазообразования и формирования залежей нефти и газа.

УДК 553.98. 2 (571.1) :551.248.1

Оценка перспектив газонефтеносности Сибирской платформы по результатам палеотектонического анализа. Г о р б а ч е в В.Ф. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 97–98.

Палеотектонические реконструкции газонефтеносных комплексов в сочетании с геохимической обстановкой позволяют выделить область генерации и накопления УВ разного фазового состояния, дифференцировать регионы по степени перспективности.

УДК [551.248.1 + 551.4:56] (553.98 (549) :553.98.2

Палеотектонические и палеогеоморфологические условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Пакистане. К о н д а к о в а Л.П., М о в ш о в и ч Э.Б. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 99–103.

Выделено семь основных этапов кайнозойского геоморфогенеза, различающихся рельефообразующими процессами, генетическими типами и формами рельефа, степенью его расчлененности, условиями седиментации, направленностью и амплитудой палеотектонических движений.

Ил. 1.

УДК 551.24 + 550.42

Палеотектоника Волго-Уральской провинции и ее отражение в геохимических особенностях литогенеза девонско-нижнекаменноугольных отложений. Тихомиров В.И., Чахмахчев В.А., Хачатрян Р.О. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1938 г., с. 104–107.

Показано значение тектонического контроля для геохимических условий литогенеза. Мелководные осадки древних сводов характеризуются низкой сингенетичной битуминозностью пород, сравнительно невысокой степенью катагенеза РОВ. Породы впадин имеют повышенную сингенетичную битуминозность и сравнительно высокую катагенную преобразованность ОВ. Древние впадины и прогибы представляли собой основные зоны генерации нефти, а своды – главные зоны нефтегазонакопления.

УДК 551.248.1.4.56

Палеотектонические и палеогеоморфологические условия накопления песчаных коллекторов в девонских отложениях Башкирии. Халимов Э.М., Бабалян Г.Г., Камалетдинов Р.А., Хамзин А.З. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 108–110.

На основе палеотектонического и палеогеоморфологического анализа условий накопления песчаных отложений девона выявлены закономерности их распространения в пределах юго-восточного склона Русской платформы. Чередование полос песчаников увеличенных и сокращенных мощностей, а также зон развития и выклинивания коллекторов создают благоприятные условия для накопления УВ в литологических и структурно-литологических ловушках.

УДК 551.248.1.551.31.553.98.061.4.733 (474)

О палеотектонических условиях распространения терригенных коллекторов и ловушек нефти и газа на древних платформах (на примере кембрийских песчаников Балтийской синеклизы). Чепиков К.Р., Никишин В.И. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 111–114.

Установленные закономерности распространения песчаных коллекторов и неструктурных ловушек для нефти и газа указывают на необходимость детального анализа седиментационных и постседиментационных палеотектонических условий развития региона.

Ил. 1.

УДК [551.4:551.8]:550.812.553.98

Значение и методика изучения палеогеоморфологических условий нефтегазоносных областей. Проничева М.В., Эвентов Я.С., Рождественский А.П., Полканов Л.П., Саввинова Г.Н., Такаев Ю.Г. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 115–120.

На примере исследования Прикаспийско-Туранской области предлагается методика палеогеоморфологического анализа нефтегазоносных областей. Показано значение палеогеоморфологических исследований в решении ряда вопросов нефтяной геологии (изучение палеотектоники, выявлении зон развития нефтематеринских свит и коллекторов, при поисках неантиклинальных ловушек) в нефтегазоносных областях и необходимость этого метода анализа при определении направлений нефтепоисковых работ.

Ил. 1. Библ. 5 назв.

УДК 553.981.061.3

Структурно-палеогеоморфологические предпосылки нефтегазоносности. Серегин А.М., Фердман Л.И. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 121–124.

Структурно-палеогеоморфологические условия вместе с другими факторами оказывают существенное влияние на нефтегазообразование и нефтегазонакопление. В статье рассматривается роль палеогеоморфологических факторов в процессах генерации, аккумуляции и консервации нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах различных типов.

Ил. 1. Библ. 4 назв.

УДК 553.981/982.061.33

Палеобиогеографическая зональность нефтегазонакопления. Марковский Н.И.– Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 125–127.

Выявление и детальное восстановление прибрежных зон древних морей, устьев рек, рифогенных и других типов аккумулятивных отложений способствует установлению зон и участков наиболее интенсивного нефтегазонакопления, а следовательно, и эффективности поисков залежей нефти и газа.

УДК 551.351:551.734.5:500.8.021 (470.13)

Палеогеоморфологические предпосылки нефтегазогеологического районирования (на примере верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции). Геодекян А.А., Дубовской И.Т., Матвиевская Н.Д. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 128–132.

По соотношению в колонках комплекса различных литогенетических ассоциаций выделено несколько типов разрезов, каждый из которых соответствует в плане самостоятельной палеогеоморфологической зоне. Отмечается, что принципы нефтегазогеологического районирования на палеогеоморфологической основе пригодны для оценки перспектив осадочного чехла нефтегазоносных поясов континентальных окраин аккумулятивного профиля.

Ил. 2. Библ. 4 назв.

УДК 550.81 (470.41)

Прогноз погребенных локальных поднятий на склонах Татарского свода методами палеогеоморфологии. Шайхутдинов Р.С., Мельников С.Н., Аминов Л.З., Байдова И.К. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 133–135.

В результате палеогеоморфологического анализа склонов Татарского свода выделен ряд палеоморфоструктур, в которых зоны развития положительных форм рассматриваются как благоприятные для формирования ловушек нефти и рекомендуются в качестве первоочередных для постановки геолого-геофизических исследований.

УДК 551.4:56.551.24 (571):550.8.553.98.2

Палеогеоморфологические особенности зон выклинивания продуктивных отложений в Шаимском районе в связи с направлениями поисково-разведочных работ на нефть и газ. Алексин А.Г., Коваленко Е.Г. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 136–139.

С помощью палеогеоморфологического анализа в сочетании с материалами геолого-геофизических исследований уточнены направления поисково-разведочных работ.

Произведено картирование малоамплитудных морских береговых форм и верхнеюрского абразионного и абразионно-аккумулятивного палеорельефа, крутых склонов, уступов поднятий, реконструкция юрских береговых линий, верхнеюрских аккумулятивных и цокольных террас, нижне- и среднеюрских речных долин и дельт рек, кор выветривания линейного и площадного типа.

УДК 551.4:56 (479) :553.98

Палеогеоморфологические условия нефтегазоносных областей Юго-Восточного Кавказа. Будагов Б.А. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 140–141.

На основании анализа уровней поверхностей выравнивания, литологии пород, древних периодов оледенения восстанавливается палеогеоморфологические условия в пределах рассматриваемой территории.

УДК 553.98.23: [551.248.1 + 551.4:56]

Нефтегазоносные ловушки как объекты палеотектонических и палеогеоморфологических исследований (постановка вопроса). Клубов В.А. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 142–151.

Выделяются тектогенные, литогенные и палеогеоморфогенные ловушки. Каждый класс рассматривается как естественное множество – парагенетическое гомогенное сообщество ловушек, образующее систему. При взаимодействии эндогенных и экзогенных процессов в ходе поэтапного развития формируются гетерогенные сообщества ловушек. Сделан вывод, что при поисках нефтегазоносных ловушек палеотектонические и палеогеоморфологические методы исследования необходимо использовать в обязательном комплексе с другими методами.

Ил. 2.

УДК 551.248.1 :553.98 (470.4/5 + 574)

Зависимость между возрастом и продуктивностью тектонических структур на юго-востоке Русской и северо-западе Турано-Скифской плит. Грекова Н.В., Замаренов А.К., Кононов Ю.С., Никитина В.И., Ускова Н.И., Федоров Д.Л. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 152–154.

Отмечена приуроченность зон нефтегазонакопления к конседиментационным структурам II порядка в различных тектонических условиях (юго-восток Русской и северо-запад Турано-Скифской плит). Более продуктивны структуры раннего заложения.

УДК 551.248.1 (575) :553.98.2

Некоторые особенности развития альпийских локальных складок в связи с перспективами их нефтегазоносности (на примере Средней Азии). Рыжков О.А., Закиров З.Р., Эмануэль Э.В., Адылов Д.М., Рыжкова М.О. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 155–156.

Анализируется формирование крупного локального поднятия на месте нескольких положительных и отрицательных структур. Большинство крупных скоплений УВ приурочено к подобным поднятиям. Предложена методика определения времени заложения и изучения развития разрывных смещений.

УДК 551.24 (571.1) 553.981/982 + 681.14

Использование ЭВМ при палеотектонических исследованиях для оценки перспектив нефтегазоносности на примере локальных поднятий Западно-Сибирской плиты. Каштанов В.А., Соколов А.Д., Левченко И.Г., Качасов Г.И., Запивалов Н.П., Худорожков Г.П. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 157–158.

Анализ истории развития региона производится на основе изучения серии структурно-тектонических карт, что дает возможность прогнозировать продуктивность локальных поднятий до бурения скважин.

УДК 551.248.1:553.98

О методике палеотектонического анализа платформенных структур нефтегазоносных провинций. Хачатрян Р.О. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 159–162.

Рассматривается методика составления новой модификации палеотектонических карт, на которых отображается эволюция структур на протяжении нескольких этапов геологической истории. Построение этих карт базируется на анализе мощностей и фаций осадков. Для каждого геотектонического цикла необходимо составлять свою серию карт.

УДК (551.4:551.8) :553.981/982

К методике палеогеоморфологического анализа платформенных нефтегазоносных бассейнов. Шилкин А.Н. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 163–166.

В статье излагается представление о рядах геоморфологических фаций и рассматриваются математические модели для их описания. Предлагаются математические приемы преобразования данных, полученных по структурным картам поверхностей перерывов, позволяющие более определенно и однозначно реконструировать палеорельеф с целью выделения локальных структурных форм и выяснения условий формирования ловушек неструктурного типа.

Ил. 2.

УДК 550.8.551.248.1:553.98.2

Принципы и новые методы палеотектонического и структурного анализа нефтегазоносных областей. Бочкарев В.С., Мишульский М.И., Федоров Ю.Н. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 167–171.

Для анализа истории тектонического развития конседиментационных поднятий (главным образом, локальных) предлагается количественный графо-аналитический метод.

Ил. 1. Библ. 1 назв.

УДК 552.578.3 (571.66)

Палеотектонический анализ как метод выявления условий генерации углеводородов (на примере бассейнов северо-западной части Тихоокеанского яруса). Бурлин Ю.К., Баженова О.К. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 172–175.

На основе палеотектонического анализа проведена сравнительная оценка бассейнов северо-западной части Тихоокеанского пояса по условиям нефтегазообразования. Установлено, что в направлении к океану в бассейнах происходит увеличение мощности нефтегазопроизводящих отложений, сокращение их возраст-

ного диапазона, изменение положения в разрезе главной зоны нефтеобразования, уменьшение содержания ОВ и возрастание доли сапропелевых компонентов.

Ил. 1. Библ. 3. назв.

УДК 550.8.012.551.248.1

Структурно-ритмостратиграфический метод палеотектонического анализа. Бабаджаглы В.А., Шебалдина М.Г., Гончарова Т.Ф. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 176–182.

Анализ мощностей ритмостратонов позволяет выявить детали погребенного рельефа, что дает ключ к восстановлению палеоструктурной обстановки. Применение этого метода в Саратовском Поволжье дало хорошие разультаты на ранних этапах разведки.

Ил. 2. Библ. 1 назв.

УДК 550.8.012.551

К методике исключения влияния погребенного рельефа при палеогеологических реконструкциях. Долицкая Т.В., Долицкий В.А., Кучерук Е.В. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 183–185.

При наличии древнего эрозионного рельефа поверхности несогласия полезно составлять палеогеологический срез, т.е. геологическую карту, построенную на плоскости, которая была горизонтальной во время отложения одного из опорных слоев, перекрывающих поверхность несогласия.

Ил. 1. Библ. 7 назв.

УДК 551.248:1:681.3

Теоретические предпосылки применения математических методов при палеотектонических исследованиях. Аждар-Алиев, Безменов В.Г., Мукимов Р.А. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 186–191.

Для большей достоверности определения региональной и локальной палеотектонической обстановки предлагается определять степень представительности исходных данных и равномерности их распределения по площади. Изменение мощностей можно изучать с помощью трендового анализа, а фаций – применяя энтропиеподобную или дискриминантную функции.

УДК 553.98.061.33:681.3

Восстановление палеонаклонов продуктивных комплексов Южного Мангышлака методом тренд-анализа для определения возможных направлений миграции углеводородов. Арабаджи М.С., Гаврилов В.П., Мильничук В.С. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 192–197.

В статье приводятся результаты расчета палеонаклонов поверхности отложений средней юры Южного Мангышлака. Получены данные о преобладающем северо-восточном направлении миграции УВ и высокой перспективности юго-западного борта Мангышлакско-Устюртской синеклизы.

Ил. 1, табл. 2.

УДК 550.83 [551.248.1 + 551.4:56] :553.98.2

Геофизические методы при палеотектонических и палеогеоморфологических исследованиях на нефть и газ в слоисто-зональных средах. Хатьянов Ф.И. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 198–202.

Современные возможности геофизических методов позволяют применять "слоисто-зональную" модель, более сложную, чем традиционная "слоистая" модель, но дающую информацию о внутреннем строении осадочных комплексов.

Ил. 1. Библ. 2 назв.

УДК 550.8.012.553.98.2.551.762.33

К методике поисков нефтегазоносных рифов. Грачевский М.М., Долицкий В.А., Кучерук Е.В. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 203–207.

Формулируется понятие "погребенный риф". Описываются морфологические особенности и нефтегазоносность одиночных рифов, палеогеоморфологическая обстановка их распространения и возможности использования различных геофизических методов их поисков, а также геоморфологической съемки в конкретных геологических условиях.

Библ. 18 назв.

УДК 550.834 (470.4/.43) : [551.248.1 + 551.4.56] :553.98.2

Роль сейсморазведки в повышении эффективности палеотектонических и палеогеоморфологических исследований на нефть и газ на юго-востоке Русской платформы. Кухаренко Ю.Н., Юнусов Н.К., Хатьянов Ф.И., Куряева В.В., Тихонова В.А. – Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 208–212.

Показано большое практическое значение сейсморазведки в современных модификациях (МОГТ) для определения закономерностей распространения основных палеогеоморфологических и палеотектонических структурно-фациальных зон, с которыми связаны ловушки для нефти и газа различного типа.

Ил. 1.

УДК 553.981/982:553.93/96

Роль палеогеотермических исследований в решении некоторых задач палеоструктурного анализа и оценке перспектив нефтегазоносных областей. Горшков В.И.– Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. М., "Наука", 1978 г., с. 213–216.

Рассматривается решение отдельных задач палеотектоники на основе анализа соотношений структурных тел с особенностями распределения в их пределах палеотемпературных полей и полей катагенеза. Подчеркивается важность подобного анализа для расшифровки границ несогласного залегания пород и при оценке перспектив нефтегазоносности отложений, контактирующих по несогласию.

Ил. 1. Библ. 4 назв.

ПАЛЕОТЕКТОНИКА
И ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЯ
В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

Утверждено к печати
Научным советом по проблемам геологии
и геохимии нефти и газа АН СССР

Редактор
О.М. Розен

Редактор издательства
В.Я. Енюкова

Художественный редактор
А.Н. Жданов

Технический редактор
Л.В. Русская

ИБ № 7052

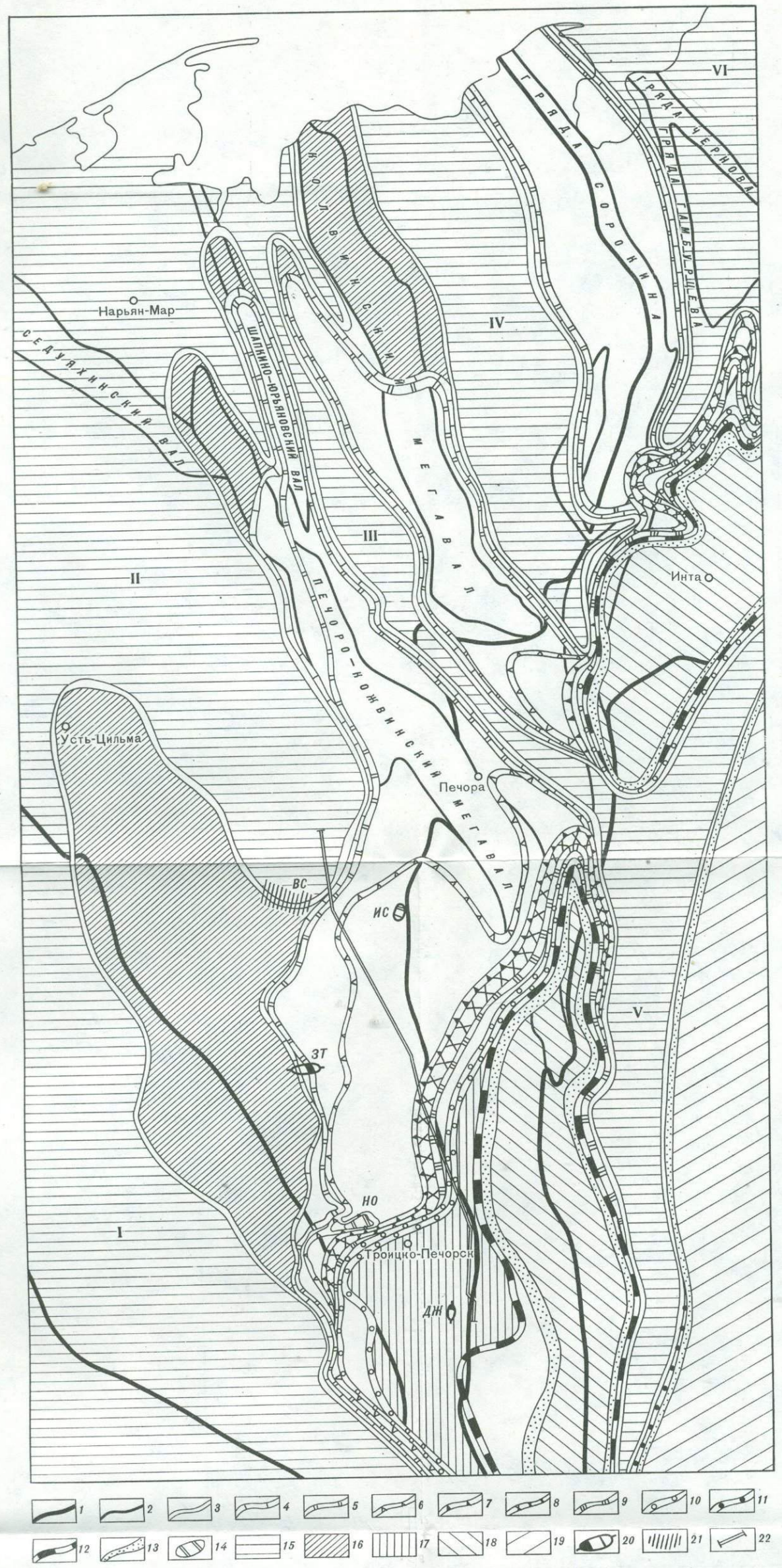
Подписано к печати 10. 07. 78. Т – 09581
Усл.печ.л. 14,5 + 0,8 вкл. Уч.-изд.л. 18,1
Формат 60 x 90 1/16. Бумага офсетная № 1
Тираж 850 экз. Тип. зак.333 Цена 2 р. 70 к.

Книга издана офсетным способом

Издательство "Наука", 117485,
Москва, В-485, Профсоюзная ул., 94[а],
Ордена Трудового Красного Знамени
1-я типография издательства "Наука",
199034, Ленинград, В-34, 9-я линия, 12

2 р. 70 к.

2789



К статье А.А. Геодекяна, И.Т. Дубовского и Н.Д. Матвиевской (с. 129)

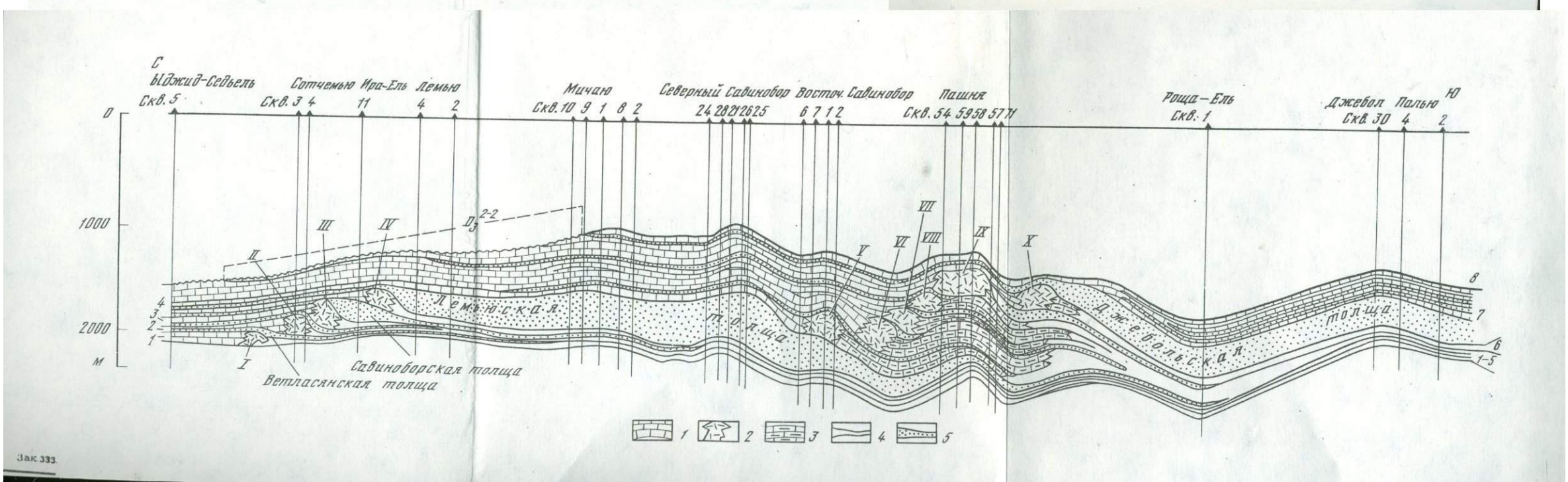
Р и с. 1. Схема нефтегазогеологического районирования верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на палеогеоморфологической основе

1 – границы Тиманской антеклизы, Печорский синеклизы, Предуральского краевого прогиба и Уральской складчатой системы; *2* – границы основных тектонических элементов Печорской синеклизы и Предуральского краевого прогиба; зоны непрерывно-линейных барьерно-краевых рифов (рифовые края палеошельфов): *3* – семилукско-бурегского, *4* – сирачойского (воронежского), *5* – ухтинского (евлановско-ливенского), *6–8* – задонско-елецких (по местной литостратиграфической номенклатуре: *6* – вельюского, *7* – $Ф_1$, *8* – $Ф_2$, $Ф_3$, $Ф_4$), *9* – данково-лебедянского, *10* – нижнеэтреньского, *11* – верхнеэтреньского, *12* – малевского, *13* – упинско-черепетско-кизеловского; *14* – одиночные рифы верхнефранского возраста (ИС – Исаковский, НО – Нижнеомринский); *15* – тектонически обусловленные палеошельфы (*I* – Тиманский, *II* – Кипиевско-Сэбысский, *III* – Лодминский, *IV* – Большеземельский, *V* – Западно-Уральский, *VI* – Коратаихинский); зоны развития регрессивных терригенных толщ заполнения палеорельефа: *16* – ветласянской, *17* – джебольской, *18* – малиновско-бобриковской; *19* – зона некомпенсированного прогиба (Евтропинско-Лемвинский прогиб Уральской миогеосинклинали); *20* – залежи УВ в поперечно-структурных комбинированных ловушках (ЗТ – Западно-Тэбукская, Дж – Джебольская); *21* – гомоклинальная комбинированная рифовая ловушка (ВС – Восточно-Сэбысская); *22* – линия геологического профиля

К статье А.А. Геодекяна, И.Т. Дубовского и Н.Д. Матвиевской (с. 129)

Р и с. 2. Геологический профиль верхнедевонско-нижнекаменноугольного литолого-стратиграфического комплекса по линии Ыджид-Седьель-Палью (положение профиля см. на рис. 1)

1 – карбонатные и карбонатно-сульфатные породы мелководного зарифового шельфа; *2* – барьерно-краевые рифы, их возраст: *I* – семилукско-бурегский, *II* – воронежский, *III* – евланско-ливенский, *IV–VIII* – задонско-елецкий, *IX* – данково-лебедянский, *X* – этреньский; *3* – известняки предрифового шельфа; *4* – карбонатно-сланцевые кремнисто-битуминозные доманикоидные породы относительно глубоководной депрессии; *5* – терригенные и терригенно-карбонатные толщи заполнения палеорельефа; по краям профиля цифрами обозначены горизонты (ярусы): 1 – семилукский (доманиковая свита) и бурегский (мендымская свита), 2 – бурегский (ветласянская свита) и воронежский (сирачойская свита), 3 – евлановский и ливенский (ухтинская свита), 4 – задонский и елецкий, 5 – данковский и лебедянский, 6 – этреньский, 7 – турнейский, 8 – визейский



Зак. 333.

К статье Ю.К. Бурлина и О.К. Баженовой (с. 172)

Схема распределения типов ОВ по разрезу и площади бассейнов северо-западной части кайнозойского тектонического пояса Дальнего Востока (составлена с использованием материалов А.П. Иваньшиной и М.С. Ярошевич)

Границы: *1* – бассейнов, *2* – тектонических областей; типы ОВ: *3* – сапропелевый, *4* – смешанный, *5* – гумусовый; I – область позднемезозойской-раннекайнозойской складчатости; II – область позднекайнозойской складчатости; III – область незавершенного геосинклинального развития