

АКАДЕМИЯ НАУК СССР

**МОЛОДЫЕ
ПЛАТФОРМЫ
И ИХ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ**



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»

АКАДЕМИЯ НАУК СССР

Научный совет по проблемам образования нефти и газа

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Институт геологии и разработки горючих ископаемых

551.24:553.98

МОЛОДЫЕ ПЛАТФОРМЫ И ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»

Москва 1975



1401

Молодые платформы и их нефтегазоносность, М., "Наука", 1975.

В сборник включены материалы Всесоюзного совещания "Тектоника молодых платформ и перспективы их нефтегазоносности", состоявшегося 16-18 апреля 1973 г. в г.Пятигорске. Совещание проводилось Научным советом по проблемам образования нефти и газа АН СССР совместно с Научно-техническим советом Министерства нефтяной промышленности. Рассматриваются геологическое строение, история развития и нефтегазоносность молодых платформ. Наибольшее внимание уделяется молодым платформам, распространенным в пределах Советского Союза. Вместе с тем в одной из статей приведен сравнительный анализ нефтегазоносности молодых платформ мира. Авторы статей сборника уделяют большое внимание дискуссии о так называемом промежуточном комплексе молодых платформ, правомерности его выделения на основе исторических принципов развития таких основных геоструктурных элементов, как геосинклинали и платформы, а также связанной с этим терминологии. Перспективы нефтегазоносности "промежуточного комплекса" признаются заслуживающими для постановки самостоятельных поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Обсуждаются первоочередные направления поисково-разведочных работ в пределах молодых платформ СССР и методика их проведения.

Работа рассчитана на широкий круг геологов, интересующихся вопросами строения и нефтегазоносности молодых платформ.

Редакционная коллегия:

М.Ф.МИРЧИНК (ответственный редактор),

Н.А.ЕРЕМЕНКО, С.П.МАКСИМОВ, Н.В.МАРАСАНОВА

ВСТУПИТЕЛЬНОЕ СЛОВО

Крупные геоструктурные элементы земной коры, которые называют молодыми платформами, имеют в нашей стране исключительно большое народно-хозяйственное значение. С их недрами связаны огромные природные ресурсы нефти и газа, в их пределах открыты сотни месторождений этих полезных ископаемых, многие из которых находятся в разработке и эксплуатации.

Если посмотреть на современный уровень развития добычи нефти и газа, то в 1972 г. на Среднеазиатской (Туранской) платформе (исключая Западную Туркмению и некоторые другие районы Средней Азии, которые не входят в пределы платформы) было добыто 16 млн. т нефти. В Предкавказье добыто 34,5 млн тонн (сюда входит и добыча Передовых хребтов Грозного). Западная Сибирь в 1972 г. дала 62,7 млн т нефти. Таким образом, добыча нефти в пределах этих трех "молодых" платформ в 1972 г. составила 113,2 млн. т.

В 1973 г. добыча нефти (учитывая стремительный рост ее в Западной Сибири) возрастет не менее чем на 30 млн т. Удельный вес молодых платформ в общем балансе добычи нефти в нашей стране стал весьма значительным. Также бурно развивается на молодых платформах добыча газа. Так, в 1972 г. добыто газа в Средней Азии 57,1 млрд м³, в Предкавказье 31,9 млрд м³, в Западной Сибири 13,6 млрд м³, а всего 102,6 млрд м³.

Средняя Азия на сегодня является основным поставщиком газа, а Предкавказье делит второе и третье места с Украиной. Таким образом, и в развитии газовой промышленности значение рассматриваемых территорий исключительно велико, особенно, если принять во внимание открытые за последние годы месторождения на севере Западной Сибири, среди которых есть уникальные по своим запасам.

В развитии нефтяной и газовой промышленности в пределах рассматриваемых молодых платформ не во всех отношениях дело обстоит удовлетворительно. Так, на Среднеазиатской платформе в последние 5-7 лет и в первую очередь на Южном Мангышлаке даже заниженные планы прироста запасов нефти оставались невыполненными. Также были снижены намеченные темпы развития добычи нефти в том же основном нефтедобывающем районе Среднеазиатской платформы. В этом случае, например, на наиболее крупном месторождении Южного Мангышлака - Узени - основной причиной являются серьезные недостатки в системе разработки и технологии добычи нефти.

Были снижены намеченные ранее темпы развития добычи нефти и в ряде районов Предкавказской (Скифской) платформы. Здесь также наблюдается уменьшение прироста запасов нефти.

Совершенно иначе обстоит дело в Западной Сибири, где открыты десятки, в том числе крупнейших, месторождений нефти. Подготовленные запасы нефти на месторождениях только одного Среднего Приобья уже обеспечивают намеченный стремительный рост добычи нефти.

Если говорить о состоянии развития газодобывающей промышленности в пределах рассматриваемых молодых платформ, то следует в первую очередь отметить большие трудности, возникшие в последние годы в деле пополнения разведанных ресурсов газа в Предкавказье - одном из основных газодобы-

вающих районов нашей страны. Приросты запасов газа здесь в течение последних лет весьма значительно отстают от объемов его добычи.

Средняя Азия, с недавно открытыми крупными газовыми месторождениями, такими, как Шатлык, Ачак и Наип, запасы которых исчисляются триллионами кубометров, может в значительной мере обеспечить потребности нашей страны.

Как известно, в пределах Западной Сибири, в основном на крайнем севере Тюменской области, открыт ряд газовых месторождений, в том числе такие уникальные, как Уренгойское и др. Положительное решение весьма серьезных технологических задач, связанных со строительством сверхмощных газопроводов в условиях вечной мерзлоты и обширной заболоченности, позволит в ближайшие годы неизмеримо ускорить темпы развития газодобывающей промышленности в нашей стране.

Итак, в развитии нефтегазодобывающей промышленности нашей страны молодые платформы занимают очень большое место. Но, как было отмечено выше, современное состояние сырьевой базы, обеспеченность дальнейшего развития добычи нефти и газа существенно различны в разных районах. Если положение Западной Сибири в этом отношении является более чем удовлетворительным, то Предкавказье находится в тяжелом положении с приростом запасов как нефти, так и газа, а в Средней Азии при достаточно высокой обеспеченности разведанными ресурсами газа положение с приростом запасов нефти нельзя признать удовлетворительным.

При рассмотрении вопросов, связанных с проблемой нефтегазоносности молодых платформ, до последнего времени принято исходить из стандартного представления об их двухярусном геологическом строении: 1) фундамент, сложенный активно дислоцированными образованиями палеозоя геосинклинального происхождения и 2) осадочный чехол, представленный платформенными формациями. При этом промышленная нефтегазоносность и перспектива новых открытий связывались с отложениями мезозойского и отчасти третичного возраста.

В свете подобных представлений возможности открытия новых крупных месторождений и прироста запасов нефти и газа в пределах Предкавказской платформы в мезозойских отложениях выглядят весьма скромно. Также существенно ограничиваются эти возможности, в первую очередь в связи со значительным сокращением в последнее время прогнозной оценки природных ресурсов нефти на Южном Мангышлаке в отложениях мезозоя и в пределах Среднеазиатской платформы.

Однако за последние 10–12 лет в связи с получением новых данных о глубинном строении молодых платформ происходят существенные изменения в ранее существовавших представлениях. Вначале была выявлена и научно обоснована необходимость выделения так называемого переходного комплекса между геосинклинальным и платформенным этажами, охватывающего отложения триаса и перми как в Предкавказье, так и в Средней Азии. Надо сказать, что выделение таких переходных комплексов явилось в те годы, несомненно, своевременным. С отложениями переходных комплексов как в пределах Предкавказской, так и Среднеазиатской платформ в настоящее время связаны уже десятки случаев получения промышленных притоков нефти и газа.

В последние годы в результате проведения поисково-разведочного бурения и внедрения более совершенных геофизических методов (в первую очередь метода общей глубинной точки) были получены новые данные, свидетельствующие о том, что и располагающиеся ниже "переходного" пермо-триасового комплекса палеозойские образования имеют значительно более спокойное, в основном плащеобразное залегание и по своей природе принадлежат к платформенным формациям. К тому же отмечена региональная битуминозность отдельных стратиграфических подразделений более древних, чем "переходный" комплекс. На некоторых разведочных площадях Среднеазиатской платформы были получены притоки нефти и газа и вскрыты насыщенные нефтью породы.

Еще более доказательны новые данные о платформенных условиях залегания отложений не только палеозоя, но и рифея в пределах Западно-Сибирской

платформы (особенно в ее восточной и северо-восточной половине). Из отложений карбона на двух площадях были получены фонтанные притоки нефти и газа.

Возникает естественный вопрос: что же является фундаментом молодых платформ и каково их действительное строение?

Таким образом, уже сегодня становится очевидной необходимость кардинального пересмотра и тщательного анализа всего накопленного материала в свете новых данных о геологическом строении тех обширных территорий, которые называют молодыми платформами. Особенно важными, имеющими народнохозяйственное значение, являются определение и научное обоснование прогнозной значимости этих территорий в отношении нефтегазоносности мощного комплекса образований палеозойского и триасового возраста.

Весь приведенный выше круг вопросов, связанный с современным пониманием геологического строения и истории геоструктурного развития молодых платформ и прогнозной оценки нефтегазоносности в свете новейших фактических данных, и является предметом обсуждения нашего совещания.

Н. А. Еременко
(ИГиРГИ)

ДИСКУССИОННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ТЕКТОНИКИ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ОЦЕНКУ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Тектоника как часть науки о Земле может быть отнесена к разряду фундаментальных наук, удовлетворяющих стремление человека к познанию мира. Вместе с тем тектоника является основой для развития учения о размещении и поисках полезных ископаемых. Особенно велико значение тектоники при поисках и разведке таких полезных ископаемых, как нефть и газ.

Геология нефти и газа охватывает широкий круг вопросов — от происхождения и миграции вплоть до подсчета запасов в отдельных залежах и оценки перспектив крупных территорий. Она базируется на тектонике в ее геолого-историческом понимании. Развитие крупных структурных форм земной коры предопределяет закономерности размещения в них залежей нефти и газа, локальные структурные формы являются ловушками, дизъюнктивные нарушения контролируют формирование, сохранение и разрушение залежей.

Общий послевоенный прогресс науки и техники ознаменовался глубокими сдвигами в науках о Земле. Усиливается процесс пересмотра старых и становления новых представлений в области глобальной тектоники. Они касаются строения континентов и океанов, геосинклиналей и платформ, истории развития и происхождения этих основных тектонических элементов планеты Земля.

Наметившийся прогресс геотектоники как науки вызван техническими достижениями последнего десятилетия, резким расширением объектов исследования на всю планету и близкий космос, появлением средств быстрой обработки массового потока информации. Отметим и такие достижения, как исследования структуры, морфологии, вещественного состава, силовых полей планет солнечной системы с помощью космических автоматических аппаратов, глубокое и сверхглубокое бурение на континентах, бурение на дне морей и океанов, комплексные геофизические исследования Мирового океана и др. Большое значение для становления новых идей в геотектонике имело изучение теплового поля Земли, разработка теории, аппаратуры и внедрение методов палеомагнетизма, развитие сейсмологии и многое другое.

Все это привело к новым крупным открытиям: 1) выявлено существование двух типов земной коры — тонкой базальтовой в пределах океанов и мощной гранитно-базальтовой на материках; 2) установлено своеобразие магнитных полей океанов — "збровый" тип аномалий; 3) выявлено общее равенство глубинных тепловых потоков на материках и океанах и дифференциация их внутри этих зон; 4) предположительно отмечено непостоянство во времени магнитных полосов Земли в отношении континентов; 5) выявлена резкая неоднородность строения океанической коры, распадающейся на крупные структуры, не идентичные типам структур континентов.

Указанная неоднородность структуры океанов взята на вооружение сторонниками идей так называемой новой глобальной тектоники. В Мировом океане выявлена система срединно-океанических хребтов, в первом приближении равноудаленных от смежных континентов и осложненных вдоль оси рифтовыми провалами. Они имеют форму, отрезков дуг, разделенных поперечными или косыми морфологическими и тектоническими трещинами — так называемыми трансформными разломами (Wilson, 1965).

Срединный рифт, трансформные ущелья и сопредельные хребты в полосе шириной 50-70 км и длиной в тысячи километров образуют рифтовые зоны океанов.

К рифтовым зонам примыкают обширные блоки базальтовой коры - океанические или литосферные плиты, покрытые толщей осадков меняющейся мощности, но в целом возрастающей в обе стороны от срединно-океанических хребтов. Возраст осадков повсеместно не древнее юрских. Мощность их растет при удалении от рифтовых зон за счет появления все более древних толщ. Характерна малая сейсмическая активность плит и более низкий тепловой поток. Любопытно отсутствие эпицентров глубинных землетрясений в рифтовых зонах - зонах предполагаемого растяжения земной коры.

Особый тип структур океанов образуют сопряженные системы островных дуг, созданных альпийской (?) складчатостью на окраинах континентов (?) и системы глубоководных желобов - океанических рвов, заполненных нормально слоистыми (не сгуженными) осадками. Они иногда несут следы оползания. Под островные дуги в сторону континентов на глубину до 700 км с крутым наклоном порядка 75° распространяется сравнительно узкая зона Бенюфа - зона размещения очагов глубокофокусных землетрясений. Над океаническими желобами тепловой поток аномально низок, но усиливается в сторону зоны Бенюфа.

В основу концепции "новой глобальной тектоники" положены упомянутые факты и наблюдения. Ее составными частями являются гипотеза "растяжения морского дна" и "тектоника плит". Суть ее хорошо известна и заключается коротко в следующем.

В мантии и более глубоких недрах Земли существуют конвективные течения вещества. В рифтовых зонах океана встречные течения, направленные вверх, прорывают литосферу и раздвигают литосферные блоки в стороны. Здесь формируется новая (молодая) океаническая кора. Трансформные разломы не являются сдвигами, они образуются одновременно с рифтами и именно по ним происходит "растаскивание плит". Плиты, не деформируясь, передвигаются как единое целое со скоростью 1-6 см в год в сторону океанических желобов, упираются здесь в жесткую зону Бенюфа ("тектофер" Шейнманна) и, изгибаясь вниз, погружаются и поддвигаются под смежные плиты континентов. Здесь происходит разрушение океанических литосферных плит.

Эта гипотеза, по выражению В.В. Белоусова (1970), к настоящему времени успела обрасти целой оболочкой деталей. За рубежом ее и возрожденные идеи Вегенера выдают за настоящую революцию в понимании Земли, сравнивают с открытиями Коперника, Дарвина, Нильса Бора. Гипотезе спрединга был посвящен симпозиум XV-й Генеральной ассамблеи Международного геодезического и геофизического союза, состоявшейся в Москве в 1971 г.

По поводу концепции "новой глобальной тектоники" следует прежде всего сказать, что это далеко не новая концепция. Она примыкает к той группе гипотез, пришедших к началу века на смену гипотезе контракции - сморщивания земной коры, вследствие остывания Земли, которые в формировании крупных структурных зон земной коры отдают примат горизонтальному перемещению земного вещества в результате действия тангенциальных сил сжатия или растяжения. Это, например, радиационная гипотеза Джоли (Joly, 1924), конвекционная гипотеза Венинг-Мейнеца (Vening-Meinesz, 1957), пульсационная гипотеза Бухера (Bucher, 1933) и др.

Уже в 1910 г. происхождение альпийских дуг на окраинах континентов американский геолог Тейлор объяснял крупномасштабным дрейфом континентов в сторону экватора, возникшим вследствие "захвата" Луны и ускорения вращения Земли. В 1937 г. Дю Тойт (Du Toit, 1937) предложил схему скольжения тяжелого континента под прогибающуюся геосинклиналь океана. В 1929 г. Холмс использовал идею конвекционных течений для объяснения разрыва материкового блока, растаскивания двух его частей, формирования на этом месте нового океана, а на фронтальных частях блоков - горных хребтов.

Гипотеза континентального дрейфа материков была разработана еще в 10-30-е годы немецким метеорологом Вегенером и вызвала многочисленные возражения. Они суммированы В.В. Белоусовым, который пишет: "Можно высказать только глубокое изумление по поводу того, что подобная гипотеза, основанная на полном и последовательном игнорировании основных данных геотектоники и геофизики, ... имела и еще имеет довольно широкое распространение" (Белоусов, 1962, стр. 543). Столь же отрицательно он относится к идее "новой глобальной тектоники" (Белоусов, 1970). Подробный критический разбор теоретических положений "новой глобальной тектоники" произведен А.Мейергоффом и Г.Мейергоффом (1972).

В противовес гипотезам мобилизма уже давно (Amfeger, 1906) разрабатывались группы гипотез, признающих в качестве основных создающих сил вертикальные движения земной коры. Это - изостатическая гипотеза, объясняющая причины колебательных движений земной коры, волновая гипотеза Ван Беммелена (Bemmelen, 1966), астенолитная гипотеза Б. и С.Виллисов (1941), радиомиграционная гипотеза Белоусова (1943) и др. Положительная сторона этих гипотез заключается в том, что они базируются на данных исторической геологии.

Г.Б. Удинцев предложил (1965) на основе исследований в Индийском океане историко-геологический подход к проблеме. В Мировом океане существует два типа земной коры: стабильная океаническая с устойчивым процессом дифференциации мантийного вещества и длительного осадконакопления (океанические плиты) и гиперокеаническая, свойственная рифтовым зонам. Этот тип коры возникает в условиях подъема мантийного вещества, отсутствия осадконакопления и активного тектонического и физико-химического преобразования земной коры. Поэтому рифтовые зоны представляют подвижные области океанов, гомологи геосинклиналей (-георифтогенали), противопоставляемые океаническим и материковым платформам.

Несколько иная точка зрения разрабатывается В.Е.Хайным (1972) и Л.П.Зоненшайном (1972). Она заключается в "переносе" некоторых идей новой глобальной тектоники океанов в материковые условия. К таким идеям относятся выводы о возможности формирования новой земной коры (В.В.Белоусов говорит о "базификации" старой материковой коры, например, в так называемых "базальтовых" окнах) и о вероятности возникновения напряжений растяжения и раздвигания плит. Л.П.Зоненшайн (1972) расценивает все эвгеосинклинальные зоны в качестве остатков областей с корой океанического типа.

В итоге обсуждения концепции "новой глобальной тектоники" следует подчеркнуть, что две прямо противоположные точки зрения - мобилизма и базификации - основываются на одной и той же информации. Следовательно, накопленных данных пока недостаточно для однозначного решения.

Развитие представлений о геологической (тектонической) истории земной коры выдвигает задачу объяснения с новых позиций закономерностей распространения полезных ископаемых в целях определения основных направлений поисково-разведочных работ. Существуют довольно многочисленные попытки использовать новую глобальную тектонику и гипотезу "растяжения морского дна" для прогнозирования перспектив нефтегазоносности (Хайн, 1972; Жабрев, 1972; и др.).

Мак-Довелл рекомендует при поисках нефтяных и газовых месторождений, особенно в краевых частях материков и соседних с ними акваторий, учитывать нефтегазоносность аналогичных районов других материков, некогда составлявших с ними единое целое, согласно концепции дрейфа материков. Эта рекомендация упускает из виду необходимость существования единого нефтегазонасного бассейна на "разорвавшемся" континенте до начала "материкового дрейфа", в отложениях древнее юрских. Таким образом, с одной стороны отрицается влияние новой глобальной тектоники на формирование нефтегазонасных бассейнов (так как "бассейны" сформировались до проявления новой глобаль-

ной тектоники), а с другой стороны предполагается стабильность нефтегазоносных бассейнов и заключенных в них залежей нефти и газа при переносе последних на многие сотни километров.

Более правильным представляется возможность влияния перемещения "плит" (если таковое существует) на образование и геологическую историю развития осадочных бассейнов, как это предполагают И.П.Жабров (1972), В.Е.Хаин (1972) и многие другие. Однако специфика этого вопроса, в связи с шельфами континентов и молодых платформ, еще требует своей разработки.

В.Е.Хаин обращает внимание на приуроченность подавляющего количества запасов (90–95%) к послепермским (включая сюда и пермские) отложениям, т.е. к осадкам – "свидетелям образования современных океанов Земли" (Хаин, 1972). Этот довод выглядел бы значительно убедительнее, если бы залежи нефти и газа были приурочены исключительно к послепермским осадкам. Однако, например, в СССР распределение запасов нефти на начало 1972 г. – практически равное между палеозоем и мезозоем. Следует иметь в виду изменение представлений о концентрации запасов нефти и газа в тех или иных отложениях в зависимости от результатов поисково-разведочных работ. Так, первоначально основная масса запасов связывалась с кайнозойскими осадками, в связи с чем разведывались внутренние борта предгорных прогибов и зоны погружения складчатых сооружений, затем – с палеозойскими, в результате чего разведывались древние платформы. Далее центр тяжести был перенесен на мезозой, что привело к разведке молодых и краевых частей древних платформ.

Нет твердой уверенности в том, что имеющиеся подсчеты запасов углеводородов отражают их истинное распространение в земной коре. Можно предположить, что разведочные работы в Восточной Сибири, на шельфах континентов и на "промежуточный этаж" молодых платформ, внесут существенную поправку в эти представления.

Наконец, меньшие запасы углеводородов в палеозойских отложениях (если таковое положение подтвердится) может быть легко объяснено и без привлечения гипотезы новой глобальной тектоники, например, процессами разрушения и переформирования залежей нефти и газа.

Создавшееся в настоящее время положение пока не дает возможности рассмотреть в развитии гипотез новой глобальной тектоники или растяжения морского дна каких-либо идей, позволяющих принципиально по-новому пересмотреть установленные закономерности размещения углеводородов в земной коре. Связь нефтегазоносных бассейнов мира с поясами, расположенными на переходе от континентальной к океанической коре, в пограничных зонах между платформами и геосинклиналями, платформами и океанами, орогенами и океанами (Хаин, 1972), имеет свои объяснения, без привлечения упомянутых гипотез, у А.А.Бакирова (1973), И.О.Брода (1964), Н.А.Еременко (1968), М.Ф.Мирчинка (1963), А.А.Трофимука (1967) и многих других.

В частности, можно привести пример, что еще в 1965 г., в своей совместной работе с А.М.Серегиним мы указывали на большую перспективность осадочных бассейнов, расположенных в зоне перехода от платформ к океанам, исходя из историко-геологических особенностей таких зон. Вопрос о более широких шельфовых зонах был рассмотрен в работах Н.А.Еременко (Еременко и др., 1971, 1973).

Сказанное не должно рассматриваться как нежелание считаться с новыми установленными фактами и новейшими гипотезами, предлагающими их трактовку. Здесь просто обращается внимание на то, что состояние разработки этих новейших гипотез пока далеко от уровня стройных теорий, а вновь открытые факты допускают и другие объяснения.

В свете современных представлений строение континентов не может быть оторвано от строения океанического дна. Безусловно, заслуживают внимания работы по пересмотру теории геосинклиналей на основе новых фактов с попыткой увязки их в единую схему с "новейшими гипотезами" (В.Е.Хаин). Го-

Таблица

Различные взгляды на этапы развития и соответствующие им комплексы

Формационные комплексы	Н.П. Херасков (1967)		В.Н. Соболевская (1962, 1972)	Н.А. Крылов, А.И. Летавин (1961, 1971)	М.В. Муратов (1963), В.М. Пейслер (1973 г.)
	Платформенный		Платформенный	Платформенный	Платформенный
	Орогенный	катаплатформенный	тафрогенный, предчехольный Р-Т	переходный Р-Т	Геосинклинальный Рz
		эртгеосинклинальный	Геосинклинальный Рz (допермский)	Геосинклинальный Рz (допермский)	
		геоантиклинальный			
Геосинклинальный					

раздо меньше сделано на новом этапе в направлении изучения ядра континентов – древней платформы – и сопряженного с ней обрамления – молодой платформы – и их связи во времени и пространстве с геосинклиналями. Важным шагом в этом направлении является сравнительный анализ древних и молодых платформ. Такой анализ должен охватывать следующие проблемы: 1) содержание терминов "платформа" и "плита"; 2) сходство и различия в геосинклинальном основании древних и молодых плит; 3) проблема "переходных" или "промежуточных" комплексов, понятие о чехлах и их объемах; 4) этапность развития древних и молодых плит, черты сходства и различия, необратимость процесса развития; 5) соотношение с разновозрастными геосинклиналями; 6) сравнительный анализ континентальных и океанических плит.

Геосинклинальное основание ("фундамент") древних плит имеет следующие характерные черты: 1) он сложен сильно метаморфизованными и превращенными (катаклаз, диафторез и т.д.) породами; 2) возраст этих пород не моложе среднего протерозоя (2400 – 1700 млрд лет); 3) в них внедрены интрузии основных и кислых изверженных пород; 4) наблюдается интенсивная дислоцированность пород и раздробленность дизъюнктивами; 5) отмечается сочетание более молодых складчатых синклинорных и антиклинорных структур с сильно переработанными крупными древними массивами, которые обтекаются складчатыми структурами; 6) наблюдается неравномерный и длительный по времени разрыв поверхности, на которую налегают верхнепротерозойские и палеозойские осадки платформенного типа, характеризующиеся принципиально иными чертами строения.

На молодых плитах архейско-протерозойский фундамент подобного типа, очевидно, также имеется, иногда он существенно переработан. Вместе с тем на этих плитах существует как бы "второй ярус фундамента", более молодой – каледонский или герцинский, типичным платформенным чехлом которого являются покровные мезозойско-кайнозойские и зачастую палеозойские отложения. Этот "второй ярус" именуют "переходным", или "промежуточным" комплексом. По мнению многих исследователей, этот комплекс следует относить не к "фундаменту", а к осадочному чехлу.

Промежуточные комплексы известны и на древних платформах. Примером их на Восточно-Европейской платформе являются верхнепротерозойские отложения – рифей и венд. Они сложены сравнительно слабо метаморфизован-

О.А. Мазарович (1972 г.)		В.С. Князев (1963,1972)		А.Л. Яншин (1951), Р.Г. Гарецкий (1964)			А.Е. Шлезингер (1972)			Н.А.Калинин (1963)		Н.Я. Кунин (1970, 1971)	
Чехольный	Платформенный Т-У ₁	Платформенный		Платформенный			Платформенный			Платформенный		Платформенный	
Дочехольный, тафрогенный Т-У ₁		Р ₂ -Т	Промежуточный С-Р ₁	Верхняя моласса	Орогенный	Геосинклинальный	Орогенный складчатый комплекс	Орогенный складчатый комплекс	Эпитгеосинклинальный	Р ₂ -Т-У ₁	Геосинклинальный РЕ	Геосинклинальный Р ₂ -РТ	
Геосинклинальный Р ₂	Геосинклинальный Р ₂ -2		нижняя моласса	Главный геосинклинальный									КОМП-лекс-основа-ния

ными осадками карбонатно-терригенного состава, иногда молассового облика.

По истории развития молодых платформ в настоящее время намечаются две точки зрения.

1. Сторонники первой выделяют два этапа в развитии молодых платформ - геосинклинальный и платформенный (А.Л. Яншин, М.В. Муратов, Р.Г. Гарецкий, А.Е. Шлезингер, В.М. Цейслер, О.А. Мазарович и др.).

2. Сторонники второй точки зрения различают три этапа - геосинклинальный, переходный (промежуточный) и платформенный (В.Г. Васильев, А.Л. Борисов, Н.Я. Кунин, Н.А. Крылов, В.С. Князев, А.И. Летавин, В.Н. Соболевская и др.).

Однако как среди первой, так и второй групп исследователей нет единства во мнениях, какие из литолого-стратиграфических комплексов считать платформенными, переходными и геосинклинальными.

На прилагаемой таблице видны пределы этих расхождений. Так, для Туранской плиты, независимо от точек зрения, большинство исследователей признают, что средне- и верхнепалеозойские отложения, а также породы триаса являются орогенными (молассовыми) образованиями.

Такое мнение в известной мере сложилось потому, что многие исследователи объектами формационного анализа этих отложений выбирали главным образом складчатые области.

Для закрытых территорий Средней Азии, где коренные породы погружены на большую глубину - более 2,5 тыс.м, молассовые образования известны лишь среди верхнепермских красноцветов, и то в двух районах - в Туаркыр-Каракумской зоне и на северном обрамлении Амударьинской впадины.

На большей части территории - в Чу-Сарысуйской, Сырдарьинской впадинах, на Устюрте и Мангышлаке палеозойские и триасовые отложения представлены нормальными осадочными отложениями главным образом глинистыми и карбонатными породами.

Таким образом, осадконакопление в палеозойский и триасовый этапы времени на большей части территории контролировалось не орогенными, а близкими к платформенным условиями развития земной коры. Анализ геоструктуры убеждает в том, что на западе Туранской плиты в отложениях палеозоя и триаса отсутствует складчатость и развиты структуры платформенного и субплатформенного типов.

Вместе с тем рассматриваемый комплекс несет в себе следы предшествующего, геосинклинального этапа. В частности, это проявляется в спорадическом содержании вулканогенных (главным образом эффузивных и туфовых) пород, а местами и в некотором повышении крутизны залегания слоев (до 15–20°). Эти особенности, наряду с некоторыми другими, носящими более частный характер, позволяют выделить палеозойские, а в ряде участков, видимо, и триасовые отложения в качестве "промежуточного" комплекса. Анализ материалов по Устьурту, Степному Мангышлаку и Восточному Предкавказью не позволяет уверенно судить о характере соответствия структурных планов между переходным комплексом и вышележащими мезозойско-кайнозойскими отложениями.

Неоднозначность, а порой и противоречивость имеющихся фактических данных и их трактовки мешает выработать научно обоснованное и, следовательно, достаточно экономически эффективное направление поисково-разведочных работ на молодых платформах.

Научное обоснование направлений поисково-разведочных работ на молодых платформах должно базироваться на решении ряда принципиальных вопросов. К числу таких вопросов следует отнести следующие.

1. Отличие условий образования и исторического развития фундамента молодых платформ от древних.

2. Наличие или отсутствие в геологической истории развития молодых платформ самостоятельного "промежуточного" этапа, резко отличного от "геосинклинальной" и "платформенной" стадий развития фундамента и чехла платформы соответственно.

3. Особенности геологического строения чехла молодых платформ, определяющие развитие в их пределах нефтегазоносных бассейнов и распределение зон нефтегазонакопления.

4. Необходимость (если таковая имеется) в принципиальном изменении принятой методики оценки прогнозных запасов для молодых платформ.

5. Выбор основных направлений поисково-разведочных работ на ближайшее время по стратиграфическим интервалам и основным геоструктурным элементам.

При решении указанных наиболее важных и принципиальных вопросов необходимо предварительно договориться об унификации терминологии, едином содержании используемых терминов.

Литература

- Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М., "Недра", 1973.
- Белоусов В.В. Миграция радиоэлементов и развитие структуры Земли. – Изв. АН СССР, серия геогр. и геофиз., 1942, № 6, 1943, № 3.
- Белоусов В.В. Основные вопросы геотектоники. Изд. 2-ое, М. Госгеолтехиздат, 1962.
- Белоусов В.В. Об одной гипотезе развития океанов. – Бюлл. МОИП, отд. геол., 1970, № 4.
- Брод И.О. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах. М., "Недра", 1964.
- Гарецкий Р.Г. Тектоника молодых платформ Евразии. – Труды ГИН АН СССР, 1972, вып. 226.
- Гарецкий Р.Г. Тектоника Туранской плиты. – В кн. "Деформация пород и тектоника" (Международ. геол. конгр. XXII сессия. Докл. сов. геологов. Проблема 4). М., "Наука", 1964.
- Еременко Н.А. Геология нефти и газа. М., "Недра", 1968.
- Еременко Н.А., Алиханов Э.И., Ахмедов А.М. и др. Перспективы нефтегазоносности морей СССР. – В кн. "Геологические и тектонические аспекты разведки на нефть и газ в условиях континентальных шельфов". М., "Недра", 1971.
- Жабрев И.П. Перспективы нефтегазоносности за пределами континентальных шельфов морей и океанов. – Геология нефти и газа 1972, № 8.
- Зоненшайн Л.П. Учение о геосинклиналях и его применение к Центрально-Азиатскому складчатому поясу. М., "Недра", 1972.
- Калинин Н.А. Основные черты геологического строения и нефтегазоносность Западного Казахстана. Л., Гостоптехиздат, 1963.

- Князев В.С. Складчатый фундамент Туранской плиты и промежуточный комплекс пермо-триаса. - В кн. "Геологические условия и основные закономерности размещения скопленной нефти и газа в пределах этгерцинской платформы юга СССР". М., Гостоптехиздат, 1963.
- Князев В.С., Флоренский П.В., Чарыгин А.М. и др. Строение и состав фундамента и пермо-триасового комплекса Туранской плиты. - В кн. "Строение фундамента молодых платформ". М., "Наука", 1972.
- Крылов Н.А. Общие особенности тектоники и нефтегазоносности молодых платформ. М., "Наука", 1971.
- Кунин Н.Я., Сапожников Р.Б., Коробкин Л.М. Структурный облик Устюрта и Мангышлака по данным геофизических исследований. - В сб. "Состояние и задачи разведочной геофизики". М., "Недра", 1970.
- Кунин Н.Я. Тектоника северной части Туранской плиты и комплексирование геофизических методов при исследованиях нефтегазоносных территорий. Автореф. докт. дисс. М., 1971.
- Мазарович О.А. Геотектонические условия формирования моласс. Геотектоника, 1972, № 1.
- Мирчинк М.Ф., Крылов Н.А., Легавин А.И., Маловицкий Я.П. О Мангычско-Карагаусском грабене. Докл. АН СССР, 1961, т. 141, № 4.
- Мирчинк М.Ф., Баба-Заде Б.К., Геодекян А.А. и др. О закономерностях размещения нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1963.
- Муратов М.В. Структурные комплексы и этапы развития геосинклинальных складчатых областей. - Изв. АН СССР, серия геол., 1963, № 6.
- Соболевская В.Н. Об этапах тектонического развития огражденных эпипалеозойских плит. - В кн. "Тезисы докладов совещания по проблемам тектоники". М., "Наука", 1962.
- Соболевская В.Н. О значении "переходного комплекса" в тектонике молодых эпипалеозойских плит. - В кн. "Строение фундамента молодых платформ". М., "Наука", 1972.
- Трофимук А.А. Перспективы нефтегазоносности Востока СССР. - В кн. "Проблемы нефтегазоносности Востока СССР". М., "Недра", 1967.
- Удинцев Г.Б. Новые данные о строении дна Индийского океана. - Океанология, 1965, т. 5, вып. 6.
- Хаин В.Е. О современном положении в теоретической геотектонике и вытекающих из него задачах. - Геотектоника, 1972, № 4.
- Херасков Н.П. Тектоника и формации. Избранные труды. М., "Наука", 1967.
- Цейслер В.М. Связь молассовых формаций и орогенных структур. - Геотектоника, 1973, № 1.
- Шлезингер А.Е. Позднегеосинклинальные и раннеплатформенные структуры в областях герцинской складчатости Евразии. Автореф. докт. дисс. М., 1972.
- Гарецкий Р.Г., Сапожников Р.Б., Шлезингер А.Е. Тектоническая природа палеозойско-нижнемезозойского комплекса пород Туранской и Скифской плит. - В кн. "Строение фундамента молодых платформ". М., "Наука", 1972.
- Яншин А.Л., Взгляды А.Д. Архангельского на тектонический характер юго-восточного обрамления Русской платформы и современное представление по этому вопросу. - В кн. "Вопросы литологии и стратиграфии СССР. Памяти академика А.Д. Архангельского". М., Изд-во АН СССР, 1951.
- Ampferer O. Ueber des Bewegungs bild von. Faltengebiage. - Jahrb. K.K. geol. Reichsanst., 1906, vol. 56.
- Bemmelen R.W. van. On mega- undations: a new model of the Earth's evolution. - Tectonophysics, 1966, vol. 3, N 2.
- Bucher W.H. The deformation of the Earth's crust. - Princeton Univ. Press, 1933.
- Du Toit A.L. Our wandering continents. Ed. - L. Oliver a. Boyd, 1937.
- Eremenko N.A., Seregin A.M. Relationships oil and gas fields with tectonic elements of the earth's Crust and their clasification. - Bull. of the Oil Natural Gas Commission. - 1965, v. VII, N 1.
- Eremenko N.A., Malovitskiy Y.P., Gramberg L.S., Lebedew L.S. Geologic structure and oil and gas prospects of USSR Continental shelf. - Bulletin American Association of Petroleum Geologists, 1973, v. 57/2.
- Holmes A. A review of the continental drift hypothesis. - Min. Mag., 1929, N 1.
- Ioly A. Radioactivity and the surface history of the Earth. Oxford Univ. Press. 1924.
- Meyerhoff A., Meyerhoff H. The New Global Tectonics". - Bulletin American Association of Petroleum Geologists 1972, vol. 2.
- Taylor F.B. Bearing of the tertiary mountain belts on the origin of the Earth's plan. - Geol. Soc. Am. Bull. 1910, t. 21
- Vening-Meinesz F.A. The geophysical history of a geosyncline. - Proc. Kononkl. Nederl. Akad. Wet. (B), 1957, vol. 60, N 2.
- Willis B., Willis S. Eruptivity and montain building. - Bull. Geol. Soc. Am. 1941, vol. 52, N 10.
- Wils on J.T. Transform faults, oceanic ridges and magnetic anomalies. - Science, 1965, vol. 150, N 3695.

М. Ф. Мирчинк, Г. И. Амурский, В. А. Бененсон, Н. Я. Кунип
(ИГиРГИ, ВНИИГАЗ, ВНИГНИ)

ГЕОСТРУКТУРНЫЕ УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОБРАЗОВАНИЙ В ПРЕДЕЛАХ МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ И ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

В свете накопленных новых фактических данных, полученных в результате бурения глубоких скважин и внедрения новых, более совершенных методов геофизических исследований, назрела необходимость существенного пересмотра наших представлений о геологическом строении платформенных областей, охватывающих до двух третей территорий континентов.

Выделяются, как известно, древние и "молодые" платформы. Широко распространено представление о резком различии их по своему глубинному строению.

К числу основных вопросов, требующих всестороннего обсуждения и решения, относятся, по нашему мнению, следующие: 1) дискуссионность положения об обязательности геосинклинального этапа развития, предшествующего платформенному; 2) допустимость с позиций диалектического материализма представлений о "мгновенном" переходе от условий геосинклинального процесса (если таковой признается как обязательный) к платформенному процессу развития; 3) обоснованность представлений о гетерогенности строения фундаментов платформ.

Естественно, имеются еще вопросы, требующие тщательного обсуждения.

В данном случае мы не собираемся рассматривать весь комплекс вопросов, связанных с геоструктурными особенностями строения тех территорий, которые относятся к древним платформам. Остановимся лишь на весьма примечательном положении, имеющем в освещении новых данных о глубинном строении этих платформ непосредственное отношение к отмеченному выше второму вопросу. Речь идет о том, к какому комплексу образований в пределах древних платформ, например, Восточно-Европейской (Русской) или Китайской, относятся мощнейшие толщи рифея (синия). По своим условиям залегания, формационным характеристикам, степени диагенеза, а отсюда и физическим параметрам образования рифея (синия) никак не могут быть отнесены к фундаментам этих платформ, сложенных глубоко метаморфизованными, кристаллическими породами, к тому же сильно дислоцированными.

Еще Н.С. Шатский счел необходимым выделить образования рифея (синия) в переходный геотектонический комплекс.

Последующие исследования условий залегания рифейских образований (включая венд), а также литофациальных обстановок седиментации осадков, их формационной принадлежности показали, что как в пределах Восточно-Европейской (Русской), Сибирской древних и Западно-Сибирской молодой платформ отложения рифея принадлежат к типично платформенным формациям. На это убедительно указывают в своей недавно опубликованной работе С.Б. Лобач-Жученко и др. (1972).

Таким образом, в настоящее время можно утверждать, что уже свыше 1600 млн лет назад Восточно-Европейская (Русская) и Сибирская платформы существовали как таковые.

Следует указать на явное сходство условий развития и залегания с рифейскими образованиями отложений синия в Китае (прекрасные обнажения которого одному из авторов довелось наблюдать), инфракембрия в Африке, альгонка в США в пределах древних платформ.

Мы не останавливаемся в данном случае на вопросе о возрасте и общей характеристике вещественного состава и строения фундаментов древних платформ. Этот вопрос нуждается в специальном широком обсуждении. Отметим только, что еще в 1954 г. М.Ф. Мирчинк выдвинул и в известной мере обосновал положение о том, что фундаментом Восточно-Европейской (Русской) платформы являются образования мигматитовой, гранито-гнейсовой формации нижнего архея (Мирчинк, 1954).

Переходим к освещению основного вопроса о геологическом строении молодых платформ, о соотношении между нормальным осадочным чехлом и фундаментом, о закономерности существования промежуточного или переходного комплекса между ними и в связи с существующим различием мнений — о возможной нефтегазоносности глубинных недр этих платформ.

Что же собой представляют молодые платформы? В чем особенности их геологического строения и истории формирования? Как уже нами было отмечено выше, еще так недавно большинство исследователей исходило при рассмотрении вопросов строения молодых, эпипалеозойских платформ (?) из его двухярусности: а) фундамента, сложенного активно дислоцированными, значительно уплотненными палеозойскими образованиями геосинклинального типа и б) осадочного чехла, представленного отложениями платформенных формаций мезозойского и третичного возраста.

Строение фундаментов молодых платформ отличается исключительной гетерогенностью, обусловленной преобладающим развитием дислокаций разломного характера, являющихся следствием примата вертикально-колебательных движений. На утверждении действительности подобных толкований особенно настаивали последователи В.В. Белоусова. Этому подходу соответствовали и взгляды В.А. Пейве (1960), длительное время выступавшего за придание исключительной роли в геотектонике глубинным разломам.

В связи с тем, что в строении фундаментов молодых платформ было установлено наличие довольно обширных, изоморфного очертания тектонически приподнятых структур сводового типа, появились представления (М.П. Казаков и др., 1958) о существовании "срединных массивов", так сказать, геоструктурных островов, сложенных более древними, допалеозойскими, глубоко метаморфизованными образованиями, окруженными палеозойскими геосинклинальными ваннами, а затем и более молодыми, но уже с осадками платформенного типа, причем структурно эти "срединные массивы" ограничены со всех сторон разломами.

Но время шло, накапливались новые фактические данные о глубинном строении молодых платформ, определяющие необходимость пересмотра сложившихся и практически применявшихся представлений. Вначале было выявлено и обосновано существование так называемого переходного комплекса, сложенного пермо-триасовыми отложениями, отделяющего фундамент от платформенного чехла в пределах Предкавказской и Среднеазиатской молодых платформ. Были получены и другие данные, противоречащие утверждениям о принадлежности палеозойских толщ, слагающих якобы фундаменты молодых платформ, к формациям геосинклинального типа.

Только этими обстоятельствами можно объяснить появление, правда, еще далеких от конечного результата, несколько измененных представлений о глубинном строении молодых платформ по сравнению с установившимся вначале толкованием о его двухярусности.

Обращаясь к опубликованным в последнее время работам наших ведущих специалистов в области геотектоники, эти несколько обновленные представления сводятся, по Ю.А. Косыгину (1969), к следующему: "Протерозойско-палеозойские геосинклинальные области после завершения в них геосинклинального развития (складчатость, магматическая деятельность и т.д.) с начала юры, с начала пермского периода, а местами (Англия) даже с каменноугольного периода, вовлекаются частично в обширные прогибания. В результате этих прогибаний на протерозойско-палеозойском складчатом цоколе формируется платформенный чехол (Косыгин, 1969, стр. 414).

Однако, что следует подчеркнуть, Ю.А. Косыгин пишет далее: "Контуров зон прогибаний, как правило, не считаются с контурами структурных элементов фундамента, перекрывают геосинклинальные системы различного возраста, секут их границы и даже частично захватывают площади древних платформ" (там же).

По мнению А.Л. Яншина (1965, стр. 8), "... плиты молодых платформ закладываются преимущественно в тех областях, которые в конце геосинклинального этапа развития не испытывали интенсивной орогении" и которые в условиях Среднеазиатской платформы сложены слабодислоцированными породами верхнего структурного этажа фундамента (т.е. палеозойского - М.М.).

По А.В. Пейве (1960), под молодыми платформами подразумеваются геосинклинальные области, претерпевшие весьма длительный этап спокойного развития. Формирование чехлов молодых платформ относится к третьей стадии формирования геосинклинальных областей - к остаточным геосинклинальным системам, несущим признаки "окончательного угасания геосинклинального режима". При этом уже не происходят перестройки тектонического плана. Наоборот, эти геоантиклинальные области по своей стабильности "близко напоминают платформенные".

Если приведенные выше высказывания А.Л. Яншина относятся к 1965 г., то заслуживает еще большего внимания следующее его указание, сделанное совсем недавно в соавторстве с Р.Г. Гарецким и А.Е. Шлезингером: "Так, в пределах фундамента молодых платформ, сложенного миогеосинклинальными комплексами герцинид, как правило, ниже них выделяется более древний докембрийский кристаллический фундамент, а выше него, но под складчатыми миогеосинклинальными комплексами, обнаруживаются платформенные отложения" (Яншин и др., 1972, стр. 7).

Характерны также указания на общее спокойное залегание палеозойских образований как в пределах Среднеазиатской, так и Предкавказской платформ и даже на возможность существования двух фундаментов - докембрийского и верхнепалеозойского.

В своей статье, завершающей сборник о строении фундамента молодых платформ, М.В. Муратов (1972) справедливо указывает, что одним из наиболее неясных вопросов остается проблема соотношения складчатого фундамента и осадочного чехла. Отмечая, что соотношения эти достаточно сложны, М.В. Муратов допускает большую принципиальную ошибку, утверждая, что эту сложность соотношений не всегда легко можно установить, если она "...изучается не с поверхности, а по материалам глубокого бурения и геофизических исследований" (Муратов, 1972, стр. 116). Как раз наоборот, полученные за последние 10-15 лет новые данные глубокого бурения и результаты внедрения более совершенных методов геофизики и являются основой для пересмотра сложившихся представлений о строении молодых платформ.

Характеризуя строение Предкавказской, Среднеазиатской и Западно-Сибирской платформ, М.В. Муратов (1972) указывает, что их фундамент представляет сложную мозаику из отдельных докембрийских срединных массивов и разделяющих их относительно узких зон палеозойских геосинклиналей, а также орогенных впадин. При этом срединные массивы часто одеты палеозойским осадочным чехлом платформенного типа.

Возникает, естественно, вопрос к М.В. Муратову, что же является главным как по занимаемой площади, так и в самом строении фундаментов молодых платформ - срединные массивы докембрийского возраста или узкие геосинклинальные прогибы, их разделяющие?

Подводя итоги изложенному выше, мы видим, как различно трактуется тектоническая природа мощного комплекса палеозойских образований, участвующих в строении молодых платформ. Одни исследователи рассматривают его в качестве верхнего, орогенного, структурного этажа фундамента, другие включают его в состав нижнего структурного яруса платформенного чехла, третьи выделяют в качестве самостоятельного "промежуточного" или "переходного" струк-

турного комплекса, четвертые указывают на то, что в разных зонах молодых платформ он имеет разную тектоническую природу и т.д. Появились и начали, с нашей точки зрения, совершенно необоснованно применяться представления о так называемых геосинклинальных областях – обширных, пологих впадинах, охватывающих зоны срединных массивов, зоны узких геосинклинальных прогибов, орогенных зон и даже целые участки древних платформ. Вот эти впадины, покрытые чехлом мезозойских и более молодых образований, и являются тем, что мы называем молодыми платформами.

Неразбериха в этих вопросах, различие суждений и мнений породили целую плеяду терминов, призванных как-то обозначать особенности не уместящихся в обычные представления, такие, как "полуплатформенный", "квазиплатформенный", "параплатформенный", "орогенный", "тафрогенный", "парагеосинклинальный", "остаточно-геосинклинальный", "переходный", "промежуточный" и т.п.

Все вместе взятое, имея в виду назревшую задачу оценки возможной нефтегазоносности всего комплекса палеозойских образований в пределах молодых платформ, указывает на необходимость самого широкого обсуждения всех вопросов, связанных с геологическим строением молодых платформ.

Обратимся к последовательному рассмотрению и анализу накопившегося за последние годы фактического материала как о литофациальном, формационном и вещественном составе пород палеозойского возраста, их плотностной характеристике (степени метаморфизма), признаках и проявлениях нефтегазоносности и битуминозности, так и о геотектонических условиях их залегания в пределах рассматриваемых нами молодых платформенных областей.

СРЕДНЕАЗИАТСКАЯ ПЛАТФОРМА

1401
В краевых горно-складчатых зонах, окаймляющих Среднеазиатскую платформу, развиты отложения нижнего палеозоя. Так установлено спорадическое присутствие образований кембрия на хребтах Каратау, Таласского Алатау и Туркестанском. Развиты конгломераты, песчаники, алевролиты, сланцы, известняки, линзы эффузивов и туфов. Мощность образований кембрия 1500–2000 м. На склонах тех же хребтов, а также Каратюбинского, Зеравшанского, Гиссарского и Дарвазского, более широко распространены отложения ордовика, представленные песчаниками, алевролитами, сланцами, известняками и доломитами; присутствуют прослойки конгломератов и линзы эффузивов. Максимальная мощность 2000 – 2500 м.

По литофациальной характеристике и вещественному составу слагающих их пород уже эти образования не подходят к формациям геосинклинального типа.

В пределах самой, весьма обширной территории Среднеазиатской платформы наиболее древними образованиями палеозоя, присутствие которых фактически установлено, являются отложения силура. Они выходят на поверхность в естественных обнажениях в Центральных Кызылкумах. Выделяются: нижний силур, представленный песчаниками, алевролитами, аргиллитами, сланцами, прослоями конгломератов, известняков и доломитов; верхний силур – преимущественно карбонатный, выраженный известняками, доломитами и мергелями. Присутствуют прослойки сланцев, песчаников, конгломератов. Общая мощность силурийских образований достигает 2000 м. Отложения силура вскрыты на площади Айбугир в скв. 146 (глубина 206–306 м). Здесь они представлены сланцами, песчаниками и конгломератами; количество прослоев последних возрастает вниз по разрезу.

Отложения силура также развиты в окаймляющих Среднеазиатскую платформу хребтах, где они представлены чередованием песчаников, алевролитов, конгломератов и карбонатными породами; при этом последние так же развиты в верхнем отделе. В отдельных пунктах мощности образований силура доходят



до 2500–3000 м (Туркестанский хребет, Тамдытау) средняя же мощность составляет 1500–2000 м.

В Центральных Кызылкумах выходят на дневную поверхность отложения девона. Они представлены толщей темно-серых и темно-бурых битуминозных известняков и доломитов, с маломощными прослоями терригенных разностей. Незначительны прослои и линзы эффузивов. Кроме того, девонские образования вскрыты в ряде мест (Кохбахты, Айбугир, профильные скважины в районе Султануиздага). Всюду там они представлены толщей светлых известняков и доломитов.

Несколько иначе представлены девонские отложения в пределах Южно-Эмбенского прогиба. Судя по вскрытому скважинами разрезу, девон сложен чередованием песчаников, глин, мергелей и известняков; имеются прослои конгломератов. Следует особо отметить, что из скв. 11 на площади Жанысу были извлечены керны песчаников, пропитанных нефтью. Вскрытая мощность девона в скв. 11 – 823 м, а в скв. 10 на той же площади – 1030 м.

Девонские образования широко представлены на склонах хребтов, окаймляющих Среднеазиатскую платформу. Там они выражены в основном в карбонатной фации, однако заметно участие прослоев песчаников, глин и в меньшей степени конгломератов. Мощность здесь меньше, нежели силура. Лишь на Нуратинском хребте мощность доходит до 3800 м, а в других районах в среднем составляет 1800 – 2100 м, резко снижаясь в некоторых местах. Следует подчеркнуть явные признаки битуминозности отдельных пачек разреза.

Образования карбона на территории Среднеазиатской платформы обнажаются и вскрыты буровыми скважинами в целом ряде мест. Обнажаются они и в Центральных Кызылкумах. Здесь последовательно выделяются отложения: а) нижнего карбона, представленные толщей песчаников, алевролитов, аргиллитов и конгломератов; б) среднего карбона, выраженные темно-серыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями известняков; в) верхнего карбона, характеризующегося развитием известняков, содержащих прослои аргиллитов, алевролитов и песчаников.

На обширной территории Среднеазиатской платформы в ряде мест (Южный Мангышлак, Центрально-Каракумский свод, Султануиздаг, Дарганата и др.) более чем в 25 скважинах вскрыты породы карбона различной мощности. Максимальные мощности отмечены на площадях – Туресай – 921 м и Жетьбай – 677 м.

Отложения карбона (присутствие нижнего и среднего его отделов установлено фаунистически на площадях Курганчик, Байтерек, Приозерная и др.) представлены довольно однообразной толщей темно-серых, иногда почти черных аргиллитов и алевролитов, которым подчинены прослои песчаников и местами туфов, эффузивов глинистых сланцев и известняков. На севере (площади Туресай, Сарыкум) существенно в разрезе роль известняков. Следует отметить большую насыщенность аргиллитов и алевролитов углистыми остатками.

Выше были приведены сведения о проявлении явных признаков битуминозности в разрезе палеозойских образований. Действительно, и это следует особо отметить, эти признаки имеют широкий региональный характер, охватывающий области распространения палеозойских отложений как в пределах самой платформы, так на склонах окаймляющих ее хребтов.

К толще известняков силура на Алайском хребте приурочены битумосодержащие темноокрашенные линзы и прослои. Наблюдаются выходы битуминозных известняков в Зирабулак-Зиаэтдинских горах. В обнажениях силурийских пород Туркестанского хребта выделяются прослои черных углистых сланцев.

Битуминозные известняки девона развиты на Алайском, Туркестанском, Кураминском и Северо-Нуратинском хребтах. Обнажаются темные, почти черные битуминозные известняки и доломиты девона и в Центральных Кызылкумах (Тамдытау, Аристантау, Кульджуктау и др.).

Содержащие обильные углистые остатки с признаками битуминозности девонские отложения вскрыты скважинами в Тугаракчане и Туресайе; представ-

лены они там песчаниками. На площади Жинасу, как было отмечено выше, были встречены (скважины №№ 10, 11) известняки, насыщенные нефтью.

Наконец, нельзя не упомянуть получение из карбонатной толщи девона фонтанного притока газа из скв. 2 на площади Придорожная в Чу-Сарысуйской впадине.

Еще шире распространена битуминозность и насыщенность пород углистыми остатками в отложениях карбона (хребты Нуратау, Кураминский, Пскемский, Таласский Алатау и др.). Битуминозность приурочена в основном к известнякам и доломитам. В обнажениях на хребте Букантау (Центральные Кызылкумы) встречены черные углистые сланцы.

На площадях Тугаракчан и Туресай вскрыта толща песчаников верхнего карбона с обильными углистыми остатками (скв. 3 и 7); к песчаникам приурочены признаки битуминозности. На площади Биикжал встречены доломиты с признаками нефти и газа, а на площади Каракудук (Каракалпакская АССР) был получен небольшой приток нефти.

Широко представлены на территории Среднеазиатской платформы отложения перми и триаса, которые мы совсем недавно еще выделяли в качестве "переходного комплекса" от условий геосинклинального развития тектогенеза к платформенному. Так, пермские отложения, выраженные известняками, доломитами, известковистыми глинами и ангидритами, вскрыты скважинами на Южно-Эмбинском поднятии (мощностью до 800 м).

Отложения перми и триаса известны на Горном Мангышлаке. Вскрыты они многими скважинами на территории Южного Мангышлака и Устюрта.

Отложения перми представлены пестроцветной песчано-глинистой толщей. В южных и восточных районах повышается содержание грубообломочных, туфогенных и эффузивных прослоев и линз. Эта толща пород непосредственно переходит в литологически схожую свиту, условно стратифицируемую в объеме индского яруса нижнего триаса.

Действительно, в однотонной по составу толще переслаивания красноцветных аргиллитов и алевролитов проведение стратиграфической границы между пермью и триасом является затруднительным. Отложения, относимые к индскому ярусу, отличаются большей глинистостью.

Данных о мощности верхнепермских отложений недостаточно; на Южном Мангышлаке (площадь Узень) и Северном Устюрте (Арстановская площадь) она близка к 500 м. На Северном Устюрте наибольшей мощности достигают образования индского яруса на Арстановской площади (333 м), заметно сокращаясь на других площадях (Шахпахты, Хоскудук) — до 15–20 м, а местами выклиниваясь. На Южном Мангышлаке наибольшая мощность пород индского яруса отмечена на площади Узень (230 м). Отложения пестроцветной толщи (индский ярус — верхняя пермь) залегают несогласно на подстилающих образованиях карбона.

Область распространения отложений оленекского яруса ограничивается Мангышлаком; за его пределами развиты лишь красноцветы индского яруса. Оленекский ярус представлен сероцветными карбонатно-терригенными породами: известняки развиты в нижней половине разреза, тогда как верхняя представлена преимущественно глинами с прослоями песчаников и алевролитов. Наибольшей мощности отложения оленекского яруса достигают на площади Узень — 1350 м, на площади Жетыбай их мощность сокращается до 600 м.

Следует особо подчеркнуть, что по данным последних геофизических исследований и бурения полностью опровергается прежде существовавшее представление о продолжении зоны больших мощностей пермских и триасовых образований Центрального Мангышлака (4000–6000 м) в южном направлении (Ас-сакеауданская впадина). Как оказалось, общая мощность этих отложений здесь не превышает 1000 м, а в наиболее глубокопогруженной части Жаггурлинской депрессии она доходит до 3000 м.

Верхнепермские и триасовые терригенные и туфогенно-осадочные образования в последние годы вскрыты скважинами на ряде площадей Центральной и

Восточной Туркмении. Представлены они в основном грубозернистыми красноцветными терригенными и туфогенными породами с подчиненно развитыми эффузивными разностями. Характерно присутствие местами прослоев конгломератов и гравелитов (площади Фараб, Гугуртли, Нурумгур, Зеагли-Дарвазинское и Джемалское поднятия). Вскрытые мощности варьируют от первых десятков до 1000 м.

В последние годы при бурении скважин были отмечены многочисленные нефтегазопроявления из триасовых отложений. Наиболее крупные из них следующие:

На площади Узень в скв. № 113 с глубины 3198–3338 м из порово-трещинных доломитизированных известняков при опробовании трех интервалов получен приток нефти уд. веса 0,819 с содержанием парафина 4%. Полученная нефть отличается от юрской.

Позднее на той же площади в скв. № 116 (глубина 3408 м) из тех же коллекторов получен приток аналогичной по составу нефти. Дебиты от единиц до десятков кубометров в сутки.

На площади Южный Жетыбай в скв. 4 с глубины 3560–3608 м получен фонтан газа с дебитом 200 тыс. м³ в сутки при 9-миллиметровом штуцере из карбонатных коллекторов оленевского яруса.

Активные газопроявления из гранулярных коллекторов были получены на Теренгкудукской площади в Каракалпакии.

Для суждения о степени метаморфизма палеозойских пород, развитых в пределах Среднеазиатской платформы, данных еще недостаточно. Но те фактические данные, которыми мы уже располагаем, позволяют с большой степенью вероятности обосновывать наши представления в этой области.

Не говоря уже о глубоко метаморфизованных породах гранито-гнейсовой формации, слагающих сводовые поднятия, произведены определения плотности допалеозойских сланцев, керны которых были извлечены из скважины Кызыллой (северо-западное Приаралье); плотность этих пород колебалась в пределах 2,90–2,94 г/см³ (Князев и др., 1971).

Судить о плотностных характеристиках отложений девона возможно из сопоставления их с фактическими данными, полученными в результате определения плотности пород верхнего девона по кернам скважин площадей Туресай, Жанысу, Южно-Эмбинского поднятия. Так, плотность девонских песчаников – 2,40 г/см³, аргиллитов и известняков – 2,56 г/см³, конгломератов – 2,55 г/см³.

О плотностях (г/см³) отложений карбона получены первые данные определений по кернам, извлеченным из скв. 25 на площади Жетыбай. Они показывают следующее: песчаники и алевролиты 2,59–2,61; глины 2,60–2,62; известняки 2,67–2,70.

На площади Шахпахты (Южный Устюрт) песчаники карбона имеют плотность 2,58 г/см³.

Небезинтересно привести данные о плотности (г/см³) пород карбона Приаралья, Примугоджарья и Южно-Эмбинского поднятия: песчаники – 2,52; алевролиты – 2,53; гравелиты – 2,59; глины – 2,46; сланцы – 2,56; аргиллиты – 2,45; известняки – 2,66.

Значительно больше фактических данных имеется о плотности пород пермо-триасового комплекса. До последнего времени многие исследователи исходили из определений плотностных характеристик пермо-триасовых пород, развитых на Горном Мангышлаке, а при оценке степени метаморфизма пород того же возраста из определений пород развитых в пределах Южного Мангышлака. На Горном Мангышлаке пермо-триасовые породы обладают плотностью от 2,66 до 2,71 г/см³. Эти относительно высокие показатели получены при изучении образцов пород из обнажений.

Однако новые данные, полученные при изучении кернового материала из скважин ряда площадей Южного Мангышлака (Узень, Жетыбай, Тасбулат, Жага, Шолобай), показали, что плотность песчаников пермо-триасового возраста на

площади Узень в среднем равна $2,43 \text{ г/см}^3$, глин и аргиллитов - $2,56 \text{ г/см}^3$. На остальных площадях были получены близкие результаты - соответственно $2,47$ и $2,55 \text{ г/см}^3$. При этом фиксируется увеличение плотности с глубиной для глин и аргиллитов. Средние значения на глубинах $1500-1600$ м составляют $2,37 \text{ г/см}^3$, на глубинах $3000-3500$ м они возрастают до $2,50-2,65 \text{ г/см}^3$. Для песчаников и алевролитов такая зависимость не наблюдается.

Весьма показательно сопоставление данных о плотностях пород пермо-триаса и юры на Южном Мангышлаке. Показатели сопоставления следующие (в г/см^3):

	Триас	Нижняя юра	Средняя юра	Верхняя юра
Песчаники среднезернистые	2,11-2,17	2,18-2,30	2,16-2,35	2,12-2,48
Песчаники мелкозернистые	2,24-2,36	2,30-2,32	2,26-2,45	2,32-2,39
Песчаники плотные	2,36-2,45	-	2,30-2,50	-
Алевролиты	2,46-2,53	2,55-2,58	2,43-2,46	2,40-2,53
Аргиллиты	2,59-2,68	2,49-2,63	2,43-2,51	-
Глины	2,36-2,46	2,45-2,54	2,44-2,47	-

Как видно, показатели эти идентичны.

Характерно резкое различие плотностей юрских пород Южного и Горного Мангышлака.

Известны также данные о плотностной характеристике красноцветных пермо-триасовых пород на ряде площадей Каракалпакии (Байтерекский вал, южный борт Ассакеауданского прогиба, Теренгдукский вал, Барсакельмесский прогиб и др.). Средние показатели плотностей колеблются в пределах от $2,45$ до $2,63 \text{ г/см}^3$. Следует указать, что плотность глин и аргиллитов на $0,03-0,15 \text{ г/см}^3$ выше, чем плотность песчаников. Среди последних на глубине $2,5-3,3$ км встречаются песчаники с плотностью $2,35-2,55 \text{ г/см}^3$.

К настоящему времени имеются некоторые фактические данные о плотностной характеристике доюрских пород на ряде площадей Центральной и Восточной Туркмении и юго-западного Узбекистана. Так, в районах и на площадях Туаркыр, Ачак, Нурумгур, Западный Курганчик, Курганчик, Джамал, Модар, Саталантепе, Гиссар получены следующие данные (г/см^3): конгломераты и гравелиты - $2,42-2,69$; песчаники - $2,43-2,62$; глины - $2,45-2,61$.

При этом резко отличны от остальных высокие показатели плотностей пород, полученные на площади Саталантепе и на Гиссаре. Повышенные значения отмечены также на площадях Бухаро-Хивинской зоны (Фараб, Гугуртли, Янгиказган и др.).

Данных о других физико-геологических параметрах (пористости и проницаемости) доюрского комплекса пород еще недостаточно для определенного суждения о их емкостных особенностях. Есть лишь разрозненные определения пористости и проницаемости пород пермо-триаса. Открытая пористость песчаников этого возраста на площадях Узень и Южный Жетыбай составляет $3-5\%$, алевролитов - $2-3\%$ и карбонатных пород - $5-10\%$. Отдельные образцы песчаников имеют пористость 10% и выше. Большинство исследованных образцов пород обладают малой проницаемостью - от 1 до 50 мд; лишь отдельные образцы характеризуются более высокими показателями. На южном борту Ассакеауданского прогиба и на Кассарминском валу пористость пермо-триасовых пород (песчаников и алевролитов) достигает $10-15\%$ (площади Кумтюбе, Хоскудук и Куланды - данные В.С. Князева).

В районах Устюрта песчано-алевролитовые породы обладают пористостью $7-23\%$; в отдельных образцах песчаников пористость доходит до $25-29\%$

(площадь Теренкудук). Проницаемость соответственно колеблется от 20 до 180 мд. Те же отложения на Айбугирском поднятии обладают пористостью от 4 до 23,5% и проницаемостью до 50 мд.

На площади Ачак (Центральная Туркмения) пористость терригенных пород пермо-триаса, судя по кернам скв. 8-Р, варьирует от 3 до 14%.

На ряде площадей в Каракалпакии в разрезах красноцветов пермо-триаса песчаники обладают пористостью от 7 до 23% при средней проницаемости 20 мд. Имеются отдельные пласты песчаников с пористостью до 29% и проницаемостью до 120 мд.

Таким образом, приведенные выше данные о физико-геологических свойствах пород доюрского возраста указывают, не говоря уже о столь важном параметре, каким является трещиноватость, что в пермо-триасе содержатся гранулярные коллекторы, обладающие практически удовлетворительными показателями пористости и проницаемости.

К сожалению, мы не располагаем соответствующими данными по более древним образованиям палеозоя и в первую очередь карбона и девона. Учитывая, что палеозойские отложения, генетически в основном отвечающие осадкам открытых эпиконтинентальных морских бассейнов, характеризуются малой степенью плотности, вполне сравнимой с плотностной характеристикой пород юрского возраста, не говоря уже о пермо-триасовых породах, следует полагать, что породы палеозойского комплекса в своих разрезах также содержат отвечающие требованиям пласты-коллекторы.

В последние годы был произведен значительный объем исследований кернового материала по установлению характера и сингенетичности встреченных признаков битуминозности (Куприн и др., 1968). Анализам были подвергнуты образцы пород оленекского и индского ярусов триаса, верхней перми и карбона (темноцветной серии). Для пород оленекского яруса характерно высокое содержание органического вещества - 0,2-9,8%, в составе которого значительное количество битумов - 0,02-2,5%. Наибольшее содержание битумов наблюдается на площади Тасбулат, на других площадях (Узень, Карамандыбас и др.) оно составляет 0,14-0,39%. Для сравнения интересно отметить, что содержание битумов в нижнеюрских породах превышает 0,16%.

Заметно уменьшается содержание органического вещества (до 0,02-0,015% в породах индского яруса и верхней перми. Ничтожно мало содержание хлороформного битума - всего 0,0025-0,005%.

Темноцветная толща карбона характеризуется повышенным содержанием органического вещества - 1,3-1,6% и битумов - до 0,03%.

По совокупности этих показателей П.Н. Куприн и др. (1968) высоко оценивают битумопродуцирующие свойства верхней сероцветной оленекской свиты триаса и нижней темноцветной толщи карбона.

Исследования образцов керна из пестроцветных отложений площадей Устюрта (Арстановка, Теренкудук, Шахпахты и др.) показывают низкое содержание органического вещества, аналогичное средней красноцветной толще Южного Мангышлака. Содержание $S_{орг}$ составляет 0,08-0,15%, а хлороформной фракции битумов - до 0,04% (Акрамходжаев и др., 1967).

В темноцветных аргиллитах карбона (Койкырлан, Курганчик) содержание органического вещества изменяется от 0,41 до 0,66%, достигая иногда 2,4% при концентрации хлороформной фракции битумоидов до 0,01-0,02% (Куприн и др., 1968).

Анализ приведенных данных еще раз подтверждает вывод о том, что в разрезе доюрских образований можно выделить две нефтепродуцирующие толщи: сероцветы оленекского яруса триаса и темноцветы нижнего - среднего карбона.

Переходя к рассмотрению геотектонических условий строения Среднеазиатской платформы, следует в первую очередь остановиться на объективной оценке тех исходных материалов, которые до последнего времени служили основой для представлений о тектонике молодых платформ.

При изучении **глубинного** строения молодых платформ в основном использовались и используются данные геофизических исследований, в первую очередь сейсмических методов; также привлекаются данные магнитометрии и в меньшей степени гравиметрии. В условиях, когда количество буровых скважин, достигших больших глубин, насчитывается единицами, широкое использование геофизических данных является вполне закономерным. Однако при этом необходимым условием является объективная оценка степени достоверности и точности получаемых данных геофизики, их удельной значимости.

Наиболее широко до последнего времени использовались данные метода отраженных волн (МОВ). Несомненно весьма положительные результаты применения этого метода при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ. Однако когда мы оценивали возможности этого метода для освещения глубинного строения недр, то следует объективно констатировать все уменьшающуюся возможность достоверности получаемых данных с увеличением глубин исследования.

Так, при рассмотрении первичных материалов по Среднеазиатской или Предкавказской платформам мы видим, что поверхности волнового отражения последовательно прослеживаются лишь до глубин 1000–1500 м, а ниже все учащаются перерывы этой сплошности и взамен наблюдаются разрозненные, оторванные друг от друга площадки отражения. Говоря иначе, объективная достоверность получаемых данных, с возрастанием глубин существенно сокращается. Таким образом, создается возможность все более произвольной их интерпретации.

В несколько меньшей степени при выявлении геоструктурных соотношений используются данные корреляционного метода преломленных волн (КМПВ). Как известно, этот метод обеспечивает получение скорее качественных нежели количественных характеристик. Степень точности принято определять в пределах: $+ -10-12\%$. Однако следует указать на значительно большую глубинность исследований методом КМПВ по сравнению с МОВ.

Наконец, при сравнении достоверности получаемых результатов и, главное, при объяснении причинности наблюдаемых аномалий, степень точности данных магнитометрических исследований более низкая, чем сейсморазведочных работ.

К тому же следует отметить, что проявление магнитных аномалий в первую очередь связано с вещественным составом пород, и в меньшей степени с дислокациями разломного характера.

К числу весьма серьезных достижений последних лет, способствующих расширению глубинного строения молодых платформ, является широкое внедрение в последние годы нового сейсмического метода исследований – метода общей глубинной точки (МОГТ). Этот метод позволяет получить данные по значительно большим глубинам, нежели метод отраженных волн (МОВ) и, главное, обеспечивает последовательную протяженность поверхностей волнового отражения. При этом, естественно, резко сокращается возможность произвольного проведения многочисленных разломных нарушений, часто наблюдаемая при построении различными исследователями профилей и структурных карт.

Мы остановились на освещении вопроса о результативности данных различных геофизических исследований при изучении тектоники молодых платформ для того, чтобы еще раз подчеркнуть обязательную необходимость при их использовании объективной оценки удельной значимости каждого из них.

Обратимся к рассмотрению и анализу полученных в последнее время материалов геофизических исследований, а также бурения, проведенных в пределах Среднеазиатской платформы.

На территории Среднеазиатской платформы по динамическим и кинетическим признакам, к которым относятся величины рефракции, коэффициенты поглощения, частоты, амплитуды, кажущиеся скорости и другие параметры, выделяется ряд основных преломленных волн. Они подразделяются на две группы. Первая, включающая до шести таких волн ($T_1 - T_6$) и вторая, представленная в основном наиболее четко и постоянно опорной, преломляющей поверхностью T_{ϕ} . Для первой группы характерна простая форма записи, прямолиней-

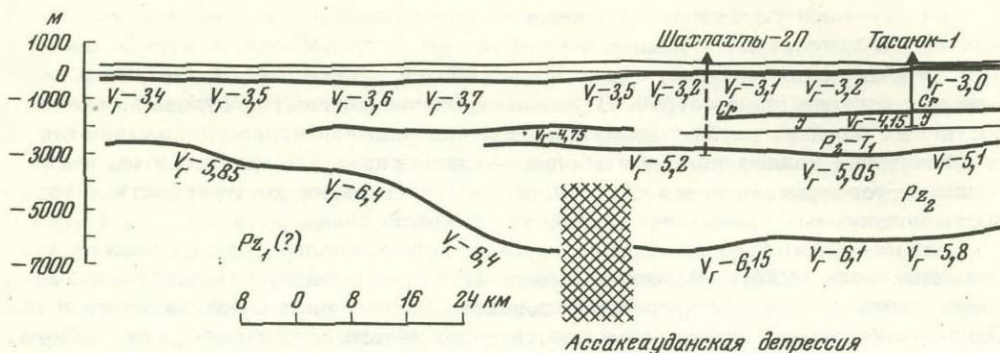


Рис. 3. Сейсмогеологический профиль Южный Устюрт

1 — границы по данным бурения; 2 — опорные границы по КМПВ; 3 — разрывные нарушения

ность и параллельность годографа. Волны группы T_{ϕ} отличаются различными, часто изменяющимися особенностями формы записи; преобладает интерференционная запись с многочисленными сменами волн, повторяющимися на нагояющих годографах, наличием многочисленных "заходов" и дифрагированных волн во вторых вступлениях непосредственно вслед за первыми, что свидетельствует о сложном и существенно отличном строении всей этой наиболее древней толщи пород ниже опорной преломляющей границы.

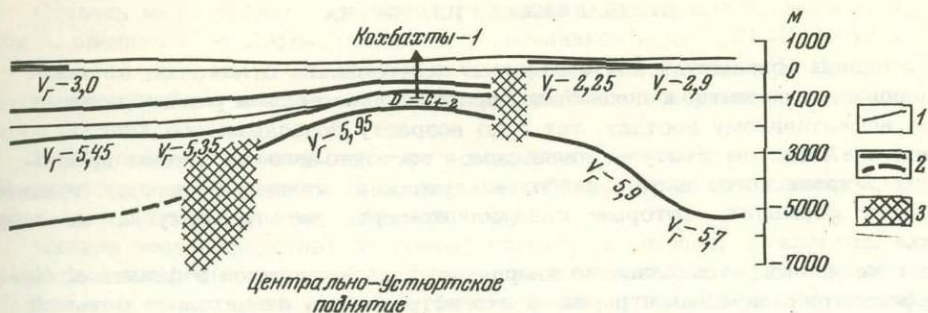
Волны группы T_{ϕ} отличаются высокими значениями кажущейся скорости (от 4 до 10 км/сек), но изменения граничных скоростей по поверхности этой древней толщи пород заключены в более узком интервале от 5,5 до 6,6 км/сек, с отдельными отклонениями в $\pm 0,4$ км/сек. В целом параметры преломленных волн группы T_{ϕ} характеризуют мощную толщу весьма уплотненных, метаморфизованных дислоцированных пород.

Имеются все основания полагать, что возраст этой толщи пород, представленных гранито-гнейсовой мигматитовой формацией (Центрально-Каракумский, Карабогазгольский своды и др.) относится к раннему докембрию. Эта толща древних пород и является фундаментом Среднеазиатской платформы. Об этом свидетельствуют и данные о вещественном составе, формационном облике отложений, обнажающихся в Центральных Кызылкумах и на Султануиздаге, а также вскрытых в ряде скважин юго-западной части платформы и Центрально-Устюртского поднятия. Отложения эти представлены толщей мраморовидных доломитизированных известняков, ниже которой развиты (скв. 1 — Кохбахты, 206 — Айбугир и др.) песчаники и сланцы с подчиненными туфогенных песчаников. Возраст этих отложений, относящийся ранее к среднему и нижнему палеозою, в настоящее время определяется как протерозойский, включая венд (Ахмеджанов и др., 1970).

По условиям своего залегания рассматриваемая толща пород (судя по последним геофизическим данным) весьма спокойна и находится в значительном соответствии со строением поверхности подстилающей древней глубокометаморфизованной толщи гранито-гнейсовой формации. По формационному составу и спокойным плащеобразным условиям залегания рассматриваемая толща пород, очевидно, относится также к образованиям платформенного типа.

В вышележащей толще пород, как было отмечено выше, выделяются до пяти основных преломляющих опорных поверхностей. При этом следует подчеркнуть достигнутую значительную достоверность стратиграфической привязки этих поверхностей в результате вскрытия в ряде мест скважинами образований пермо-триаса и палеозоя.

На сейсмогеологических профилях (рис. 1, 2, 3—см. вкладку), охватывающих обширные пространства Среднеазиатской платформы, показаны условия зале-



гания мезозойских и палеозойских образований, слагающих ее платформенный чехол, а также строение поверхности фундамента.

В пределах Среднеазиатской платформы, также как и других молодых платформ, развита целая система геоструктурных нарушений, осложняющих общий спокойный облик ее глубинного строения. Среди них выделяются грабенообразные прогибы, региональные линейные разломы, флексуриобразные формы в виде террасовидных ступеней, осложняющих строение пологих платформенных склонов и т.д. Характерна (а это явление присуще и для других платформ) подчиненность всех этих нарушений двум господствующим простираниям: северо-северо-восточному – субмеридиональному и западно-северо-западному – субширотному. Естественно, что все эти геоструктурные элементы, несколько осложняющие строение платформ, разномасштабны.

Примерами таких нарушений на Среднеазиатской платформе могут служить грабенообразные прогибы: Центральный (Горный) Мангышлак, Туаркыр, террасовидные ступени, сопровождаемые линейными разломами, осложняющими региональные пологие склоны поверхности фундамента платформы Амударьинской синеклизы и Центрально-Каракумского свода на юг в сторону Колетада и др.

Следует подчеркнуть, что все эти геоструктурные нарушения имеют сопровождающий характер, лишь осложняющий общий ход геотектонического развития платформы. Кстати, они резко одновременны в своих проявлениях.

Мы рассмотрели в свете новых данных комплекс вопросов о геологическом строении, истории геотектонического развития, проявлениях и признаках нефтегазоносности всего доюрского комплекса отложений, приуроченности и сингенетичности битуминозности к отдельным свитам и пр.

На основе анализа вышеприведенного фактического материала является вполне обоснованным утверждение о том, что существовавшие ранее наши представления о строении и истории геотектонического развития Среднеазиатской платформы как молодой (даже при наличии "переходного" пермотриасового комплекса) требуют коренного пересмотра.

Как было показано, вся толща палеозойских (очевидно, и верхнепротерозойских, рифейских) образований принадлежит по своему вещественному составу и плотностным характеристикам к формациям платформенного типа. Условия залегания и геотектонического строения как всей этой толщи, так и отдельных стратиграфических компонентов ее образующих, являются в региональном плане весьма спокойными, отвечающими строению поверхности действительного допротерозойского фундамента. Наблюдается региональное распространение проявлений сингенетичной битуминозности и повышенного содержания органического углерода и углистых остатков в целом ряде толщ палеозоя (силура, девона и карбона). К отложениям девона и карбона приурочены явные проявления нефтегазоносности, а в Чу-Сарысуиской впадине уже получены промышленные фонтанные притоки газа. В ряде скважин на различных площадях (Южный Мангышлак, Устьюрт и др.) получены промышленные притоки нефти и газа из отложений триасового возраста.

ПРЕДКАВКАЗСКАЯ ПЛАТФОРМА

В пределах Предкавказской платформы палеозойские отложения, а также образования, относимые к докембрию, представлены весьма разнообразными как по вещественному составу, так и по возрасту породами.

Так, на Азовском выступе, являющемся восточно-юго-восточным продолжением Украинского щита, наиболее древними являются породы гранито-гнейсовой формации, которые следует относить по возрасту к нижнему архею.

Там же наблюдается развитие кварцитовидных песчаников и филлитов. Метаморфизм этого комплекса пород, а это естественно, значительно меньший, нежели подстилающих образований гранито-гнейсовой формации.

На территории собственно Западного Предкавказья к этому же комплексу относят толщу кристаллических и метаморфических сланцев (Калниболотская площадь) и амфиболитов (Незамаевская площадь).

В пределах Ставрополя породы подобного рода развиты незначительно (Восточно-Джалгинская, Родниковская, Беломеченская и другие площади).

Следует отметить вскрытие в скв. 1 на Южно-Буйнакской площади (Восточное Предкавказье) на глубине 4550 м толщи гранитов, возраст которой, по мнению А.Е. Дубинского, датируется как архейский или, в крайнем случае — как нижнепротерозойский. Имеются и противоположные мнения, согласно которым мы имеем дело с интрузивными образованиями верхнепалеозойского времени.

Присутствие отложений нижнего палеозоя еще не установлено. Известные разрезы палеозоя представлены отложениями девона, карбона и перми.

Отложения девона установлены в пределах Ставропольского, Северо-Ставропольского, Озек-Суатского валов, Тихорецко-Кропоткинского прогиба и в других местах. Представлены они в основном сланцами глинисто-серицитового, серицито-карбонатного и углисто-кремнистового состава. Плотность пород достигает 2,70–2,72 г/см³, но обычно бывает меньшей.

Локально в приразломных зонах эти отложения заметно дислоцированы (до 60°), но в основном залегают спокойно, плашелеобразно.

Возраст этой толщи сланцев условно датируется как верхнедевонский на основании спорово-пыльцевого анализа С.Н. Наумовой (Невинномысская площадь, скв. 5).

Отложения карбона развиты как в пределах Западного, так и Центрального и Восточного Предкавказья.

Образования нижнего карбона были впервые описаны Н.А. Редичкиным при изучении разреза Песчанокопской опорной скважины (Западное Предкавказье). Там на глубине 2519–2746 м была вскрыта толща пород, возраст которой определен как турне-нижневизейский. Эта толща сложена двумя пачками — песчанистой и преимущественно сланцевой. Песчаники полимиктового состава, сланцы — серицитовые, кварцево-серицитовые и серицито-карбонатные, в значительной степени пиритизированные. Плотность пород описываемой толщи колеблется в пределах 2,63–2,76 г/см³.

Каменноугольная система в других областях Предкавказья представлена толщей темно-серых и буровато-серых кварцевых песчаников и алевролитов, чередующихся с прослоями аргиллитов и глинистых сланцев. Прослой известняков и мергелей занимают сугубо подчиненное положение. Следует подчеркнуть значительную насыщенность пород углистым веществом. Описываемые породы, судя по определениям спор, обнаруженных в ядрах из скв. 10 Озек-Суат (глубина 3320–3352 м) относятся к среднему и верхнему карбону. Максимальная мощность отложений карбона вскрыта на Леваневской площади в скв. 2 и равна 700 м.

Отложения карбона залегают в основном довольно спокойно с углами падения слоев до 20–25°, в отдельных местах они дислоцированы активно — углы падения возрастают до 60–75°.

Степень метаморфизма сланцев и песчаников относительно невысокая: плотность сланцев — до 2,68–2,72 г/см³, песчаников — до 2,62–2,69 г/см³.

Следует указать, что в пределах Центрального и Восточного Предкавказья отложения карбона повсеместно характеризуются однообразием литофациального состава пород.

Присутствие отложений пермского возраста установлено только в пределах Центрального и Восточного Предкавказья, где они залегают с некоторым несогласием на подстилающих образованиях.

Нижняя пермь представлена толщей глинистых сланцев, аргиллитов, алевролитов и частично песчаников. Характерна значительная пиритизация пород. Залегают эти отложения спокойно, плащеобразно, углы падения не превышают 30°.

Песчаники и алевролиты имеют полимиктовый состав; преобладающими компонентами являются кварц, полевые шпаты, слюда, карбонаты. Плотность пород — 2,56–2,60 г/см³.

Верхнепермские образования развиты главным образом в грабенообразных прогибах Центрального и Восточного Предкавказья.

В основании верхнепермских отложений (возраст устанавливается по единичным находкам пелеципод и фораминифер) залегают красноцветные конгломераты, выше располагаются разномерные аркозовые и полимиктовые песчаники и алевролиты. Встречаются прослой известняков, местами с признаками доломитизации. Известняки в большинстве содержат рассеянный битум. Плотность песчаников — 2,55–2,64, а конгломератов — до 2,66 г/см³.

Мощность верхнепермских отложений в Восточном Предкавказье колеблется от 50 до 300 м. На Северо-Ставропольской площади недавно в скв. 200 установлена мощность более чем 350 м. Залегают отложения верхней перми спокойно.

Пермские отложения с размывом перекрываются породами триаса, юры и нижнего мела.

Отложения триаса широко развиты в пределах Предкавказья.

На территории Западного Предкавказья образования нижнего триаса установлены лишь в предгорной части северного склона Большого Кавказа. Они предположительно вскрыты на Майкопской площади, где представлены серией слоистых известняков.

Среднетриасовые отложения развиты в северо-западной части Краснодарского края (Староминская, Ленинградская, Березанская и другие площади), где представлены пачкой серых песчаников и аргиллитов с прослоями граувигов; встречаются прослой эффузивов. Мощность среднетриасовых пород 50–100 м.

Отложения верхнего триаса распространены в центральной и северо-западной части рассматриваемой территории. Представлены толщей темно-серых аргиллитов и мергелей с редкими, тонкими прослоями песчаников. Иногда встречаются прослой эффузивов. Вскрытая мощность достигает 1900 м (Староминская площадь).

Условия залегания верхнетриасовых пород недостаточно ясны. По данным бурения отложения триаса меняют углы падения от горизонтального залегания (площадь Бейсучанская, Челбасская, Крыловская) до 40 и даже 80° (Каневская и Староминская площади). Г.Т. Юдин и др. (1974) отмечают, что развитие больших мощностей связывается с грабенообразными прогибами, а большие углы падения связываются с разломными дислокациями.

Породы триаса (по данным пока еще небольшого количества определений) характеризуются следующими показателями плотности: песчаники и алевролиты — от 2,60 до 2,69 г/см³, аргиллиты — от 2,65 до 2,73 г/см³.

Показатели пористости и проницаемости невысокие. Пористость песчаников составляет 0,5–5,3%, а проницаемость не превышает единиц миллидарси. Таким образом, в отложениях триаса, судя по полученным промышленным притокам газа, содержатся коллекторы порово-трещинного типа.

Широко развиты отложения триаса в пределах Восточного Предкавказья, а в Центральном Предкавказье они вскрыты скважинами только на Красногвардейской площади.

Нижний отдел триаса представлен двумя толщами: нижней (мощностью 100–800 м), сложенной массивными известняками, плотность которых не превышает 2,64–2,66 г/см³ и верхней, состоящей из серии чередующихся прослоев аргиллитов и пелитоморфных известняков (их плотность близка 2,64 г/см³), мощностью от 300 до 700 м.

В основании среднего триаса залегают известняки, кверху последовательно переходящие в терригенные образования. Характерно присутствие в последних туфогенного материала. Плотность этих пород 2,60–2,62 г/см³, мощность – от 300 до 1000 м.

На территории Восточного Предкавказья к верхнему триасу условно относится туфогенно-осадочный комплекс отложений, повсеместно залегающий под среднеюрскими образованиями и подстилаемый различными по возрасту породами. Представлен этот комплекс чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В нем широко развиты кислые эффузивы. Плотность пород – 2,53–2,58 г/см³, мощность – от 150 до 1000 м.

Таким образом, общая мощность триасовых отложений колеблется в очень больших пределах – от 0 до 3500 м. Наибольшие мощности отложений триаса отмечаются в грабенообразных прогибах, и, в первую очередь, в Маньчском прогибе.

Породы триасового возраста характеризуются невысокими значениями пористости. Исследования кернового материала показали, что пористость известняков составляет от 1,2 до 8,5%, а песчаников от 3,7 до 18,1%.

Соответственно проницаемость по кернам для известняков и песчаников – не превышает 1 мд. Имеются отдельные случаи, когда проницаемость достигает 55,7 мд (Величаевская площадь) и даже 258 мд (Равнинный Дагестан).

Однако показатели трещинной проницаемости в ряде случаев достигают очень больших размеров. Так, трещинная проницаемость известняков нижнего триаса колеблется от 24 до 3160 мд (площадь Урожайненская, Правобережная). Оолитовые известняки среднего триаса имеют трещинную проницаемость до 334 мд, песчаники – до 1336 мд (Култайская и Закумская площади). В разрезе верхнего триаса присутствие прослоев или пачек пород, способных аккумулировать углеводороды в промышленных количествах, ограничено.

Как это видно из изложенного выше, основным типом коллекторов триасовых пород является трещинный и реже порово-трещинный. При этом наибольший интерес представляют карбонатные коллекторы, фильтрационные свойства которых связаны в основном с трещиноватостью, наиболее интенсивно проявляющейся в сводовых частях локальных поднятий и в приразломных зонах. Следует отметить, что в результате перекристаллизации и выщелачивания, карбонатные коллекторы могут иметь вторичную пористость.

Пока мы очень мало знаем о проявлениях битуминозности и содержании органического углерода в породах триасового возраста и почти ничего – об образованиях палеозоя.

По имеющимся данным, отложения карбона Восточного Предкавказья характеризуются очень малым содержанием битумов – до 0,01%, редко больше. Однако содержание $C_{орг}$ в сланцах является высоким – от 0,78 до 3,0%.

Пермские образования также обладают низкой битуминозностью (до 0,01%), а содержание $C_{орг}$ не превышает 0,25%.

В нижнетриасовых отложениях содержание хлороформенного битума колеблется в широких пределах – от 0,0013 до 0,04%. Значения $C_{орг}$ обычно не превышают 0,9%. Судя по кернам (площади Величаевская, Зимняя Ставка, Максимокумская) битуминозное вещество обычно выполняет трещины, поры, каверны в известняках.

Отложения среднего триаса характеризуются в ряде случаев (Величаевская площадь и др.) повышенным содержанием битумов; в известняках оно доходит

до 0,31% и более, в аргиллитах составляет 0,08–0,16%. На Сухокумской площади (скв. 25) содержание битумов в известняках доходит до 2,5%, а содержание $C_{орг}$ составляет 0,42–2,2%. По сравнению с рассмотренными данными по породам нижней – култайской – свиты, верхняя – колодезная – свита среднего триаса содержит значительно меньше битумов, а содержание $C_{орг}$ не превышает 0,83%.

Отложения верхнего триаса отличаются значительными колебаниями в содержании битумов – от следов до 0,3%.

Для сравнения следует отметить, что содержание битумов в отложениях триаса значительно ниже, нежели в перекрывающих их образованиях юры и нижнего мела.

В Западном Предкавказье триасовые отложения, развитые в Ейско–Березанской зоне, характеризуются также невысокими показателями битуминозности: нижнетриасовые породы – 0,003–0,01% и среднетриасовые – 0,01–0,02%. Соответственно содержание в них $C_{орг}$ – 1,0–1,5 и 0,01–0,02%.

Содержание битумов в перекрывающих породах юры и нижнего мела составляет в среднем 0,08 и 0,03%.

На Некрасовской площади содержание битумов в триасовых породах несколько выше и доходит до 0,04–0,06%.

В зоне передовых складок триасовые образования активно обогащены битумами, отличаются высоким содержанием $C_{орг}$ – до 3,7 – 6,3% (площадь Каменноостская на р.Белой).

В пределах Западного Предкавказья в отложениях триаса известен целый ряд нефтегазопроявлений, вплоть до получения промышленных притоков. Так, на северо–западе, на территории Ейско–Березанской зоны промышленные притоки газа из верхнего триаса были получены на Челбасской, Каневской и Кротовской площадях. Из отложений среднего триаса фонтанные притоки газа получены на Староминской площади.

Притоки газа достигали (в тыс. м³ в сутки) 190 – на Челбасской, 290 – на Каневской, 211 – на Кротовской и 103 на Староминской площадях.

Кроме Ейско–Березанского района, промышленная газоносность установлена на Расшеватской и Дагестанской площадях. На Расшеватской структуре фонтан газа был получен из отложений пермо–триаса с дебитом до 140 тыс. м³ в сутки со значительным содержанием конденсата.

Существует различная оценка перспектив нефтегазоносности триасовых образований Восточного Предкавказья. В.Л. Егоян, И.П. Жабрев и др. триасовые отложения оценивают высоко. Г.Т. Юдин, А.А. Шиманский и др. считают их перспективы ограниченными; при этом допускается, что выявленные залежи нефти и газа могли образоваться как за счет битумопроявляющих толщ триаса, так и за счет миграции углеводородов из пород юры. По–видимому, в данном случае мы имеем дело с преждевременным представлением, в связи с явной недостаточностью фактических данных.

Следует все же вновь указать на большую активность нефтегазопроявлений в зоне передовых складок в отложениях триаса.

В пределах Восточного Предкавказья проявления нефтегазоносности отложений пермо–триасового возраста более многочисленны, чем в Западном Предкавказье.

Первые признаки были отмечены еще в 1958 г. при бурении скв. 3 на Озексуатской площади, где из нижнего триаса получен приток воды с пленками нефти. Затем признаки нефти при бурении скважин были также отмечены в 1959–1961 гг. на Левокумской площади. Небольшие притоки нефти с водой получены на Колодезной, Закумской и других площадях.

Начиная с 1967 г., в Восточном Предкавказье фронт поисково–разведочных работ на пермо–триас значительно расширился. С этой целью более чем на 10 площадях было начато бурение. В результате этого на трех структурах – Урожайненской, Зимней Ставке, Совхозной – были открыты залежи нефти, приуроченные к известнякам нижнего и среднего триаса.

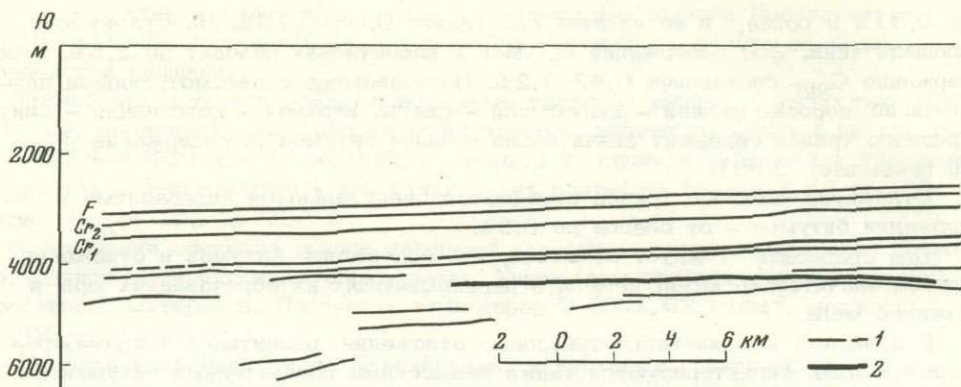


Рис. 4. Восточное Предкавказье
Сейсмический профиль с юга на север через Солончаковскую и Степную площади
1 - отражающие горизонты; 2 - преломляющие границы

На Урожайненской площади с глубины 3528–3550 м был получен фонтан нефти с дебитом 127 м^3 в сутки при 6-миллиметровом штуцере и давлении на буфере 191 атм.

На площади Зимняя Ставка залежь нефти была выявлена скв. 41 в известняках нижнего триаса (глубина 3493–3516 м); дебит составил 42 м^2 в сутки через 10-миллиметровый штуцер. Другая скважина на той же площади дала фонтан с дебитом 150 м^3 в сутки при штуцере, диаметром 6 мм. На Совхозной площади из скв. 3 был получен фонтан нефти из отложений среднего триаса с дебитом 113 м^3 в сутки при штуцере того же диаметра.

Слабые притоки нефти, газа и конденсата наблюдались и на других площадях.

Таким образом, в Восточном Предкавказье установлена промышленная нефтеносность, связанная с карбонатными породами нижнего и среднего триаса. Из красноцветной терригенной серии верхнего триаса получены лишь незначительные признаки нефти на Колодезной площади.

Положительные результаты бурения разведочных скважин, установившие промышленную нефтегазосность отложений триасового возраста на различ-

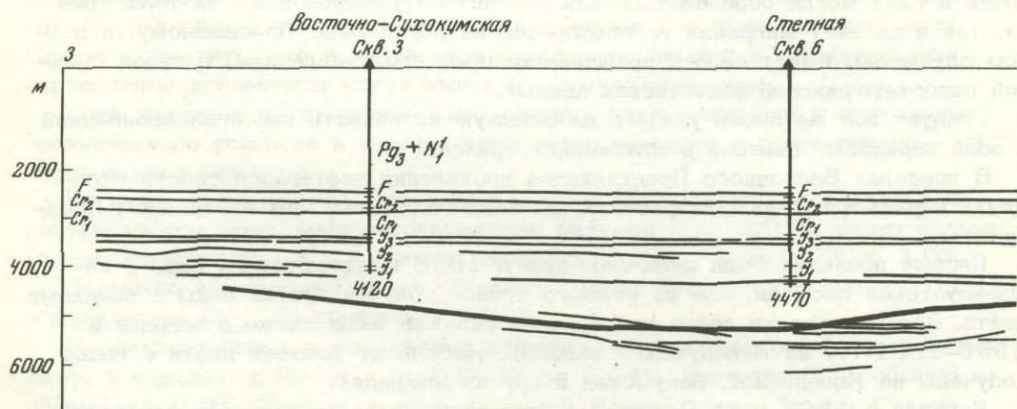
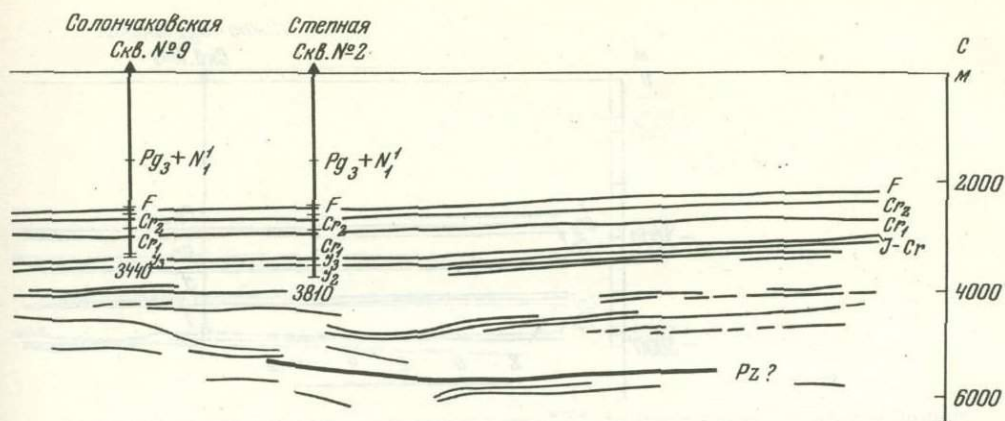


Рис. 5. Сейсмический профиль с запада на восток через Восточно-Сухокумскую, Степную и Северо-Кочубеевскую площади

Условные обозначения см. на рис. 4



ных площадях Предкавказской платформы, определили существенную перспективность развития поисково-разведочных работ в этом направлении.

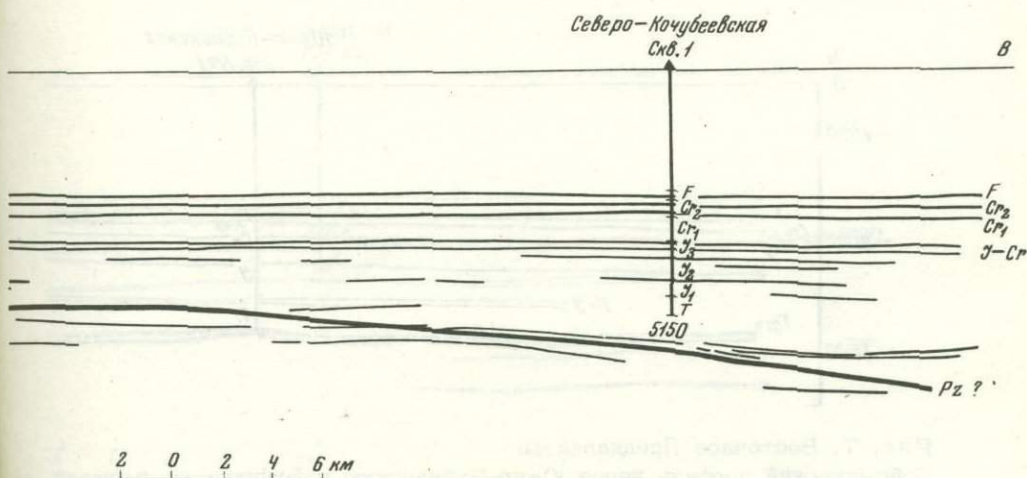
Переходя к рассмотрению вопросов геотектоники Предкавказской платформы, связанных как с историей ее развития, так и с представлениями о современной ее геоструктуре, следует отметить известную недостаточность исходных данных для суждения об этом и в особенности о геологическом строении образований палеозоя.

В пределах Восточного Предкавказья, как известно, палеозойские отложения принимают участие в строении предгорий северного склона Большого Кавказа, Прикумского вала и вала Карпинского. Наблюдается последовательное увеличение их мощности от 1000–2000 м в долине Баксана до 2000–3000 м на Прикумском валу и в Маньчском прогибе и более 4000 м в зоне вала Карпинского. По тем же данным, палеозойские образования залегают спокойно, плащеобразно. По свидетельству Ф.Ф. Рыбакова на ряде площадей (Дубовско-Балковской, Гаевской и др.) углы падения слоев не превышают 20–30°, а обычно равны 5–10°.

Об условиях залегания палеозойских отложений в пределах Западного Предкавказья данных еще недостаточно.

Однако очень большую помощь в распознавании глубинного строения Предкавказской платформы дало использование в последние годы в общем комплексе геофизических исследований нового сейсмического метода – общей глубинной точки (МОГТ).

Для иллюстрации приведем ряд сейсмических профилей (рис. 4,5).



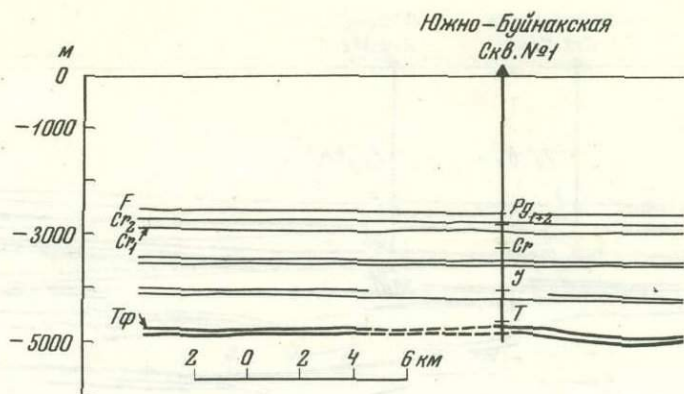


Рис. 6. Восточное Предкавказье
Сейсмический профиль через Южно-Буйнакскую площадь
Условные обозначения см. на рис. 4

Первые два профиля проведены в пределах южного пологого борта Маньчского прогиба. Отработаны они с целью выяснения условий строения толщи пород, подстилающих юрские отложения. Профиль № 1 отработан в меридиональном, а № 2 – в широтном направлениях.

Применение при проведенных исследованиях метода общей глубинной точки значительно ослабило фон кратных волн и позволило проследить отражающие границы в толще юрских и пермо-триасовых образований, причем на больших глубинах, чего ранее нельзя было получать при применении метода отраженных волн (МОВ).

При сопоставлении полученных данных МОГТ и КМПВ наблюдается значительное совпадение линий отражающих и преломляющих границ. Кроме того, следует подчеркнуть (а это очень важно), что ниже преломляющей границы отмечается ряд отражающих площадок значительной протяженности.

Выше было отмечено, что на Южно-Буйнакской площади в одной из скважин была вскрыта толща гранитов. Впоследствии здесь были проведены два сейсмических профиля (по данным МОГТ). Как это видно (рис. 6, 7), на профилях прослеживается целый ряд отражающих поверхностей: в фораминиферовых слоях, отложениях верхнего и нижнего мела, нижнего мела – юры, юры – триаса и др.

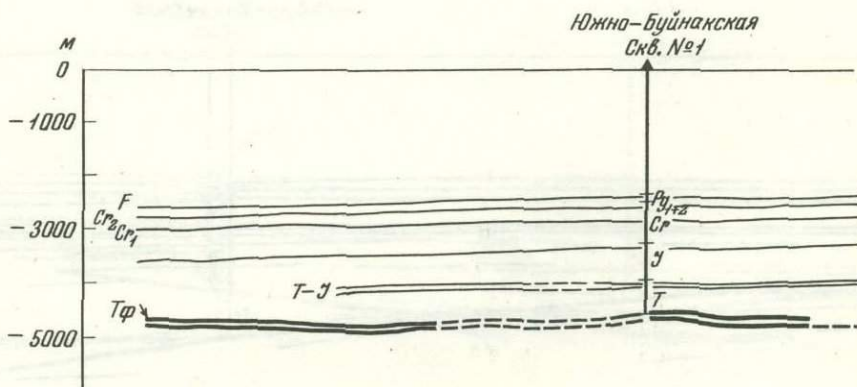
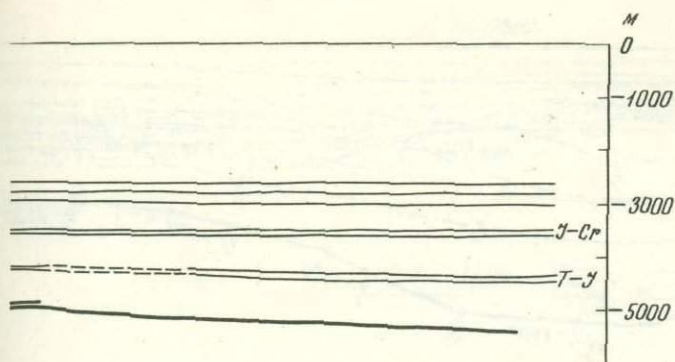


Рис. 7. Восточное Предкавказье
Сейсмический профиль через Южно-Буйнакскую и Буйнакскую площади
Условные обозначения см. на рис. 4



По отражающей поверхности горизонта "Т" вырисовывается обособленное пологое поднятие, очерчиваемое замкнутой изогипсой — 4720 м.

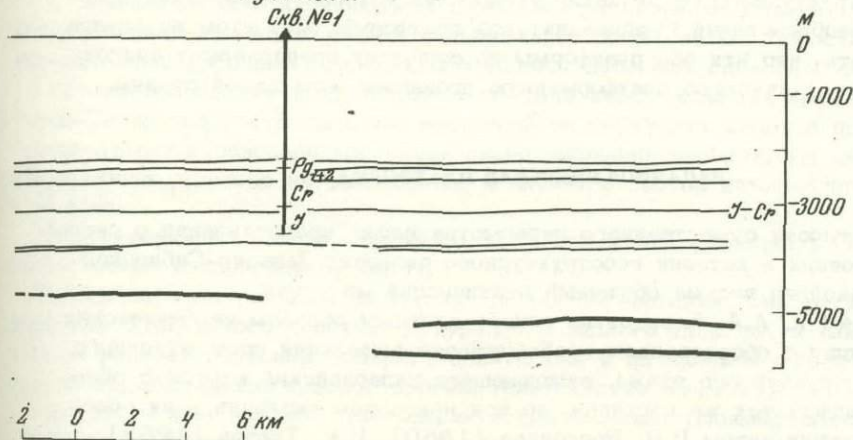
В скв. 1 отражающий горизонт "Т" залегает ниже глубины вскрытия гранитов на 150–170 м. На своде складки, где вскрыты граниты, материал на временных разрезах недостаточно ясный, но на крыльях прослеживаются весьма четкие границы.

Резюмируя, следует подчеркнуть, помимо общности тектонически спокойных условий залегания образований мезозоя и палеозоя, соответствие этих условий с отражающей поверхностью горизонта "Т", т.е. поверхности толщи гранитов, возраст которой, возможно, относится к нижнему архею.

Аналогичны условия геологического строения и в пределах Западного Предкавказья. При рассмотрении для примера сейсмо-геологического профиля, проведенного в субмеридиональном направлении по линии Северская — Медведовская — Ленинградская (рис. 8) выделяется ряд отражающих поверхностей в толще третичных и мезозойских отложений; для них характерно общее соответствие в условиях спокойного в основном залегания. Также четко, как и в Восточном Предкавказье, выделяется преломляющая поверхность по резкому возрастанию скоростей (5700–6200 м/сек).

Возраст толщи пород, залегающей ниже этой поверхности, недостаточно ясен, хотя следует отметить, что несколько севернее (Екатериновская — Кушевская), где вскрыты бурением породы гранито-гнейсовой формации нижнего архея, четко прослеживается преломляющая поверхность с аналогичными скоростными показателями (5900–6200 м/сек). Характерно, что в северной части профиля (Батуриновская — Ленинградская площади) прослеживается еще одна

Буйнакская
Скв. №1



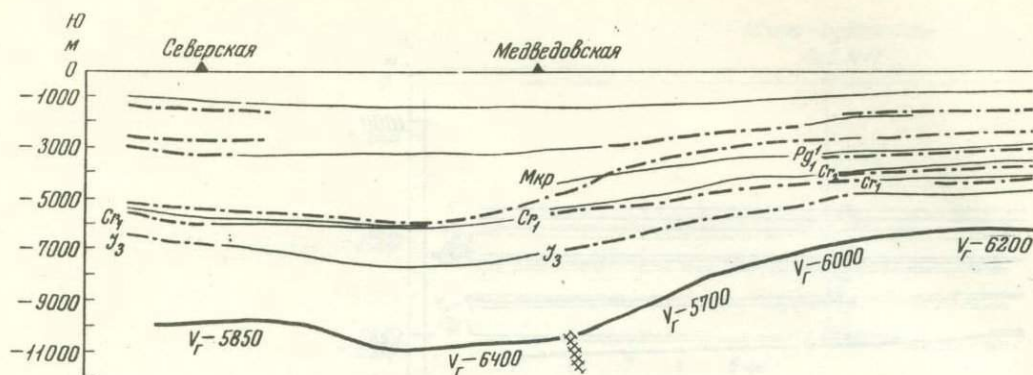


Рис. 8. Западное Предкавказье
Сейсмический профиль через Северскую, Медведовскую и Ленинградскую площади

преломляющая поверхность, расположенная несколько выше предыдущей, также с повышенными скоростными показателями (5250–5500 м/сек). Следует отметить, что имеет место общее соответствие в условиях залегания этих преломляющих поверхностей и всей вышележащей толщи пород.

Таким образом, последние данные геофизических исследований в сочетании с результатами бурения ряда скважин с очевидностью показывают на общее геоструктурное соответствие условий залегания мезозойских и палеозойских образований, характерных для платформенных областей.

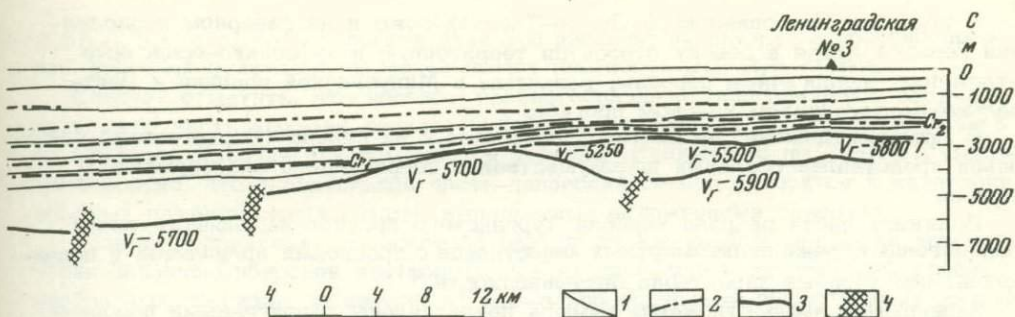
Но эти в основном спокойные условия залегания, так же как и в пределах Среднеазиатской платформы, нарушены рядом волновых и разломных дислокаций субширотного и субмеридионального (но в меньшей степени) простирания. Наиболее характерными формами такого типа являются Маньчжский грабенообразный прогиб и вал Карпинского. По своей удельной значимости в общей геоструктуре Предкавказской платформы все эти нарушения являются сопровождающими, лишь осложняющими глубинное строение последней.

Итак, анализ накопившихся за последние годы новых данных о формационной характеристике образований палеозоя, литолого-стратиграфических соотношениях последних с вышележащими отложениями мезозоя, проявлениях битуминозности, содержании органики ($C_{орг}$), степени начального метаморфизма (плотности) в сочетании с достигнутыми результатами геофизических исследований и бурения позволяет утверждать, что время образования Предкавказской платформы уходит далеко вглубь за пределы палеозойской эры. В этом отношении история геоструктурного ее развития аналогична истории становления и последующих преобразований Среднеазиатской платформы. При этом не следует также забывать, что эти обе платформы по существу представляют единое целое, образуя огромную платформенную провинцию юга нашей страны.

ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА

О необходимости существенного пересмотра наших представлений о геологическом строении и истории геоструктурного развития Западно-Сибирской платформы накоплен весьма обширный фактический материал.

Еще в 1944 г. А.А. Борисов на основе главным образом геофизических данных выступил с обоснованием необходимости выделения промежуточного или второго структурного этажа, включающего палеозойский комплекс образований. В защиту тех же взглядов, но при некотором различии в обосновании выступили затем Н.Н. Ростовцев (1960), И.К. Туезов (1962), Ф.Г. Гуарри и др. (1964), П.К. Куликов (1968) и др.



1 — геологические границы; 2 — отражающие горизонты; 3 — преломляющие горизонты; 4 — разрывные нарушения

О принадлежности отложений триаса и перми к платформенным формациям изложено в ряде работ В.С. Бочкарева (1967, 1971 и 1973 гг.), М.Я Рудкевича, В.С. Бочкарева и др. (1970). К образованиям платформенного типа отнесены отложения палеозоя, широко развитые в восточной и северо-восточной частях Западной Сибири.

Начало существования уже платформенного режима геоструктурного развития П.К. Куликов (1972) относит к низам палеозоя в пределах территории, охватывающей всю широкую Приенисейскую полосу, Надым-Пурское междуречье и весь север Западной Сибири и, предположительно, Карскую акваторию. При этом в пределах перечисленных областей консолидации накопились мощные осадки (до 4000 м) платформенного типа, по вещественному составу пород, степени метаморфизма, условиям в основном спокойного залегания, мало чем отличающиеся от мезозойского комплекса образований. В остальной части Западной Сибири, по П.К. Куликову, платформенные условия развития возникли только в конце палеозоя.

Как известно, в пределах весьма обширной Западно-Сибирской платформы наиболее древними образованиями докембрийского возраста являются отложения гранито-гнейсовой формации. Они слагают крупнейшие сводовые поднятия, значительная площадь которых непосредственно перекрыта мезозойско-кайнозойскими образованиями (Салехард-Березовский район, Среднее Приобье, нижнее течение Енисея и др.). 35-40% территории Западно-Сибирской низменности характеризуется подобными соотношениями.

К докембрийским образованиям относятся развитые на севере (нижнее течение Енисея) отложения рифея, выполняющие ложе впадин. Представлены они доломитами и породами терригенного облика. Залегают спокойно, плащеобразно.

Установлено также присутствие отложений кембрия на востоке и юге Западно-Сибирской платформы. На восточной ее периферии кембрий представлен карбонатными образованиями, очень слабо дислоцированными. На юге отложения кембрия отдельно не выделяются и входят в состав нижнепалеозойского комплекса.

В периферийных районах также развиты отложения ордовика и силура, преимущественно в карбонатной фации.

Более широкое развитие имеют девонские образования. Они установлены в пределах Тургайского прогиба, Приуралья, Среднего Приобья, а также в северных районах Западной Сибири. Развиты они и на далеком юго-востоке (Центрально-Казахстанский краевой прогиб, Минусинская впадина).

В Тургайском прогибе скважинами вскрыта толща (мощностью до 700 м) доломитизированных известняков верхнего девона, для которых характерна трещиноватость.

В пределах Петропавловско-Омско-Тарской зоны и на северном продолжении Горного Алтая к девону относятся терригенные и туфогенно-осадочные отложения, аналогичные породам, развитым в Минусинской впадине и Центральном-Казахстанском краевом прогибе.

В Среднем Приобье, на востоке платформы и на севере (Варьеганский район) девон представлен осадками преимущественно терригенного платформенного облика.

В нижней части разреза карбона Тургайского прогиба выделяется толща органогенных, реже пелитоморфных известняков с прослоями аргиллитов и песчаников, для которых характерна битуминозность.

Залегающие выше отложения намюра представлены терригенными породами: в низах — это сероцветные, а в верхней части — красноцветные аргиллиты, алевролиты, песчаники, в меньшей степени прослойки известняков и туфов. Суммарная мощность отложений карбона до 2000 м, а красноцветной серии — до 200 м.

В Приуралье, а также на северном продолжении Зайсанской и Кольвань-Томской зон нижний карбон представлен в основном сланцами с подчиненными прослоями известняков и эффузивов.

В Среднем Приобье отложения карбона выражены в терригенной фации платформенного облика. Так, на востоке Тюменской области залегают толща слабо дислоцированных (10–20°) осадочных и туфогенно-осадочных пород. Мощность их до 2,0–2,5 км во впадинах, местами на поднятиях эта толща выклинивается полностью. Возраст пород: средний, верхний карбон (О.О. Котяхов, Н.Г. Чочиа, Г.К. Боярских и др.). В ряде мест установлены отложения пермского возраста.

В восточной, окраинной, зоне Западно-Сибирской платформы верхнепалеозойские отложения, представленные терригенными образованиями платформенного облика, прослеживаются с юга на север до Усть-Енисейского района и Таймыра. Метаморфизм и дислоцированность этих пород незначительны. Мощность местами достигает 2000 м.

Образования триасового возраста имеют неповсеместное распространение. Они обычно залегают в небольших, наложенных, грабенообразных прогибах, в которых нижний и средний триас представлен туфогенно-осадочными континентальными породами, а верхний триас угленосными отложениями (Куликов, 1972).

На севере в Усть-Енисейском районе, и на северо-востоке осадки триаса прибрежно-морского генезиса, залегают они плащеобразно. Мощность триасовых образований крайне непостоянна — от 0 до 3,5–4 км.

Триасовые отложения несогласно перекрывают породы палеозоя и в свою очередь несогласно перекрываются образованиями юрского возраста.

Учитывая накопившиеся новые данные по геофизическим исследованиям и по бурению (правда, еще немногочисленных скважин, вскрывших палеозой), а также принимая во внимание последние опубликованные работы ряда исследователей, можно уже в настоящее время достаточно обоснованно предполагать об условиях развития и залегания образований палеозоя и триаса. Их участие в строении Западно-Сибирской платформы выражено двумя основными видами условий залегания. С одной стороны, это площадное плащеобразное залегание типично платформенного облика, с другой, заполнение образованиями этого же возраста прогибов, имеющих большей частью грабенообразный характер. К ним относятся образования триаса Челябинского, Буланаш-Елкинского, Каратилинского грабенообразных прогибов. Следует указать и на активное развитие отложений палеозоя в прогибах на самой окраинной периферии платформы, генетически отражательно связанных с окружающими горно-складчатыми областями.

Для плащеобразного развития палеозойских и триасовых отложений характерно весьма спокойное залегание с углами падения, обычно не превышающими 7–10°. Плотность пород триаса составляет 2,4–2,5 г/см³, а палеозоя

2,55 - 2,6 г/см³. В условиях активной дислоцированности в грабенообразных прогибах отложения палеозоя имеют плотность 2,5-2,6 г/см³.

Следует отметить, что прогибы грабенообразного типа занимают весьма небольшую часть площади Западно-Сибирской платформы. К тому же к северу от Среднего Приобья они намечаются условно (Рудкевич и др., 1970). Весьма вероятно, что значительная часть депрессий севера относится к категории обычных платформенных впадин, выполненных отложениями палеозоя.

Общими признаками для всего разреза палеозоя на большей части территории Западно-Сибирской платформы, где не происходило образование грабенообразных прогибов, являются: а) нормально-осадочный вещественный состав пород, характерный для формации платформенного типа; б) слабая дислоцированность (углы падения редко превышают 10°); в) отсутствие заметного метаморфизма (плотности пород обычно не превышают 2,55 г/см³).

Выше были отмечены многочисленные проявления битуминозности как в разрезах триасовых, так и более древних палеозойских образований. Следует также указать на заметное обогащение отложений угольной органикой.

Более чем в 45 случаях из образований палеозоя, а также триаса были получены притоки нефти и газа. В своем большинстве они были небольшими. Недавно почти одновременно на двух площадях - Верхнетарской и Медведевской - были получены крупные фонтанные притоки нефти из отложений карбона. Также на Верхнекомбарской площади был получен фонтанный приток газа с конденсатом.

На Урманской площади (Томская область) из разведочной скважины с глубины 3060-3105 м был получен фонтан нефти из толщи мраморовидных известняков карбона с дебитом 200 т в сутки при 8-миллиметровом штуцере (сентябрь 1974 г.).

До последнего времени существовало мнение у некоторых исследователей, что проявление нефтегазоносности и притоки нефти и газа в палеозойских и триасовых отложениях обусловлены миграцией углеводородов нефтяного ряда сверху из образований мезозоя. Но последние данные с очевидностью опровергают подобные представления. В.С. Вышемирским, Е.Ф. Доидьничиньым, А.П. Перцевой и С.М. Рыжковой (1973) был изучен изотопный состав 69 проб нефтей и 27 хлороформенных битуминоидов, полученных из отложений палеозоя и базальных горизонтов мезозоя. Эти исследования показали, что изотопный состав углерода нефтей этих отложений существенно отличен от изотопного состава углерода нефти из отложений тюменской свиты. Последняя обогащена легким изотопом углерода, а нефти палеозоя - тяжелыми. Причем интервалы колебаний δC^{13} даже не перекрываются.

Нефти из отложений палеозоя и базальных горизонтов мезозоя отличаются от юрских чрезвычайно низкой оптической активностью, фракции, выкипающие при температуре до 400°C, вообще не вращают плоскости поляризации света. Низкотемпературные фракции двух нефтей Мыльджинского месторождений не имеют даже левое оптическое вращение.

В.С. Вышемирский и др. (1973) на основании проведенных исследований считают установленной генетическую связь нефтей, залегающих в палеозое и в базальных горизонтах мезозоя, с палеозойскими образованиями, с чем можно полностью согласиться.

Приведенные выше данные свидетельствуют о наличии в разрезах палеозоя Западно-Сибирской низменности сингенетичных нефтей и битумов на многих площадях.

Все это, вместе взятое, особо учитывая, что на большей части территории распространения триасовых и палеозойских образований они представлены отложениями платформенного облика, а условия залегания отличаются в основном спокойствием геоструктурных форм, указывает на срочную необходимость активизировать исследования и изучение всех вопросов, связанных как с прогнозной оценкой нефтегазоносности этих отложений, так и с обоснованием направлений поисково-разведочных работ.

Анализ приведенных выше новых данных приводит к весьма четко обоснованному выводу о том, что уже в верхнем протерозое вся территория Западно-Сибирской низменности представляла собой платформу. Что же касается времени начала, с которого ее геоструктурное развитие происходило в условиях платформенного режима, то становится все более очевидным нижнеархейский возраст фундамента.

Естественно, что в целом тектонически спокойные формы залегания всей толщи верхнепротерозойских, палеозойских и мезозойско-кайнозойских образований осложнены в ряде мест нарушениями, дислокациями разломного типа (грабенами, сбросами и др.), в своей направленности подчиненными в основном субмеридиональному и в меньшей степени субширотному простиранию. Во внутренних зонах грабенообразных прогибов (например, Тургайском) заполняющие их отложения обычно более активно дислоцированы.

Следует отметить, что все эти нарушения, также как и в пределах рассмотренных выше платформ, не являются определяющими геоструктурные соотношения, а являются лишь осложняющими общие спокойные условия глубинного строения Западно-Сибирской платформы.

Весторонний анализ накопившихся за последние 10-15 лет новых данных геофизических исследований, бурения скважин, изучения формационных характеристик палеозойских отложений, степени их метаморфизма, органики и проявлений битуминозности, региональной их распространенности и сингенетичности этих показателей и, наконец, проявлений нефтегазоносности и получения промышленных притоков нефти и газа, с очевидностью определяет необходимость коренного пересмотра представлений о геологическом строении и истории геоструктурного развития молодых (эпигерцинских) платформ.

Существенные изменения в понимании глубинного строения молодых платформ вносят новые данные геофизических исследований и, в первую очередь, результаты применения метода общей глубинной точки (МОГТ) в обычной его модификации.

Определилось весьма показательное общее соответствие условий залегания как мезозойских, так и палеозойских образований с пространственным положением преломляющих поверхностей, весьма четко выделяющихся по своим резко повышенным скоростным показателям (5600-6400 м/сек).

Совершенно очевидно, что ниже этих преломляющих поверхностей залегают толщи высокометаморфизованных, весьма плотных пород.

Следует указать на то, что эти новые представления, в целом, о спокойных, условиях залегания мощной толщи мезозойско-палеозойских образований в пределах рассмотренных выше платформ подтверждаются данными бурения скважин, в ряде мест вскрывших палеозойские отложения, а на отдельных участках и более древние породы, вплоть до образований гранито-гнейсовой формации нижнего архея.

Как было показано, отложения палеозоя, участвующие в геологическом строении рассмотренных выше платформ, ничего общего не имеют с формациями геосинклиналию облика. По литофациальным условиям развития, вещественному составу пород, их плотностной характеристике они принадлежат к категории платформенных формаций. В пределах Западно-Сибирской платформы к той же категории относятся и образования рифея, плащеобразно перекрывающие поверхность древнего фундамента в восточной, северо-восточной части платформы. Весьма вероятны аналогичные условия залегания отложений рифея и в пределах Среднеазиатской платформы.

К целому ряду свит в разрезах палеозойских образований приурочено повышенное содержание органики и битумов. Следует подчеркнуть сингенетичность и региональное пространственное распространение битумов.

И наконец, активные нефтегазопроявления получены на ряде площадей Западно-Сибирской и Среднеазиатской платформ из отложений девона и карбона, причем на некоторых из них были получены промышленные, фонтанные притоки нефти и газа.

Анализ всего комплекса приведенных выше данных свидетельствует о том, что все рассмотренные молодые платформы имели несоизмеримо более древнее время заложения, которое возможно во всяком случае относить к нижнему протерозою, или даже к архею.

Одновременно эти новые представления о геологическом строении и истории геоструктурного развития Среднеазиатской, Предкавказской и Западно-Сибирской платформ раскрывают весьма большие перспективы нефтегазоносности всего комплекса палеозойских образований, что имеет большое практическое, народнохозяйственное значение.

Литература

- Акрамходжаев А.М., Валиев А.А., Иногамов Х.Х. и др. Особенности геологического строения, структурно-тектонические, фациально-литологические, геохимические и химико-битуминологические предпосылки нефтегазоносности мезозойских отложений Устюрта, Ташкент, 1967.
- Аладатов Г.М., Жабрева П.С. Триасовые и юрские отложения Западного Предкавказья. - В сб. "Особенности геологического строения и нефтегазоносности Предкавказья и сопредельных районов". М., "Наука", 1965.
- Амурский Г.И. О многоярусном строении фундамента молодых платформ. - В сб. "Строение фундамента молодых платформ". М., "Наука", 1972.
- Архангельский А.Д., Шатский Н.С., Меннер В.В. и др. Краткий очерк геологической истории СССР. - Труды Геол. ин-та АН СССР, вып. 1937.
- Ахмеджанов М.А., Абдулаев Р.Н., Базарбаев Э.Р., Якубов Д.Х. К стратиграфии допалеозойских и палеозойских образований Центральных Кызылжумов. - Узбек. геол. журнал, 1970, № 2.
- Ахмеджанов М.А., Борисов О.М., Фузайлов И.А. Строение и состав палеозойского фундамента Узбекистана, т. I. Западный Узбекистан. Ташкент, 1967.
- Бочкарев В.С. Триасовые отложения Западно-Сибирской плиты. - Труды ЗапСибНИГНИ, 1967, вып. 5.
- Бочкарев В.С. О геотектонической природе Западно-Сибирской низменности и ее мезокайнозойских дислокаций. - Труды ЗапСибНИГНИ, 1971, вып. 46.
- Вышемирский В.С., Доильницын Е.Ф., Перцева А.П., Рыжкова С.М. Палеозойские нефти в Западной Сибири. - Нефтегазовая геология и геофизика, 1973, № 1.
- Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск, "Наука", 1971.
- Гарецкий Р.Г., Шлезингер А.Е., Яншин А.Л. Проблема фундамента молодых платформ. - В сб. "Строение фундамента молодых платформ". М., "Наука", 1972.
- Гарецкий Р.Г., Шлезингер А.Е., Яншин А.Л. Типы структур молодых платформ Евразии. - Геотектоника. 1965, № 1.
- Гурари Ф.Г., Куликов П.К., Ровнин Л.И. Геологическое строение Западно-Сибирской низменности в свете современных геолого-геофизических данных. - В сб. "Деформация пород и тектоника". М., "Наука", 1964.
- Казаков М.П., Чарыгин М.М. Развитие представлений о тектонике Предкавказья и южной окраины Русской платформы. - Труды Моск. нефт. ин-та, 1958, вып. 22.
- Князев В.С. Фундамент и промежуточный комплекс Туранской плиты (состав, возраст, структура, история развития) в связи с проблемой нефтегазоносности. Автореф. докт. дисс. М., 1969.
- Князев В.С., Мавыев Н.Н., Флоренский П.В. Плотность пермо-триасовых пород Туранской плиты как один из критериев ее тектонического районирования. - Докл. АН СССР, 1971, т. 196, № 4.
- Князев В.С., Флоренский П.В., Чарыгин А.М. и др. Строение и состав фундамента и пермо-триасового комплекса Туранской плиты. - В сб. "Строение фундамента молодых платформ". М., "Наука", 1972.
- Косыгин Ю.А. Основы тектоники нефтегазоносных областей, т. I. Общая тектоника. М., Гостоптехиздат, 1958.
- Косыгин Ю.А. Тектоника. М., "Недра", 1969.
- Куликов П.К. Геологическое строение и история развития Западной Сибири в палеозойскую эру. - Труды ЗапСибНИГНИ, 1968, вып. 4.
- Куликов П.К. Строение фундамента Западно-Сибирской плиты. Сб. "Строение фундамента молодых платформ". М., "Наука", 1972.

- Куний Н.Я. Комплексирование геофизических методов при геологических исследованиях. М., "Недра", 1972.
- Куний Н.Я. Тектоника Среднесырдарьинской и Чу-Сарысуьской депрессий по геофизическим данным. М., "Недра", 1968.
- Куний Н.Я., Сапожников Р.Б. Строение поверхности фундамента Северо-Западного Приаралья. - Нефтегазовая геология и геофизика, 1969, № 9.
- Куний Н.Я., Сапожников Р.Б. Тектоника и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений зоны Южно-Эмбинского гравитационного максимума по результатам региональных геофизических исследований. - Геология нефти и газа, 1969, № 4.
- Куприян П.Н., Левин И.А. К вопросу о нефтегазоносности пермских и триасовых отложений западных районов Средней Азии. - Бюлл. МОИП, отд. геол. 1968, т. 18, вып. 5.
- Лобач-Жученко С.Б., Кратц К.О., Герлинг Э.К. и др. Геохронологические рубежи и геологическая эволюция Балтийского щита. Л., "Наука", 1972.
- Мирчинк М.Ф. и др. Против внесения путаницы в представления о геотектоническом развитии платформ. Нефтяное хозяйство, 1954, № 6.
- Мирчинк М.Ф. О распространении и условиях залегания переходного комплекса в районах эпигерцинской платформы, прилегающей к Каспийскому морю. Докл. АН СССР, 1962, т. 146, № 4.
- Мирчинк М.Ф., Амурский Г.И., Крылов Н.А. и др. О возрасте платформ и содержания понятия "молодые платформы". Докл. АН СССР, 1970, т. 191, № 6.
- Мирчинк М.Ф., Крылов Н.А., Летаев А.И., Маловицкий Я.П. Тектоника Предкавказья. М., Гостоптехиздат, 1963.
- Муратов М.В. Взаимоотношения складчатого основания и чехлы молодых платформ. - В сб. "Строение фундамента молодых платформ". М., "Наука", 1972.
- Огнев В.Н., Белькова Л.Н., Кангро О.Г. Докембрий Кызылкумов и проблема связи Тянь-Шаня с Уралом. - Вестник ЛГУ, 1968, вып. 1.
- Пейве А.В. Разломы и их роль в строении и развитии земной коры. Междунар. геол. конгр. Докл. сов. геологов. Проблема 18. М., Изд-во АН СССР, 1960.
- Ростовцев Н.Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. - В кн. "Материалы по геологии Западно-Сибирской низменности". Томск, 1960.
- Рудкевич М.Я., Бочкарев В.С., Максимов Е.М., Тимофеева А.А. Основные этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты (объяснительная записка к атласу структурных, палеотектонических и геологических карт среза для территории Западно-Сибирской низменности масштаба 1:5 000 000). Тюмень, 1970.
- Сурков В.С. К вопросу обоснования внутреннего строения и возраста фундамента Западно-Сибирской плиты. - В сб. "Строение фундамента молодых платформ". М., "Наука", 1972.
- Сурков В.С., Жеро О.Г., Уманцев Д.Ф. Строение промежуточного структурного яруса Западно-Сибирской плиты. - Сов. геология, 1969, № 5.
- Туезов М.К. Характеристика второго структурно-тектонического этажа юга Западной Сибири по геолого-геофизическим материалам. - Труды СНИИГГИМС, 1962, вып. 27.
- Фотиади Э.Э., Сурков В.С. Строение складчатого фундамента Западно-Сибирской плиты. - Сов. геол., 1967, № 2.
- Хаин В.Е. Геотектонические основы поисков нефти. Баку, 1954.
- Хайруллина Т.И. О находках кембрийской фауны в Центральном Каракумах. - Узбек. геол. журнал, 1958, № 1.
- Шаблинская Н.В. Тектоническое строение второго структурного этажа Вагай-Ишимского междуречья по сейсмическим данным. - Труды ВНИГРИ, 1959, вып. 131.
- Шлезингер А.Е. Общие принципы выделения фундамента и чехлы и соотношение с ними "переходных" структурных ярусов. - Бюлл. МОИП, отд. геол., 1971, т. 46, вып. 2.
- Юдин Г.Т., Жабрева П.С., Данков Б.С. и др. Нефтегазоносность триаса Предкавказья. М., "Наука", 1974.
- Яншин А.Л. Общие особенности строения и развития молодых платформ. - В кн. "Молодые платформы, их тектоника и перспективы нефтегазоносности". М., "Наука", 1965а.
- Яншин А.Л. Проблемы срединных массивов. - Бюлл. МОИП, отд. геол., 1965б, т. 40, вып. 5.

А. И. Летавин, В. А. Дедеев, В. С. Князев, А. М. Чарьгин

(ИГиРГИ, ИГиГ докембрия, МИНХиГП)

ФУНДАМЕНТ МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ

Фундаментом молодой платформы являются геосинклинальные отложения, подвергшиеся в различной степени процессам складчатости, метаморфизма, претерпевшие воздействие магматизма и являющиеся жестким основанием для вышележащих отложений тафrogenного (переходного) комплекса и платформенного чехла, которые, как правило, перекрывают отложения фундамента со стратиграфическим и угловым несогласиями.

Характерной особенностью строения фундамента молодых платформ является его гетерогенность. Он состоит из различных по возрасту складчатых систем — байкальских и частично добайкальских, каледонских и герцинских.

ДОБАЙКАЛЬСКИЕ И БАЙКАЛЬСКИЕ СКЛАДЧАТЫЕ СИСТЕМЫ И МАССИВЫ

Добайкальские складчатые системы условно выделяются в пределах молодых платформ СССР только в двух случаях — в Уватском массиве и в Северо-Устьюртском массиве.

Уватский массив расположен в низовьях р. Иртыша, на стыке ряда тектонических зон фундамента восточной погребенной части Урала, Казахстана и Запдно-Сибирской плиты (рис. 1 — см. вкладку).

Региональное геофизическое поле массива характерно мозаичным распределением аномалий ΔT_a , чем резко отличается от окружающих территорий. Иногда аномалии Прииртышской зоны проникают в этот массив. В то же время аномалии геомагнитного поля Надымской складчатой системы резко обрываются, как бы упираясь в северный край Уватского массива. Аналогичен и характер сочленения с Уватским массивом восточных зон Урала.

Все это дает основание выделить этот массив условно в качестве добайкальского, подвергнувшегося тектонической переработке в поздневарисийскую эпоху.

В Северо-Устьюртском массиве характер геомагнитных аномалий ΔT_a и распределение магнитных тел указывают на резкое отличие их от окружающих территорий. В пределах массива эти аномалии имеют мозаичный характер, в то время как на окружающих территориях они резко линейны.

Находясь на стыке складчатых систем фундамента древней Русской платформы, в основном, видимо, раннебайкальского возраста, и герцинских систем Урала, Донбасса и Тянь-Шаня, Северо-Устьюртский массив подвергался тектоническому воздействию каждой из этих систем. Однако основная его переработка, видимо, произошла на раннебайкальском и, возможно, на раннегерцинском этапах развития. Четко прослеживающиеся аномалии ΔT_a и магнитные тела юга и юго-востока Прикаспийской впадины, приуроченные к байкалидам, упираются в Северо-Устьюртский массив, иногда проникая в него. Аналогично ведут себя и магнитные аномалии, связанные с герцинскими складчатыми системами, "обтекая" массив или утыкаясь в него. (Гарецкий, Шрайбман, 1960; Вольвовский и др.; 1966; Летавин, 1966; Мирчинк, Есенов и др., 1972 и др.).

Комплекс основания Северного Устюрта погребен под мощными амагнитными в основном терригенными или терригенно-карбонатными миогеосинклинальными и тафрогенными толщами верхнего палеозоя – нижнего мезозоя. Магматическая переработка древнего комплекса основания в этот период не происходила. Однако структурная дифференциация этой территории была, видимо, весьма существенной, что выражается в сложном рельефе допалеозойской поверхности.

Байкальские складчатые системы и массивы широко развиты на Западно-Сибирской и Предкавказско-Среднеазиатской платформах.

В пределах молодой платформы юга СССР позднебайкальская складчатая система, переработанная палеозойским интрузивным магматизмом, четко прослеживается вдоль зоны альпийской складчатости. В Степном Крыму, Предкавказье и юго-западной (Предкопетдагской) части Средней Азии простирается вся система байкалид субширотно, что согласуется с простираем герцинских и альпийских складчатых систем юга Европейской части СССР ("кавказские простираения") и резко отличается от субмеридиональных простираений более древних складчатых систем фундамента прилегающей части Русской платформы. Взаимно перпендикулярное простираение разновозрастных складчатых систем указывает на принципиальную тектоническую перестройку, которую претерпела в позднепротерозойское время территория, расположенная к югу от Русской платформы в результате проявления позднебайкальского орогенеза. Характерно, что все последующие геосинклинальные системы на этой территории закладывались, подчиняясь позднебайкальскому тектоническому плану.

На остальной части Средней Азии в простираении байкальских складчатых систем преобладают субмеридиональные (уральские) и субширотные (тяньшаньские) направления, что также указывает на элементы унаследованности различных палеозойских складчатых систем, слагающих фундамент молодой платформы запада Средней Азии.

В фундаменте Средней Азии имеется ряд древних массивов, байкальской (?) консолидации, простираения складчатости в которых неопределенно. Обычно они расположены в областях замыкания более поздних складчатых систем, являясь как бы жесткими упорами для последних. Таковы, например, Тюратамский массив, восточная часть Каракумского и др. Не исключено, что эти массивы являются реликтами добайкальских (доверхнебайкальских?) складчатых систем, переработанных последующими тектоническими процессами.

В то же время необходимо отметить, что простираения, фиксируемые в зонах байкалид, могут связываться с простираем магматических тел, разломов и других геологических элементов, фиксирующихся главным образом по распределению геофизических полей, в основном геомагнитных, которые возникли в результате последующей тектонической переработки этих складчатостей. Однако методы распределения первичных и вторичных геофизических аномалий, отражающих разновозрастные структурные простираения, разработаны в настоящее время еще недостаточно.

Возраст отложений, слагающих позднебайкальские складчатые системы, колеблется в пределах протерозой – нижний палеозой. Этот возраст установлен для метаморфического комплекса Центрального Кавказа, сложенного тремя свитами (Герасимов, 1936, 1939; Соловьев, 1939; Кузнецов, 1939; Кизивальтер, 1948, 1960). Древнейшие отложения, относящиеся у различных авторов к архею, нижнему и верхнему докембрию (протерозою), представлены гнейсами, амфиболитами, кристаллическими сланцами и мраморами. Средняя свита верхнего докембрия сложена в основном мусковито-кварцевыми, слюдисто-хлоритовыми, роговообманковыми, графито-серицитовыми и другими сланцами. Верхняя свита представлена преимущественно филлитами, рассланцованными туфами, катаклазированными песчаниками и конгломератами. На этих породах с разрывом и угловым несогласием залегают фаунистически охарактеризованные отложения силура.

Погребенные байкальские складчатые системы прослеживаются вдоль альпийской складчатой системы Кавказа и Крыма. В степной части Крыма допалеозойские отложения весьма похожи на зеленые сланцы Добруджи, их возраст условно датируется как позднепротерозойско-раннепалеозойский. Значительно большая дислоцированность и метаморфизм этих отложений, чем палеозойских, позволяет отнести весь комплекс к складчатым системам поздних байкалид (Муратов, 1960). Вся зона байкалид, протягивающаяся, возможно, от Добруджи до Каспия, может быть выделена в единую Северо-Кавказскую складчатую систему поздних байкалид.

В пределах Средней Азии древнее основание, представленное байкалидами, развито в пределах Центрально-Каспийского, Карабогазского, Центрально-Каракумского, Кумсебшенского, Марыйского, Чарджоуско-Таджикского, Сырдарьинского и Тюратамского массивов. Отдельные выходы байкальского основания известны в ядрах палеозойских антиклинориев тяньшанид и уралид.

Байкальские массивы весьма интенсивно переработаны палеозойским магматизмом, а также перекрыты геосинклинальными отложениями чехлов массивов. В связи с этим байкальский комплекс основания в пределах погребенных массивов вскрыт только единичными скважинами и поэтому его изученность весьма слабая и неравномерная.

Немногочисленные данные бурения по закрытой территории запада Средней Азии указывают на то, что байкальский комплекс в основном представлен амфиболитовыми кристаллическими сланцами, а также многочисленными разновидностями хлоритовых сланцев (Бакиров и др., 1970). В.С. Князев относит эти отложения к кремнисто-спилито-диабазовой формации. Наиболее древний возраст отложений этой формации определен в 440 млн лет, что соответствует примерно границе силура и ордовика (скв. 1, Карши). Если учесть некоторое омоложение возраста, которое происходит в результате воздействия на породы последующих этапов магматизма, то отнесение этих отложений к поздним байкалидам весьма вероятно.

В фундаменте Западно-Сибирской платформы выделяется ряд байкальских складчатых систем.

Наиболее восточная раннебайкальская Енисейская складчатая система изучена в пределах Енисейского кряжа. Здесь выделено три тектоно-магматических комплекса. Нижний – архейский (канский) комплекс представлен кристаллическими сланцами, гнейсами, кварцитами и другими глубоко метаморфизованными породами. Средний – раннепротерозойский (енисейский) – комплекс сложен кристаллическими сланцами, мраморами, амфиболитами, гранито-гнейсами и т.д. Верхний – позднепротерозойский (рифейский) – комплекс сложен нормальными осадочными и метаморфизованными породами: серицито-хлоритовыми сланцами, кварцитами, песчаниками, известняками, доломитами и др. На подстилающих отложениях они залегают с явным угловым несогласием. Дислоцированы они интенсивно и смяты в системы крутых антиклинориев и синклинориев северо-западных простираний.

Енисейская складчатая система прослеживается в геомагнитных и гравитационных полях вдоль края Сибирской платформы далеко к северу от устья р.Енисей. Здесь разрез верхнего протерозоя обнажается в пределах Туруханского и Игарского поднятий и вскрыт разведочными скважинами в районе г.Туруханска, в низовьях р.Елогуй и др.

Позднебайкальские складчатые системы имеют широкое развитие в фундаменте Западной Сибири. Наиболее восточными для рассматриваемой территории являются поздние байкалиды Алтае-Саянской складчатой системы, обнажающиеся в Кузнецком Алатау, Горной Шории и т.д. Представлены они интенсивно метаморфизованными и сложно дислоцированными эвгеосинклинальными комплексами позднепротерозойских и, залегающими на них несогласно, раннепалеозойских отложений.

Внутреннее строение позднебайкальского комплекса характеризуется резкой изменчивостью простираний пород – от субширотных до субмеридиональных, веерообразным и дуговым расположением структурных элементов.

Региональные геофизические поля довольно четко характеризуют структурные элементы Алтае-Саянской складчатой системы. Антиклинориям отвечают отрицательные или мозаичные магнитные поля и отрицательные гравитационные аномалии, а синклиниорным зонам — положительные магнитные и гравитационные аномалии.

Северным продолжением поздних байкалид Восточного Саяна и Алтае-Саянской складчатой системы является Приенисейская складчатая система. Граница между Приенисейской системой поздних байкалид (рифейской эвгеосинклиналью) и примыкающей к ней с востока Енисейской системой ранних байкалид (рифейской миогеосинклиналью) совпадает с зоной региональных глубинных разломов, которые на отдельных отрезках фиксируются цепочкой линейных положительных магнитных аномалий.

На северо-западе Приенисейской системы между Тазовской губой и р. Енисей располагается зона с недислоцированной толщей палеозойских отложений мощностью до 4 км, где мозаичное магнитное поле окаймляется линейными положительными аномалиями (Сурков и др., 1968; и др.). На соседних территориях бурением установлены преимущественно карбонатные породы кембрия, ордовика, силура и нижнего девона общей мощностью до 1,5 км. Это позволяет выделять здесь палеозойскую впадину, заполненную отложениями переходного (тафрогенного) комплекса, фундамент которой может оказаться более древним, чем складчатость Приенисейской системы.

В пределах центральной и западной частей Западно-Сибирской плиты выделяется Надымская складчатая система поздних байкалид, с отрицательными магнитными и гравитационными аномалиями, простирания осей которых в основном северо-западные и субмеридиональные. Надымская система прослеживается в меридиональном направлении от широтного Приобья на юге до Гыданского полуострова на севере. С запада и востока она ограничена герцинидами Уральской и Обь-Зайсанской систем, с юга — каледонидами Центрального Казахстана и герцинидами Сальмской системы. На севере Надымская система контактирует с древним Ямало-Карским массивом. При этом не исключено, что большая часть последнего также имеет байкальский возраст (довендский) и только его отдельные блоки, например, Танамский (Усть-Енисейский) и Западно-Таймырский, являются более древними (Дедеев и др., 1962).

Геосинклинальный комплекс Надымской системы установлен по данным бурения только на юге, в районе широтного колена р. Оби, в Красноленинском, Нижневартовском и Александровском районах. Он представлен гнейсами, эпидот-альбит-биотитовыми, кварцево-хлоритовыми, кварцево-биотитовыми, серицитом-хлоритом-кварцевыми, графитистыми и другими кристаллическими сланцами, филлитами, мраморами, кварцито-песчаниками (Куликов, 1971). Комплекс этих пород прорван интрузиями гранитов, гранодиоритов и вмещает тела серпентинитов. Абсолютный возраст гранодиоритов (калий-аргоновые методы по биотиту) из скв. 1, Нарымская, по определениям лаборатории ИГиГ СО АН СССР, составляет 735 млн лет.

Юго-восточная часть Надымской системы (Среднеобская зона) заключена между Обь-Зайсанскими и Сальмскими герцинидами и тектонически ими переработана. Серией глубинных разломов она разбита на систему горстов и грабенов. Об интенсивном воздействии герцинского тектогенеза на рассматриваемую складчатую зону может свидетельствовать заметная дислоцированность палеозойских параплатформенных (переходных) отложений на ряде разведочных площадей, а также само наличие Сальмской системы поздних герцинид, резким клином врезающихся в тело байкальских сооружений.

Последнее обстоятельство, наряду с некоторым внешним сходством геофизических полей Среднеобской зоны и соседней Обь-Зайсанской системы герцинид, позволило отдельным геологам и геофизикам (Сурков и др., 1968) отнести всю территорию Среднеобской зоны к позднегерцинской области консолидации фундамента. Вместе с Обь-Зайсанской системой герцинид она была

объединена в единую крупную Центрально-Западно-Сибирскую складчатую систему поздних герцинид, которая охватывает все центральные и северные районы Западно-Сибирской плиты, включая полуострова Ямал, Тазовский и запад Гыданского.

Вопрос о возрасте фундамента северных и центральных областей Западной Сибири в настоящее время имеет принципиальное научное и практическое значение с точки зрения поисков в доюрских образованиях месторождений нефти и газа. В пределах Надымской системы байкалид и ее Среднеобской зоны под мезозойско-кайнозойскими отложениями присутствует достаточно мощная (до 5 км) толща слабо дислоцированных палеозойских и триасовых пород.

На двухслойное строение доюрских образований в Западно-Сибирской низменности указывает также Г.И. Каратаев (1961, 1964), на основании анализа глубин залегания верхних кромок магнитоактивных масс. Он же, исследуя векторы суммарного намагничивания, считает, что территория Надымской системы во многом подобна Енисейской, байкальский возраст фундамента которой уже не вызывает сомнений. На древний возраст фундамента центральных и северных районов Западно-Сибирской плиты косвенно указывают и результаты региональных геотермических исследований. Таким образом в настоящее время имеется комплекс геолого-геофизических данных, подтверждающих байкальский возраст фундамента в центральных и северных районах Западно-Сибирской плиты, а также свидетельствующих о наличии под чехлом мезозоя и кайнозоя достаточно мощной (3-5 км) платформенной или параплатформенной (переходной) толщи полого дислоцированных и слабо метаморфизованных палеозойских и триасовых пород. Внутренняя структура байкалид Надымской системы пока остается совершенно невыясненной.

В фундаменте Западно-Сибирской платформы известны и срединные массивы байкалид. Это сравнительно небольшие тектонические элементы, расположенные в поле более молодой складчатости. Убинский массив является, видимо, "осколком" Среднеобской зоны поздних байкалид, подвергшихся тектонической переработке в позднегерцинскую эпоху. Барнаульский массив имеет скорее всего раннебайкальский возраст и переработан позднегерцинским тектогенезом.

Убинский и Барнаульский срединные массивы достаточно уверенно выделяются по существенно положительным мозаичным магнитным аномалиям среди линейных преимущественно отрицательных аномалий Обь-Зайсанской складчатой системы. Оба они перекрыты мощными (до 5 км) верхнепалеозойскими отложениями параплатформенного (переходного) комплекса.

Таким образом, добайкальские и байкальские тектонические элементы подразделяются на складчатые системы байкальской консолидации и на срединные (жесткие) массивы, распространенные в области развития более молодых складчатых систем. И те и другие, как правило, испытали тектоническую переработку, связанную с последующими этапами геосинклинального развития.

КАЛЕДОНСКИЕ СКЛАДЧАТЫЕ СИСТЕМЫ

Каледонские складчатые сооружения выступают как в виде громадных срединных массивов среди более молодых герцинских складчатых систем (Центральный Казахстан), так и в виде различных тектонических клиньев среди более древних позднебайкальских структур (Западный Саян, Салаир, Горный Алтай и др.). Значительная часть их была переработана герцинскими складчатоглыбовыми движениями.

Время замыкания каледонид силур - ранний девон. После этого наступает длительный (девон - пермь) период постгеосинклинального орогенного и переходного (тафрогенного) развития со специфичным набором преимущественно молассоидных формаций и развитием особого типа наложенных внутренних впадин.

Региональные геофизические поля довольно четко характеризуют структурные элементы Алтае-Саянской складчатой системы. Антиклинориям отвечают отрицательные или мозаичные магнитные поля и отрицательные гравитационные аномалии, а синклинорным зонам — положительные магнитные и гравитационные аномалии.

Северным продолжением поздних байкалид Восточного Саяна и Алтае-Саянской складчатой системы является Приенисейская складчатая система. Граница между Приенисейской системой поздних байкалид (рифейской эвгеосинклиналью) и примыкающей к ней с востока Енисейской системой ранних байкалид (рифейской миогеосинклиналью) совпадает с зоной региональных глубоких разломов, которые на отдельных отрезках фиксируются цепочкой линейных положительных магнитных аномалий.

На северо-западе Приенисейской системы между Тазовской губой и р. Енисей располагается зона с недислоцированной толщей палеозойских отложений мощностью до 4 км, где мозаичное магнитное поле окаймляется линейными положительными аномалиями (Сурков и др., 1968; и др.). На соседних территориях бурением установлены преимущественно карбонатные породы кембрия, ордовика, силура и нижнего девона общей мощностью до 1,5 км. Это позволяет выделять здесь палеозойскую впадину, заполненную отложениями переходного (тафрогенного) комплекса, фундамент которой может оказаться более древним, чем складчатость Приенисейской системы.

В пределах центральной и западной частей Западно-Сибирской плиты выделяется Надымская складчатая система поздних байкалид, с отрицательными магнитными и гравитационными аномалиями, простирания осей которых в основном северо-западные и субмеридиональные. Надымская система прослеживается в меридиональном направлении от широтного Приобья на юге до Гыданского полуострова на севере. С запада и востока она ограничена герцинидами Уральской и Обь-Зайсанской систем, с юга — каледонидами Центрального Казахстана и герцинидами Сальмской системы. На севере Надымская система контактирует с древним Ямало-Карским массивом. При этом не исключено, что большая часть последнего также имеет байкальский возраст (довендский) и только его отдельные блоки, например, Танамский (Усть-Енисейский) и Западно-Таймырский, являются более древними (Дедеев и др., 1962).

Геосинклинальный комплекс Надымской системы установлен по данным бурения только на юге, в районе широтного колена р. Оби, в Красноленинском, Нижневартовском и Александровском районах. Он представлен гнейсами, эпидот-альбит-биотитовыми, кварцево-хлоритовыми, кварцево-биотитовыми, серицит-хлорито-кварцевыми, графитистыми и другими кристаллическими сланцами, филлитами, мраморами, кварцито-песчаниками (Куликов, 1971). Комплекс этих пород прорван интрузиями гранитов, гранодиоритов и вмещает тела серпентинитов. Абсолютный возраст гранодиоритов (калий-аргоновые методы по биотиту) из скв. 1, Нарымская, по определениям лаборатории ИГиГ СО АН СССР, составляет 735 млн лет.

Юго-восточная часть Надымской системы (Среднеобская зона) заключена между Обь-Зайсанскими и Сальмскими герцинидами и тектонически ими переработана. Серией глубоких разломов она разбита на систему горстов и грабен. Об интенсивном воздействии герцинского тектогенеза на рассматриваемую складчатую зону может свидетельствовать заметная дислоцированность палеозойских параплатформенных (переходных) отложений на ряде разведочных площадей, а также само наличие Сальмской системы поздних герцинид, резким клином врезающихся в тело байкальских сооружений.

Последнее обстоятельство, наряду с некоторым внешним сходством геофизических полей Среднеобской зоны и соседней Обь-Зайсанской системы герцинид, позволило отдельным геологам и геофизикам (Сурков и др., 1968) отнести всю территорию Среднеобской зоны к позднегерцинской области консолидации фундамента. Вместе с Обь-Зайсанской системой герцинид она была

объединена в единую крупную Центрально-Западно-Сибирскую складчатую систему поздних герцинид, которая охватывает все центральные и северные районы Западно-Сибирской плиты, включая полуострова Ямал, Газовский и запад Гыданского.

Вопрос о возрасте фундамента северных и центральных областей Западной Сибири в настоящее время имеет принципиальное научное и практическое значение с точки зрения поисков в доюрских образованиях месторождений нефти и газа. В пределах Надымской системы байкалид и ее Среднеобской зоны под мезозойско-кайнозойскими отложениями присутствует достаточно мощная (до 5 км) толща слабо дислоцированных палеозойских и триасовых пород.

На двухслойное строение доюрских образований в Западно-Сибирской низменности указывает также Г.И. Каратаев (1961, 1964), на основании анализа глубин залегания верхних кромок магнитоактивных масс. Он же, исследуя векторы суммарного намагничивания, считает, что территория Надымской системы во многом подобна Енисейской, байкальский возраст фундамента которой уже не вызывает сомнений. На древний возраст фундамента центральных и северных районов Западно-Сибирской плиты косвенно указывают и результаты региональных геотермических исследований. Таким образом в настоящее время имеется комплекс геолого-геофизических данных, подтверждающих байкальский возраст фундамента в центральных и северных районах Западно-Сибирской плиты, а также свидетельствующих о наличии под чехлом мезозоя и кайнозоя достаточно мощной (3-5 км) платформенной или параплатформенной (переходной) толщи полого дислоцированных и слабо метаморфизованных палеозойских и триасовых пород. Внутренняя структура байкалид Надымской системы пока остается совершенно невыясненной.

В фундаменте Западно-Сибирской платформы известны и срединные массивы байкалид. Это сравнительно небольшие тектонические элементы, расположенные в поле более молодой складчатости. Убинский массив является, видимо, "осколком" Среднеобской зоны поздних байкалид, подвергшихся тектонической переработке в позднегерцинскую эпоху. Барнаульский массив имеет скорее всего раннебайкальский возраст и переработан позднегерцинским тектогенезом.

Убинский и Барнаульский срединные массивы достаточно уверенно выделяются по существенно положительным мозаичным магнитным аномалиям среди линейных преимущественно отрицательных аномалий Обь-Зайсанской складчатой системы. Оба они перекрыты мощными (до 5 км) верхнепалеозойскими отложениями параплатформенного (переходного) комплекса.

Таким образом, добайкальские и байкальские тектонические элементы подразделяются на складчатые системы байкальской консолидации и на срединные (жесткие) массивы, распространенные в области развития более молодых складчатых систем. И те и другие, как правило, испытали тектоническую переработку, связанную с последующими этапами геосинклинального развития.

КАЛЕДОНСКИЕ СКЛАДЧАТЫЕ СИСТЕМЫ

Каледонские складчатые сооружения выступают как в виде громадных срединных массивов среди более молодых герцинских складчатых систем (Центральный Казахстан), так и в виде различных тектонических клиньев среди более древних позднебайкальских структур (Западный Саян, Салаир, Горный Алтай и др.). Значительная часть их была переработана герцинскими складчатоглыбовыми движениями.

Время замыкания каледонид силур - ранний девон. После этого наступает длительный (девон - пермь) период постгеосинклинального орогенного и переходного (тафрогенного) развития со специфичным набором преимущественно молассоидных формаций и развитием особого типа наложенных внутренних впадин.

Структура геосинклинального комплекса каледонид имеет обычно складчато-глыбовый характер со сложными, даже торцовыми сочленениями отдельных крупных структурных блоков. Широкое развитие здесь получают глубинные разломы, вдоль которых происходят не только вертикальные, но и горизонтальные перемещения горных масс.

В пределах рассматриваемой территории выделяются Казахстанская и Горно-Алтайская складчатые системы каледонского возраста. Последняя, по существу, является прямым продолжением Западно-Сибирской складчатой системы.

Казахстанская складчатая система по своей форме напоминает гигантскую дугу. По периферии по зонам региональных глубинных разломов она тектонически ограничена Уральской и Обь-Зайсанской позднегерцинскими структурами. С внутренней стороны в нее вписывается Балхашская раннегерцинская складчатая система (рис. 2).

Казахстанская складчатая система представляет собой чередование крупных, различно ориентированных антиклинориев и синклинориев, обычно ограниченных или осложненных глубинными разломами. В ее пределах достаточно уверенно можно выделить две зоны: западную (внешнюю) миогеосинклинальную и центральную (внутреннюю) эвгеосинклинальную.

Фундамент собственно каледонской геосинклинали выступает в ядрах крупных антиклинориев (Кокчетавский, Улутаусский, Ерементавский и др.). Он сложен серией глубоко метаморфизованных в основном раннекембрийских пород. Однако многие исследователи значительную часть этих пород относят и к более молодым позднекембрийским образованиям (Богданов, 1959, 1963 и др.). Геосинклинальный комплекс каледонид можно разделить на нижний (верхний рифей, ранний и частично средний кембрий) и верхний (поздний кембрий, ордовик и силур в эвгеосинклинальной зоне). Структурные ярусы разделены угловым несогласием, отчетливым в эвгеосинклинальной зоне и значительно менее резким, в миогеосинклинальной зоне.

Оба структурных яруса в миогеосинклинальной зоне представлены в основном морскими терригенно-карбонатными и флишоидными образованиями мощностью до 8-10 км. Силурийские отложения отделены здесь от пород ордовика резким перерывом, фиксировавшим начало орогенных поднятий, и приуроченных только к отдельным остаточным прогибам, где происходило накопление преимущественно континентальных андезито-базальтовых и пестроцветных терригенных формаций мощностью до 3-5 км.

В эвгеосинклинальной зоне нижний структурный ярус сложен мощной (до 5-8 км) толщей спилитов, кератофигов, кремнистых сланцев, яшм, карбонатов и кварцитов. Дислоцированы они обычно в крутые, изоклинальные складки. Верхний структурный ярус (8 - 18 км), охватывающий породы позднего кембрия - силура, также представлен в основном андезито-базальтами, реже дацитами, карбонатами и терригенными осадками, часто обладающими ритмичным флишоидным строением. Дислоцированы эти отложения в более спокойные, но все же достаточно крутые линейные складки с углами падения 50-60°.

Постгеосинклинальный этап развития Центрального Казахстана наступил после значительной структурной перестройки области. Он характеризуется формированием наложенных, реже унаследованных внутренних впадин с континентальными вулканогенными, морскими терригенно-карбонатными, угленосными и красноцветными формациями девона, карбона, перми, а иногда даже и нижнего триаса с общей мощностью до 5 км и более.

В герцинский тектонический этап приуральские и приобь-зайсанские крайние части Казахстанской складчатой системы испытали интенсивную тектоническую переработку, которая выразилась в появлении многочисленных гранитных интрузий и ранне-среднедевонских порфировых формаций.

Среди интрузивных комплексов в эвгеосинклинальной зоне присутствуют интрузии основного и ультраосновного составов, генетически тесно связанные с зонами глубинных разломов, а также многочисленные синорогенные и пост-

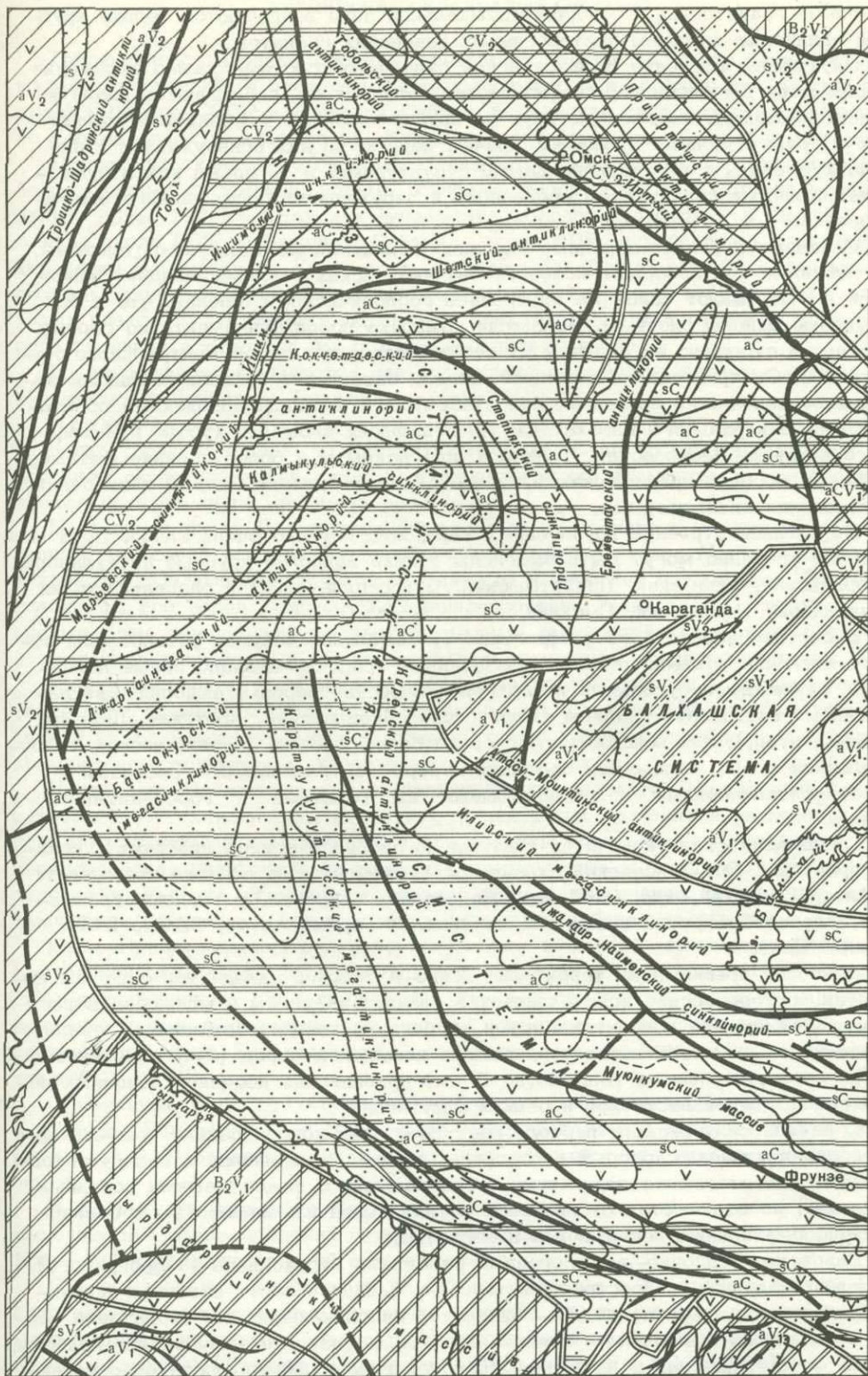


Рис. 2. Тектоническая карта фундамента Центрального Казахстана.

Условные обозначения см. на рис. 1

рогенные гранитоиды. В миогеосинклинальной зоне встречаются только крупные единичные массивы посторогенных девонских гранитов.

Внутреннее строение Казахстанской складчатой системы нашло отражение в характере региональных геофизических полей. Здесь наблюдаются различно ориентированные, наложенные друг на друга, линейные и мозаичные магнитные и гравитационные аномалии, причем первые из них обнаруживают генетическую связь с геосинклинальными структурами, в то время как вторые — с наложенными структурами орогенного и переходного (тафрогенного) этапов развития.

Северные и северо-западные окраины Казахстанской складчатой системы, погребенные под покровом мезозойско-кайнозойских осадков Западно-Сибирской плиты, имеют такое же внутреннее геологическое строение, что и обнаженные районы системы. Вскрытый комплекс пород фундамента по своему составу и строению не отличим от геосинклинальных пород Центрального Казахстана. Он представлен зеленокаменными интенсивно дислоцированными эффузивно-осадочными породами, сопоставимыми с нижнепалеозойскими образованиями Центрального Казахстана. На отдельных площадях (устье р.Ишим, Нагорнинская, Веселовская, Таинча и др.) вскрыты и более древние метаморфические породы, принадлежащие, видимо, к докембрийским ядрам погребенных каледонских антиклинориев.

Внутреннее строение погребенных каледонид изучено очень слабо. Пока достаточно уверенно могут быть выделены только наиболее крупные антиклинории (Тобольский, Ишимский, Прииртышский, Старосолдатский) и разделяющие их синклинории (Ишимский, Омский).

В составе переходного (тафрогенного) комплекса осадков установлены полого дислоцированные, неметаморфизованные осадочно-вулканогенные девонские, нижнекаменноугольные и верхнепалеозойские породы, выполняющие наложенные внутренние впадины (Алабугская, Яковлевская, Абатская, Шолаксайская и др.), где мощность осадков не более 2–3 км. Прииртышская и Приуральская зоны каледонид осложнены пермско-триасовыми грабенами и грабен-синклинориями и разделяющими их горстами и горст-антиклинориями.

Горно-Алтайская складчатая система на западе и севере граничит с позднегерцинской Обь-Зайсанской складчатой системой, а на востоке примыкает к Алтае-Саянской складчатой системе поздних байкалид. В горном обрамлении Западно-Сибирской плиты она охватывает Горный Алтай, Салаир и Западный Саян.

Наиболее древними на территории Горно-Алтайской складчатой системы являются протерозойские кристаллические сланцы, кварциты и мраморы. Выше лежат кембрийские геосинклинальные карбонатно-кварцито-сланцевые, спилито-кератофировые и карбонатно-терригенные комплексы пород (7–8 км), несогласно перекрывающиеся толщей (до 5 км) ордовикских песчано-сланцевых пород с пластами известняков и редких эффузивов.

С начала силурийского периода наступает этап консолидации Горно-Алтайской геосинклинали, который в основном, видимо, завершился к началу девона. Силурийские отложения структурно тесно связаны с нижележащими породами ордовика, но отличаются от них резкой фациальной изменчивостью и обилием внутриформационных перерывов и несогласий.

Девонские осадочно-вулканогенные отложения переходного (тафрогенного) комплекса широко распространены только в западной части системы, примыкающей к позднегерцинской Обь-Зайсанской геосинклинали. На территории Горного Алтая они выполняют главным образом приразломные впадины и грабены, слабо метаморфизованы, но вблизи соседней геосинклинали достаточно интенсивно дислоцированы.

В фундаменте Западно-Сибирской плиты каледонские структуры Горно-Алтайской складчатой системы практически не прослеживаются. В Предкавказье и западной части Средней Азии каледонские складчатые системы не известны.

Герцинские складчатые системы завершают геосинклинальное развитие обширных территорий, в пределах которых впоследствии образовались молодые платформы юга СССР и Западной Сибири. Герцинская складчатость окончательно сформировала тектонический облик будущего фундамента молодых платформ.

Герцинские складчатые системы занимают в фундаменте, по сравнению с более ранними системами, весьма обширные территории. В Предкавказье ими занято более 75% всей площади фундамента молодой платформы, в Средней Азии — около 50%, в Западной Сибири — около 40%, а в пределах развития каледонид Центрального Казахстана — около 25%. Таким образом, суммарная площадь, занимаемая герцинскими складчатыми системами в фундаменте молодых платформ, составляет около 50%. Уже это одно указывает на большую роль герцинид в строении фундамента молодых платформ.

В Предкавказье выделяется две герцинские складчатые системы — Предкавказская и Донбасско-Бузачинская (рис. 3).

Предкавказская система прослежена от северной части Крымского полуострова на западе до Каспия на востоке. В ее составе выделяются в основном раннегерцинские структурно-тектонические элементы, которые отделяются друг от друга крупными разломами.

В северной части Предкавказской системы на границе с восточным окончанием Азовского выступа Украинского щита располагается Маньчский антиклинорий. Он выделяется по геомагнитным и буровым материалам. Состав слагающих его пород включает верхнепалеозойские гранитоидные интрузии, прорывающие значительно метаморфизованные допалеозойские толщи слюдистых сланцев и гнейсов, а также сланцевые комплексы среднего палеозоя.

Южнее располагается Северо-Предкавказский синклиний — крупный тектонический элемент в фундаменте Предкавказья. Синклиний слагают девонские и нижнекаменноугольные отложения, среди которых преобладают углисто-кремнистые, серицитовые, хлоритовые и другие сланцы.

Центрально-Предкавказский антиклинорий протягивается параллельно описанному выше синклинию, отделяясь от последнего крупными разломами. Наряду со сланцевыми комплексами здесь развиты довольно многочисленные верхнепалеозойские гранитоидные интрузии, приуроченные к разломам глубокого заложения, наличие которых в этой зоне весьма характерно. В пределах антиклинория известны и более древние нижнепалеозойские отложения.

Южно-Предкавказский синклиний заложен в шовной зоне между Северо-Кавказской складчатой системой поздних байкалид и Центрально-Предкавказским антиклинорием. Он выполнен отложениями среднего и верхнего карбона и нижней перми; в отдельных его частях известны и сланцевые комплексы среднего палеозоя. Эти отложения прерываются верхнепалеозойскими гранитоидами.

Отмеченные выше структурно-тектонические элементы развиты в основном в пределах Центрального и Восточного Предкавказья и в западной части Среднего Каспия. В Западном Предкавказье они занимают его наиболее южную часть.

В фундаменте Западного Предкавказья и северной части степного Крыма выделяются Северо-Азовский верхнепалеозойский синклиний и Новоселовско-Кубанский раннепалеозойский синклиний.

Северо-Азовский синклиний на севере граничит с Украинским щитом Русской платформы и, вероятно, частично наложен на его глубоко погруженный южный край. Синклиний слагают верхнепалеозойские глинисто-песчаные и карбонатные породы (Летавин, Редичкин, 1962; Летавин и др., 1964).

Расположенный южнее Новоселовско-Кубанский синклиний выделяется в основном по геофизическим данным. Только в пределах степной части Крыма он вскрыт скважинами, где встречены в основном сланцевые породы, аналогичные раннегерцинским комплексам Центрального Предкавказья. Такие же

породы вскрыты в его восточной центриклинальной части (Ахметовская синклиналь).

В пределах северного склона Центрального и Западного Кавказа расположен синклиниорий Передового хребта, выполненный в основном эффузивно-осадочными отложениями среднего палеозоя и грубыми молассаами верхнего палеозоя (Милановский, Хаин, 1963). Его западное погребенное продолжение намечается по характеру трансформированных геомагнитных полей и протягивается вдоль северного борта Западного Кавказа.

В пределах южной части Восточного Предкавказья выделяется Малкинско-Сулакский синклиниорий. В западной части, в бассейне р. Малки, ниже- и среднепалеозойские комплексы, слагающие его основание, выходят на поверхность (Потапенко, Огородникова, 1971). Далее к востоку он трассируется по четким аномалиям, наблюдаемым в трансформированных геомагнитных полях, развитых в пределах современного Терско-Каспийского передового прогиба. Не исключено, что Терский и Сунженский хребты, под которыми и располагается основная часть синклинория, возникли в результате альпийских движений по разломам, ограничивающим синклиниорий.

В западной части Среднего Каспия, исключительно по геомагнитным данным, условно выделяются Западно-Каспийский антиклинорий и Дербентская зона с нерасчлененным характером структуры.

Описанные выше синклинории Предкавказской складчатой системы на протяжении раннепалеозойского времени испытывали в основном миогеосинклинальный тип развития, за исключением синклинория Передового хребта и, возможно, Малкинско-Сулакского синклинория.

Донбасско-Бузачинская складчатая система — крупный и сложно построенный синклиниорий, заложенный на глубоко погруженном борту Русской платформы и в восточной части Днепровско-Донецкой платформенной впадины. Это новообразованная позднепалеозойская миогеосинклиналь, развитие которой началось с веневского века раннего карбона и продолжалось до поздней перми.

В структуре складчатого Донбасса выделяются зона крупных линейных складок центральной и южной частей синклинория и северная зона мелкой складчатости. Обе зоны прослеживаются на значительные расстояния за пределы обнаженной части Донбасса.

Граница Донбасско-Бузачинской складчатой системы с Русской платформой проходит по зонам надвигов, амплитуды которых увеличиваются в восточном направлении. Южная граница системы также проходит по зонам крупных разломов, однако определить их характер затруднительно. Видимо, это зона глубинных разломов с падением плоскостей в северном направлении.

Позднегерцинский складчатый комплекс разбит серией разрывных нарушений, которые совпадают с простиранием складчатости и секут ее.

Западное замыкание Донбасско-Бузачинской складчатой системы происходит, примерно, на меридиане г. Харькова и характеризуется сложным фестончатым контуром. Ее восточное замыкание может быть условно намечено в западной части плато Устюрт, где, возможно, контактирует с западным окончанием Тяньшанид и юго-западными элементами уралид.

В пределах Средней Азии выделяются Западно-Каракумская, Восточно-Каракумская, Кызылкумо-Тяньшаньская и Уральская раннегерцинские складчатые системы (рис. 4).

В Западно-Каракумской складчатой системе (южный и частично центральный Устюрт и западные Каракумы) выделяется ряд структурно-тектонических элементов. На севере и юге системы выделяются Центрально-Устюртский и Южно-Устюртско-Туаркырский синклинории, выполненные сланцевыми и в меньшей степени карбонатными толщами силура-девона. Первый из них, совпадающий с крупным разломом, характеризуется положительными аномалиями широтной протяженности. Геомагнитное поле второго синклинория слабоотрицательное или нейтральное. Только в бортовых частях его выделяются положи-

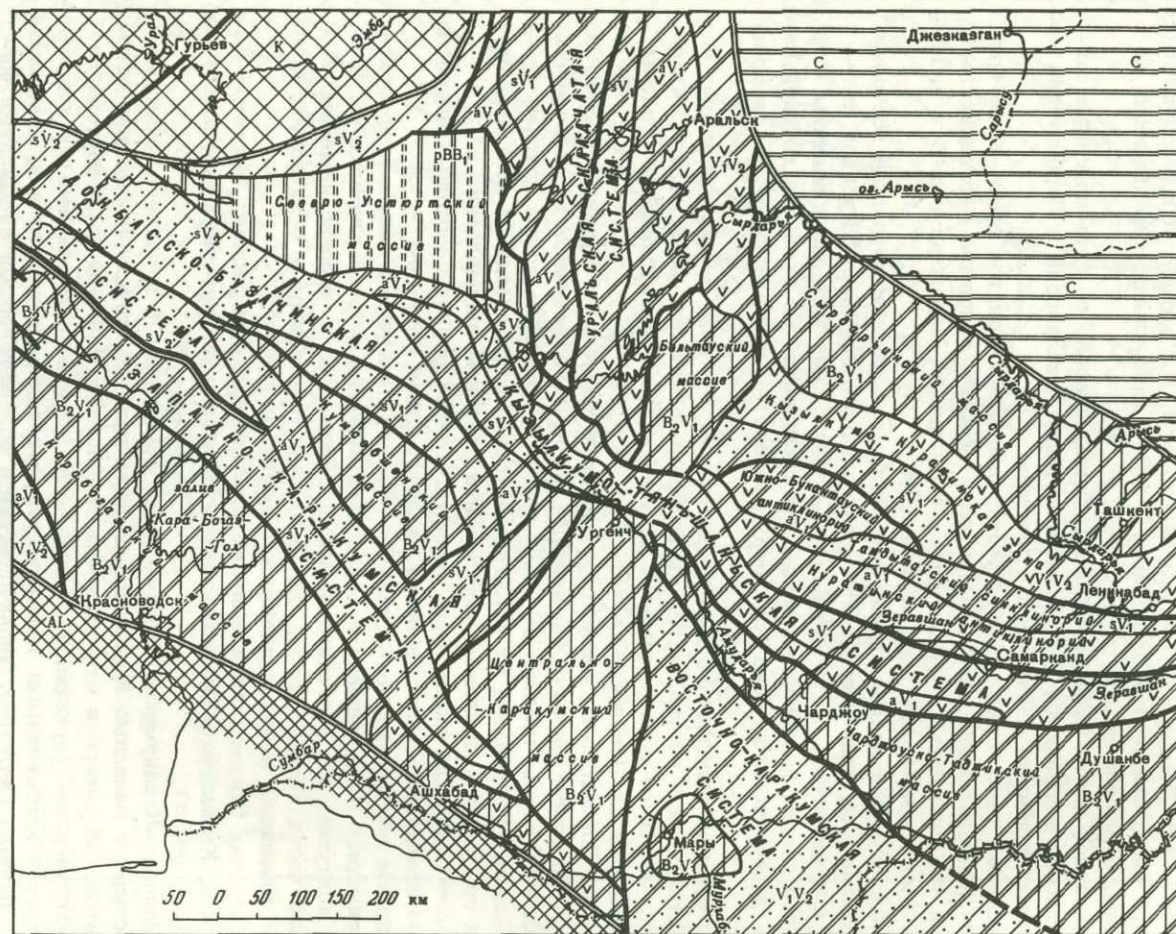


Рис. 4. Тектоническая карта фундамента Средней Азии.

Условные обозначения см. на рис. 1

тельные аномалии, фиксирующие границы синклинория с соседними тектоническими элементами — Карабогазским массивом и Восточно-Мангышлакско-Бахардокским антиклинорием. Последний выделяется по преобладанию небольших положительных аномалий ΔT_a , имеющих линейный характер. Антиклинорий выполнен отложениями среднего палеозоя, которые, вероятно, прорываются интрузиями в основном кислого состава.

На самом юге, на границе с альпийскими сооружениями Копетдага, исключительно по геомагнитным материалам, выделяется Южно-Туркменский антиклинорий, который является восточным продолжением Карабогазского массива. Аномальное геомагнитное поле антиклинория сходно с геомагнитным полем южной части массива и характеризуется крупным субширотным максимумом.

Между Центрально-Каракумским и Кумсебшенским массивами располагается Узбойский синклинорий с характерным спокойным слабо отрицательным и нейтральным геомагнитным полем, резко отличным от мозаичного поля массивов.

Восточно-Каракумская складчатая система, расположенная между Центрально-Каракумским и Чарджоуско-Таджикским массивами, выделяется по преобладанию чередования крупных положительных, реже отрицательных, аномалий ΔT_a субмеридионального простирания, в общих чертах совпадающих с простиранием, расположенных севернее Тяньшанид.

Кызылкумо-Тяньшаньская складчатая система располагается между Чарджоу-Таджикским, Сырдарьинским и Бельтауским массивами байкалид. В своей центральной и восточной частях эта система изучена наиболее детально (Лихачев и др., 1963; Бухарин и др., 1964; Ахмеджанов и др., 1967; и др.) в связи со значительной обнаженностью слагающих ее комплексов пород, хорошо выдерживающихся по простиранию. Характер распределения естественных геофизических полей и, в первую очередь, геомагнитных, позволяет, в большинстве случаев, четко трассировать структурно-тектонические элементы, увязывая их с горным обрамлением западного Тяньшаня.

На севере рассматриваемой территории, на границе с Сырдарьинским массивом выделяется Кызылкумо-Кураминская зона нерасчлененных герцинид. Южнее расположены Северо-Букантауский и Тамдытауский синклинории, выполненные терригенно-карбонатными отложениями среднего и частично верхнего палеозоя. Между этими синклинориями расположен Южно-Букантауский антиклинорий, в ядре которого выходят метаморфизованные до степени слюдистых и кристаллических сланцев отложения нижнего палеозоя или верхнего протерозоя (байкальский комплекс основания), с резким угловым несогласием перекрывающиеся отложениями среднего палеозоя. Аналогичная картина наблюдается и в расположенном южнее Нуратинском антиклинории. Западным ограничением отмеченных выше структурно-тектонических элементов служит Бельтауский массив.

Расположенные южнее Кульджуктау-Алайский синклинорий и Байтерекско-Бухарский антиклинорий, не замыкаются на уровне Бельтауского массива, а прорываются далеко к западу в пределы восточного Устюрта через довольно узкий "коридор" между Бельтауским и Центрально-Каракумским массивами байкалид. Западнее этого "коридора" Кульджуктау-Алайский синклинорий кулисообразно сочленяется с южными структурными элементами Уральской системы.

В самой западной части, в пределах юго-восточного Устюрта, по данным бурения и характеру геофизических, в основном геомагнитных полей, выделяются Аламбекский синклинорий и Коскалинский антиклинорий, ограниченные с юга Центрально-Каракумским массивом.

Имеющиеся фактические геолого-геофизические материалы не позволяют считать южные тектонические зоны Тяньшанид непосредственным продолжением Уральских зон (Гарькавец, 1964; Бухарин и др., 1964; Шульц мл., 1972). Нам кажется более правильной тектоническая концепция Р.Г. Гарец-

кого и В.И. Шрайбмана (Горещкий, Шрайбман, 1960; Вольвовский, Гарещкий и др., 1966) о торцевом и кулисообразном сочленении Тяньшанид и уралид. Принципиально близкие взгляды на тектоническую природу этого сложного района высказывали в последующие годы и другие исследователи (Летавин, 1966, 1970; Мирчинк, Есенов и др., 1972; и др.).

Строение фундамента северной части Туранской плиты тесным образом связано с южными погребенными структурно-тектоническими элементами Уральской складчатой системы (Гарещкий, Шрайбман, 1960; Херасков, 1967).

Самым западным элементом этой системы является Зилаирский синклинорий, выполненный верхнепалеозойскими отложениями. Его простирание подчеркивает юго-восточный борт Прикаспийской впадины. Восточнее расположен антиклинорий Уралтау, в ядре которого выходят древние допалеозойские комплексы пород. Далее следует Магнитогорский синклинорий, выполненный зеленокаменными толщами среднего палеозоя. Для двух последних элементов южным ограничением является Северо-Устьуртский массив, с которым они торцово сочленяются.

Еще восточнее располагаются Урало-Тобольский антиклинорий, Аятский синклинорий и Аральско-Кустанайский антиклинорий. Эти структурно-тектонические элементы протягиваются, по данным геомагнитных исследований, до южного побережья Аральского моря. Некоторые исследователи считают их сквозными структурными элементами Уральской и Тяньшаньской складчатых систем (Шульц мл., 1972; Бухарин и др., 1964 и др.). Наиболее восточной зоной этой части Уральской системы является Жуванская зона нерасчлененных герцинид, граничащая с Сырдарьинским массивом байкалит и каледонидами Центрального Казахстана.

Герцинские складчатые системы в фундаменте Западно-Сибирской плиты также занимают существенное место (см. рис. 1). Поздние герциниды Восточного Урала в виде широкой меридиональной полосы прослеживаются от Аральского моря на юге до Южного Ямала на севере. На юго-востоке плиты поздние герциниды Обь-Зайсанской складчатой системы прослеживаются от оз. Зайсан до широт городов Павлодар - Кулунда и далее в центральные и восточные районы плиты, примерно вдоль долины р. Пур до Северного полярного круга.

Уральская складчатая система охватывает обнаженный Уральский хребет и его восточное продолжение, погребенное под мезозойско-кайнозойским платформенным чехлом Западно-Сибирской плиты, где фиксируется только ее эвгеосинклиальная зона. Структуры эвгеосинклиальной зоны Урала характеризуются полосовыми, линейными магнитными и гравимагнитными аномалиями. При этом повышенные значения аномалий, как правило, соответствуют синклиориям, а пониженные - антиклинориям.

По этим признакам в комплексе с данными бурения и сейсморазведки в восточной погребенной части Уральской складчатой системы, уверенно могут быть выделены Зауральский мегантиклинорий и крайний восточный Кустанайско-Тюменский мегасинклинорий. Последние в свою очередь состоят из более мелких антиклинориев и синклинориев.

Все уральские структуры имеют выдержанные субмеридиональные простирания, а размеры их вполне сопоставимы с аналогичными структурами обнаженного Урала.

Мегантиклинории и антиклинории, как правило, сложены метаморфическими толщами рифея, нижнего палеозоя и древними гранитоидами. В мегасинклинориях и синклинориях, преимущественно развиты вулканогенно-осадочные породы силура, девона, карбона (мощность до 10-15 км) и лишь в ядрах внутренних поднятий могут выходить более древние метаморфические породы. Границы структур обычно четкие, проходят в основном по зонам глубинных разломов, с которыми генетически тесно связаны многочисленные интрузии пород основного и ультраосновного составов.

Наиболее древние рифейские метаморфические породы (гнейсы, мигматиты, амфиболиты, кристаллические сланцы, филлиты, кварциты и мраморы) известны на восточном склоне Урала в южных обнаженных районах Урало-Тобольского антиклинория и вскрыты глубокими скважинами в северной погребенной части Урало-Тобольского антиклинория.

Нижнепалеозойский комплекс кристаллических и метаморфических сланцев преимущественно развит в пределах Зауральского мегантиклинория. Это в основном бистит-амфибол-кварцевые, эпидот-тремолит-кварцевые, хлорит-карбонатные, серицит-кварцевые, графитистые сланцы, порфиритоиды и филлиты. По степени дислоцированности и метаморфизма они резко отличаются как от рифейских образований, так и от более молодых пород. По аналогии с обнаженными районами Урала их следует выделять в самостоятельный нижний (ордовик - силур) геосинклинальный структурный ярус. Видимо, в этих крайних восточных районах Уральской геосинклинали, по соседству с Казахстанской, интенсивно проявились каледонские складчатые движения.

Породы верхнего (девон - карбон) геосинклинального структурного яруса известны только в восточно-уральских синклинорных зонах. Они представлены различными порфиритами и их туфами, гиалобазальтами, спилитами, кератофирами, с которыми тесно ассоциируют кремнисто-глинистые, кремнистые, яшмовидные, глинистые, углисто-глинистые, карбонатные сланцы, реже известняки, песчаники, гравелиты и даже конгломераты.

Возраст вулканогенных и кремнистых пород, по аналогии с обнаженными районами Урала, в основном девонский. На это же указывают как находки силуро-девонских радиоларий в яшмах и кремнистых сланцах Березовского района, так и определения абсолютного возраста порфиритов из ряда скважин, показавших возраст от 355 до 400 млн лет.

Среди пород верхнего геосинклинального структурного яруса встречены многочисленные интрузии. Основные и ультраосновные интрузии связаны исключительно с зонами краевых глубинных разломов палеозойского заложения, так как возраст приуроченных к ним интрузий имеет интервал в 500-330 млн лет.

Интрузии среднего и кислого составов развиты на ограниченных площадях. Их возраст главным образом средне- и позднепалеозойский.

Обь-Зайсанская складчатая система (Ростовцев, 1964; Куликов, 1971) является непосредственным северным продолжением зайсанских и томь-кольванских позднегерцинских складчатых структур и уверенно прослеживается до Северного полярного круга.

В Зайсанской зоне геосинклинальный комплекс представлен породами силура, девона и нижнего карбона с суммарной мощностью не менее 10 км. В восточной внутренней, эвгеосинклинальной зоне широким распространением пользуются вулканогенно-осадочные образования, прорванные многочисленными посторогенными, преимущественно гранитными, интрузиями карбона и ранней перми, а во внешней западной, миогеосинклинальной зоне - темные флишеидные сланцы и песчаники. В девоне и ранней перми по зонам разломов отмечаются отдельные небольшие интрузии основного и ультраосновного составов.

Геосинклинальный комплекс с угловым несогласием перекрыт верхнепалеозойскими постгеосинклинальными угленосными и континентальными вулканогенными формациями, которые выполняют приразломные наложенные и унаследованные внутренние впадины, типа межгорных.

Томь-Кольванская складчатая зона является типичной миогеосинклинальной ветвью обь-зайсанских герцинид. Ее геосинклинальный комплекс пород представлен мощной (до 10 км) сильно дислоцированной преимущественно песчано-сланцевой толщей верхнего девона и нижнего карбона. Только вдоль ее южной границы с Горно-Алтайской складчатой системой обнажаются среднедевонские основные порфириты и их туфы, переслаивающиеся с яшмами и известняками. Этот комплекс геосинклинальных пород прорван гранитами верхнего палеозоя.

Томь-Кольванская складчатая зона характеризуется спокойными, относительно пониженными линейными геофизическими полями. Магнитное поле здесь по своему характеру очень близко к такому же полю Зайсанской складчатой зоны. Поэтому границу между ними провести невозможно.

В пределах погребенной части Обь-Зайсанской складчатой системы широко распространены песчаники и сланцы девона, нижнего и среднего карбона, аналогичные обнаженным районам Зайсанской и Томь-Кольванской зон.

В крайней западной Семипалатинско-Александровской зоне встречены девонские, частично нижнекаменноугольные порфириды и их туфы, переслаивающиеся с яшмами и известняками. Среди вулканогенных пород вскрыты серпентиниты и граниты с абсолютным возрастом 285 млн лет (Межевский массив). Такой же, по существу, эвгеосинклинальный разрез среднего палеозоя имеет и Сальмская зона складок поздних герцинид, отходящая в северо-западном направлении от обь-зайсанских герцинид в районе г. Барабинска.

Семипалатинско-Александровская и Сальмская зоны эвгеосинклинальных поздних герцинид обладают многими чертами сходства с зоной Рудного Алтая. В отличие от типичных обь-зайсанских герцинид, им отвечают в целом повышенные линейные геофизические поля. Здесь выделяют самостоятельные эвгеосинклинальные прогибы, которые кулисообразно сочленяются с миогеосинклинальными обь-зайсанскими. В области их сочленения и находится древний Убинский массив.

В отличие от обнаженных районов Томь-Кольванской и Зайсанской зон, в северной погребенной части Обь-Зайсанской складчатой системы, включая и Убинский массив, вскрываются породы фундамента, которые, видимо, следует выделить в отдельный нижний структурный ярус позднего протерозоя.

Внутреннее строение Обь-Зайсанской складчатой системы пока изучено крайне слабо. Севернее Убинского массива в настоящее время можно наметить сводовые части антиклинориев, которым в структуре чехла отвечают зоны валов и поднятий.

Проведенный выше краткий обзор указывает на большую сложность строения фундамента молодых платформ. Только при проведении комплексного геолого-геофизического анализа, причем в различных его разновидностях и модификациях, можно выявить основные черты тектоники этого сложного геологического объекта. При этом не исключено, что в ряде случаев могут быть получены различные тектонические интерпретации одних и тех же геофизических, а иногда и геологических материалов.

Однако не вызывает сомнений, что многие принципиальные вопросы, связанные со строением фундамента молодых платформ, в настоящее время силами многих исследователей в основном решены. Важнейшими из этих вопросов, по нашему мнению, являются такие как установление тектонической гетерогенности фундамента, выделение и прослеживание по площади различных по возрасту складчатых систем и выделение в их составе главных структурно-тектонических элементов — антиклинориев, синклинориев, древних массивов и др.

Дальнейшее комплексное использование геолого-геофизических методов исследования и особенно разработка новых методов изучения строения фундамента молодых (да и не только молодых) платформ, может привести к открытиям новых перспективных в нефтегазоносном отношении комплексов пород и областей их развития. Это в первую очередь миогеосинклинальные и тафрогенные комплексы, залегающие на древних глубоко погруженных массивах и складчатых системах добайкальской и байкальской консолидации. Таковыми на рассматриваемой территории могут явиться верхнепалеозойские и нижнемезозойские отложения Северо-Устьюртского массива, Приенисейской и Надымской байкальских складчатых систем, а также среднепалеозойских отложений периферийных частей и внутренних впадин каледонид Центрального Казахстана.

Литература

- Ахмеджанов М.А., Борисов О.М., Фузайлов И.А. Строение и состав палеозойского фундамента Узбекистана, т. 1, Западный Узбекистан, Ташкент, 1967.
- Бакиров А.А., Князев В.С., Флоренский П.В. и др. Складчатый фундамент и промежуточный комплекс Туранской плиты. - В кн. "Фундамент, основные разломы Туранской плиты в связи с ее нефтегазоносностью". М., "Недра", 1970.
- Богданов А.А. Основные черты палеозойской структуры Центрального Казахстана. - Бюлл. МОИП, 1959, т. 64, отд. геол., т. 34, вып. 1.
- Бухарин А.К., Пяновская И.А., Пятков К.К. Положение Кызыл-Кумов в системе палеозойских структур Тянь-Шаня и Урала. Ташкент, 1964.
- Вольвовский И.С., Гарецкий Р.Г., Шлезингер А.Е., Шрайбман В.И. Тектоника Туранской плиты. - Труды ГИН АН СССР, 1966, вып. 165.
- Гарецкий Р.Г., Шрайбман В.И. Глубина залегания и строение складчатого фундамента северной части Туранской плиты (Западный Казахстан). Труды АН СССР, 1960, вып. 44.
- Гарьковец В.Г. О структурно-металлогенической связи Тянь-Шаня с Уралом. - Сов. геол., 1964, № 1.
- Герасимов А.П. Геологический очерк бассейна верхней Малки. - Труды ЦНИГРИ, 1936, вып. 62.
- Герасимов А.П. Докембрий Кавказа. - В кн. "Стратиграфия СССР", М., т. 1, 1939.
- Делеев В.А., Наливкин В.Д., Симоненко Т.Н. и др. Строение досреднеюрского фундамента Западно-Сибирской низменности в свете новых данных. - Сов. геол., 1962, № 7.
- Дубинский А.Я. Новые данные по тектонике восточной части Большого Донбасса. - Труды ВСЕГЕИ, новая серия, 1956, вып. 14.
- Каратаев Г.И. Об исследовании палеомагнитных данных при изучении тектоники фундамента Западно-Сибирской низменности. - Труды СНИИГГИМС, 1961, вып. 7.
- Каратаев Г.И. Методика построения тектонической схемы фундамента. - В кн. "Геология СССР", т. 34. Западно-Сибирская низменность, ч. 1. М., "Недра", 1964.
- Кизивальтер Д.С. Стратиграфическое расчленение метаморфических толщ Центрального Кавказа. - В кн. "Материалы по геологии и металлогении Центрального и Западного Кавказа". Ставрополь, 1960.
- Кизивальтер Д.С. О строении и развитии Передового хребта Северного Кавказа. - Изв. АН СССР, серия геол., 1948, № 6.
- Князев В.С., Чарыгин А.М., Шнип О.А. О докембрийских породах фундамента Туранской плиты. - Докл. АН СССР, 1970, т. 190, № 5.
- Князев В.С., Шнип О.А. Региональный метаморфизм допалеозойских пород центральной части Средней Азии. - Изв. высш. учебн. зав. геология и разведка, 1969, № 4.
- Куликов П.К. Происхождение Западно-Сибирской плиты. - Труды ЗапСибНИГНИ, 1971, вып. 46.
- Куприн П.Н., Мирзаханов М.К. Новые данные о строении фундамента Южного Прикаспия. - Бюлл. МОИП, отд. геол., 1962, т. 37, № 2.
- Кузнецов И.Г. О докембрийских и палеозойских метаморфических и интрузивных формированиях Центрального Кавказа. - Изв. АН СССР, серия геол., 1939, № 2.
- Летавин А.И., Редичкин Н.А. Об отложениях верхнего карбона - нижней перми в Западном Предкавказье. - Докл. АН СССР, 1962, т. 142, № 4.
- Летавин А.И., Редичкин Н.А., Савельева Л.М. Нижнепермские отложения степного Крыма. - Докл. АН СССР, 1964, т. 156, № 2.
- Летавин А.И. Некоторые вопросы строения фундамента эпигерцинской платформы запада Средней Азии. - В кн. "Геологическое строение и нефтегазоносность эпигерцинской платформы юга СССР". М., "Наука", 1966.
- Лихачев Ю.А., Владимирский В.С., Малова Э.В. и др. Тектоника палеозойского фундамента Кызыл-Кумов. - Труды ВСЕГЕИ, новая серия, 1963, т. 105, вып. 15.
- Милановский Е.Е., Хайн В.Е. Геологическое строение Кавказа. - Очерки региональной геологии СССР, 1963, вып. 8.
- Мирчинк М.Ф., Крылов Н.А., Летавин А.И., Маловицкий Я.П. Тектоника Предкавказья. М., Гостоптехиздат, 1963.
- Мирчинк М.Ф., Амурский Г.И., Крылов Н.А. и др. О возрасте платформ и содержании понятия "молодые платформы". - Докл. АН СССР, 1970, т. 191, № 6.
- Мирчинк М.Ф., Есенов Ш.Е., Бененсон В.А. и др. Тектоника и нефтегазоносность Мангышлака и Устюрта. М., "Недра", 1972.
- Муратов М.В. Строение складчатого основания Средиземноморского пояса Европы и Западной Азии, главнейшие этапы развития этого пояса. - Геотектоника, 1969, № 2.

- Муратов М.В. Краткий очерк геологического строения Крымского полуострова. М., Гостоптехиздат, 1960.
- Потапенко Ю.Я., Огородникова В.И. Строение фундамента Северного Кавказа в районе междуречья Кубани и Бексана. - Геотектоника, 1971, № 2.
- Ростовцев Н.Н. Западно-Сибирская плита. - В кн. "Тектоника нефтегазоносных областей", т. 2. М., Гостоптехиздат, 1964.
- Соболевская В.И. Тектоника и общие закономерности становления и развития эпипалеозойских плит. М., "Наука", 1973.
- Соловьев С.П. Кристаллические сланцы Главного Кавказского хребта и их генезис. - Сов. геол., 1939, № 8.
- Сурков В.С., Жеро О.Г., Уманцев Д.Ф. Геологическое строение фундамента Западно-Сибирской плиты. - Междунар. геол. конгр., 23 сессия, Докл. сов. геологов, Проблема 5. М., "Наука", 1968.
- Тектоника Евразии. - М., "Наука", 1966.
- Фотиади Э.Э., Сурков В.С. Строение складчатого фундамента Западно-Сибирской плиты. - Сов. геол., 1967, № 2.
- Шульц С.С. (мл.) Геологическое строение зоны сочленения Урала и Тянь-Шаня. М., "Недра", 1972.

О НЕЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВЫДЕЛЕНИЯ «ПЕРЕХОДНОГО КОМПЛЕКСА» НА МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМАХ

В строении молодых и древних платформ принимают участие комплексы пород фундамента и осадочного чехла. Такое строение их вытекает из того, что в процессе эволюции земной коры платформы возникают на месте ранее существовавших геосинклиналей. Обычно принималось и принимается, что в процессе геосинклинальной стадии развития формируется фундамент платформы, а во время платформенной — чехол. Поверхность крупного регионального несогласия и перерыва, разделяющая фундамент и чехол, в геохронологическом отношении отвечает времени перехода от накопления геосинклинальных формаций к платформенным. При этом к фундаменту относятся осадочные и вулканогенные формации геосинклинального типа, подвергшиеся складчатости, метаморфизму и интрузивному магматизму, а к чехлу — осадочные формации платформенного типа. Такое представление о фундаменте и чехле платформ, сложившееся в результате изучения пород фундамента в основном в пределах щитов, гряд и краев платформ, т.е. по выходам его на современную поверхность, а пород чехла на относительно небольшую глубину в пределах плит платформ, довольно продолжительное время устраивало геологов, поскольку в этих случаях породы фундамента и чехла резко отличались по формациям, метаморфизму, магматизму и дислоцированности, а в конечном счете и по физическим свойствам. Однако в связи с вовлечением в промышленную разведку все более глубокозалегающих горизонтов осадочного чехла плит, особенно в пределах глубоких впадин, были обнаружены различные осадочно-вулканогенные образования, которые при первом впечатлении значительно отличались как от пород фундамента, так и чехла в их ранее принятом понимании.

На плитах молодых платформ такими отложениями оказались породы перми и триаса в зонах герцинской складчатости и палеозоя в областях каледонской и более ранней консолидации. Отличительными особенностями этих толщ от типичного полого залегающего осадочного чехла оказались большие градиенты мощностей, повышенная и изменчивая в пространстве дислоцированность отложений, значительный размах эффузивного вулканизма, широкое развитие разрывных нарушений и некоторые другие факторы. На плитах древних платформ было установлено широкое развитие орогенных рифейских отложений в авлакогенах, которые являются одной из форм проявления платформенного орогенеза, а также открыты древнейшие образования платформенного типа, например, ятулий и возможно печенгская серия среднего протерозоя Балтийского щита, которые слагают структуры типа наложенных впадин и залегают резко несогласно на древнейших консолидированных участках щита — сложноскладчатых и гранитизированных комплексах архея и нижнего протерозоя (Палей, 1971).

В связи с этим ряд исследователей, особенно занимающихся изучением молодых платформ, для этих отложений и времени их образования предложили выделить особый этап развития. Для этого этапа (комплекса) было предложено большое количество терминов: парагеосинклинальный (Белоусов, 1954), параплатформенный (Куликов, 1972), эпизвгеосинклинальный (Кэй, 1955), метагеосинклинальный (Хаин, 1954; Гарецкий, 1972), переходный (Рухин, 1953; Крылов, Летавин, 1966 и др.), промежуточный структурный ярус (Косыгин, Лучицкий, 1962; Князев и др., 1972; и др.), послегеосинклинальный

этап (Пушаровский, 1959; Обуэн, 1967), полуплатформенный (Сапожников, 1948), квазиплатформенный (Зайцев, 1972), предчехольный этап (Соболевская, 1965), орогенный (Шейнманн, 1955; Богданов, 1959; Моссаковский, 1965) и др. Хотя разные исследователи давали несколько различные толкования и объемы предлагаемых ими терминов, смысл большинства из них определялся необходимостью выделения, наряду с геосинклинальным и платформенным, самостоятельного и, по существу, равного им по классу этапа развития и, соответственно, типа структур земной коры, что приводило их к выводу о трехъярусном строении платформ. Другие же исследователи, обособляя этот комплекс, включали его или в фундамент, или в чехол, оставаясь на позициях двухъярусного строения платформ. В общем уже только этот далеко не полный перечень показывает, что состояние проблемы границы между фундаментом и чехлом платформ сейчас таково, что открывает практически нерегулируемые возможности появления новых терминов, что в конечном счете ведет к исчезновению взаимопонимания среди геологов.

В свое время выделение "переходного комплекса" заставило обратить внимание исследователей на своеобразие некоторых толщ и искать объяснение их происхождению. Это породило много интересных работ, позволивших по-новому подойти к проблеме соотношения фундамента и чехла. Сейчас уже фундамент и чехол не представляется такими антиподами, поскольку в ряде мест можно наблюдать относительно постепенный переход, выраженный чередованием орогенных и платформенных формаций.

Какие же основные принципиальные черты придавались "переходному комплексу" и соответствующему ему этапу развития? В своей монографии Н.А. Крылов (1971) дает следующее определение переходного этапа. "Переходный этап — период геологической истории после завершения складчатости и гранитоидного интрузивного магматизма до начала формирования типичного платформенного чехла, т.е. период существования уже сформированного орогена до превращения его в платформу. (Обуэн называет эту стадию постгеосинклинальной, А.А. Моссаковский относит ее ко второй ("горообразовательной") и третьей ("верхних моласс") стадиям орогенного этапа . . ." (Крылов, 1971, стр.23). Определение в общем довольно четкое, но если рассмотреть те толщи, которые этот исследователь включает в "переходный комплекс", обнаруживаются явные противоречия. Как отмечает Р.Г. Гарецкий (1972), "обычно сюда попадают все многообразные формации, возникшие в пермское и триасовое время, — таврическая флишевая формация Крыма, складчатый орогенный комплекс периклиналильных прогибов Урала, красноцветные молассы. . ." (Гарецкий, 1972, стр. 200). Можно добавить, что сюда же относятся складчатые триасовые комплексы Ейско-Березанской зоны Западного Предкавказья и Майгышлака и в то же время разновозрастные пологоскладчатые карбонатные формации зоны Передового хребта и Восточного Предкавказья. Здесь нельзя не согласиться с Р.Г. Гарецким, что для герцинских зон основным критерием выделения "переходного комплекса" является лишь возраст отложений, иначе трудно себе представить, как в один комплекс попадают флишевые (типично геосинклинальные) формации, красноцветная верхняя моласса (орогенные формации) и карбонатные формации платформенного типа. В зонах каледонской консолидации в "переходный комплекс" объединяются формации орогенного и платформенного типов. В таком случае при чем здесь определение "переходного этапа" как "периода существования уже сформированного орогена до превращения его в платформу", т.е. периода образования "верхней молассы", когда происходило накопление морских толщ геосинклинального и платформенного облика?

В.С. Князев с соавторами (1972), выделяя "промежуточный комплекс", отмечает следующее: "На молодых платформах между складчатыми образованиями и отложениями типичного платформенного чехла в ряде случаев залегает толща пород, иногда достигающая значительной мощности, соизмеримой с мощностью всего осадочного покрова или геосинклинальных комплексов. История образования таких толщ характеризуется рядом особенностей, присущих

как геосинклинальному, так и платформенному этапам развития. Породы, слагающие их, обладают промежуточным характером, имея определенные черты сходства с представителями то геосинклинальных, то платформенных формаций. Наличие в разрезе чередования геосинклинальных (в широком смысле слова) и платформенных формаций или, в особенности, замещение их в пространстве отнюдь не говорит о проявлении третьей субстанции — "промежуточного комплекса", а лишь свидетельствует о различных тектонических режимах в отдельных частях региона на определенных этапах геологического развития (Князев и др., 1972, стр. 28); Этими исследователями следующим образом раскрывается генезис "промежуточного комплекса". "Под промежуточным этапом развития мы понимаем время, наступающее после частичной или полной денудации и пенепленизации горных сооружений, образовавшихся во время или вслед за заключительной геосинклинальной складчатостью и гранитоидным батолитовым магматизмом" (Там же, стр. 33). О какой денудации и пенепленизации горных сооружений может идти речь, если к "промежуточному комплексу" относится наземная порфировая формация и верхняя моласса, т.е. время наиболее активного горообразования?

Интересно отметить, что и сами сторонники "переходного" и "промежуточного" комплексов, чувствуя значительную генетическую разнородность пород, входящих в состав этих комплексов, а также неопределенность этих терминов, начинают отходить от них. Например, Н.А. Крылов (1971) для байкалид и каледонид предлагает название "брахигеосинклинальный этап", а для областей герцинской складчатости "тафрогеосинклинальный". В.С. Князев с соавторами (1972) выделяют в "промежуточном комплексе" нижний и верхний ярусы, причем к первому относятся, вероятно, платформенные образования чехла средних массивов, а ко второму — орогенные формации ("верхняя моласса").

В том понимании, которое вкладывают в "переходный комплекс" сторонники его выделения, оценка перспектив нефтегазоносности этой толщи пород в целом представляется весьма неопределенной, так как для этого гетерогенного комплекса невозможно определить связь с каким-либо нефтегазоносным (седиментационным) бассейном, выделить единые зоны генерации и нефтегазоаккумуляции, а также установить закономерные связи между ними. При оценке перспектив нефтегазоносности важно установить тип бассейна, гидродинамические условия и другие факторы, определяющие процессы формирования и размещения скоплений углеводородов. При таком понимании "переходного комплекса", какого придерживаются сторонники его выделения, это сделать нельзя; по существу, "переходная толща" может быть лишь пассивной нефтесодержащей толщей, лишенной нефтегазоматеринских пород. Большинство сторонников выделения этого комплекса почти всегда низко оценивали перспективы нефтегазоносности доюрских отложений Скифской и Туранской плит. И лишь после открытия залежей нефти и получения притоков газа и конденсата в Восточном Предкавказье и в Закаспии из триасовых отложений они вынуждены были пересмотреть свои взгляды на этот вопрос.

Таким образом, выделение "переходного комплекса" не способствует раскрытию сложных взаимоотношений между фундаментом и чехлом. Очевидно, для решения этой задачи необходим геологически обоснованный подход к разграничению фундамента и чехла на основе выяснения генезиса и структурно-формационных особенностей слагающих их толщ. Какие же методы могут быть использованы при решении этой проблемы?

Для отделения пород фундамента от пород чехла существует два подхода или метода — структурно-магматический и историко-геологический (формационный). Структурно-магматический метод основывается главным образом на анализе характера дислоцированности пород, степени их метаморфизма и магматизма, т.е. в конечном счете на физических свойствах пород. При подобном подходе, к фундаменту обычно относят крупный комплекс пород, претерпевший региональный метаморфизм, гранитизацию, внедрение интрузий, интенсивную складчатость и перекрывающийся в основном неметаморфизованными

породами. Это определение, приведенное в "Международном словаре английских тектонических терминов" (Деннис, 1971), в основном отражает представления большинства исследователей (особенно геофизиков), устанавливающих фундамент по структурно-магматическому принципу. Такой подход к выделению фундамента, безусловно, оправдывает себя на локальных участках, когда не учитывается пространственное распространение пород, слагающих верхнюю часть фундамента и основание чехла, а также их формационный состав. Однако степень дислоцированности, метаморфизма и магматизма какого-либо комплекса пород даже на относительно небольших расстояниях бывает различна, что зависит от структурного положения, глубины залегания, температурных условий, наложенности последующих тектонических движений и других факторов. Поэтому при структурно-магматическом подходе граница фундамент-чехол в региональном плане может рассекается единый, связанный общностью происхождения, комплекс, что указывает на оторванность этого места от природы геологических явлений.

В случае структурно-магматического подхода к определению границы фундамент-чехол породы заключительной (орогенной) стадии геосинклинального режима, не затронутые процессами завершающей складчатости, включаются в состав чехла. В то же время породы, образовавшиеся в условиях платформенного режима, но деформированные совместно с геосинклинальными формациями, относятся к фундаменту (таким комплексом может оказаться, например, мел-нижний палеоген известнякового Дагестана и Большого Балхана будущей эпипальпейской платформы).

Из этого следует, что при таком подходе мы сознательно теряем такую весьма важную качественную межу в истории развития земной коры, как смена геосинклинального режима платформенным и допускаем сугубо "структурную" трактовку границы фундамент-чехол. Безусловно, такая позиция наиболее близка к первоначальному значению термина "фундамент", а также весьма однозначно может решить, например, вопрос о нижнем пределе нефтегазонасыщенности, так как породы, залегающие ниже этой границы, в большинстве случаев в силу глубокого метаморфизма бесперспективны для поисков залежей нефти и газа.

В противоположность рассмотренному, историко-геологический (формационный) метод ставит своей задачей прежде всего установление характера развития земной коры на определенном этапе, что является первопричиной существенных различий комплексов пород. Исходя из положения, что фундамент платформы формируется на геосинклинальной, а чехол - на платформенной стадии, разграничение фундамента и чехла сводится к установлению формационной принадлежности слагающих их пород. Такой подход позволяет выделить геосинклинальные и платформенные формационные комплексы и по кровле геосинклинальных формаций проводить границу между фундаментом и чехлом. Конечно, эту границу особенно трудно провести, когда в разрезе присутствуют позднегеосинклинальные (орогенные) и раннеплатформенные (тафрогенные) формации, что довольно часто встречается на молодых платформах. Своеобразие этих формаций дало основание ряду исследователей относить их к самостоятельной группе. Например, Н.П. Херасков (1967), выделяя наряду с платформенной и геосинклинальной самостоятельную орогенную группу формаций, делит ее на четыре подкласса: геоантиклинальные, эпигеосинклинальные, катаплатформенные и метаплатформенные формации. Однако им же отмечено, что первые два подкласса сформировались в общем в геосинклинальную стадию, а вторые - в платформенную, т.е. при обособлении орогенных формаций граница фундамент-чехол может быть проведена по тому же принципу. Поэтому, если строго следовать этому методу, в фундамент платформы должны включаться и эпигеосинклинальные орогенные молассы и тем самым в его верхней части может присутствовать слабо дислоцированный и метаморфизованный комплекс грубообломочных отложений. С таких позиций рассматривают фундамент молодых платформ Р.Г. Гарецкий, А.Е. Шлезингер, А.Л. Яншин (1972) и

др. Эта точка зрения разделялась ранее и нами (Арбатов и др., 1972).

Как было отмечено выше, и структурно-магматический и историко-геологический методы имеют свои положительные и отрицательные стороны. Однако противопоставление их, на наш взгляд, неправомерно и приводит к ненужным разногласиям. Вполне возможно их одновременное использование в случае, если "фундаменту" и "чехлу" будет придано строгое генетическое содержание, что прежде всего связано с характеристикой орогенных комплексов, временем и местом появления орогенных моласс.

Формирование фундамента платформы неразрывно связано с образованием и развитием континентальной коры или "гранитного" слоя в геофизическом выражении, а следовательно, со стадийностью развития геосинклиналей. В частности, как недавно было показано А.В. Пейве с соавторами (1972), в развитии эвгеосинклиналей наблюдаются три стадии: океаническая, когда "гранитный слой" отсутствует, переходная, характеризующаяся появлением мало-мощного "гранитного слоя", и континентальная, ранний (орогенный) этап которой знаменуется повсеместным развитием "гранитного слоя" и его дальнейшим наращиванием. Например, на Урале "гранитный слой" окончательно был сформирован почти одновременно и повсеместно в среднем карбоне (Пейве и др., 1972).

Таким образом, основной качественный рубеж в развитии земной коры совпадает с началом континентальной стадии, когда происходят процессы горообразования и накопления эпигеосинклинальных моласс. Поскольку миогеосинклинали закладываются на коре континентального типа, то в этих зонах происходит лишь преобразование "гранитного слоя", которое завершается к началу орогенного этапа. Исходя из этого, мы должны признать, что континентальная стадия знаменует качественно новое состояние земной коры — появление орогенных и платформенных формаций. Поэтому вполне естественно связывать с этой стадией и начало формирования чехла, а значит, граница фундамент — чехол в общем плане совпадает со сменой собственно геосинклинальных формаций орогенными. Объединение же в единый геосинклинальный цикл собственно геосинклинального этапа развития земной коры и сменяющего его во времени орогенного этапа с этих позиций вряд ли необходимо.

Как считают сторонники "переходного этапа", он равнозначен геосинклинальному и платформенному. Если признать существование этого этапа реальным, то его начало и конец должны сопровождаться качественными изменениями в строении земной коры того же класса, что и переход океанической стадии в континентальную, однако этого пока не установлено.

Необходимо еще остановиться на орогенезе и орогенных формациях с точки зрения того места, которое они занимают в ходе естественной истории земной коры. Не углубляясь в широкое рассмотрение этого вопроса, следует отметить, что в работах Н.П. Хераскова, А.А. Моссаковского, М.В. Муратова, В.Е. Хаина, В.А. Буша, Л.Б. Вонгаза и других исследователей было убедительно показано, что орогенез возникает не только в пределах геосинклиналей (как итог их развития), а в различное время проявляется и на разновозрастных платформах. Один пример в качестве иллюстрации. Как отмечает Л.Б. Вонгаз (1969), неоднократные проявления платформенного магматического тафрогенеза (или орогенеза) наблюдаются в Срединном Тянь-Шане. "Яркое своеобразие его геологической истории заключается в том, что байкальский, каледонский, герцинский магматические и альпийский амагматический тафрогенезы проявились здесь прямо на структуре древней платформы, которая поэтому пережила чередующиеся во времени платформенные орогенные (верхний рифей, нижний девон — франский век, средний карбон — триас, неоген — антропоген) и разделяющие их равнинно-платформенные (кембрий — ордовик, фаменский век — нижний карбон, юра — палеоген) эпохи. В соответствии с этим, в разрезе срединного Тянь-Шаня можно выделить перемежающиеся орогенные и межорогенные (равнинно-платформенные) структурные этажи"

(Вонгаз, 1969, стр. 13). Интересно отметить, что только 10% современных хребтов высотой более 1000 м расположены в Альпийской геосинклинальной области, а остальные 90% приходятся на области эпиплатформенного орогенеза (Хаин, 1965). Рассмотрев связь молассовых формаций и орогенных структур, В.М. Цейслер (1973) считает, что "заключительный молассовый" этап геосинклинального развития и "эпиплатформенный орогенный этап" являются проявлениями единого процесса, отличающегося некоторыми своеобразными чертами в разных структурных зонах.

Какую же структурную позицию занимают орогенные молассы? По существу, только размещение ранних моласс геосинклинального цикла контролируется геосинклинальным структурным планом и они, как правило, подвергаются завершающей складчатости. Поэтому есть все основания считать, как это делают Н.А. Крылов, А.И. Летавин (1966) и другие, что только нижняя моласса является завершающей в геосинклинальном цикле, а затем начинается новый этап. И действительно, если рассмотреть местоположение поздней (верхней) молассы, то окажется, что основной объем ее сосредоточен в передовых прогибах и в межгорных впадинах на срединных массивах, т.е. эта моласса занимает телеорогенное положение, распространяясь на области более древней консолидации, где она вклинивается между платформенными формациями. Подобное положение верхней молассы хорошо видно на примерах как герцинских, так и альпийских передовых прогибов (Предуральский прогиб, Индоло-Кубанский и др.). Если для передовых прогибов и некоторых типов линейных прогибов - грабенов (дафрогенов) можно усмотреть структурные связи с геосинклинальными структурами, то остальные структуры орогенного этапа (межгорные и вулканоплутонические впадины, периклинальные прогибы и другие) наложены на различные типы структур геосинклинального этапа.

Приняв, что граница между фундаментом и чехлом в общем случае совпадает с кровлей нижней эпигеосинклинальной молассы, необходимо остановиться на образовании в целом фундамента платформ, учитывая его значительную гетерогенность. В этом плане наибольший интерес представляют зоны байкальской (и докембрийской) и каледонской консолидации, являвшиеся срединными массивами геосинклинальных систем.

Наиболее древним фундаментом в пределах молодых платформ обладают срединные массивы, которые, будучи остатками байкальской или еще более древней структуры, на поверхности которой заложилась геосинклинальные прогибы данной складчатой области (Яншин, 1965) в течение длительного времени являлись зонами платформенного, хотя и весьма своеобразного осадконакопления в областях, опоясывающихся зонами с преобладанием геосинклинального режима. В случае сингеосинклинального осадконакопления на срединных массивах породам геосинклинальных формаций, относящимся к фундаменту, будут соответствовать разновозрастные породы платформенных формаций, которые следует относить к чехлу. Если сингеосинклинальный чехол срединных массивов перекрыт типично платформенным, то первый играет роль нижнего комплекса платформенного чехла, имеющего более ограниченное распространение, чем верхний (Муратов, 1971). Нижний комплекс чехла от верхнего отличается более высокой степенью метаморфизма пород, нередко значительной дислоцированностью и довольно широким присутствием магматических пород. Своеобразие сингеосинклинального комплекса подчеркивается еще и тем, что в ряде случаев он бывает отделен от типично платформенного спорадически залегающими породами тафросинклинального и орогенного комплексов.

По мнению М.В. Муратова (1972), чехлы срединных массивов, хотя и представлены платформенными образованиями, но формируются они в составе геосинклинальных областей под влиянием интенсивных глубинных геосинклинальных процессов и прежде всего магматизма, воздействующего на породы чехла. Однако влияние геосинклинальных процессов в данном случае, вероятно, переоценивается, хотя бы потому, что срединные массивы на Туранской плите занимают 60-70% (по Л.Г. Кирюхину), а на Западно-Сибирской - не ме-

нее 40% территории. В этом отношении можно привести пример Чу-Сары-суйской синеклизы (срединного массива). Здесь на каледонском фундаменте залегает девонская красноцветная, отчасти вулканогенная формация, которая, по существу, является эпикаледонской молассой. Выше залегает карбонатная формация нижнего карбона, обладающая всеми чертами платформенного осадконакопления. Перекрывается она на обширных пространствах эпигерцинской орогенной молассой, которая в этом случае, несомненно, является аллохтонной, т. е. обусловленной герцинским орогенезом соседних складчатых областей (Зайцев, 1972). Безусловно, весь этот комплекс пород отличается от типично платформенного (или ортоплатформенного) мезозойско-кайнозойского чехла, прежде всего характером складчатости и наличием разрывных нарушений. Однако и в этом случае не происходило преобразования "гранитного слоя", а осадконакопление отвечало в общем континентальной стадии развития в широком смысле слова.

Учитывая многоэтапность формирования фундамента и чехла молодых платформ и сложность взаимоотношений различных комплексов пород, образованных на этих этапах, для их обозначения целесообразно ввести определения, отражающие генетическую сущность и время образования отдельных комплексов пород. Они должны раскрывать термин "фундамент" или "чехол" и в целом характеризовать структурно-генетический комплекс. Близкие по смыслу подразделения в фундаменте и чехле молодых платформ выделяют Р.Г. Гарецкий, А.Е. Шлезингер, А.Л. Яншин (1972), В.А. Буш (1972) и многие другие. Под структурно-генетическим комплексом понимается крупный комплекс пород фундамента или чехла, образовавшийся на определенном, качественно отличном от других, этапе развития, что находит отражение в своеобразии формаций, тектоники и метаморфизма каждого из комплексов. Они отделены в большинстве случаев региональными поверхностями несогласия. Структурно-генетические комплексы не одинаковы по своему объему, как не однозначны по времени различные стадии геосинклиального или платформенного циклов развития.

На современной стадии изученности геологического строения молодых платформ в их фундаменте можно выделить следующие структурно-генетические комплексы: 1) докембрийский кристаллический, представляющий собой основание срединных массивов или "обломки" древних платформ и включающий в себя различные комплексы допалеозойских эпох тектогенеза; 2) каледонский консолидированный, к которому относятся геосинклиальные складчатые комплексы нижнего палеозоя; 3) герцинский консолидированный — разнообразные геосинклиальные складчатые комплексы среднего и верхнего палеозоя; 4) киммерийский складчатый¹, сложенный геосинклиальными формациями, образовавшимися в раннемезозойских геосинклиальных трогах (например, триасовый комплекс Ейско-Березанской зоны Западного Предкавказья и Мангышлака); 5) платформенный складчатый, включающий платформенные формации в областях последующей геосинклиальной переработки (например, девон — низы карбона Донбасса; кокчетавская серия верхнего рифея в пределах Казахстано-Тяньшаньского массива).

Многоярусный фундамент молодых платформ перекрывается чехлом, в составе которого в свою очередь можно выделить целый ряд структурно-генетических комплексов, а именно: 1) квазиплатформенный, включающий платформенные формации палеозоя на байкальских срединных массивах или отложения карбона наложенных впадин (или квазисинеклиз, по В.А. Бушу и Л.Г. Кирюхину) в пределах каледонид (например, палеозой Северо-Устьюртского массива, нижний карбон Чу-Сарысуйской квазисинеклизы и др.); 2) орогенный — широко распространённые орогенные формации герцинид, а также эпикаледонские молассы каледонид (вполне естественно, что первые два комплекса находятся

¹Складчатый комплекс отличается от консолидированного в основном меньшей степенью метаморфизма.

в сложных взаимоотношениях и могут чередоваться в разрезе нижней части платформы); 3) тафросинклинальный – молассоподобные отложения, накапливающиеся в тафросинклиналях и депрессиях на этапе раскальвания фундамента, перед вовлечением его в общее погружение (например, туринская и челябинская серии Западной Сибири); 4) ортоплатформенный – типично платформенные формации юры, мела и кайнозоя молодых платформ (в его составе нередко наблюдаются и орогенные формации, занимающие телеорогенное положение).

Указанные структурно-генетические комплексы фундамента и чехла, по-видимому, не исчерпывают всего многообразия естественных комплексов пород, входящих в состав фундамента и чехла молодых платформ. По мере дальнейшего изучения не исключается возможность их дифференциации и выделения новых комплексов.

Принимая вышеприведенную схему взаимоотношения комплексов фундамента и чехла молодых платформ и указанное положение рассматриваемой границы, при разделении фундамента и чехла необходимо учитывать сумму признаков. Поэтому целесообразно параллельно использовать как историко-геологический, так и структурно-магматический методы. Это безусловно приводит в ряде случаев к появлению двух границ между фундаментом и чехлом, которые могут быть названы формационной ("Ф") и структурной ("С") границами (Арбатов и др., 1972). Появление двух границ принципиально возможно в следующих случаях.

Во-первых, при постепенном переходе (без существенной перестройки) от орогенных формаций (нижней молассы) к отложениям нижней части чехла, когда граница "С", обусловленная "главной складчатостью", оказывается ниже границы "Ф", т.е. в случае, когда нижняя моласса не подверглась полной складчатости. Такое соотношение наблюдается, например, в герцинской зоне Переводного хребта Северного Кавказа, где угленосная нижняя моласса среднего – верхнего карбона залегает с резким угловым несогласием на породах собственно геосинклинального комплекса и синтетектонических интрузивных массивах гранитоидов и характеризуется относительно умеренной дислоцированностью (германотипные дислокации). Аналогичное явление наблюдается в некоторых внутренних прогибах и впадинах Урала и в других местах. Естественно, что нижняя моласса за пределами материнской геосинклинальной зоны, как правило, дислоцирована относительно спокойно.

Во-вторых, в случае совместной дислоцированности орогенных и платформенных формаций с геосинклинальным комплексом граница "С" оказывается выше границы "Ф", что наблюдается, как уже упоминалось, в зоне известнякового Дагестана и Большого Балхана, где платформенный мел-палеогеновый комплекс сильно дислоцирован. А.Е.Шлезингер (1971) в качестве такого случая приводит пример Байкало-Патомского нагорья, где миогеосинклинальный комплекс рифея сменяется платформенными формациями нижнего палеозоя и силура, после чего произошла полная складчатость с образованием единого структурного комплекса.

Таким образом, предлагаемый подход позволяет при разграничении фундамента и чехла учитывать положительные стороны обоих методов и более объективно представить строение и историю развития земной коры даже в относительно редких случаях несовпадения структурной и формационной границ.

Резюмируя вышеизложенное, необходимо отметить следующее:

1) граница между фундаментом и чехлом отвечает началу континентальной стадии развития земной коры и в формационном отношении в общем плане совпадает с началом накопления верхней орогенной молассы. Эта стадия начинается в разновозрастных зонах консолидации неодновременно и соответствует основному рубежу в развитии платформ;

2) в случае сложного соотношения формационного комплекса пород с временем главной складчатости, магматизма и метаморфизма целесообразно одновременно использовать структурно-магматический и историко-геологический методы;

3) выделение структурно-генетических комплексов как в фундаменте, так и чехле молодых платформ позволяет установить генетически единые толщи, соответствующие основным тектоническим режимам развития молодых платформ, причем каждый комплекс вполне однозначно может оцениваться с точки зрения перспектив нефтегазоносности.

В настоящее время выделение "переходного комплекса" можно считать нецелесообразным по следующим причинам.

1. С теоретической точки зрения выделение "переходного комплекса" на современном уровне знаний не только не проясняет сложных взаимоотношений между фундаментом и чехлом, а наоборот, ведет к их затушевыванию, поскольку в "переходный комплекс" объединяют различные по составу и генезису толщи, часть которых должна быть отнесена к фундаменту, а часть — к чехлу.

2. С практической точки зрения выделение "переходного комплекса" не может служить целям выбора направлений поисково-разведочных работ и оценки перспектив нефтегазоносности, так как он включает, с одной стороны, заведомо бесперспективные толщи, относящиеся к фундаменту, а с другой — весьма перспективные толщи осадочного чехла.

3. Сами названия "промежуточный" или "переходный" являются крайне неудачными. Они в последние годы столько раз подвергались справедливой критике, что даже некоторые сторонники "переходного комплекса" признают их неудачными. Однако тот факт, что никакое другое название не нашло широкого применения, свидетельствует об отсутствии какой-либо внутренней логики и четкого генетического смысла, вкладываемого в это понятие.

Литература

- Арбатова А.А., Бурштар М.С., Швембергер Ю.Н. Граница фундамент — чехол и нижний предел распространения скоплений нефти и газа на молодых платформах. — Труды ВНИГНИ, 1972, вып. 120.
- Белоусов В.В. Основные вопросы геотектоники. М., Госгеолтехиздат, 1954.
- Богданов А.А. Основные черты палеозойской структуры Центрального Казахстана. — Бюлл. МОИП, отд. геол., 1959, т. 34, № 1.
- Буш В.А. Об орогенных структурах молодых платформ и содержании терминов "фундамент" и "чехол". — В сб. "Строение фундамента молодых платформ". М., "Наука", 1972.
- Вонгаз Л.Б. Историческая тектоника Афгано-Таджикской впадины в свете некоторых общих закономерностей развития земной коры. Автореф. канд. дисс. М., 1969.
- Гарецкий Р.Г. Тектоника молодых платформ Евразии. М., "Наука", 1972.
- Гарецкий Р.Г., Шлезингер А.Е., Яншин А.Л. Проблема фундамента молодых платформ. — В сб. "Строение фундамента молодых платформ". М., "Наука", 1972.
- Деннис Дж. Международный словарь английских тектонических терминов. М., "Мир", 1971.
- Зайцев Ю.А. Об историко-геологическом содержании так называемого переходного этапа. — В сб. "Строение фундамента молодых платформ". М., "Наука", 1972.
- Князев В.С., Флоренский П.В., Чарыгин А.М., Шнип О.А., Мавыев Н.Н., Искандеров Д.Б. Строение и состав фундамента и пермо-триасового комплекса Туранской плиты. — В сб. "Строение фундамента молодых платформ". М., "Наука", 1972.
- Косыгин Ю.А., Лучицкий И.В. Об основных системах и типах тектонических структур мезозойско-кайнозойского континента. — В сб. "Тектоника Сибири", т. 1. Новосибирск, 1962.
- Крылов Н.А. Общие особенности тектоники и нефтегазоносности молодых платформ. М., "Наука", 1971.
- Крылов Н.А., Летавин А.И. К вопросу об орогенном этапе развития палеозоид. — Геотектоника, 1966, № 2.
- Куликов П.К. Глубинное строение главной нефтегазоносной зоны Западно-Сибирской плиты. — В сб. "Материалы по тектонике глубоких горизонтов Западно-Сибирской плиты". — Труды ЗапСибНИГНИ, 1972, вып. 60.
- Кэй М. Геосинклинали Северной Америки. М., ИЛ, 1955.
- Муратов М.В. Чехол основания срединных массивов и его роль в строении геосинклинальных складчатых систем. — В сб. "Проблемы теоретической и региональной тектоники". М., "Наука", 1971.

- Муратов М.В. Взаимоотношения складчатого основания и чехла молодых платформ. — В сб. "Строение фундамента молодых платформ". М., "Наука", 1972.
- Обуэн Ж. Геосинклинали. М., "Мир", 1967.
- Палей И.П. Древнейшие образования платформенного типа в пределах Балтийского щита. — В сб. "Проблемы теоретической и региональной тектоники". М., "Наука", 1971.
- Пейве А.В., Штрейс Н.А., Моссаковский А.А., Порфилов А.С., Руженцев С.В., Богданов Н.А., Буртман В.В., Книппер А.Л., Макарычев Г.И., Марков М.С., Суворов А.И. Палеозойды Евразии и некоторые вопросы эволюции геосинклинального процесса. — Сов. геол. 1972, № 12.
- Пушаровский Ю.М. Краевые прогибы, их тектоническое строение и развитие. — Труды ГИН АН СССР, 1959, вып. 28.
- Рухин Л.Б. Основы литологии. М., Гостоптехиздат, 1953.
- Сапожников Д.Г. Тектоника западной части Казахской складчатой страны. — В кн. "Тектоника СССР", т. 1. М., Изд-во АН СССР, 1948.
- Соболевская В.Н. Об этапах тектонического развития огражденных эпипалеозойских плит. — В кн. "Молодые платформы, их тектоника и перспективы нефтегазоносности". М., "Наука", 1965.
- Хаин В.Е. Геотектонические основы поисков нефти. Баку, 1954.
- Хаин В.Е. Возрожденные (эпиplatformенные) орогенические пояса и их тектоническая природа. — Сов. геол., 1965, № 7.
- Херасков Н.П. Тектоника и формации. М., "Наука", 1967.
- Цейслер В.М. Связь молассовых формаций и орогенных структур. — Геотектоника, 1973, № 1.
- Шейнманн Ю.М. Заметки к классификации структур материков. — Изв. АН СССР, серия геол., 1955, № 3.
- Шлезингер А.Е. Общие принципы выделения фундамента и чехла и соотношение с ними "переходных" структурных ярусов. — Бюлл. МОИП, отд. геол., 1971, № 46, № 2.
- Яншин А.Л. Проблемы срединных массивов. — Бюлл. МОИП, отд. геол., 1965, т. 40, № 5.

Н. А. Крылов, Р. Г. Гарецкий, В. Д. Наливкин, И. И. Нестеров
(ИГиРГИ, ИГиГАН БССР, ВНИГРИ, ЗапСибНИГНИ)

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЧЕХЛА МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Молодые, или эпипалеозойские, платформы – это крупные участки земной коры, в пределах которых геосинклинальное развитие закончилось в конце допалеозоя или в палеозое, а в самом конце палеозоя или в мезозое установились платформенные условия. Термин “молодая платформа” был введен в геологическую литературу Н.С. Шатским (1935, 1938).

Крупнейшей молодой платформой Земли является Центрально-Евразийская, или Центрально-Евразийская, охватывающая Западную Сибирь, Урал, большую часть Казахстана, равнинные пространства Средней Азии, Северное Предкавказье, Мизийскую низменность и акватории Аральского, Азовского, средней части Каспийского и северной части Черного морей. Меньшими по площади являются Западно-Европейская, Северо-Американская, Северо-Африканская, Восточно-Австралийская и другие эпипалеозойские платформы. Те зоны молодых платформ, где развит чехол, по аналогии с древними платформами получили название плит.

В пределах каждой эпипалеозойской плиты платформенный чехол начал формироваться приблизительно одновременно, не обнаруживая тесной зависимости от возраста консолидации отдельных складчатых систем, образующих фундамент платформы. Образование чехла не следует непосредственно за завершением складчатости и гранитоидного интрузивного магматизма, а отделено от них этапом со специфическим тектоническим режимом. В течение этого этапа, непосредственно предшествующего становлению платформенного режима и началу формирования типичного платформенного чехла, образовались специфические структурно-формационные комплексы, получившие различные, но близкие по смыслу названия: “полуплатформенного”, “квазиплатформенного”, “парагеосинклинального”, “межгорновпадинного”, “предчехольного”, “промежуточного”, “метагеосинклинального”, “переходного”.

Длительность этого промежуточного или переходного этапа определяется главным образом временем консолидации фундамента. В зонах наиболее древней складчатости этот этап продолжителен и соответствующий ему структурно-формационный комплекс имеет наиболее широкий стратиграфический диапазон, в зонах же молодой, герцинской, складчатости продолжительность этого этапа наименьшая и ограничивается обычно одним – двумя геологическими периодами. Промежуточный комплекс по особенностям своей структуры и формационному составу обычно весьма резко отделяется и от фундамента, и от типичного платформенного чехла. Наиболее общими особенностями строения этих комплексов являются спорадическое развитие и наличие интенсивной блоковой дислоцированности. В то же время тектоническая характеристика этого этажа неодинакова в разных зонах эпипалеозойских платформ, также как неодинаков и его стратиграфический диапазон. В связи с этим ставится вопрос о классификации переходных или предчехольных комплексов, о выделении разных типов переходных структур. Единство каждой молодой платформы определяется не единым временем консолидации фундамента, а приблизительной одновременностью становления платформенного режима, зафиксированного началом формирования чехла в пределах плит. В связи с этим понятие об “эпи-

герцинских", "эпикаледонских" и "эпибайкальских" платформах теряет смысл (Мирчинк М.Ф. и др., 1970).

На большей части территории эпипалеозойских плит в пределах СССР формирование собственно платформенного чехла началось в юрское время или в конце триаса. Наиболее древними отложениями в составе чехлов молодых платформ следует считать нижнепермские породы в северной части Западно-Европейской эпипалеозойской платформы.

В строении чехла молодых платформ главная роль принадлежит следующим типовым формациям: платформенной известняковой, мергельно-меловой, карбонатно-терригенной, кремнисто-терригенной, эвапоритовой, глинистой и группе песчано-глинистых формаций, включая угленосную, пестроцветную и глауконитовую. В основании чехла обычно располагаются угленосные или пестроцветные терригенные формации. Карбонатные, карбонатно-терригенные и кремнисто-терригенные формации занимают среднее положение в разрезе. Завершаются формационные ряды терригенными, часто пестроцветными аллохтонными толщами. Такое закономерное размещение формаций в разрезе чехла (в формационном ряду) отражает наличие в собственно платформенной стадии развития одного крупного тектоно-седиментационного цикла.

Этот цикл первого порядка выявляется не только при анализе формационного ряда, но и при последовательных палеогеографических реконструкциях: в течение первой половины мегацикла происходило последовательное расширение площадей осадконакопления и увеличение роли осадков морского генезиса, а затем шел обратный процесс - развитие регрессий. Последовательное расширение суммарных площадей осадконакопления достигло своего максимума на Западно-Европейской платформе в позднемеловое время, на Центрально-Евразийской платформе - в позднем эоцене. Таким образом, развитие тектоно-седиментационного цикла первого порядка не было вполне синхронным на разных молодых платформах.

На фоне этого мегацикла выявляются циклы более низкого порядка. С цикличностью второго порядка связано повторение в формационных рядах одноименных формаций. Наиболее яркими примерами циклов второго порядка могут служить триасовый на Западно-Европейской платформе и юрский в восточных районах Туранской плиты, для которых характерно отражение в формационном ряду как трансгрессивной, так и регрессивной частей. Цикличность еще более низкого порядка находит отражение во внутриформационных изменениях.

Сравнение формационных рядов чехла молодых и древних платформ показывает их существенное сходство и ряд отличий. К числу последних следует отнести преобладание терригенных формаций в чехле молодых платформ при значительной и обычно преобладающей роли карбонатных формаций на древних платформах. В терригенных породах молодых платформ в сравнении с древними относительно мала роль кварца и велика роль неустойчивых терригенных компонентов - полевых шпатов и обломков пород. Так, например, в составе песчаников Западно-Сибирской плиты кварц составляет 52%, полевые шпаты - 34% и обломки пород - 14%. При этом по своему происхождению большая часть терригенных формаций чехла молодых платформ должна рассматриваться в качестве автохтонных, т.е. образованных за счет внутриплатформенных источников обломочного материала.

Эти специфические черты состава формаций чехла молодых платформ свидетельствуют о большей тектонической подвижности молодых платформ по сравнению с древними, особенно со стабильными древними платформами (Ханн, 1973). Большая подвижность молодых платформ находит отражение и в собственно структурных признаках их чехла. Было отмечено, что дислокации чехла, например, Туранской плиты, более резкие, чем дислокации Русской плиты (Гарецкий и др., 1963). Большая дислоцированность чехла, выраженная большими амплитудами структур и углами наклонов пластов, характерна и для Скифской плиты, а также плит Западно-Европейской эпипалеозойской платформы. По сравнению с древними платформами здесь за более ко-

роткий период собственно платформенного развития была создана более сложная структурная картина. Исключение из общего правила составляет, видимо, только Западно-Сибирская плита с "вяло" выраженными структурными элементами.

Структурная дифференциация эпипалеозойских плит происходила в течение всей платформенной стадии развития, но была неравномерной. Наиболее интенсивно большинство структурных элементов развивались в начале платформенного этапа — в первые фазы мезозойско-кайнозойского мегацикла. Затем скорости тектонических движений и темп роста большей части структур чехла уменьшились. Новая активизация относится к переломному моменту мегацикла — ко времени смены максимальных по широте трансгрессий постепенно развивающимися регрессиями. К этому же рубежу относятся и наиболее значительные перестройки структурного плана на эпипалеозойских плитах (Крылов, 1969).

Такова общая схема развития структурной дифференциации чехла молодых платформ во времени, на фоне которой выявляются отклонения. К их числу можно отнести интенсивное формирование локальных поднятий в Среднем Приобье на Западно-Сибирской плите в нижнемеловое время, интенсивное формирование прогибов Нижнесаксонского, Гифхорнского и других в Северо-Германской синеклизе в юрское и нижнемеловое время — ускоренное развитие структур в середине первой половины мегацикла вместо самого начала мегацикла, т.е. в "неурочное" время.

Магматизм в чехле молодых платформ представлен почти исключительно эффузивным типом. Масштаб эффузивной деятельности на различных эпипалеозойских плитах различен. Относительно многочисленны магматические проявления на Западно-Европейской платформе. В низах чехла в Аквитанской и Каталонско-Кастильской синеклизах (триас) встречаются пластовые интрузии офиов мощностью в десятки и первые сотни метров. Наиболее изучены кайнозойские эффузивы Центрально-Французского и Чешского массивов, Южно-Германской впадины и других районов. По возрасту эти породы относятся к олигоцену, неогену и плейстоцену, по составу это чаще всего базальты, но имеются лавы щелочных пород. Наиболее крупный покров базальтов — Фогельсберг на территории ФРГ — имеет в плане округлую форму диаметром более 50 км.

Встречены эффузивные породы и на Скифской плите. В низах платформенного чехла здесь развита осадочно-вулканогенная толща, которая в разных частях плиты охватывает разный стратиграфический диапазон — от верхов триаса — низов юры до альба включительно.

В пределах крупнейших молодых плит — Западно-Сибирской и Туранской — мезозойские и кайнозойские вулканические проявления практически отсутствуют.

Стратиграфическое положение эффузивных образований в чехле молодых платформ весьма разнообразно, однако обычно удается наметить два этапа относительного усиления вулканической деятельности. Один из них связан с началом мезозойско-кайнозойского мегацикла, с самыми первыми этапами формирования платформенного чехла, а второй — с регрессивной эпохой мегацикла.

Длительное формирование структур чехла молодых платформ и накладывающиеся на этот процесс региональные перерывы осадконакопления, а также общие и частные перестройки структурного плана обуславливают разделение чехла на структурные ярусы. Наиболее четкое расчленение структурных ярусов чехла отмечается в пределах Туранской плиты, где имели место крупные региональные перерывы. Существенной была и кайнозойская активизация в формировании структур, а в отдельных районах происходили значительные перестройки структурного плана. В западных районах плиты в качестве крупнейших единиц можно выделить юрско-нижнемиоценовые и среднемиоценово-четвертичный ярусы. В восточных — рэтско-нижнеолигоценый и среднеолигово-четвертичный. Эти основные подразделения расчленяются на структурные ярусы второго порядка. Повсеместно, где распространены юрские отложения

выделяется юрский (или рэт-юрский) структурный ярус. В отдельных районах обособляются меловой (без дания) и датско-палеогеновый структурный ярусы. В западных районах Туранской плиты среднемиоценово-четвертичный ярус распадается на два этажа второго порядка - среднемиоценово-нижнеплиоценовый и верхнеплиоценово-четвертичный. Таким образом, даже в пределах одной плиты объем структурных ярусов различен, а разделы между ними не синхронны.

Весьма четкое распределение чехла на структурные ярусы отмечается также для ряда районов Западно-Европейской эпипалеозойской платформы, где перестройки структурного плана имели большое значение. В пределах же большей части территории Западно-Сибирской плиты четкого расчленения чехла на структурные ярусы не отмечается. Длительный и обычно постепенно затухающий во времени процесс формирования структурного плана не сопровождался здесь крупными региональными перерывами, в результате чего изменения структурных форм по разрезу происходили в основном постепенно, без резких скачков на каких-либо определенных стратиграфических рубежах.

В чехле молодых платформ развиты тектонические элементы разных типов. Помимо сходных с элементами чехла древних платформ здесь развиты специфические структуры: системы прогибов, системы мегантиклиналей и мегасинклиналей (системы поднятий и прогибов), мегантиклинали (валы туаркырского типа) и др. Широкое развитие линейных элементов не только среди структур среднего масштаба, но и среди крупнейших тектонических элементов, - специфическая черта молодых платформ. На эту особенность структуры эпипалеозойских плит указывали многие исследователи Туранской и Скифской плит (Яншин, 1948, 1965; Мирчинк и др., 1963; Гарецкий, 1964, 1972; Крылов, 1966, 1971 и др.). Были отмечены крупные линейные структуры и в чехле Западно-Сибирской плиты (Маркевич, 1966; Наливкин и др., 1967 и др.).

Одним из специфических элементов чехла молодых платформ являются крупные линейные депрессии, получившие название в пределах эпипалеозойских плит юга СССР систем или зон прогибов (Крылов, 1965, Вольвовский И.С. и др., 1966), а в Западной Сибири - желобов (Наливкин В.Д. и др., 1967) или трогов (Маркевич, 1966). При протяженности в многие сотни километров эти системы прогибов имеют ширину всего лишь в десятки километров. Для них характерно раннее формирование и унаследованность от грабенообразных структур переходного этапа развития. Последние в свою очередь сформировались у древних, равнившихся еще на геосинклинальной стадии, разломов. Примерами этого типа структур могут служить Северо-Туркменская система прогибов на Туранской плите, сформировавшаяся у двух крупнейших разломов - Центрально-Устьюртского и Восточно-Унгузского и Колтогорский или Пурский желоб, пересекающий в меридиональном направлении Западно-Сибирскую плиту, сформировавшийся у Омского разлома.

Интересно, что на Западно-Европейской, Северо-Американской и других молодых платформах полных аналогов этих своеобразных структур чехла Центрально-Евразийской платформы не существует. Крупнейшая линейная депрессия Западно-Европейская - система прогибов Средиземное море - Мьезен - имеет в основном весьма позднее формирование - третичное с максимумом скорости прогибания в олигоценное время. Кроме того, в отличие от линейных депрессий Центрально-Евразийской платформы эта система грабенов располагается вкрест простирания герцинских структур фундамента.

Системы поднятий распространены несколько меньше, чем системы прогибов. Тектонотипом этого класса структур может служить Мангышлакско-Центрально-Устьюртская система дислокаций. Это весьма протяженные, но обычно узкие поднятия с амплитудой по отношению к сопредельным депрессиям обычно в тысячи метров. Эти крупные поднятия представляют системы мегантиклиналей, о которых мы скажем ниже, расположенных чаще кулисообразно и разделенных прогибами.

Мегантиклинали или валы туаркырского типа входят в состав систем поднятий, а также встречаются самостоятельно, вне более крупных структур. Для этого типа валов характерны раннее заложение, интенсивное формирование в начале платформенной стадии, часто, но не обязательно также активизация формирования во второй половине мезозойско-кайнозойского мегацикла. Для них характерно наличие единого цоколя, большая амплитуда (сотни метров) и крутой наклон крыльев. Мегантиклинали обнаруживают связь с предчехольными структурами. В наиболее ярком выражении они развиты в зонах интенсивных дислокаций переходной стадии развития и наследуют либо зоны интенсивной локальной складчатости переходного комплекса (Каратауский вал на Мангышлаке, Каневско-Березанский вал в Западном Предкавказье и др.) либо горстовидные поднятия фундамента, образовавшиеся в переходный этап развития (Туаркырский, Карабаурский, Карашорский валы в западной части Туранской плиты и др.). Обязательная согласованность простираций этих поднятий чехла со структурами фундамента и переходного комплекса и обнаруживающаяся иногда независимость их от более крупных структур чехла — примечательные особенности мегантиклиналей. Наиболее широко мегантиклинали распространены на Скифской и Туранской плитах. Реже встречаются они в Западной Сибири, где примером их могут служить поднятия Тобольского пояса валов.

Весьма широко распространены на молодых платформах валообразные поднятия другого типа — протяженные цепочки локальных поднятий, лишенных общего цоколя и характеризующихся небольшой амплитудой (обычно первые десятки метров). Валообразные поднятия этого типа осложняют Парижскую синеклизу, известны в северо-западной части Западно-Сибирской плиты, в Восточном Предкавказье, а также на Восточно-Австралийской эпипалеозойской платформе. Этот тип структур развит в зонах с герцинской консолидацией фундамента. Для него характерна согласованность простираций с внутренней тектоникой складчатого основания, при этом валообразные цепочки поднятий этого типа, так же как и мегантиклинали иногда располагаются вне согласия с контурами более крупных структур, которые они осложняют. Так, например, валообразные поднятия Брай, Мерлеролит, Сувины-Амбруз-Грасай, Бейнос и другие пересекают Парижскую синеклизу и ориентированы почти перпендикулярно ее контурам (Abrard, 1950).

Широкое развитие в чехле молодых платформ линейных структур, в том числе и среди крупнейших тектонических элементов, связано с одной из важнейших общих особенностей тектоники эпипалеозойских плит — явлением унаследованности структур платформенного чехла от структур доплатформенных тектонических этажей — фундамента и промежуточного комплекса. При этом имеется в виду не совпадение структурных форм по поверхности складчатого фундамента или переходного комплекса и по внутривчехольным горизонтам, а отражение в чехле внутренней тектоники складчатого основания и переходного комплекса. Эта зависимость структуры чехла от строения подчехольных комплексов имеет многообразные формы проявления. В отдельных районах в чехле в сильно сглаженной форме находят отражение отдельные крупные складки фундамента. Эта форма унаследованности отмечается для отдельных структур на южном погружении Урала, на восточном погружении складчатого Донбасса и в Парижской синеклизе. А.Л. Яншин (1951) впервые описал структуры такого ряда, назвав их унаследованными складками. Позднее это явление рассматривалось Р.Г. Гарецким (1962, 1972) и др. Прямое отражение в чехле отдельных складчатых структур фундамента распространено не повсеместно и встречается только в зонах герцинской консолидации фундамента.

Несколько шире, видимо, распространено наследование (или продолжение развития в платформенную стадию) разломов, заложенных в доплатформенные этапы. На эту форму проявления унаследованности неоднократно указывала В.Н. Соболевская (1963, 1973); интересные выводы о наследовании палео-

зойских разломов в мезозойско-кайнозойском чехле на погружении Донбасса были получены В.С. Поповым (1962).

Наследование частных складчатых и разрывных структур не исчерпывает всех форм отражения в чехле внутренней тектоники фундамента. Впервые было установлено наследование линейными структурами чехла молодых платформ тектонических простираний в складчатом основании (Suess, 1888; Архангельский, 1941; Яншин, 1945, 1948; Шатский, 1951; Петрушевский, 1955 и др.). Наследование структурных простираний без обязательного точного планового совпадения отдельных структур разных тектонических этажей — явление более распространенное на молодых платформах.

Большой объем геолого-геофизической информации о внутренней структуре доплатформенных комплексов в пределах молодых плит позволил установить зависимость структурного стиля чехла в целом от возраста и типа складчатости фундамента (Годин, 1960; Сытин, 1960; Крылов 1971; и др.). Эта зависимость выражается, например, в том, что над массивами более ранней консолидации фундамента в чехле формируются наиболее "вялые" структурные формы, лишенные четкой линейности, над линейными системами палеозойских складчатостей фундамента в чехле образуются различные линейные структуры. Наиболее резкие линейные дислокации чехла (мегантиклинали, системы мегантиклиналей) формируются обычно над зонами самой молодой складчатости — над нижнемезозойскими прогибами, претерпевшими складчатость и инверсию (последние относят или к особой разновидности переходных структур или выделяют под названием киммерийских геосинклинальных прогибов).

Эпипалеозойские платформы, имея много черт сходства в отношении тектоники чехла с древними, отличаются от последних рядом особенностей. К их числу относятся: наличие только одного крупного тектоно-седиментационного цикла, большая тектоническая подвижность, яркое проявление унаследованности структуры чехла от доплатформенных комплексов. Эти важнейшие специфические черты молодых платформ обусловили ряд других особенностей тектоники их чехла, которые в своей совокупности позволяют рассматривать молодые платформы в качестве самостоятельной категории крупных структурных зон континентальной земной коры.

На молодых платформах располагаются крупнейшие нефтегазоносные провинции — Западно-Сибирская, Североморская, Галф-Кост и целый ряд других. В пределах эпипалеозойских платформ на территории СССР к началу 1975 г. выявлено более 500 нефтяных и газовых месторождений. В том числе только в пределах Западно-Сибирской плиты 245 месторождений, содержащих 570 залежей нефти и газа. Все разведанные запасы углеводородов на молодых платформах и основные перспективы новых открытий связаны с породами чехла.

Нефтегазоносные области эпипалеозойских плит располагаются в пределах самых разнообразных крупных структурных элементов — антеклиз и синеклиз, сводов и впадин, систем прогибов и крупных линейных поднятий. Анализируя распределение месторождений нефти и газа по типам структурных элементов молодых плит на территории СССР, В.Д. Наливкин с соавторами отметил, что "имеющийся материал не позволяет с требуемой степенью достоверности сделать выводы о связях запасов с выделяемыми типами средних и крупных структур" (Наливкин и др., 1967, стр. 57). Для территории Туранской и Скифской плит к такому же выводу пришел и Н.А. Крылов (1967). Вывод о наибольшей концентрации запасов нефти в пределах антеклиз, сделанный М.Я. Рудкевичем (1969) и некоторыми другими геологами для Западно-Сибирской плиты имеет сугубо местное значение. Ему может быть противопоставлен вывод о преимущественной нефтеносности прогибов юрско-мелового формирования, сделанный немецкими геологами для территории Северо-Германской синеклизы и имеющий также частное значение.

Зоны нефтегазоаккумуляции контролируются также самыми разнообразными типами валлообразных поднятий, изометричными структурами и ступенями. Сам

по себе тип структуры не определяет ее нефтегазоносности или отсутствия в ее пределах нефтегазовых месторождений. Гораздо важнее для образования скоплений нефти и газа не морфологический или генетический тип структуры, а ее положение в общем тектоническом плане — взаимоотношение с другими структурами, положение среди крупных зон опускания и воздымания.

Главнейшей наблюдаемой закономерностью размещения зон нефтегазонакопления является их связь с крупными депрессиями: скопления нефти и газа располагаются внутри самих депрессий, на их бортах и на поднятиях, непосредственно сопряженных с депрессиями.

В пределах молодых платформ закономерная сопряженность нефтегазоносных областей и зон нефтегазонакопления с крупными депрессиями проявляется наиболее ярко. При этом правильнее говорить именно о сопряженности зон нефтегазонакопления с зонами прогибания, поскольку нефтегазоносность той или иной структуры определяется не только и столько степенью ее собственной погруженности, сколько сопряженностью ее с глубокой депрессией. Последние рассматриваются как области питания — нефтегазосборные площади или зоны нефтегазообразования.

Важное значение для формирования промышленных скоплений нефти и газа имеет глубина депрессии: чем глубже прогиб, тем больше зон нефтегазонакопления на его борту, тем в структурно более высоких зонах борта встречаются скопления нефти и газа. Крупные поднятия (антеклизы, своды, крупные линейные поднятия) оказываются нефтегазоносными в случае сопряжения с наиболее крупными и глубокими впадинами и прогибами. Депрессии с малой амплитудой и соответственно с малой мощностью платформенного чехла оказываются вообще лишенными промышленных скоплений нефти и газа, как например, Северо-Кызылкумская синеклиза на Туранской плите и Кулундинская синеклиза на Западно-Сибирской.

Минимальная глубина платформенной депрессии, необходимая для образования промышленных скоплений нефти и газа в ее пределах, для разных эпипалеозойских плит, видимо, несколько различна. Это определяется как различными термическими условиями недр (главным образом величиной геотермической ступени), так и различным характером исходного органического вещества нефтегазопроизводящих формаций.

Одним из наиболее остро дискуссионных вопросов в проблеме закономерностей размещения и условий формирования залежей нефти и газа на молодых платформах является вопрос о количестве и положении в разрезе чехла нефтегазопроизводящих свит или формаций. Единства взглядов по этому вопросу нет и среди авторов настоящего обзорного доклада.

Большая часть геологов, занимающихся этой проблемой, считает, что на эпипалеозойских плитах юга СССР нефтегазопроизводящими являются юрские отложения. Этот вывод аргументируется тем, что в зонах развития соленосных формаций в верхней части юры (Восточно-Кубанская и Чернолесская впадины в Предкавказье, Амударьинская синеклиза на Туранской плите) нефтегазоносными оказываются обычно только подсолевые отложения, а залежи в надсолевых отложениях мела появляются в зонах выклинивания соляных региональных покровов. Исключение из этой закономерности составляют залежи газа в надсолевых отложениях в западной части Мургабского района (Шатлык, Байрам-Али и другие месторождения), однако газоносность нижнемеловых отложений может быть здесь объяснена латеральной миграцией из зоны выклинивания соленосной толщи. Такая особенность стратиграфического размещения залежей наводит на мысль об отсутствии в меловом комплексе Туранской и Скифской плит собственных нефтегазопроизводящих формаций и о формировании скоплений углеводородов в меловых и палеогеновых отложениях за счет миграции из юры.

Этот вывод был сделан и для Западно-Сибирской плиты (Наливкин и др., 1965; Сверчков, 1965; Анализ влияния..., 1971; и др.), где соленос-

ная покрывка в верхнеюрских отложениях отсутствует, а основные запасы нефти и газа разведаны в готерив-сеноманской части разреза.

Однако эта идея не получила среди геологов Западной Сибири полной поддержки. И.И.Нестеровым (1969 и др.), Ф.Г.Гурари, А.Э.Конторовичем и др. (Наливкин В.Д. и др., 1967; Гурари Ф.Г. и др., 1967; и др.), И.А.Юркевичем и др. (1971) отстаивается точка зрения о самостоятельном нефтегазообразовании в нижнемеловых отложениях Центральной (наиболее прогнутой) тектонической области Западно-Сибирской плиты. Это положение аргументируется наличием в нижнемеловых отложениях рассеянного органического вещества и битумоидов, значительным катагенезом органического вещества нижнемеловых отложений в Центральной тектонической области (длиннопламенная стадия катагенеза углей), различиями состава нефтей юрских и неоконских горизонтов, косвенной связью состава нефтей и качества битумоидов рассеянного органического вещества и другими фактами. И.И.Нестеров (1969) выделяет в разрезе Западно-Сибирской плиты семь самостоятельных нефтегазоносных толщ от ниже-среднеюрской до верхнемеловой, содержащих нефтегазопроизводящие отложения.

Помимо собственных нефтегазопроизводящих формаций в чехле молодых платформ источниками нефти и особенно газа для платформенного комплекса являются иногда подчехольные формации — породы переходных комплексов. В качестве наиболее показательного примера такого явления можно указать на крупные залежи газа в базальной красноцветной формации чехла на севере Северо-Германской синеклизы. Залежи газа в базальной грубозернистой красноцветной свите сложенены нижнепермского возраста могли образоваться только за счет миграции газа из подстилающей угленосной формации каменноугольного возраста, относимой здесь к промежуточному структурному этажу.

Итак, зоны нефтегазоаккумуляции в чехле эпипалеозойских платформ обычно закономерно сопряжены с глубокими депрессиями — зонами нефтегазообразования, располагаясь внутри них или обрамляя их. Месторождения и запасы нефти и газа размещаются при этом неравномерно по площади.

В случае асимметричных нефтегазоносных депрессий крутой борт содержит обычно большее число месторождений и большие запасы, чем пологий борт (Мирчинк М.Ф. и др., 1972; Крылов Н.А. и др., 1973; и др.). Это связано с двумя обстоятельствами. Во-первых, в пределах крутых бортов депрессий обычно выше горизонтальный градиент приведенных напоров пластовых вод, что обуславливает направление в сторону крутого борта наиболее значительного потока элизионных вод и углеводородов. Во-вторых, крутые борта депрессий обычно осложнены более высокоамплитудными структурами, а пологие борта характеризуются более "вялыми" структурными осложнениями.

В случае нефтегазоносности какой-либо более высокой структурной зоны на борту прогиба, оказывается нефтегазоносной и относительно погруженной зона, если в ее пределах имеются благоприятные для формирования месторождения ловушки и коллекторы. Эта закономерность, отмеченная ранее М.К.Калинко (1964), находит хорошее подтверждение в новых материалах по Туранской и Скифской плитам. В ряде случаев здесь с переходом от более высокой структурной зоны к относительно опущенной возрастает процент продуктивных структур. Такое явление наблюдается, в частности, в Бухаро-Хивинском районе, где от относительно приподнятой Бухарской ступени к относительно опущенной Чарджоуской структурной ступени коэффициент успешности разведки возрастает в полтора раза (Крылов, 1967). Закономерность эта вполне понятна; чем ближе к зоне нефтегазообразования, тем вероятнее заполнение ловушки нефтью или газом, однако сделанная выше оговорка об обязательности наличия в более погруженной зоне коллекторов и ловушек не случайна. В ряде случаев приосевые зоны нефтегазоносных депрессий оказываются лишенными крупных месторождений нефти или газа, несмотря на наличие таковых на бортах. Такое явление отмечается, в частности, в приосевой зоне Жазгурлинского прогиба на Южном Мангышлаке, где, во-первых, резко

ухудшаются фильтрационно-емкостные свойства песчано-алевроитовых пород продуктивной толщи юры вследствие увеличения глинистости и более глубоких катагенетических преобразований по сравнению с породами бортовых частей прогиба, во-вторых, малочисленны четко выраженные замкнутые локальные поднятия. В приосевой зоне Жазгурлинского прогиба на площадях Курганбай, Каунды и других были получены многочисленные признаки нефтегазоности, но не было открыто ни одной промышленной залежи.

В связи с этим обстоятельством оценку перспектив нефтегазоносности наиболее глубоких частей нефтегазоносных депрессий следует производить с учетом существующих там геологических условий нефтегазонакопления.

Крупнейшие нефтяные и газовые месторождения молодых платформ часто располагаются не в приосевых частях депрессий, а в относительно высоких зонах бортов (Узень, Жетыбай, Газли и др.) или на сводах и крупных линейных поднятиях (Северо-Ставропольское, Самотлорское, Уренгойское и др.), сопряженных с глубокими впадинами. Причина здесь, во-первых, в появлении за пределами приосевых зон депрессий ловушек большой емкости, во-вторых, в улучшении коллекторских свойств вверх по восстанию пластов. Кроме того, важную роль может играть то обстоятельство, что вершины крупных поднятий представляют непреодолимые барьеры на пути регионального миграционного потока углеводородов.

Таковы некоторые наиболее общие закономерности размещения месторождений нефти и газа в чехле эпипалеозойских платформ.

Молодые платформы на территории СССР обладают высокими начальными потенциальными ресурсами нефти и особенно газа и неравномерной разведанностью недр.

Наибольшей разведанностью выделяется среди эпипалеозойских плит Предкавказье, где в настоящее время практически исчерпаны те направления, которые дали основные приросты запасов нефти и газа в течение последних 10-15 лет.

К основным направлениям поисковых работ в платформенной части Предкавказья в настоящее время и в перспективе относятся: 1) юрские подсолевые отложения на поднятиях Восточно-Кубанской и Чернолесской впадин; 2) юрские отложения в зонах регионального выклинивания на Тимашевской ступени (Динской вал); 3) мезозойские отложения в Сулакском прогибе; 4) юрские отложения в зонах регионального выклинивания на платформенном склоне Терско-Каспийского краевого прогиба, на бортах Чернолесской впадины и Восточно-Манычского прогиба.

В пределах Туранской плиты главнейшими направлениями поисково-разведочных работ в настоящее время являются: 1) верхнеюрские подсолевые отложения Бухаро-Хивинского района (Чарджоуская и Багаджинская ступени и Бешкентский прогиб); 2) юрские отложения Южно-Мангышлакско-Устюртской системы прогибов; 3) нижнемеловые надсолевые отложения Мургабского района.

Значение этих направлений будет снижаться после 1980 г.

Среди новых направлений наиболее перспективными являются: 1) верхнеюрские подсолевые отложения Мургабского района; 2) юрские и нижнемеловые отложения в зонах литологического выклинивания, стратиграфического срезания, тектонического экранирования, а также на погребенных поднятиях южного и восточного склонов Центрально-Каракумского свода и Бахардокской моноклинали; 3) юрские отложения на структурах и в зоне их регионального выклинивания на южном борту Мургабской впадины, а также меловые и палеогеновые отложения Бадхыз-Карабильской ступени; 4) лейасово-келловейские отложения на Чарджоуской и Багаджинской ступенях, в Балкуинском и Илимском прогибах и на Кирпичлинском выступе в Амударьинской синеклизе.

Западно-Сибирская эпипалеозойская плита, где сосредоточены крупные прогнозные запасы нефти и газа, явится в течение длительного периода важнейшей территорией в отношении подготовки новых запасов промышленных категорий. В пределах плиты предполагается около 2,5 тыс. месторождений, из которых

открыто 209. Значительная часть месторождений, которые предстоит еще открыть, приурочена, видимо, к различным ловушкам неантиклинального типа.

Поисково-разведочные работы должны проводиться как по старым направлениям, так и по новым, не получившим ныне еще широкого развития.

Из старых направлений будут иметь наибольшее значение следующие: 1) мезозойские, главным образом нижнемеловые отложения, в Среднеобской нефтегазоносной области (после 1980 г. значение этого высокоэффективного направления будет сокращаться); 2) сеноманские отложения северных районов Западно-Сибирской плиты (это направление будет сохранять свое значение в течение длительного периода времени).

Из новых направлений наиболее эффективными могут быть поиски в нижнемеловых и юрских отложениях северных районов плиты (к северу от Среднеобской нефтегазоносной области).

Большие перспективы открытия крупных месторождений нефти и газа связаны с участками молодых платформ, занятых акваториями Среднего и Северного Каспия, Азовского моря, северо-западной части Черного моря.

Важной особенностью геологоразведочных работ на нефть и газ на значительной части территории молодых платформ в настоящий момент является переход на новые направления, где поиски сопряжены с повышенными трудностями. Основными условиями успешного дальнейшего освоения недр эпипалеозойских плит является совершенствование методов подготовки структур по глубоким горизонтам, а также подготовки к глубокому поисковому бурению площадей, связанных с выклиниванием, стратиграфическим срезанием и тектоническим экранированием.

Важнейшее значение для повышения эффективности поисков на новых направлениях будет иметь проведение опережающего комплекса региональных геолого-геофизических работ.

Литература

- Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа (на примере платформенных областей). Л., "Недра", 1971.
- Архангельский А.Д. Геологическое строение и геологическая история СССР, т. 1. М., -Л., Гостоптехиздат, 1941.
- Вольвовский И.С., Гарецкий Р.С., Шлезингер А.Е., Шрайбман В.И. Тектоника Туранской плиты. М., "Наука", 1966.
- Гарецкий Р.Г. Унаследованные дислокации платформенного чехла периферии Мугоджар. - Труды ГИН АН СССР, 1962, вып. 60.
- Гарецкий Р.Г. Тектоника Туранской плиты. - В сб. "Деформации пород и тектоника". М., "Наука", 1964.
- Гарецкий Р.Г. Тектоника молодых платформ Евразии. М., "Наука", 1972.
- Гарецкий Р.Г., Самодуров В.И., Шлезингер А.Е., Яншин А.Л. Тектоника платформенного чехла Туранской плиты. - В кн. "Проблемы Евразии". М., Изд-во АН СССР, 1963.
- Годин Ю.Н. Глубинное геологическое строение запада Средней Азии по данным геофизических исследований. - В кн. "Перспективы нефтегазоности и направление геологоразведочных работ в западных районах Средней Азии". М., Гостоптехиздат, 1960.
- Гурари Ф.Г., Конторович Э.А. Некоторые закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности и Сибирской платформы. - В кн. "Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности". М., "Недра", 1967.
- Калинко М.К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М., "Недра", 1964.
- Крылов Н.А. Крупные линейные платформенные депрессии эпигерцинской платформы юга СССР. - Геотектоника, 1965, № 2.
- Крылов Н.А. О тектонике платформенного чехла запада Средней Азии. - Геотектоника, 1966, № 4.
- Крылов Н.А. Некоторые тектонические закономерности размещения скоплений нефти и газа в мезозойских отложениях эпигерцинской платформы юга СССР. - В кн. "Генезис нефти и газа". М., "Недра", 1967.

- Крылов Н.А. О перестройках структурного плана в процессе развития молодых платформ. — Геотектоника, 1969, № 4.
- Крылов Н.А. Общие особенности тектоники и нефтегазоносности молодых платформ. М., "Наука", 1971.
- Крылов Н.А., Васильев Е.Л., Глушаков П.В. и др. Закономерности размещения и поиски залежей нефти и газа в Средней Азии и Казахстане. М., "Наука", 1973.
- Маркевич В.П. История геологического развития и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М., "Наука", 1966.
- Мирчинк М.Ф., Крылов Н.А., Амурский Г.И., Летаев А.И., Маловицкий Я.П. О возрасте платформы и содержании понятия "молодые платформы". — Докл. АН СССР, 1970, т. 191, № 6.
- Мирчинк М.Ф., Крылов Н.А., Летаев А.И., Маловицкий Я.П. Тектоника Предкавказья. М., Гостехиздат, 1963.
- Мирчинк М.Ф., Крылов Н.А., Силич А.М. и др. Закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений северо-западной части Туранской плиты. — В кн. "Проблемы геологии нефти", вып. 3. М., "Недра", 1972.
- Наливкин В.Д., Дедеев В.А., Иванцова В.В. и др. Сравнительный анализ нефтегазоносности и тектоники Западно-Сибирской и Турано-Скифской плит. Л., "Недра", 1965.
- Наливкин В.Д., Шаблинская Н.В. Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа на примере Западной Сибири и других эпигерцинских плит СССР. Л., "Недра", 1967.
- Нестеров И.И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. М., "Недра", 1969.
- Петрушевский Б.А. Урало-Сибирская эпигерцинская платформа и Тянь-Шань. М., Изд-во АН СССР, 1965.
- Полов В.С. Закономерности формирования наследованных тектонических структур Большого Донбасса. Тезисы докл. совещ. по проблемам тектоники. М., Изд-во АН СССР, 1962.
- Рудкевич М.Я. Тектоника Западно-Сибирской плиты и ее районирование по перспективам нефтегазоносности. М., "Недра", 1969.
- Сверчков Г.П. Основные закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений на эпигерцинских плитах — Труды ВНИГРИ, 1965, вып. 236.
- Соболевская В.Н. Некоторые закономерности формирования структур чехла эпипалеозойских плит. — В кн. "Проблемы региональной тектоники Евразии". М., Изд-во АН СССР, 1963.
- Соболевская В.Н. Тектоника и общие закономерности становления и развития эпипалеозойских плит. М., "Недра", 1973.
- Сытин Ю.И. Основные структурные особенности складчатого фундамента запада Средней Азии и их влияние на формирование структуры осадочного покрова. — В кн. "Перспективы нефтегазоносности и направление геологоразведочных работ в западных районах Средней Азии". М., Гостехиздат, 1960.
- Хаин В.Е. Общая геотектоника. М., "Недра", 1973.
- Шатский Н.С. О тектонике Арктики. — В кн. "Геология и полезные ископаемые севера СССР". Труды Первой геологоразведочной конференции Главсевморпути, т. 1. Геология. Л., 1935.
- Шатский Н.С. О тектонике Центрального Казахстана. — Изв. АН СССР, серия геол., 1938, № 5-6.
- Шатский Н.С. Мезо-кайнозойская тектоника Центрального Казахстана и Западно-Сибирской низменности (к вопросу о явлениях унаследованности в развитии платформ). — В сб. "Памяти академика А.Д.Архангельского". М., Изд-во АН СССР, 1951.
- Юркевич И.А., Лобанова М.Ф., Шатковская Р.В. К изучению закономерностей изменения характеристики нефтей Западно-Сибирской низменности. — В кн. "Проблемы диагностики условий и зон нефтеобразования". М., Изд. ИГиРГИ, 1971.
- Яншин А.Л. О погребенных герцинидах к востоку от Каспийского моря. — Бюлл. МОИП, отд. геол., 1945, вып. 5-6.
- Яншин А.Л. Методы изучения погребенной складчатой структуры на примере выяснения соотношения Урала, Тянь-Шаня и Мангышлака. — Изв. АН СССР, серия геол., 1948, № 5.
- Яншин А.Л., Вегляды А.Д.Архангельского на тектонический характер юго-восточного обрамления Русской платформы и современные представления по этому вопросу. — В сб. "Памяти академика А.Д.Архангельского". М., Изд-во АН СССР, 1951.
- Яншин А.Л. Общие особенности строения и развития молодых платформ, их тектоника и перспективы нефтегазоносности. М., "Наука", 1965.
- Abrard R. Histoire geologique du Bassin de Paris. — Mem. Museum Nat. d'histoire naturelle, 1950, N 1.
- Suess E. Das Antlitz der Erde, Bd. 2. Wien, 1888.

М. В. Фейгин, Н. И. Буялов, Б. М. Генкин, Н. Н. Грейнер,
В. Н. Крамаренко, В. И. Старосельский, В. П. Ступаков
(ИГиРГИ, ВНИГНИ, ВНИИГаз)

ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ СССР

Ускоренное развитие нефтяной и газовой промышленности предъявляет высокие требования к темпам и масштабам подготовки запасов нефти и газа. Поэтому разработка перспективных планов развития отрасли в настоящее время осуществляется с более широким, чем ранее, использованием прогнозных оценок нефтегазоносности регионов страны, что повышает требования к их достоверности.

К сожалению, в настоящее время еще нет единого мнения относительно понятий потенциальные ресурсы, прогнозные запасы и их классификации.

Так, наряду с широко распространенным мнением о том, что в объем потенциальных ресурсов следует включать накопленную добычу, категориальные запасы и прогнозные оценки, имеются предложения считать потенциальными ресурсами только неразведанные запасы или относить к ним лишь наименее достоверную часть прогнозных оценок. Различное толкование давалось термину "ресурсы" и некоторым другим вопросам прогнозных оценок. Термин "ресурсы" в принципе тождествен термину "запасы", но в данном случае ему придается объединяющий смысл. Поэтому понятие ресурсы нефти и газа охватывает различные по своей изученности группы запасов: от детально разведанных до прогнозной оценки.

Термин "потенциальный" (возможный) рассматривается нами в качестве возможной общей оценки ресурсов нефти и газа того или иного региона.

Применительно к сложившимся условиям является целесообразным ввести понятие начальных и текущих потенциальных ресурсов нефти и газа (Абрикосов и др., 1973).

Начальные потенциальные ресурсы нефти и газа — это общее количество нефти и газа, содержащееся до начала разработки в известных месторождениях, а также перспективные запасы и количественная оценка перспектив нефтегазоносности, т.е. сумма уже извлеченной нефти, разведанных (категории $A+B+C_1$), перспективных (категория C_2) запасов и прогнозной оценки (группа D).

Текущие потенциальные ресурсы нефти и газа отличаются от начальных на величину накопленной добычи и представляют собой общее количество нефти и газа, содержащееся в настоящее время в известных, а также предполагающееся в возможных к открытию и использованию в будущем источниках добычи нефти и газа. Естественно, в районах, где еще отсутствует добыча нефти и газа начальные и текущие потенциальные ресурсы будут одинаковыми.

Количественные оценки потенциальных ресурсов не являются постоянными и периодически пересматриваются по мере изменения представлений о размерах оценок и других категорий запасов.

Исключительное богатство недр СССР нефтью и газом позволяет нам пока еще не учитывать при проведении количественной оценки ресурсов углеводородов огромные скопления битумов в песках и песчаниках, а также газа в горючих сланцах. Однако необходимость их оценки в будущем не вызывает сомнений.

Наиболее слабым местом в существующей классификации является отсутствие четкой границы между двумя группами запасов: категориальными и прогнозными.

Фактическая граница проходит внутри категории C_2 , отделяя предполагаемые, но более достоверные запасы на уже открытых месторождениях и залежах, от менее достоверных запасов перспективных на нефть и газ структур, подготовленных к глубокому бурению. Поэтому запасы категории C_2 крайне неоднородны по своему составу. Как, например, можно сравнивать запасы уже открытых месторождений и залежей, где возможный прирост новой площади нефтеносности и прирост разведанных запасов не вызывают особых сомнений, с запасами перспективных структур, хотя и подготовленных к глубокому поисковому бурению, но часть из которых наверняка окажется непродуктивными? В настоящее время во многих районах запасы категории C_2 перспективных структур во многих районах подсчитываются с меньшей достоверностью, чем прогнозные, при определении которых используется фактически сложившийся коэффициент открытия месторождений (успешность разведки).

Поэтому было бы целесообразным относить последние к группе прогнозных оценок, выделяя, однако, их из общей суммы.

В настоящее время известно несколько определений прогнозных запасов (Жданов, Гординский, 1968; Жданов, 1972; Буялов, Васильев и др., 1962; Авров и др., 1972), различия между которыми не носят принципиального характера, так как геологические критерии, используемые для прогноза нефтегазосности различных территорий, оцениваются большинством исследователей одинаково.

На сегодня нам представляется более приемлемым следующее определение прогнозных запасов нефти и газа и критерии для их разделения на подгруппы, разработанные в 1968 г. группой специалистов (И.Х. Абрикосов, И.С. Гутман, И.П. Жабрев, Г.Б. Курдюкова, М.В. Фейгин).

Прогнозные запасы нефти и газа — это количественная оценка перспектив нефтегазосности литолого-стратиграфических комплексов или отдельных горизонтов, которая производится на основе анализа геологических критериев нефтегазосности.

Группа прогнозных оценок нефти и газа разделяется по степени геолого-геофизической изученности прогнозных территорий на две подгруппы — D_1 и D_2 .

В качестве главного геологического критерия для подразделения прогнозных оценок предлагается считать факт установления нефтегазосности данного литолого-стратиграфического комплекса в пределах крупной тектонической формы — структуры первого порядка. К таким структурам относятся: своды, впадины, крупные валы, прогибы и малые авлакогены, а также впадины краевых (передовых) прогибов, межгорные впадины и др.

На основании этого можно рекомендовать следующее определение и критерии для прогнозных оценок подгрупп D_1 и D_2 .

Подгруппа D_1 — прогнозные оценки нефти и газа, определенные в литолого-стратиграфических комплексах, нефтегазосность которых доказана в пределах крупной тектонической формы — структуры первого порядка.

Подгруппа D_2 — прогнозные оценки нефти и газа, определенные в литолого-стратиграфических комплексах, нефтегазосность которых установлена на сходных по геологическому строению крупных тектонических сооружений (структурах первого порядка), а также в отдельных свитах в пределах территорий с доказанной нефтегазосностью, которые по степени изученности не могут быть отнесены к подгруппе D_1 .

Кроме территорий, по которым производятся прогнозные оценки перспектив нефтегазосности, следует выделять территории, горизонты и части разреза, благоприятные для образования и скопления углеводородов, но которые в силу малой изученности могут быть оценены только качественно.

В районах с доказанной и предполагаемой нефтегазосностью качественная оценка может быть дана в отдельных подразделениях разреза, нефтегазосность которых предполагается, но данных для количественной оценки не имеется. В малоизученных районах качественная оценка нефтегазосности дается по комплексу осадочных пород, состав которых не выяснен и возможность

количественной оценки методом сравнительного геологического анализа отсутствует.

Важное значение для успешного решения задач перспективного планирования развития добычи нефти и газа и объемов проведения поисково-разведочных работ имеет правильное понимание и использование прогнозных оценок, имеющих различную степень обоснованности. Прогнозные оценки носят вероятностный характер и по степени своей достоверности не равноценны запасам промышленных категорий. Вопрос о подтверждаемости прогнозных оценок нефти и газа в настоящее время изучается. Однако можно с уверенностью считать, что вероятность подтверждения прогнозных оценок будет повышаться при переходе от отдельных направлений и районов к крупным регионам, нефтегазоносным провинциям и стране в целом. Отдельные, частные направления поисков нефтяных и газовых месторождений могут полностью не подтверждаться, тогда как сумма прогнозных оценок многих направлений подтверждена значительно меньшим изменением.

Кроме того, следует учитывать, что прогнозная оценка охватывает все без исключения возможные скопления нефти и газа (т.е. различные по размерам, качеству нефти и т. д.), в том числе и нерентабельные на сегодня для разведки и разработки, поэтому при расчетах на перспективу нельзя полагать, что все прогнозируемые скопления будут выявлены и использованы для разработки. Об этом, в частности, свидетельствует наличие значительных забалансовых запасов и неразрабатываемых нефтяных оторочек газовых месторождений.

Часть прогнозных оценок, выполненных по конкретным перспективным структурам и ловушкам иных типов и относимая к подгруппе D_1 , вместе с запасами категории C_2 используется для решения задач ближайшего периода (размещения объемов глубокого поискового бурения, оценки возможного прироста разведанных запасов и добычи нефти и газа), а также учитывается в процессе проведения проектных и проектно-изыскательских работ для строительства газопроводов и пр. Важное значение при этом должно придаваться технико-экономическому обоснованию ввода площадей в разведку глубоким бурением.

Для выбора важнейших направлений поисково-разведочных работ следует ориентироваться на пространственное размещение перспективных запасов (C_2) и всех прогнозных оценок (D), обращая основное внимание на степень их концентрации в тех или иных структурных зонах и литолого-стратиграфических комплексах и на технико-экономические показатели предстоящих работ по поискам и разведке месторождений и залежей.

Прогнозные оценки должны широко использоваться при ориентировочных расчетах развития нефтяной и газовой промышленности на дальнюю перспективу. При этом должны учитываться возможные изменения в прогнозных оценках в будущем и целесообразные технико-экономические пределы выявления нефтяных и газовых ресурсов каждого района. Обоснованность таких проектных материалов зависит от достоверности многих исходных показателей и, в частности, от доли подгруппы D_1 в общей количественной оценке прогноза нефтегазоносности каждого района.

Наиболее достоверными методами прогнозной количественной оценки в настоящее время являются методы, основанные на знании зависимостей между запасами и факторами, определяющими закономерности их пространственного размещения.

Естественно, область применения таких методов ограничивается определением наиболее достоверной части прогнозных оценок, относимых к подгруппе D_1 .

Основным методом прогнозных оценок является метод геологических аналогий, который сводится к выявлению характерных черт сходства и различия эталонной и оцениваемой территорий. Этот метод включает в себя два способа оценки: 1) по средним удельным плотностям запасов нефти и газа на единицу площади или объема; 2) по объему запасов нефти и газа, приходящихся на осредненную структуру.

Известно, что полной аналогии между двумя сравниваемыми участниками не бывает, поэтому учет различий осуществляется путем введения в формулу подсчета ряда поправочных коэффициентов.

Применяемая методика прогнозных оценок еще недостаточно точна и в известной мере условна. Так, например, количественная оценка перспектив нефтегазоносности на осредненную структуру исходит из предположения о равномерном размещении скоплений нефти и газа в значительной части структур того или иного перспективного района, чего не бывает в действительности. Поэтому в прогнозную оценку привносится много субъективного.

Вместе с тем, использование методов математической статистики существенно повышает точность прогнозных оценок. Дальнейшим развитием метода оценки по удельным плотностям запасов является, так называемый, "метод количественных геологических аналогий" (Шпильман и др., 1972), сущность которого сводится к установлению количественных взаимосвязей между геологическими параметрами и плотностью запасов на хорошо изученном эталонном участке. При этом по каждому эталонному участку изучается возможно большее количество геологических, геохимических и гидрогеологических параметров, обоснованных с генетической точки зрения. Из всех этих параметров с помощью корреляционного анализа выявляются информативные, влияющие на изменение плотности запасов. Затем с помощью соответствующих уравнений получают количественную связь плотности запасов с выделенными группами параметров (расчетные плотности запасов) для оцениваемого участка.

Применение этого метода требует знания значительного ряда информативных параметров на оцениваемой территории (не менее трех). Этот метод уже апробирован при прогнозной оценке Западно-Сибирской плиты и может быть рекомендован для применения и в других районах.

Повышения точности метода прогнозных оценок на осредненную структуру можно добиться с помощью так называемого структурно-вероятностного метода (Гутман, 1967). В его основе лежит изучение закономерности в распределении локальных поднятий по размерам их площадей на уровне опорных горизонтов. Установлено, что в пределах крупных тектонических сооружений такое распределение локальных поднятий подчиняется логарифмически нормальному закону распределения. Метод дает хорошие результаты, когда эталонная и оцениваемая территории близки по геологическому строению, а структурный план эталонной территории по опорному горизонту изучен достаточно хорошо и существует совпадение структурных планов по опорному и продуктивному горизонтам.

Особое место занимает объемно-генетический метод количественной прогнозной оценки нефтегазоносности. Он является единственным прямым методом оценки и состоит в последовательном определении количеств: остаточного сингенетического битумоида в нефтематеринских породах; нефтяных углеводородов, эмигрировавших из данного типа нефтематеринских пород (коэффициент эмиграции); нефтяных углеводородов, рассеявшихся в породах при миграции на пути от нефтематеринских пород до ловушек (коэффициент аккумуляции).

Невозможность в настоящее время достаточно надежного определения указанных геохимических показателей особенно по малоизученным территориям, крайне ограничивает широкое применение этого метода. Объемно-генетический метод может дать хорошие результаты при прогнозной оценке нефтегазоносных бассейнов в целом.

Для повышения точности прогнозных оценок необходимо более широко применять комплексирование различных методов подсчета, использовать методы математической статистики, повысить геологическую основу количественной оценки перспектив нефтегазоносности, усилить исследования в области совершенствования методики прогнозных оценок, определения степени их достоверности и др.

Рассмотрим результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности молодых платформ, проведенной территориальными институтами. Эта оценка не является окончательной и в дальнейшем будет пересматриваться по мере поступления новых данных. Она практически не охватывала доюрские образования, которые оцениваются пока лишь качественно.

В пределах молодых платформ СССР поисково-разведочные работы на нефть и газ в большом объеме стали проводиться сравнительно недавно (с начала 50-х годов) и увенчались очень крупными результатами — открыто 335 месторождений.

В настоящее время с этими территориями связано около 80% разведанных в стране запасов газа и крупные запасы нефти. В 1973 г. здесь было добыто 114 млрд м³ газа (55% общего объема) и 114 млн т нефти и в дальнейшем добыча будет резко возрастать. Из общей прогнозной оценки газа СССР, составляющей 86 трлн м³, на долю молодой платформы приходится половина этого объема. По далеко не предельной оценке начальные потенциальные ресурсы газа рассматриваемых территорий составляют 63 трлн. м³.

Различные части молодых платформ СССР различаются размерами выявленных ресурсов, степенью их использования и перспективами нефтегазоносности.

Особое место в этом плане занимает уникальная по масштабам и концентрации запасов Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, начальные потенциальные ресурсы газа которой оцениваются в 48 трлн м³, т.е. в 3,5 раза выше чем территории других молодых платформ. Еще более значительно отличается эта молодая платформа по размерам потенциальных нефтяных ресурсов.

В результате успешных поисково-разведочных работ здесь открыто более 130 месторождений, в том числе 75 нефтяных.

Основным нефтедобывающим комплексом являются валанжин-барремские отложения, а газосодержащим — мощная толща сеноманских пород. Роль юрских отложений в концентрации разведанных запасов нефти и газа в настоящее время невелика. В пределах Западно-Сибирской провинции выделяется 11 нефтегазоносных областей общей площадью в 1,7 млн км², окаймляемых с внешней стороны полукольцом малоперспективных земель.

С Западно-Сибирской нефтегазоносной провинцией связываются основные перспективы роста добычи нефти и газа в стране в течение весьма длительного периода. Уже в 1973 г. здесь было добыто 88 млн т нефти и 18 млрд м³ газа. В 1975 г. в соответствии с директивами XXIV съезда КПСС добыча нефти достигает 120 — 125 млн т, а в 1980 г. будет доведена до 240 — 260 млн т. Есть основание ожидать, что этот уровень будет превышен.

Таких темпов развития еще не знала ни одна нефтегазоносная область страны. Еще более крупные масштабы добычи нефти и газа планируются за пределами 1980 г. в связи с исключительно высокой оценкой перспектив нефтегазоносности этой территории, где насчитывается в настоящее время более 500 перспективных структур.

Разведанные запасы свободного газа составляют 14 трлн м³ и сосредоточены главным образом в нескольких уникальных по размерам месторождениях северных районов Западной Сибири (Уренгойское, Медвежье, Ямбургское, Заполярное и др.), которым отводится решающая роль в перспективном плане газоснабжения страны.

Прогнозная оценка газоносности Западной Сибири составляет 32 трлн м³ (табл. 1), причем в сравнении с оценкой 1966 г. она возросла более чем в 2 раза, а потенциальные ресурсы газа увеличились на 30 трлн м³. Основные перспективы поисков новых газовых месторождений связываются с меловыми (2/3 всей прогнозной оценки) и юрскими (1/3 прогнозной оценки) отложениями северных районов плиты. Формирование здесь крупных газовых месторождений обусловлено рядом благоприятных факторов (наличием крупных, вы-

Таблица 1

Количественная оценка перспектив нефтегазонасности Западно-Сибирской плиты по состоянию на 1 января 1971 г. (нефть - извлекаемые запасы), %; газ свободный, млрд м³)

Основные нефтегазонасные области, районы и геоструктурные элементы	Всего	По стратиграфическим комплексам		По интервалам глубин		
		юра	мел	до 3000м	от 3000 до 5000м	
Западно-Сибирская плита	Нефть	100	100	100	100	100
	Газ	32100	9400	22700	25000	7100
Среднеобская область	Нефть	21,0	12,2	25,0	21,0	19,5
	Газ	650	100	550	550	100
Сургутский район (свод его склоны, прилегающие участки впадин)	Нефть	12,5	6,6	15,8	11,0	17,0
	Газ	400	100	300	300	100
Нижневартовский район (свод его склоны, прилегающие участки впадин)	Нефть	7,8	5,6	9,2	7,4	2,3
	Газ	250	-	250	250	-
Надым-Пурская область	Нефть	52,0	49,0	55,0	48,5	66,0
	Газ	20000	5000	15000	14700	5300
Уренгойско-Губкинско-Медвежий район	Нефть	19,8	21,0	19,4	20,0	42,0
	Газ	5400	3400	2000	5400	-
Пур-Тазовская область	Нефть	3,5	5,3	2,3	3,5	3,3
	Газ	3000	1000	2000	2300	700
Южно-Ямальская область	Нефть	4,8	6,9	3,8	5,6	2,3
	Газ	1200	200	1000	1200	-
Усть-Енисейская область (левобережье р. Енисей)	Нефть	6,7	5,5	7,5	8,2	1,85
	Газ	3800	600	3200	3350	450
Приуральская область	Нефть	0,3	0,5	-	0,2	-
	Газ	110	110	-	110	-
Фроловская область	Нефть	5,2	8,3	3,4	5,0	5,85
	Газ	1000	600	400	900	100
Каймысовская область	Нефть	3,1	5,4	1,7	3,7	1,2
	Газ	440	240	200	440	-
Васюганская область	Нефть	1,3	2,0	0,9	1,6	-
	Газ	1000	750	250	950	50
Пайдугинская область	Нефть	2,1	4,9	0,4	2,7	-
	Газ	900	800	100	500	400

сокоамплитудных поднятий площадью в несколько тысяч квадратных километров, наличием мощной глинистой покрывки, большими масштабами генерации газов и др.).

Подавляющее количество разведанных запасов нефти сосредоточено в Среднеобской нефтегазонасной области, являющейся центром нефтедобычи Западной Сибири. Интенсивная разработка 17 наиболее крупных месторождений этой области (Самотлорского, Мамонтовского, Усть-Балыкского, Советского и др.) обеспечивает планируемые на 1975 г. уровни добычи.

В настоящее время на долю разведанных запасов нефти здесь приходится около 30% от общей суммы потенциальных нефтяных ресурсов этой области, что свидетельствует об имеющихся здесь перспективах дальнейшей подготовки запасов нефти промышленных категорий. Однако в перспективе до 1980 г.

практически все запасы нефти категории C_2 и прогнозные запасы Среднеобской области будут вовлечены в разведку.

Поэтому уже сейчас очень остро стоит вопрос о подготовке запасов за пределами Среднеобской области для обеспечения роста добычи нефти после 1980 г.

Современная оценка перспектив нефтеносности Западно-Сибирской плиты является весьма высокой. Вместе с тем, следует отметить существенное изменение предыдущей (1966 г.) прогнозной оценки, в результате чего потенциальные нефтяные ресурсы оцениваются теперь ниже почти на 20%, при одновременном резком увеличении оценки по газу.

Основная часть прогнозной оценки нефтеносности Западной Сибири (52%) связывается с Надым-Пурской нефтегазоносной областью, где продуктивные горизонты предполагается обнаружить в отложениях нижнего мела (77% прогнозной оценки) и юры. Эти отложения на севере Западной Сибири изучены крайне слабо и их промышленная нефтеносность в необходимых масштабах еще не установлена. Так, к настоящему времени известны небольшие залежи нефти на Новопортовском и Уренгойском (оторочка 30 м) месторождениях в отложениях нижнего мела и на Губкинском месторождении в юрских породах, причем результаты опробования отдельных скважин свидетельствуют о наличии здесь значительных скоплений газа с высоким содержанием конденсата.

Имеющиеся запасы нефти в сеноманских отложениях Тазовского и других газовых месторождений представлены оторочками дегазированной и высокосмолистой нефти и крайне трудны для промышленного использования.

Таким образом, нефтяные месторождения Надым-Пурской области по своей промышленной характеристике, по-видимому, будут значительно уступать Среднеобской области. Они залегают на больших глубинах (2,8-4,8 км), характеризуются меньшей продуктивностью скважин, имеют довольно сложное геологическое строение и многие нефтяные скопления могут оказаться в виде нефтяных оторочек газовых месторождений. Все это потребует больших капиталовложений, больших затрат времени для поисков и разведки месторождений и подготовки запасов, чем в Среднеобской области.

Поэтому необходимо всемерно усилить здесь проведение поисково-разведочных работ, что позволит быстрее раскрыть возможности этого региона.

Проведенной прогнозной оценкой перспектив нефтегазоносности не ограничиваются перспективы Западно-Сибирской плиты. Она еще не проводилась по нижнемезозойским и палеозойским образованиям в отрицательных структурах фундамента.

Прогнозная оценка нефтегазоносности этих отложений будет проводиться в будущем.

Все эти перспективные направления дальнейшего развития сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности Западной Сибири являются делом будущего.

Туранская плита имеет площадь перспективных земель 670 тыс. кв. м. Стратиграфический диапазон нефтегазоносности плиты включает в себя отложения от палеозойских до палеогеновых включительно. Однако большая часть промышленных запасов углеводородов связана с юрскими и нижнемеловыми, преимущественно терригенными коллекторами.

Всего в пределах плиты открыто более 80 месторождений, подавляющая часть которых является газовыми. Разведанные запасы газа составляют 3,1 трлн m^3 и сосредоточены в восточной части плиты, где основное их количество приурочено к крупнейшим месторождениям Шатлык, Газли, Ачак, Наип и др.

Запасы нефти разведаны в весьма крупных масштабах и связаны с Южно-Мангышлакско-Устюртской системой прогибов в западной части Туранской плиты.

На базе открытых месторождений высокими темпами развивалась добыча газа и нефти. В 1973 г. здесь было добыто 68 млрд m^3 газа (почти 33%

общесоюзного объема) и более 17 млн т нефти. Еще более высокие уровни добычи намечены на период до 1980 г., основанные в значительной мере на крупных перспективах газонефтеносности рассматриваемой территории.

Прогнозная оценка газоносности плиты составляет 7,7 трлн м³ (табл. 2), из которых 5,4 трлн м³ (70%) приходится на крупнейшую область газонакопления — Амударьинскую впадину. Промышленная газоносность здесь связывается с широко развитыми юрскими и меловыми отложениями, причем породы нижней и средней юры являются основной газопроизводящей толщей.

При этом роль гидрохимических отложений верхней юры в формировании крупных газовых скоплений не вызывает сомнений.

Наиболее крупной является прогнозная оценка газоносности Мургабской впадины (2,5 трлн м³).

Важно отметить, что в сравнении с предыдущей прогнозной оценкой существенно возросли перспективы газоносности Бешкентского прогиба (более 1 трлн м³), где уже получены промышленные притоки газа из подсолевых отложений юры и имеется большое число выявленных структур.

Прогнозная оценка нефтеносности Туранской плиты является значительно меньшей, чем газа. Наибольшая ее часть связывается с Южно-Мангышлакско-Устюртской системой прогибов, однако по своей величине она много меньше запасов месторождения Узень. Прогнозная оценка газоносности составляет здесь 950 млрд м³. Следует отметить, что пермо-триасовые отложения, из которых уже получены промышленные притоки нефти и газа на месторождениях Узень и Южный Жетыбай, практически еще не получили количественной оценки перспектив нефтегазоносности.

Наиболее перспективными районами являются здесь Кокумбайская ступень, Сегендыкский прогиб, зоны литологического выклинивания юрских и пермо-триасовых отложений бортовых частей прогиба, а также палеозойские образования. Заслуживает внимания и южная часть шельфовой зоны Каспия, примыкающая к Южно-Мангышлакскому прогибу, в пределах которой происходит резкое увеличение мощности нижнеюрских отложений. Прогнозная оценка нефти остальной части Туранской плиты связывается с юрскими отложениями Мургабской впадины, а также Северо-Устюртской нефтегазонасной области (Арстановская тектоническая ступень и др.).

В меньших размерах оцениваются перспективы нефтегазоносности других структурных элементов Туранской плиты.

Предкавказская плита занимает перспективную в нефтегазонасном отношении площадь суши в 260 тыс км² и является одной из наиболее разведанных геологических провинций страны.

Промышленная нефтегазоносность установлена здесь в широком стратиграфическом интервале — от палеозойских до неогеновых отложений.

Всего в пределах плиты открыто 129 месторождений, из которых в 1973 г. было добыто 27 млрд м³ свободного газа и около 9 млн т нефти.

Подавляющая часть разведанных запасов нефти Скифской плиты (92%) связана с Прикумско-Тюленевским сложным валом. Основные же запасы свободного газа приурочены к Ставропольскому своду и его склонам и Ейско-Березанской и другим структурным зонам северо-запада Краснодарского края.

Несмотря на сравнительно высокую степень разведанности плиты и значительные размеры выявленных здесь запасов нефти и газа, в целом перспективы нефтегазоносности этой территории оцениваются еще довольно высоко (табл. 3). От начальных потенциальных ресурсов свободного газа, оцениваемых в 2,2 трлн м³, на долю прогнозной оценки приходится 48%. По нефти это соотношение составляет 44%. Кроме того, на глубинах 5–7 тыс м прогнозная оценка газоносности составляет 550 млрд м³.

Основные перспективы нефтегазоносности Скифской плиты связаны с меловыми, юрскими и триасовыми отложениями.

Среди различных тектонических элементов плиты наиболее высокими перспективами нефтеносности характеризуется Прикумско-Тюленевский сложный

Таблица 2

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности Туранской плиты по состоянию на 1 января 1971 г.; нефть - извлекаемые запасы, %; газ - свободный, млрд м³

Основные геоструктурные элементы		До глубины 5000 м						Глубина 5000-7000 м					
		Всего	По стратиграфическим комплексам					по глубинам		Всего	по стратиграфическим комплексам		
			Mz	T*	J	Cr	Kz	до 3000 м	3000-5000 м		T	J	Cr
Туранская плита	Нефть	100	100	100	100	100	100	100	100	100	-	100	100
	Газ	7710	7575	383	4957	2235	135	3550	4160	300	-	150	150
Устюртская синеклиза	Нефть	22,3	21,5	39,7	21,7	9,6	100,0	28,4	15,4	-	-	-	-
	Газ	640	570	65	490	15	70	420	220	-	-	-	-
Южно-Мангышлакско-Устюртская система прогибов	Нефть	38,9	39,3	60,3	42,2	4,8	-	61,8	13,2	-	-	-	-
	Газ	950	950	118	802	30	-	630	320	-	-	-	-
Мургабская впадина	Нефть	20,7	20,9	-	17,7	57,7	-	-	44,0	100,0	-	100,0	100,0
	Газ	2550	2550	-	1140	1410	-	640	1910	100	-	50	50
Амударьинская впадина	Нефть	14,0	14,1	-	15,9	8,7	-	9,8	18,7	-	-	-	-
	Газ	2840	2840	160	2250	430	-	1370	1470	-	-	-	-

* Включая нерасчлененные отложения пермо-триаса.

Таблица 3

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности Скифской плиты (по состоянию на 1 января 1971 г.; нефть - извлекаемые запасы, %; газ свободный, млрд м³)

Основные геоструктурные элементы		До глубины 5000 м								Глубина 5000-7000 м			
		Всего	по стратиграфическим комплексам					по глубинам		Всего Mz	по стратиграфическим комплексам		
			Mz	T	J	Cr	Kz	до 3000 м	3000- 5000 м		T	J	Cr
Скифская плита	Нефть	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	-
	Газ	1055	910	50	289	571	145	440	615	555	125	370	60
Прикумско-Тюленевский сложный вал	Нефть	46,6	50,4	57,9	35,2	54,4	20,0	41,2	50,7	15,5	64,0	-	-
	Газ	70	70	-	44	26	-	-	70	80	80	-	-
Чернолесская впадина и Терско-Кизлярская ступень	Нефть	12,7	8,7	-	-	18,7	40,0	11,8	13,5	19,4	-	25,6	-
	Газ	5	-	-	-	-	5	5	-	100	-	100	-
Ставропольский свод и его склоны (сопредельные районы, включая Арзгиро-Мирненскую зону)	Нефть	2,5	2,9	10,5	-	-	-	-	4,5	-	-	-	-
	Газ	195	140	15	-	125	55	125	70	-	-	-	-
Восточно-Кубанская впадина	Нефть	2,5	2,9	-	-	6,2	-	1,2	3,6	31,1	-	41,0	-
	Газ	210	210	-	130	80	-	10	200	150	25	125	-
Структурные элементы Северной части степного Крыма	Нефть	7,6	4,4	-	-	9,4	30,0	14,7	2,2	-	-	-	-
	Газ	230	160	-	-	160	70	130	100	60	-	-	60

вал (около 50% прогнозной оценки). В пределах Ставрополя эти перспективы связаны с триасовыми отложениями, продуктивность которых доказана на ряде площадей (Зимняя Ставка, Урожайненская, Совхозная), а также с первым пластом альба и с зонами литологического выклинивания и стратиграфического несогласия юры и мела.

В пределах равнинного Дагестана предполагается нефтегазоносность региональных зон литологического выклинивания и стратиграфического несогласия отложений юры, и мела, а также пермо-триасовых отложений. Остальная часть прогнозной оценки нефтеносности относится к валу Карпинского, Чернолесской впадине и Терско-Кизлярской ступени.

Наиболее крупные перспективы газоносности Скифской плиты связываются с Восточно-Кубанской впадиной, Арзгиро-Мирненской зоной поднятий и структурными элементами северной части степного Крыма.

В Восточно-Кубанской впадине газоносными предполагаются юрские отложения центральной ее части в границах развития соленосных образований киммеридж-титона. Высоко оцениваются перспективы поисков газовых месторождений в зонах стратиграфического и литологического выклинивания на бортах впадины.

Газоносность северной части степного Крыма связывается с меловыми и отчасти с майкопскими и палеоценовыми отложениями в пределах Северо-Крымского прогиба, где уже открыт ряд месторождений (Джанкойское в майкопе, Глебовское, Черноморское и другие в палеоцене, Западно-Октябрьское в нижнем мелу).

Перспективны также и карбонатные отложения верхнего мела, из которых получены притоки нефти и газа.

По-прежнему высоко оценивается нефтегазоносность шельфовых зон Каспийского, Азовского и Черного морей (Каркинитская впадина) в пределах молодых плит.

На глубинах 5-7 тыс м основные перспективы газоносности связываются с подсолевыми юрскими отложениями центральной части Восточно-Кубанской впадины, Чернолесской впадины и Терско-Кизлярской ступени, перспективна также Тимашовская ступень, где наибольший интерес представляют региональные зоны выклинивания и стратиграфического несогласия отложений юры и мела.

Планируемые на территории Скифской плиты уровни добычи нефти и газа на период до 1980 г. в большой степени базируются лишь на прогнозной оценке перспектив нефтегазоносности, поэтому необходимо значительно усилить проведение поисково-разведочных работ на важнейших направлениях и всемерно ускорить подготовку запасов промышленных категорий.

В задачу настоящей статьи не входило рассмотрение закономерностей размещения скоплений нефти и газа на молодых платформах, так как это является темой специального исследования. Однако следует обратить внимание на наблюдаемую определенную зональность в размещении нефти и газа на молодых платформах. Зонами максимальной концентрации нефти являются: на Западно-Сибирской плите - Среднеобская область, на Среднеазиатской - Южно-Мангышлакско-Устьюртская система прогибов, на Скифской - Прикумско-Тюленевский сложный вал. Остальные перспективные территории этих плит являются практически газоносными (Надым-Пурская, Пур-Тазовская области в Западной Сибири, Амударьинская впадина в Средней Азии, северо-западное и Центральное Предкавказье).

Кроме того, исходя из оценки потенциальных ресурсов, можно говорить о преобладании газовых скоплений над нефтяными. Все эти вопросы еще не получили должного объяснения, однако они имеют очень важное значение для прогнозной оценки нефтегазоносности и должны стать предметом тщательного изучения.

В результате проведенной прогнозной оценки и обобщения материалов были уточнены потенциальные нефтяные и газовые ресурсы всех геоструктурных

элементов молодых платформ СССР, охарактеризовано пространственное размещение запасов и определены важнейшие направления дальнейших поисков и разведки месторождений нефти и газа.

Основные перспективы подготовки запасов промышленных категорий и развития добычи нефти и газа в стране в настоящее время связываются с мезозойскими отложениями, образующими верхнюю часть осадочного чехла молодых платформ. На их долю приходится более 60% общесоюзных перспективных запасов нефти и газа и прогнозной оценки нефтегазоносности.

Перспективы нефтегазоносности молодых платформ не ограничиваются мезозойским комплексом пород, они могут существенно расшириться и за счет осадочных образований палеозойского возраста и коры выветривания. Поэтому в ближайшее время они должны получить хотя бы предварительную количественную оценку перспектив нефтегазоносности.

Практическая реализация имеющихся больших возможностей подготовки запасов промышленных категорий на молодых платформах во многом будет зависеть от объемов поисково-разведочных работ и капиталовложений, выделяемых на эти цели.

Литература

- Абрикосов И.Х., Жабрев И.П., Фейгин М.В. К вопросу о классификации потенциальных ресурсов и прогнозных запасов нефти и газа. Нефтегазовая геология и геофизика, 1973, № 6.
- Авров В.Я., Неручев С.Г., Тимаков С.Н., Веселова Л.А. Краткая характеристика прогнозных запасов нефти и газа, их классификация и методика подсчета - Геология нефти и газа, 1972, № 5.
- Буялов Н.И., Васильев В.Г., Ерофеев Н.С. и др. Методика оценки прогнозных запасов нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1962.
- Гутман И.С. К вопросу о закономерностях в распределении локальных поднятий по размерам их площадей в пределах крупных тектонических сооружений северо-восточной части Русской платформы - Нефтегазовая геология и геофизика, текущая информация, 1967, № 11.
- Жданов М.А. Определение и методика оценки прогнозных запасов нефти и газа - Геология нефти и газа, 1972, № 5.
- Жданов М.А., Гординский Е.В. Подсчет прогнозных запасов нефти и газа. М., "Недра", 1968.
- Шпильман В.И., Мясникова Г.П., Плавник Г.И., Пермьякова Т.Н. Методика прогнозных и перспективных запасов и обоснование подсчетных параметров. - Труды ЗабСибНИГНИ, 1972, вып. 53.

А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, В. И. Ермолкин, А. К. Мальцева,
Э. Л. Рожков, Ю. А. Судариков, З. А. Табасаранский, П. В. Флоренский
(МИНХ и ГП им. И. М. Губкина)

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ПРЕДЕЛАХ МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ СССР

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Как показывает анализ условий размещения региональных нефтегазоносных территорий на всех континентах нашей планеты, эти территории приурочены лишь к определенным генетическим типам геоструктурных элементов и связанных с ними формаций. При этом в формировании нефтегазоносных областей первостепенная роль принадлежит режиму геотектонического развития указанных крупных геоструктурных элементов, с которыми они связаны.

Вот почему для сравнительной оценки нефтегазоносности недр и прогнозирования условий размещения еще невыявленных ресурсов нефти и газа, в том числе зон максимального их сосредоточения, необходимо прежде всего геологически районировать исследуемую территорию, т.е. выделить в ее пределах различные генетические типы крупных геоструктурных элементов и связанные с ними формации в отдельности для каждого оцениваемого стратиграфического подразделения. Таким образом, принцип геотектонического районирования является геологической основой для объективного прогнозирования региональной нефтегазоносности недр и для выделения различных региональных скоплений нефти и газа, к числу которых мы относим нефтегазоносные провинции, нефтегазоносные области и зоны нефтегазонакопления.

При этом выделение крупных геоструктурных элементов при геотектоническом районировании для целей прогнозирования нефтегазоносности недр должно проводиться по генетическому принципу с учетом геотектонического режима формирования каждого из выделяемых типов геоструктурных элементов в течение отдельных этапов геологической их истории, т.е. на палеотектонической основе.

С учетом сказанного, для целей нефтегеологического районирования рекомендуется выделять в пределах платформенных территорий, и в частности на молодых платформах, ряд геоструктурных элементов различного порядка, к числу которых следует отнести: плиты, антеклизы, синеклизы, сводовые поднятия, внутриплатформенные впадины, выступы складчатого фундамента, кряжи, линейно-вытянутые грабенообразные впадины (авлакогены), мегавалы, валоподобные поднятия, прогибы и, наконец, локальные структуры. К названным геоструктурным элементам приурочены региональные нефтегазоносные территории, выделяемые в пределах эпипалеозойской платформы юга СССР и эпипалеозойской платформы Западной Сибири.

Так, в пределах Туранской, Скифской и Западно-Сибирской плит региональные нефтегазоносные территории в геоструктурном отношении приурочены:

1) к сводовым поднятиям (Восточно-Азовское, Ставропольское, Каракумское, Нижневартовское, Сургутское, Ненецкое, Тазовское и др.), 2) к внутриплатформенным впадинам (Восточно-Кубанская, Восточно-Ставропольская, Северо-Крымская, Устьюртская, Южно-Мангышлакская, Амударьинская, Мургабская, Усть-Енисейская, Надымская и др.); 3) к линейно вытянутым региональным поднятиям (кряж Карпинского, Бухарские и Чарджоу-Дарганатинские и др.); к линейно вытянутым крупнейшим мегавалам (Шаимский, Уренгойский, Часельский и др.).

Режим и направленность тектонических движений в различные геологические эпохи, а также особенности формационного состава отложений, участвующ-

ших в строении названных геоструктурных элементов, определяют распространение различных типов зон нефтегазоаккумуляции — основных объектов поисков и разведки залежей нефти и газа.

В разрезе мезозойско-кайнозойского осадочного чехла молодых платформ СССР выделяются сероцветные и пестроцветные песчано-глинистые, карбонатно-терригенные, карбонатные, эвапоритовые и кремнисто-терригенные формации, образование которых обусловлено специфическими тектоническими и климатическими условиями. При этом резко преобладают терригенные формации, что связано с большей подвижностью молодых платформ.

В основании осадочного чехла молодых платформ чаще всего залегает сероцветная песчано-глинистая формация раннеюрско-келловейского возраста, характеризующаяся региональной нефтегазонасыщенностью и угленасыщенностью. В апт-сеноманской части разреза широко распространена регионально нефтегазоносная песчано-глинистая глауконитовая формация. Карбонатные формации, развитые преимущественно в средней части мезозойско-кайнозойского чехла, также являются регионально нефтегазонасыщенными (келловей-оксфордская карбонатная формация восточной части Туранской плиты).

Глинистые и эвапоритовые формации, приуроченные к средним и верхним частям разреза чехла, являются регионально выдержанными мощными покровными.

В пределах молодых платформ к настоящему времени выявлены все основные генетические типы зон нефтегазоаккумуляции — структурный, литологический, стратиграфический и рифогенный.

Формирование зон структурного типа обусловлено действием тектонического фактора, приводящего к возникновению в большинстве случаев линейно вытянутых валлообразных поднятий и реже отдельных крупных изометричных поднятий, осложненных серией локальных структур.

К линейно вытянутым валлоподобным поднятиям унаследованного развития приурочена большая часть известных месторождений нефти и газа молодых платформ, в том числе и крупнейших по концентрации ресурсов нефти и газа (зоны нефтегазоаккумуляции Уренгойская, Багаджинская, Прикумско-Тюленевская и др.). Характерно, что в пределах зон нефтегазоаккумуляции этого типа, кроме широко развитых залежей структурного класса, в ряде случаев обнаружены залежи структурно-стратиграфические, а также залежи, связанные с литологическим выклиниванием (отдельные залежи месторождений Озек-Суатского, Максимокумского, Расшеватского и др.).

К крупным изометричным поднятиям, осложненным отдельными локальными структурами, в ряде случаев приурочены месторождения гиганты и супергиганты, фактически представляющие собой самостоятельные зоны нефтегазоаккумуляции (Самотлорская, Северо-Ставропольская и др.).

В отдельных случаях пространственное размещение зон нефтегазоаккумуляции структурного типа контролируется разломами, над которыми в осадочном чехле образуются приразломные структуры (Байрамалийская, Жетыбай-Узеньская, Ейско-Березанская зоны нефтегазоаккумуляции и др.).

Однако на территории молодых платформ не встречены зоны, в пределах которых тектонические нарушения являются непосредственным экраном. Не встречены также зоны нефтегазоаккумуляции структурного класса, связанные с соляными куполами, несмотря на присутствие в разрезе Скифской и Туранской плит мощных соленосных толщ.

Блочные движения фундамента, в сочетании с литологическим фактором, способствуют формированию зон нефтегазоаккумуляции рифогенного типа (рифы Денгизкульского вала).

Литологический и стратиграфический типы зон возникают в результате изменения литолого-фациальных условий и развития перерывов в осадконакоплении. На склонах крупных поднятий и бортах впадин (Ставропольского и Каракумского сводов, Восточно-Кубанского прогиба, Мангышлакско-Ассакеауданской и Амударьинской впадин и др.) известны зоны нефтегазоаккумуляции, формирование которых обусловлено литологическим выклиниванием.

Зона газонакопления в хадумских песчаниках Ставропольского свода связана с литологически ограниченным типом природного резервуара.

Под действием литолого-стратиграфического фактора (выклинивание на склонах эрозионных останцов древнего рельефа) образовались зоны нефтегазонакопления смешанного типа в Березовском и Шаимском районах Западно-Сибирской плиты.

Как известно, основные продуктивные горизонты в осадочном чехле эпипалеозойских платформ СССР приурочены к отложениям юры и мела (Западная Сибирь, Средняя Азия, Предкавказье), а также палеогена (Предкавказье). В указанных отложениях выделяется целый ряд толщ, нефтегазоносность которых установлена в пределах обширных территорий трех платформ: терригенные толщи нижней и средней юры, нижнего и частично верхнего мела, карбонатные и терригенные отложения верхней юры и др.

В последние годы указанные толщи отложений стали называть "нефтегазоносными комплексами". Однако единого понятия относительно объема, масштаба распространения и генетической сущности этих толщ или комплексов среди исследователей до настоящего времени нет. Нами под нефтегазоносным комплексом понимается совокупность отложений различного литологического состава, формировавшихся в благоприятных для накопления и сохранения углеводородов палеогеологических и палеотектонических условиях и характеризующихся региональной нефтегазоносностью в пределах обширной территории, охватывающих несколько крупных геоструктурных элементов.

При этом общая диагностическая особенность нефтегазоносных комплексов независимо от их литологического состава и фациальных условий образования — это накопление в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой на фоне относительно устойчивого прогибания бассейна седиментации в течение каждого рассматриваемого отрезка времени геологической истории. Исключения могут составлять некоторые газонасыщенные толщи, образование которых возможно путем преобразования угленосных отложений континентального происхождения.

По своему характеру нефтегазоносные комплексы могут быть сингенетично-нефтегазоносными или эпигенетично-нефтегазоносными, в зависимости от наличия или отсутствия в них нефтегазопроизводящих отложений.

Следует подчеркнуть, что выделение в разрезе молодых платформ нефтегазоносных комплексов определяется также наличием толщ практически непроницаемых пород — покрышек, которые могут быть распространены как в пределах провинций, областей, зон, так и в пределах только отдельных месторождений.

В соответствии с указанным, нефтегазоносные отложения подразделяются на регионально-нефтегазоносные, зональные и локальные комплексы.

Так, в пределах Скифско-Туранской плиты нами выделяются следующие регионально-нефтегазоносные комплексы: нижне-среднеюрско-нижнекедловейский терригенный комплекс, перекрытый толщей непроницаемых глинистых и карбонатных кедловейских отложений; верхнеюрский карбонатно-терригенный комплекс, перекрытый глинисто-галогенно-карбонатной покрышкой кимеридж-титонского возраста; неокомский преимущественно терригенный комплекс, где покрышкой служат в основном глинистые толщи верхней части неокома и низов апта; апт-нижнеальбский преимущественно терригенный, перекрытый толщей непроницаемых глинистых (Средняя Азия) и карбонатных пород альба и нерасчлененного верхнего мела. В отложениях мела, залегающих выше альба, выделяются только зональные нефтегазоносные комплексы: альб-сеноманский (Средняя Азия) и альбский (Предкавказье) терригенный комплекс, перекрытые глинисто-карбонатной покрышкой, палеогеновый комплекс (Предкавказье).

В пределах Западно-Сибирской плиты основными регионально нефтегазоносными комплексами являются: 1) юрский терригенный комплекс, перекрытый толщей непроницаемых глинистых отложений в основном кимеридж-титонского возраста, за исключением Южно-Ямальской нефтегазоносной области, где

эта покрывка практически отсутствует. В пределах Приуральской и Надым-Пурской нефтегазоносных областей этот комплекс охватывает несколько отдельных стратиграфический диапазон отложений (титон - неоком); 2) неокомский терригенный нефтегазоносный комплекс, перекрытый толщей глинистых отложений нижнеаптского возраста; 3) апт-сеноманский терригенный нефтегазоносный комплекс, перекрытый региональной покрывкой глинистых отложений в основном турон-коньякского возраста.

В пределах перечисленных регионально-нефтегазоносных комплексов к настоящему времени открыты сотни нефтяных и газовых месторождений, в том числе целый ряд гигантских и мегатитантских: Узень, Газли, Шатлык (Туранская плита), Северо-Ставропольское (Скифская плита), Уренгойское, Медвежье, Самотлорское, Федоровское (Западная Сибирь) и др.

Сравнительный анализ пространственного размещения скоплений углеводородов, проведенный нами как по эпипалеозойским, так и по древним платформам СССР и зарубежных стран (Русская, Северо-Американская, Аравийская), показывает, что в ряде случаев имеющиеся в разрезе проницаемые толщи, перекрытые покрывками (даже значительной мощности), не содержат скопления нефти и газа, а значит, не являются регионально-нефтегазоносными комплексами. Можно утверждать, что решающее значение, определявшее благоприятное или неблагоприятное сочетание различных геологических факторов (структурный, литофациальный, геохимический, гидрогеологический и др.) для развития процессов нефтегазообразования и последующего формирования различных типов зон нефтегазонакопления, в том числе и крупнейших по запасам углеводородов, принадлежало режиму и направленности региональных тектонических движений в пределах крупных геоструктурных элементов в течение длительной истории геологического развития. Эти движения и определяли изменение условий нефтегазообразования, направления региональной миграции флюидов, формирование и последующую сохранность скоплений углеводородов.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ КРУПНЕЙШИХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСАХ

Сравнительный анализ основных геологических условий размещения на континентах Земли уникальных мегатитантских и гигантских зон нефтегазонакопления показывает, что формирование и размещение их в различных нефтегазоносных комплексах контролируется сочетанием ряда факторов, которые в совокупности могут служить критериями прогнозирования открытия крупнейших концентраций углеводородов в различных геологических условиях.

Как указывает А.А. Бакиров (1972 г.), главнейшими геологическими факторами являются следующие.

1. Наличие в разрезе исследуемой территории нормальных осадочных отложений достаточно большой мощности (не менее 1,0-1,5 км), накопление которых происходило в основном в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой.

2. Наличие в разрезе осадочных отложений потенциально нефтегазопродуцирующих комплексов, которые могут быть представлены как терригенными, так и карбонатными породами, отлагавшихся в бассейнах седиментации, характеризовавшихся в соответствующие отрезки геологического времени достаточно обильным накоплением исходного для образования углеводородов органического вещества в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой.

Следует отметить, что газогенерирующие комплексы отложений в отдельных случаях могут быть представлены и угленосными образованиями континентального происхождения, что необходимо учитывать при прогнозировании газоносности недр, в том числе и при поисках новых крупнейших зон газонакопления. Так, некоторые исследователи (Ермаков, 1972; и др.) полагают, что

формирование гигантских зон газонакопления в сеноманских отложениях севера Западной Сибири обусловлено преобразованием органики угольного ряда.

Также следует иметь в виду, что в разрезе осадочных отложений может быть несколько самостоятельных нефтегазопроизводящих комплексов. При этом ареалы концентрации наибольших запасов углеводородов в различных литолого-стратиграфических подразделениях в некоторых случаях могут быть пространственно смещены, если в соответствующие отрезки геологического времени происходили изменения направленности и режима тектонических движений.

3. В формировании и размещении гигантских зон нефтегазонакопления решающая роль принадлежит не только современной тектонической структуре земной коры, но и палеотектонике каждого исследуемого отрезка времени геологической истории.

Так, пространственные соотношения ареалов концентрации максимальных ресурсов нефти и газа в регионально нефтегазоносных комплексах различных стратиграфических подразделений зависят прежде всего от палеотектонических и палеогеографических особенностей развития исследуемой территории, а именно: от режима и амплитуды колебательных движений крупных геоструктурных элементов, к которым приурочены исследуемые области, в течение соответствующих отрезков времени их геологической истории; от площадного изменения мощностей и физических свойств коллекторов в разрезе каждого нефтегазоносного комплекса; от условий распространения в пространстве и разрезе региональных покровов.

Теснейшая закономерная связь современных концентраций разведанных запасов углеводородов с особенностями палеотектонического развития молодых платформ особенно хорошо прослеживается по Западно-Сибирской и Туранской эпипалеозойским плитам.

Наибольшие запасы нефти и газа в комплексах установлены в пределах тех участков названных плит, которые в соответствующие этапы геотектонического развития претерпевали максимальное по амплитуде и наибольшее по площади устойчивое прогибание, обусловившее накопление значительной мощности осадков (более 1000 м). Именно в такие периоды геологической истории, видимо, существовали наиболее благоприятные литолого-фашиальные и геохимические условия для образования регионально нефтегазоносных комплексов, причем в большинстве случаев генерирующих углеводороды.

Так, наибольшая концентрация запасов нефти в нижнемеловых (валанжин, готерив-баррем) отложениях Западно-Сибирской плиты, на наш взгляд, обусловлена тем, что именно в этот период геологического развития почти вся ее территория представляла громадную область устойчивого прогибания (площадь в пределах изопахиты с мощностью нижнемеловых отложений более 1000 м составляет около 1,1 млн км²), которая на большей своей части могла представлять гигантскую нефтегазосборную площадь. Уникальные газовые ресурсы в сеноманских отложениях на севере плиты совпадают с этапом наибольшего прогибания этой части территории в верхнемеловое время.

Закономерная связь палеотектоники с особенностями размещения крупных зон нефтегазонакопления отмечается и для Туранской плиты.

С ниже-среднеюрским комплексом связаны основные зоны нефтенакпления Туранской плиты, которые установлены в прибортовой части Южно-Мангышлакского прогиба. Эта территория в указанный этап развития представляла собой хорошо выраженную палеовпадину крупных размеров, где накапливались отложения нижней - средней юры большой мощности (более 1000 м).

К верхнеюрскому и нижнемеловому комплексу Туранской плиты в настоящее время приурочены в основном зоны газонакопления. Максимальные запасы газа связаны с прибортовыми участками Мургабской и Амударьинской впадин, которые в соответствующие этапы развития также представляли собой склоны крупнейшей по размерам области прогибания, расположенной на юго-востоке Туранской плиты. Здесь накапливались большие по мощности (1000-1500 м) отложения верхней юры и нижнего мела.

Для юго-восточной части Туранской плиты наблюдается общее совпадение ареалов нефтегазоносности верхнеюрских и нижнемеловых отложений, поскольку в указанные периоды геологической истории эта территория характеризовалась общей направленностью колебательных движений — наибольшим и устойчивым прогибанием и представляла обширную нефтегазосборную площадь для образования в прибортовых участках этой палеовпадины крупнейших концентраций газа (Шатлык, Газли, Наип, Ачак и др.).

4. Гигантские зоны нефтегазонакопления в палеотектоническом плане приурочены к областям региональных палеовпадин или палеосводов, которые в течение рассматриваемых отрезков времени характеризовались значительными размерами и устойчивым прогибанием значительной амплитуды.

При этом наблюдается теснейшая зависимость величины запасов нефти и газа рассматриваемых палеовпадин не только от их площадных размеров, но и от мощности каждого регионально нефтегазоносного комплекса. Другими словами, максимальные концентрации ресурсов нефти и газа приурочиваются к тем частям региональных палеовпадин, которые в соответствующие отрезки времени геологической истории испытали наибольшее по амплитуде и площади устойчивое прогибание, что приводило к накоплению в этих частях палеовпадин максимального объема осадков. При этом амплитуда прогибания в каждый рассматриваемый период времени и последующие эпохи накопления осадков должна была быть достаточно значительной, чтобы создать соответствующие термодинамические условия, необходимые для преобразования и миграции нефти и газа из нефтегазопродуцирующих комплексов в коллекторы.

5. В геоструктурном отношении максимальные концентрации запасов углеводородов в литолого-стратиграфических комплексах молодых платформ связаны с расположенными на стыке нескольких крупных положительных и отрицательных структурных элементов (своды, мегавалы), которые в соответствующие этапы геотектонического развития представляли собой области более замедленного прогибания, что и привело к формированию крупнейших зон нефтегазонакопления (например, Сургутский и Нижневартровский своды в Западной Сибири).

Аналогичная картина фиксируется и при анализе пространственного размещения зон нефтегазонакопления и крупнейших месторождений нефти и газа в пределах других нефтегазоносных провинций мира (Сахарская, Аравийская и др.).

6. Гигантские зоны нефтегазонакопления приурочены к таким палеовпадинам, которые характеризуются наличием:

а) в разрезе каждого регионально нефтегазоносного комплекса толщи песчаных или карбонатных пород значительной мощности с хорошими коллекторскими и емкостными свойствами;

б) над каждым регионально нефтегазоносным комплексом мощной толщи слабопроницаемых пород — покрышки, обеспечивающей сохранность сформировавшихся скоплений нефти и газа от процессов разрушения в последующие этапы геологического их развития;

в) крупных по размерам региональных ловушек структурного, литологического или литолого-стратиграфического типов со значительной амплитудой поднятия по сравнению с окружающими районами впадин и прогибов, формирование и развитие которых происходило в благоприятных для аккумуляции гигантских скоплений нефти и газа палеотектонических условиях. При этом решающее значение имеет также и время заложения таких ловушек и геотектонические условия их последующего развития, т.к. при прочих равных условиях, ловушки, сформировавшиеся в течение времени накопления потенциально нефтегазопродуцирующих толщ и в последующем развивающиеся без раскрытия, наиболее благоприятны для образования крупнейших месторождений углеводородов;

г) условий, обеспечивающих сохранность сформировавшихся зон нефтегазонакопления и в том числе гидрогеологическую закрытость их после образования скоплений.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В распределении скоплений нефти и газа в разрезе молодых плит наблюдается вертикальная зональность, обусловленная главным образом последовательной генерацией жидких и газообразных углеводородов на определенных уровнях в зависимости от амплитуды погружения потенциально нефтегазоматеринских толщ. Существенную роль здесь играют также повышенная миграционная способность газовой фазы и деструкция нефти при высокой температуре на значительных глубинах и, как следствие, образование метана.

В силу этих и других факторов верхняя часть разреза (до 1200–1500 м) преимущественно является газоносной, хотя здесь иногда встречаются и залежи в основном тяжелой нефти. Ниже появляются газонефтяные, нефтяные и газоконденсатные залежи, которые с увеличением глубины (более 4–5 км) и возникновением более жестких термобарических условий замещаются в основном газовыми, газонефтяными и газоконденсатными залежами, которые нередко сопровождаются оторочкой легкой нефти.

В пределах эпипалеозойских плит все эти зоны с некоторыми отклонениями прослеживаются достаточно отчетливо.

Наиболее важными условиями, обуславливающими данную закономерность, является генерация жидких и газообразных углеводородов в различных геохимических зонах (Соколов, 1948), а также различие в составе и степени метаморфизма органического вещества (ОВ), которые предопределяют соотношение жидкой и газообразной фаз в седиментационном бассейне вообще и в первичных скоплениях в частности.

В стадию диагенеза и раннего катагенеза при менее жестких термобарических условиях и низкой степени метаморфизма ОВ происходит генерация преимущественно газовой фазы. При дальнейшем погружении потенциально нефтегазоматеринских толщ в стадию позднего катагенеза, когда создаются более жесткие термобарические условия на глубинах 1,5–4 км начинается массовая генерация и эмиграция жидких и газообразных углеводородов. По-видимому, глубины 1,5–4 км являются оптимальными для интенсивной генерации и аккумуляции жидких углеводородов. Очевидно нефтематеринские свиты реализуют свои потенциальные возможности генерировать нефть преимущественно на этих глубинах, где оптимальные условия для преобразования липидной фракции ОВ, являющейся основным источником образования жидкой фазы, о чем свидетельствует изотопный состав нефтей и липоидов.

Первоначальное фазовое соотношение углеводородов, образовавшихся как в седиментационном бассейне, так и в первичных скоплениях на ранней стадии их формирования, играет важную роль в дальнейшей судьбе этих залежей и предопределяет в дальнейшем закономерности пространственного размещения также зон преимущественного газо- или нефтенакпления. В зависимости от этих факторов и возникших новых геолого-геохимических и термобарических условий первично-газонефтяные скопления углеводородов могут преобразоваться в чисто нефтяные или газоконденсатные залежи.

По-видимому, этими факторами главным образом объясняется тот факт, что на глубинах свыше 4,5 км в США встречены как газовые, газоконденсатные, так и чисто нефтяные залежи, хотя прослеживается определенная тенденция к сокращению с увеличением глубины количества нефтяных и росту газовых и газоконденсатных залежей в различных нефтегазоносных провинциях. Так, например, из 132 месторождений, открытых за последние годы в США на глубинах более 4,5–5 км, 112 оказались газовыми или газоконденсатными, а 20 — только нефтяными.

Анализ размещения газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей в пределах ряда тектонических элементов эпигерцинской платформы юга СССР (Терско-Кумская впадина) обнаруживает некоторый рост количества нефтяных залежей и их запасов с глубиной в интервале разведанной части разреза (до

3,5–4,5 км). Если проанализировать распределение разведанных запасов нефти по стратиграфическому разрезу, то в пределах Туранской и Скифской плит также наблюдается закономерное увеличение доли жидких углеводородов от палеогена к меловому и юрскому регионально нефтегазоносным комплексам. Наряду с этим, в ряде других нефтегазоносных областей эпигерцинской платформы юга СССР на глубинах более 3 км нередко встречаются не только нефтяные и газоконденсатные, но и чисто газовые залежи, почти лишенные жидкой фазы и состоящие исключительно из метана.

Такая примерно картина наблюдается в Мургабской нефтегазоносной области, где на глубинах 3–3,5 км в отложениях неокма встречены исключительно газовые залежи, практически лишенные конденсата и нефти (Байрамали, Еланы, Майская, Кели, Шарапли, Шатлык и др.).

В общем случае появление чисто газовых залежей на сравнительно больших глубинах можно объяснить образованием их при небольших температурах и пластовых давлениях (на небольших глубинах) без нефтяной оторочки, так как процессы газообразования в природе являются более распространенными и они предшествуют, сопутствуют и завершают образование нефти.

В дальнейшем вследствие прогибания региона эти залежи могли оказаться в условиях значительных глубин и пластовых давлений, т. е. в других геолого-геохимических и термобарических условиях.

Исходя из первоначального фазового соотношения углеводородов в седиментационном бассейне и в первичных скоплениях, можно также обосновать возможность существования на больших глубинах чисто нефтяных залежей, количество которых за последнее время возрастает. Если учесть, что при температурах более 100–120°C растворимость газа в воде резко возрастает, то возможность нахождения залежей нефти на значительных глубинах не исключается, а наоборот, является весьма вероятной.

Поэтому в ряде случаев, несмотря на значительные глубины и пластовые давления, следует ожидать наличие газонефтяных или нефтяных залежей с большим количеством растворенного газа, что действительно подтверждается открытием промышленных скоплений нефти на глубинах 5–6 км и более как у нас, так и за рубежом (США).

Признаки нефтеносности получены также в наиболее погруженной части Мургабской впадины из юрских отложений. Возможность обнаружения в наиболее прогнутых частях Мургабской и Амударьинской впадин не только газовых, но и нефтяных залежей, отмечалась А.А. Бакировым и др. еще в 1963 г.

И наконец, можно представить себе промежуточную ситуацию, при которой образовавшаяся на относительно небольшой глубине газонефтяная залежь с преобладанием газовой фазы над жидкой в дальнейшем при погружении ловушки или зоны нефтегазонакопления в соответствующих геолого-геохимических и термодинамических условиях превратится в газоконденсатную залежь в результате обратного испарения жидких углеводородов (по-видимому, Тенге-Тасбулатская зона нефтегазонакопления в Южно-Мангышлакской впадине, юго-восточное погружение Прикумско-Тюленевской зоны в Терско-Кумской впадине и др.).

Исходя из приведенных соображений, можно объяснить также закономерности пространственного размещения скоплений углеводородов различного фазового состояния, а также и зон преимущественного нефте- и газонакопления.

Анализ пространственного размещения скоплений нефти и газа показывает, что в пределах эпигерцинской платформы юга СССР зоны преимущественного нефтенакпления тяготеют к областям устойчивого и длительного прогибания, характеризующимся унаследованным развитием, где геолого-геохимические и другие условия при прочих равных условиях были наиболее благоприятными для генерации жидких углеводородов.

Зоны преимущественного газонакопления приурочены к крупным положительным структурным элементам и их склонам, сформировавшимся также унаследованно, но испытывавшим в основном подъем в течение почти всего платформенного этапа развития плиты.

Таким образом, зоны преимущественно газонакопления в отличие от зон нефтенакопления на молодых плитах тяготеют к областям интенсивной генерации газообразных углеводородов, которые в общем балансе запасов эпипалеозойских платформ значительно превышают соответствующие запасы нефти. Молодые плиты по сравнению с древними платформами характеризуются повышенной газоносностью. В этом отношении Туранская, Скифская и Западно-Сибирская плиты не представляют собой исключения.

Основным фактором, обусловившим повышенную газоносность молодых плит СССР, является широкое развитие в их пределах юрских континентально-угленосных и прибрежно-морских и озерных отложений, обогащенных гумусовым ОВ, метаморфизм которого сопровождается выделением значительного количества метана. По химическому составу и по содержанию тяжелого изотопа углерода эти газы отличаются от газов нефтяных месторождений.

Наряду с газовыми, в пределах молодых плит установлены также крупные и крупнейшие нефтяные месторождения, в пространственном размещении которых также наблюдается определенная зональность.

Так, например, в пределах восточной части Туранской плиты выявлены в основном крупные газовые скопления, а крупные нефтяные месторождения открыты в западной части (Южный Мангышлак).

На Скифской плите Центральное и Западное Предкавказье характеризуются наличием крупных газовых месторождений, а в Восточном Предкавказье (Терско-Кумская впадина) сосредоточены основные нефтяные месторождения.

В Западной Сибири крупные скопления нефти приурочены главным образом к центральному району, а газовые — к северным районам и обрамлению плиты.

Таким образом, в пределах молодых плит, кроме вертикальной зональности в размещении скоплений нефти и газа, наблюдается также пространственная зональность.

По этому вопросу в последние годы геологами-нефтяниками высказывались самые различные мнения, в которых придавалось решающее значение (подчас абсолютное) или характеру исходного органического вещества или условиям сохранности уже сформированных залежей или, наконец, принципу дифференциального улавливания, который, кстати, не проявляется на молодых платформах и следовательно не является универсальным законом формирования месторождений нефти и газа.

Нам представляется, что при современной степени изученности проблемы еще трудно дать однозначный и исчерпывающий ответ, хотя с большой степенью определенности можно утверждать, что некоторые из указанных факторов, такие как характер исходного органического вещества и степень его метаморфизма, условия сохранности сформированных, особенно газовых, залежей и некоторые другие, действительно влияют как на процессы преимущественно нефте- или газообразования, так и нефте- или газонакопления, а следовательно и на закономерности пространственного их размещения.

Вместе с тем трудно согласиться с мнением ряда исследователей, которые, основываясь на своих нередко субъективных представлениях о тех или иных природных процессах, высказывают порой категорические утверждения о перспективах развития поисково-разведочных работ.

В связи с этим мы считаем необходимым кратко остановиться на перспективах поисков нефтяных и нефтегазовых залежей в восточных районах платформенной части Средней Азии.

Действительно, как уже отмечалось, исходное органическое вещество гумусового характера в благоприятных условиях генерирует в основном газообразные углеводороды, а сапропелевого характера — нефтяные (Табасаранский, 1968; Ермаков, 1972; и др.). Но можно ли на этом основании утверждать, что территория восточной части Туранской плиты бесперспективна для поисков залежей нефти? Делать подобные выводы это, на наш взгляд, прежде всего игнорировать имеющийся фактический материал как по территории Туранской плиты, так и другим нефтегазоносным территориям мира.

Общеизвестно, например, что в целом ряде районов мира (Китай, США и др.) залежи нефтяных углеводородов обнаружены в континентальных отложениях с преобладанием гумусового органического материала.

На территории Туранской плиты усилиями нефтяников и газовиков уже открыты промышленные залежи нефти в юрских и меловых отложениях в восточных районах с промышленными запасами в десятки миллионов тонн: Газли, Уртабулак, Карактай и др.

В последние годы получены небольшие притоки или установлены признаки нефти практически во всех районах плиты: на южном и юго-восточном склонах Каракумского свода, в Заунгузском, Мургабском, Карабиль-Бадхызском и других районах. Следует также отметить, что на территории Афганистана в районах, прилегающих к восточной части Мургабской впадины, были открыты нефтяное месторождение Ангот и газонефтяное Ходжа-Булак. Причем важно подчеркнуть, что залежи нефти и газа в указанном районе приурочены как к надсолевым отложениям нижнего мела, так и к подсолевым карбонатным отложениям верхней юры, т.е. к тем же, что и в Восточной Туркмении и Западном Узбекистане.

Следовательно, имеющиеся фактические данные, а также сравнительный анализ общих геологических условий развития и современного строения рассматриваемой территории дают основание сделать более оптимистический вывод о перспективах открытия месторождений, в том числе крупных, не только газовых, но и нефтегазовых, а возможно и нефтяных.

Этот вывод, сделанный еще в 1963 г., находит за последнее время все большее подтверждение в результатах поисково-разведочных работ в пределах Туранской плиты.

Аналогичный вывод на основании сравнительного анализа можно сделать и по северной части Западной Сибири, где в более глубоких горизонтах под газовыми залежами в ряде мест уже сейчас получены промышленные притоки конденсата (Уренгой, Заполярное и др.) и нефти (Губкинское).

Однако для вскрытия подсолевого юрского регионально нефтегазоносного комплекса в наиболее погруженных участках Туранской и Скифской плит требуется бурение дорогостоящих скважин глубиной 5-6 км и более.

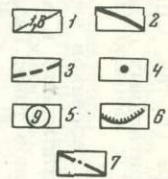
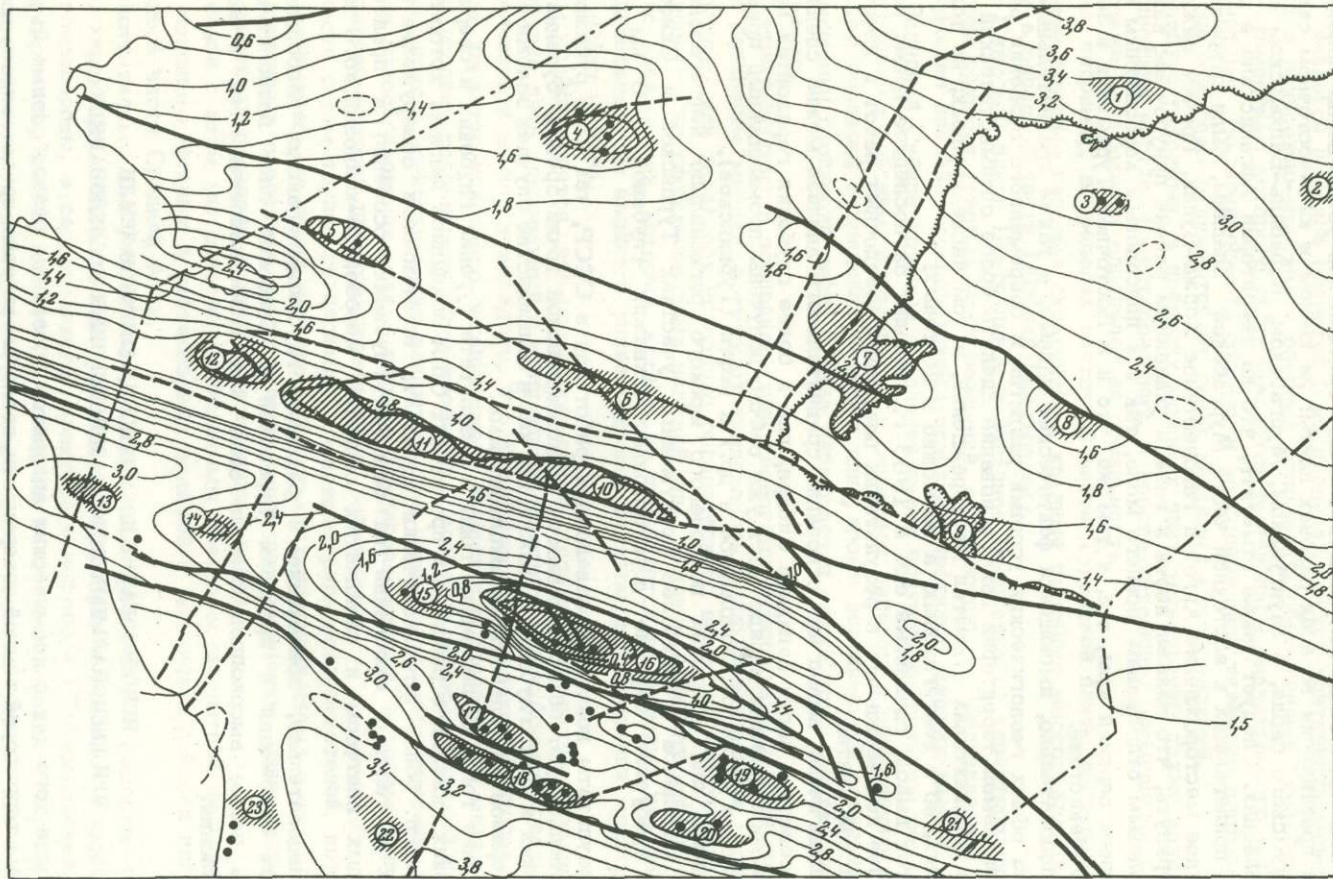
Результаты поисково-разведочных работ как в СССР, так и за рубежом свидетельствуют об эффективности с экономической точки зрения, бурения глубоких и сверхглубоких скважин, так как в большинстве случаев залежи глубоких горизонтов являются высокодебитными.

Кроме того, за последние годы в результате бурения глубоких и сверхглубоких скважин в различных провинциях США появились данные, которые позволяют более оптимистически оценивать возможности обнаружения нефтяных и газовых скоплений на больших глубинах, особенно в пределах молодых платформ и складчатых областей мезозойско-кайнозойского возраста.

Следовательно, вовлечение в разведку глубокозалегающих подсолевых юрских отложений в пределах Туранской и Скифской плит позволит открыть новые высокопродуктивные зоны как газонакопления, так и нефтенакопления.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОСМИЧЕСКИХ СНИМКОВ ЗЕМЛИ ПРИ РЕГИОНАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

После того как с космических аппаратов проведены разнообразные съемки крупных территорий земной поверхности, геологам впервые представилась возможность анализировать снимки того или иного региона в целом, в том числе попытаться использовать их для научного обоснования региональных перспектив нефтегазоносности недр.



0 10 20 30 KM

К началу 1973 г. практически вся территория СССР покрыта многократной телевизионной съемкой с метеорологических искусственных спутников типа "Космос" и "Метеор". Хотя разрешающая способность их невелика (масштаб до 1:7 500 000), но благодаря тому, что каждый участок снят неоднократно, в разное время суток и года, они позволяют составить монтажи фотокарт, по которым можно проводить целый ряд региональных наблюдений. Ряд серий фотографий сделан с пилотируемых космических кораблей. Эти снимки покрывают в основном южные районы страны — большую часть Туранской плиты, Кавказ, Казахстан и ряд других районов. Масштаб негативов этих снимков 1:10 000 000, но разрешающая способность позволяет проводить гораздо более детальные наблюдения, чем по телевизионным фотографиям.

В настоящее время выделены отдельные участки (полигоны), где отрабатывается методика дистанционных (с помощью космических аппаратов и высотных аэросъемок) исследований. Среди них — Северо-Кавказский (Кисловодский), на территории которого, в частности, проходит практика МИНХ и ГП Туранский (Устюрт-Мангышлакский) и Бухарский полигоны. Туранский полигон и программа исследований на нем предложены по инициативе и при непосредственном участии МИНХ и ГП (Флоренский, 1973). Одной из задач исследований на этом полигоне является отработка методов дешифрирования глубинного строения платформенных нефтегазоносных территорий по космическим снимкам: в первую очередь — структуры подошвы платформенного чехла, а также трассирование разломов и поиски локальных поднятий.

По результатам уже выполненных космических снимков Туранской плиты составлен ряд карт для тех или иных ее районов (рис. 1).

Разломы на снимках выделены благодаря выраженности в рельефе или по смещению отложений или по повышенной трещиноватости. На участках с обращенным рельефом, где размыты бронирующие сарматские известняки, отдельным локальным поднятиям соответствуют впадины, резко выделяющиеся благодаря соленым пересохшим озерам, образующимся на их дне (впадины Узень, Карагие и др.). На Мангышлаке уверенно прослеживаются разломы субширотного, северо-западного и северо-восточного простираний, картируется чередование выходов пород Каратауского мегантиклинория, могут быть выделены Беке-Башкудукское поднятие, структуры Узень, Жетыбай, Южный Жетыбай, Карагие и др. Могут быть намечены поднятие Кызан на полуострове Бузачи и ряд структур на Устюрте (рис. 2).

Район Карабогаз-Гола проанализирован не только по фотографии с космического корабля "Союз-9", но и по телевизионным снимкам со спутника "Ме-

Рис. 1. Структура поверхности пермо-триасовых отложений и разломов северо-западной части Туранской плиты

1 — изопакеты поверхности пермо-триасовых отложений, км; 2 — разломы, изученные разными методами; 3 — разломы малоизученные, но выделяемые на космических снимках; 4 — скважины, вскрывшие доюрские отложения; 5 — фотоаномалии, выделяемые на космических снимках, отвечающие локальным структурам; 6 — граница чинка Устюрта; 7 — примерные контуры проанализированных космических снимков.

Локальные структуры (цифры на карте): 1 — Мурынсор; 2 — Каменная; 3 — Арстановская; 4 — Кызан; 5 — Кошак; 6 — Кискудук; 7 — Монага; 8 — Токубай; 9 — Безымянная; 10 — Восточное Каратау; 11 — Западное Каратау; 12 — Каратоучик; 13 — Жоласкан; 14 — Дунга; 15 — Караманата; 16 — Беке-Башкудук; 17 — Жетыбай; 18 — Южный Жетыбай и Тасбулат; 19 — Узень; 20 — Теньге; 21 — Сенек; 22 — Карагие; 23 — Оимаша



Рис. 2. Южный Мангышлак

Фотография, сделанная с космического корабля "Союз-8" космонавтами В.А. Шаталовым и А.Е. Елисеевым в начале октября 1969 г.

теор" и американского искусственного спутника, на которых четко видны детали поверхности. На этих снимках читаются последовательные контуры ряда этапов усыхания и засоления залива Карабогаз-Гол, т.е. его регрессии, Туаркырское поднятие, четко оконтурены границы распределения бронирующих сарматских известняков, а также системы разрывных нарушений северо-западного и северо-восточного простираний.

Проведено сопоставление структурной карты подошвы юрских отложений с характером фотоизображений. Здесь были получены наиболее интересные результаты. Помимо выделения перечисленных основных структур и разломов, было установлено, что и в региональном плане имеется целый ряд соответствий облика территорий с ее глубинным строением.

В дальнейшем в соответствии с разработанным планом предполагается систематически снимать территории полигонов в разных масштабах, в разное время года, в разных частях видимого спектра и в инфракрасных и ультрафиолетовых лучах, делать цветные и чернобелые фотографии, которые должны охватить, в частности, всю Туранскую плиту.

Цель этих исследований – отработка методов геологических исследований с помощью космических аппаратов не только для Туранской плиты, но и для других платформенных нефтегазоносных территорий мира.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

На основании проведенного сравнительного анализа закономерностей формирования и размещения скоплений нефти и газа в пределах молодых платформ СССР и других нефтегазоносных провинций мира можно наметить основные направления дальнейших поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Туранская плита

На этой территории наибольший интерес для приращения крупных разведанных запасов нефти и газа представляет юго-восточная часть плиты, характеризовавшаяся в течение мезозойского времени устойчивым и длительным прогибанием и накоплением большой мощности осадков морского, прибрежно-морского и смешанного генезиса. Первоочередными направлениями поисков нефти и газа в пределах Туранской плиты можно считать следующие.

1. Особого внимания заслуживает Мургабская впадина, которая в целом может представлять не только богатейшую газonosную, но и, вероятно, потенциально нефтеносную область. Основными направлениями поисково-разведочных работ здесь являются: а) поиски скоплений газа и особенно нефти не только в меловых, но и в подсолевых карбонатных отложениях верхней юры, в первую очередь на площадях Марыйского района, где установлена промышленная газоносность нижнего мела (Шатлык, Майское, Байрамали и др.); б) поиски залежей углеводородов в ловушках литолого-стратиграфического типа на южном борту впадины и в Карабиль-Бадхызской зоне поднятий, где имеет место выклинивание толщи юрских и нижнемеловых отложений значительной мощности.

2. В пределах Амударьинской впадины наиболее благоприятными геологическими предпосылками для выявления крупных зон нефтегазонакопления характеризуется Заунгузский район, где в последнее время открыты богатые газовые залежи на Багаджинском и Кирпичлинском поднятиях, на высокую перспективность которых указывалось, начиная с 1968 г. (Бакиров и др., 1972 г.). Открытие этих крупных месторождений позволяет с большей геологической уверенностью рассматривать Багаджа-Мергенскую и Кирпичли-Балкуинскую зоны поднятий, а также Южно-Унгузско-Гагаринскую как высокоперспективные для приращения значительных запасов газа, а возможно, и нефти. При этом здесь продуктивными могут быть не только карбонатные, но и терригенные отложения юры.

Перспективны также Бешкентский прогиб и юго-восточное погружение Чарджоуской ступени.

3. Благоприятные геологические условия для формирования значительных зон нефтегазонакопления имеются в более погруженных участках юго-восточного склона Каракумского свода, обращенного в сторону Мургабской впадины. Наибольшего внимания заслуживает изучение строения Восточно-Ербентской погребенного выступа, поскольку к его склонам могут быть приурочены зоны нефтегазонакопления структурного и литолого-стратиграфического типов.

Необходимо усилить поисково-разведочные работы и на южном склоне Туранской плиты, переходящего в Предкопетдагский прогиб. Мировая практика показывает, что именно в таких зонах сочленения склонов платформ с предгорными впадинами обычно концентрируются крупные ресурсы углеводородов (например, юго-восточный склон Аравийской платформы). В частности, особого внимания заслуживает район Бахардокской опорной скважины, к северу и к югу от которой установлено увеличение мощности средней юры, что может свидетельствовать о наличии здесь погребенного свода, представляющего интерес для поисков залежей нефти и газа.

4. Перспективны ниже-среднеюрские и нижнемеловые отложения в пределах большей части Северо-Устьюртской впадины, которая характеризовалась интенсивным и устойчивым прогибанием территории на протяжении ряда геологических этапов и накоплением осадков большой мощности субаквального происхождения.

5. Значительные перспективы следует связывать также с ниже-среднеюрскими отложениями более погруженных частей Мангышлакско-Ассакеауданской впадины и ее южного борта, где наряду с зонами нефтегазоаккумуляции структурного типа, могут быть обнаружены зоны, связанные с литологическим выклиниванием на северном склоне Карабогазского свода.

Западно-Сибирская плита

Основными направлениями поисково-разведочных работ в Западной Сибири в настоящее время являются следующие.

1. Поиски скоплений нефти в неокомских отложениях на структурах к северу от известных месторождений нефти Сургутского и Нижневартовского сводов, поскольку, в частности, палеотектонические особенности развития этих районов в нижнемеловое время были в целом сходными между собой.

2. Поиски новых скоплений углеводородов, в том числе крупных зон нефтеаккумуляции в неокомских отложениях на севере Западной Сибири, в прибортовых частях глубоких впадин (Большехетская, Надымская, Антипаютская, Усть-Енисейская), окружающих известные своды и мегавалы этой территории, где открыты уникальные запасы газа в сеноманских отложениях, а в последнее время значительные ресурсы газа и конденсата в неокоме. Особого внимания в этом отношении заслуживают крупное Среднемессояхское поднятие, входящее в состав Мессовского мегавала, разделяющего Большехетскую и Антипаютскую впадины, а также погруженные участки Уренгойского, Медвежьего и других мегавалов. Эти положительные структурные элементы в нижнемеловое время представляли области относительно замедленного прогибания по отношению к названным палеовпадинам.

3. Поиски скоплений нефти и газа в юрских отложениях в северной части Западно-Сибирской плиты как в ловушках структурного, так и литологического типов.

Однако первоочередной задачей поисково-разведочных работ здесь является выяснение достоверного структурного плана по юрским отложениям, поскольку в этих районах имеет место значительное несоответствие структурных планов мела и юры.

4. Поиски зон нефтегазоаккумуляции литологического типа в неокомских отложениях на южных погружениях Сургутского и Нижневартовского сводов. Эти отложения, по данным проведенных палеогеографических реконструкций, характеризуются региональным замещением пластов-коллекторов вверх по восставанию непроницаемыми породами.

Литература

- Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М., "Недра", 1973.
- Бакиров А.А., Быков Р.И., Гаврилов В.П. К освоению подсолевой нефти и газа юго-восточной Туркмении. - Нефтегазовая геология и геофизика, 1968, № 10.
- Бакиров А.А., Суюнов Н.Т., Ермолкин В.И., Рожков Э.Л. и др. Современное состояние и перспективы подготовки разведанных запасов нефти и газа в платформенной части Туркменской ССР. Ашхабад, 1972.
- Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С. и др. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. М., "Высшая школа", 1968.
- Губкинские чтения "К 100-летию со дня рождения". Под редакцией А.А.Бакирова. М., "Недра", 1972.
- Ермаков В.И. Угленосные формации и газоносность молодых платформ. Автореф. докт. дисс. М., 1972.
- Закономерности размещения нефти и газа эпигерцинской платформы юга СССР, том 1. Средняя Азия. М., Гостоптехиздат, 1963.
- Соколов В.А. Очерки генезиса нефти. М. Гостоптехиздат, 1948.
- Табасаранский З.А. К вопросу о распределении нефтяных и газовых залежей в разрезах нефтегазоносных провинций. - Нефтегазовая геология и геофизика, 1968, № 5.

В. Ф. Раабен, Л. В. Галимова

(НИЛЗарубежгеология)

ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ МИРА

В настоящее время нефтегазоносность ряда отдельных крупных регионов на молодых платформах изучена достаточно детально. Сравнительный же анализ нефтегазоносности указанных территорий производился редко и, насколько нам известно, ограничивался обычно единичными платформами или регионами в их пределах (Геологические условия. . ., 1963; Наливкин и др., 1965, 1967; Табасаранский, 1969; Ермаков, 1972; и др.). В отличие от указанных работ, С.С. Эллерн (1970) привлек материалы по нефтегазоносности некоторых зарубежных регионов, однако приведенные им зарубежные данные схематичны.

Представляется достаточно очевидным тот факт, что для определения специфических черт нефтегазоносности, характерных именно для молодых платформ, необходим глобальный сравнительный анализ. В известных обобщениях, охватывающих весь мир, разделы, касающиеся нефтегазоносности молодых платформ, имеют или слишком общий или просто описательный характер (Калинко, 1964; Брод и др., 1965; и др.).

Настоящая работа посвящена сравнительному анализу нефтегазоносности почти всех молодых платформ мира. Основной задачей является определение особенностей нефтегазоносности, присущих молодым платформам, а также причин, которые их обусловили. Прежде всего обращается внимание на соотношение и распределение залежей и запасов жидких и газообразных углеводородов (УВ) на разных участках молодых платформ мира.

По соотношению жидких и газообразных УВ устанавливается следующий ряд регионов: от в основном газоносных к нефтегазоносным и главным образом нефтеносным (рис. 1-4). Количественно преобладают преимущественно газоносные регионы - Свердруп (Северная Америка), Аквитанский, Молассовый (Западная Европа), внешнее Предкарпатье, равнинный Крым, Западное и Центральное Предкавказье, восточная часть Туранской плиты, Восточный Внутренний, Боуэн-Сурат, Сидней (последние три в Австралии). Реже встречаются нефтегазоносные регионы - Внутренний Галф Кост, Северо-Европейский или Североморско-Германский, Западно-Сибирский, Восточное Предкавказье-Мангышлак, Гипсленд (Австралия), причем в большинстве из них установлены очень крупные запасы газа, преобладающие над запасами нефти. Преимущественно нефтеносные регионы наименее характерны для молодых платформ (Внешний Галф Кост, Англо-Парижский, Рейнский).

Около 50% разведанных запасов газа в мире приходится на молодые платформы.

В рассматриваемом ряду регионов (см. рис. 1) отмечается определенная глубинная зональность распространения залежей УВ (речь идет о количественно преобладающем типе залежей в километровых интервалах глубин). В преимущественно газоносных регионах либо на всех разведанных глубинах преобладают залежи газа, либо на средних глубинах превалируют газоконденсатные скопления. В нефтегазоносных регионах отмечается известный классический ряд залежей УВ: газовые - вверху, нефтяные - на средних глубинах, ниже газоконденсатные и затем должны быть газовые (нефтегазоносность самых нижних частей разреза еще не изучена). В преимущественно нефтеносных регио-

Бассейны, регионы.	Амударь-инский	Азово-Кубанский	Северо-кавказский	Предкавказский	Восточный Внутренний	Болуан-Сураст	Галпленд	Анхитанский	Западно-Сибирский	Средне-Каспийский	Галф Кост		Англо-Парижский	Рейнский
	Мз-Кз	Мз	Мз-Кз	Мз-Кз	Рз	Рз-Мз	Мз-Кз	Мз	Мз	Мз	Внут.	Внеш.	Мз	Мз-Кз
1	▫	▫	▫	▫		▫	▫		▫	▫	▫	▫	▫	▫
2	▨	▫	▨	▫		▫	▨	▫	▫	▫	▫	▫	▫	▫
3	▨	▨	▨	▫	▨		▨	▫	▨	▫	▫	▫		
4	▨	▨			▫		▨	▨		▫	▨	▫		
5	▫	▫					▨			▨	▨	▫		
6										▨	▨	▫		

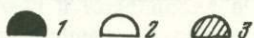


Рис. 1. Глубинное распределение преобладающего типа залежей УВ в большинстве регионов на молодых платформах

Залежи: 1 - нефтяные, 2 - газовые, 3 - газоконденсатные

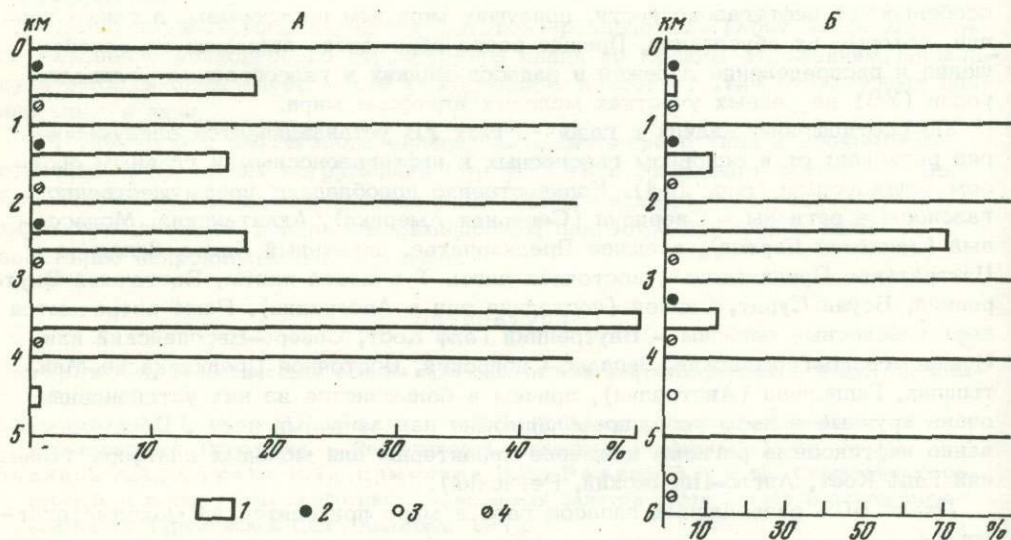


Рис. 2. Глубинное размещение разведанных геологических запасов газа, нефти и конденсата в ряде регионов на молодых платформах

Регионы: А - восточная часть Туранской плиты; Б - Западное Предкавказье. 1 - запасы газа (в %). Небольшие запасы (показаны условно). 2 - нефти, 3 - газа, 4 - конденсата

нах во всем разведанном разрезе (до 3 км) преобладает нефть (Англо-Парижский) или ее скопления являются основными до глубины 6 км, а ниже распространены газоконденсат и газ (Внешний Галф Кост).

В изучаемом ряду регионов специфично и размещение разведанных геологических запасов газа и нефти¹. В преимущественно газоносных основная масса газа приурочена к глубинам более 2 км, а в нефтегазоносных и главным образом нефтеносных — к интервалу до 2 км (см. рис. 2,4). Распределение основной части запасов нефти иное: в первом типе регионов — до 2 км, во втором — в интервале 1–3 км.

Что обусловило указанные закономерности нефтегазоносности? Преимущественную газо- или нефтеносность регионов на молодых платформах разные исследователи объясняют влиянием различных факторов: термобарическими условиями, степенью катагенеза органического вещества (ОВ) материнских пород и УВ, временем образования структур-ловушек и степенью их контрастности, герметичностью покрышек, миграционной способностью нефти и газа, исходным составом ОВ материнских пород, массой и степенью метаморфизма угольных толщ и др. Безусловно, многие из указанных факторов оказывают большое влияние на фазовый состав УВ, что мы коротко рассмотрим в дальнейшем. Принципиально важным мы считаем определение главного фактора, который оказывает наибольшее влияние и с которым обнаруживается прямая связь в пределах большинства регионов на молодых платформах.

Таким фактором оказался тип исходного ОВ (гумусовый или сапропелевый) материнских пород. Проанализируем его влияние на примере регионов, приведенных на рис. 1.

Первым в рассматриваемом ряду стоит восточная часть Туранской плиты. В качестве основной материнской толщи в разрезе многие исследователи считают нижне-среднеюрские угольно-континентальные отложения (Наливкин и др., 1967; Старобинец и др., 1971; Васильев и др., 1971, 1972; и др.). В ряде специальных работ (Четверикова, Родионова, 1971; Ермаков, 1972; и др.) было установлено, что ОВ данных пород, в основном гумусовое, а эта толща рассматривается в качестве газопroduцирующей. То обстоятельство, что нижне-среднеюрские отложения являются основной материнской толщей, подтверждается характером распространения залежей нефти и газа в более молодом меловом комплексе. В ряде работ было установлено, что в указанных отложениях залежи УВ появляются, как правило, там, где соленосная крышка верхней юры выклинивается или, будучи неоднородной, не является достаточно герметичной для газа (Ермолкин и др., 1965; Лебзин и др., 1966; Данов и др., 1967; Туранов и др., 1969; и др.). Это же подтверждают данные В.В. Печерникова, С.Н. Титковой (1971), которые установили, что пластовые воды юры характеризуются предельной газонасыщенностью и углеводородным составом водорастворенных газов, тогда как воды мелового комплекса над солью верхней юры резко недонасыщены газом, в составе которого мало углеводородов.

Основным очагом генерации УВ являются погруженные центральные районы Амударьинской синеклизы и, вероятно, Предкопетдагский прогиб. И.С. Старобинец и др. (1971) отметили, что состав конденсатов закономерно меняется от ароматических к нефтяным и метановым — от погруженной части синеклизы к приподнятой. Они указали на то, что именно в такой последовательности должны выпадать из раствора конденсаты, если учесть степень их растворимости. Как считают И.С. Старобинец и др. (1971) многие нефти образо-

¹ В связи со значительным различием в оценке промышленных категорий запасов нефти и газа в СССР и за границей масштабы графиков по отечественным и зарубежным регионам различны. Кроме того, приведенные данные следует рассматривать преимущественно как качественную, а не строго количественную картину распределения запасов УВ.

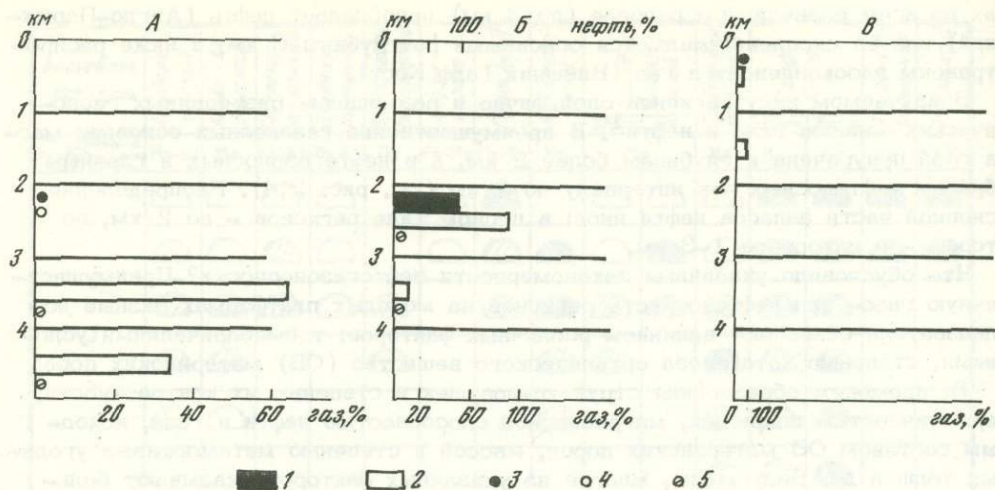


Рис. 3. Глубинное размещение разведанных геологических запасов нефти, газа и конденсата в ряде регионов на молодых платформах

Регионы: А - Аквитанский, Б - Восточный Внутренний, В - Боуэн-Сурат. Запасы (в %): 1 - нефти, 2 - газа. Небольшие запасы (показаны условно): 3 - нефти, 4 - газа, 5 - конденсата

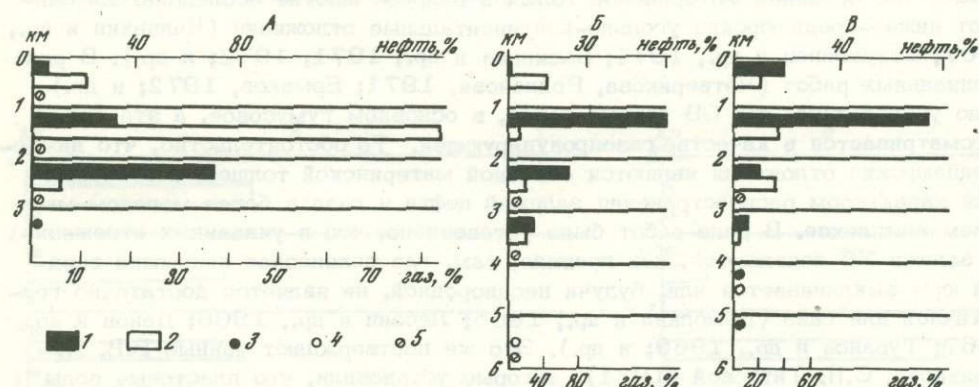


Рис. 4. Глубинное размещение разведанных геологических запасов нефти, газа и конденсата в ряде регионов на молодых платформах

Регионы: А - Западно-Сибирский; Б - Восточное Предкавказье - Мангышлак; В - Внешний Галф Кост. Запасы (в %): 1 - нефти, 2 - газа. Небольшие запасы (показаны условно): 3 - нефти, 4 - газа, 5 - конденсата

вались в результате выпадения конденсата из раствора при поступлении последнего в приподнятые участки с пониженным пластовым давлением.

К близким выводам приходит Г.И. Теплинский (1973). Сглаживание различий в изотопном составе углерода метана в разновозрастных отложениях от Мургабской впадины до Бухарской ступени интерпретируется как усиление роли вертикальной миграции УВ в указанном направлении и вторичности большинства залежей газа и нефти в меловом комплексе. Установление повсеместно (в том числе и в приподнятых периферийных частях региона) утяжеленного изотопного состава углерода метана обоснованно считается доказательством

того, что основная масса газа образовалась в более погруженных центральных частях Амударьинской синеклизы. Именно здесь преобладает элизионный водообмен, что установлено по изотопному составу аргона и водорода пластовых вод.

Таким образом, имеются веские основания считать в качестве основной материнской толщи на востоке Средней Азии ниже-среднеюрские угольно-континентальные отложения, генерирующие, в основном, газ. Как следствие этого, данный регион является преимущественно газоносным.

Весьма близкая картина установлена для Западного Предкавказья. В работах Д.В. Жабрева, Е.С. Ларской и др. (1965, 1966), Е.А. Щерик (1970), И.П. Жабрева и др. (1971) указывается на широкое развитие в юрских отложениях растительных остатков и прослоев углей. Т.А. Ботнева (1972) отметила развитие гумусовой органики в этих породах. М.С. Гаджиев (1973) подчеркнул, что в меловых отложениях залежи газа установлены только по периферии Восточно-Кубанской впадины за пределами распространения верхнеюрской соли. Наконец, В.А. Чахмахчев (1970) определил, что состав конденсатов закономерно изменяется по восстанию слоев от ароматических к метановым, как бы трассируя направление газоконденсатного потока из Западно- и Восточно-Кубанских прогибов в пределы Ейско-Березанского района. Выше нами отмечалась аналогичная закономерность, установленная И.С. Старобинцем и др. (1971) для Средней Азии.

Следовательно, преимущественная газоносность Западного Предкавказья определяется, главным образом, тем, что основная юрская материнская толща была газопродуцирующей.

Равнинный Крым также является в основном газоносным. И хотя большинство газовых залежей приурочено к морским кайнозойским отложениям, неглубокое залегание которых предопределило их газоносность, но и здесь мезозойские породы содержат главным образом газ, а в них развиты угольно-континентальные толщи (Геология СССР, 1969).

Внешняя зона Предкарпатья известна повышенной газоносностью. Б.И. Мавевский (1972) отметил обильные включения растительной органики как в ниже-среднеюрских, так и в тортон-сарматских отложениях, связывая с ней наличие газа. В качестве подтверждения такого вывода он приводит следующую особенность: на северо-западе территории газовые скопления установлены в кайнозое и в мезозое, тогда как в юго-восточной части — они распространены только в сармате. Оказывается, что на последнем участке в мезозойском комплексе нет существенных угольно-растительных включений.

На образование газа за счет карбонизации растительных остатков во внешней зоне Предкарпатья указывали Н.Д. Елин (1972) и др.

Далее следует Восточный Внутренний бассейн (Австралия), где продуктивна в основном впадина Купер (рис. 5). Если обратиться к книге В.Б. Оленина (1969), то на приведенном в ней разрезе по рассматриваемому бассейну видно, что нефтегазоносность приурочена только к той его части, где распространены угольно-континентальные пермские отложения. В работе Дж. Брукса (1971) указывается на связь между степенью преобразованности углей перми и фазовым составом УВ. Жидких УВ нет в пределах площадей и глубин, где угли сильно метаморфизованы (углерода 88-89%). Здесь распространен только газ. При меньшем метаморфизме углей (80-85%) наряду с газом появляется и нефть.

Восточнее Восточного Внутреннего бассейна находится бассейн Боуэн-Сурат, являющийся преимущественно газоносным. В нижней части разреза его, особенно в пермских отложениях, широко развиты угольные толщи (Трейвс, 1972). Эти породы рассматриваются как газопродуцирующие, а юрские как нефтепродуцирующие.

В расположенном южнее бассейне Сидней, где в пермском комплексе также развиты угольные отложения, открыто первое газовое месторождение.

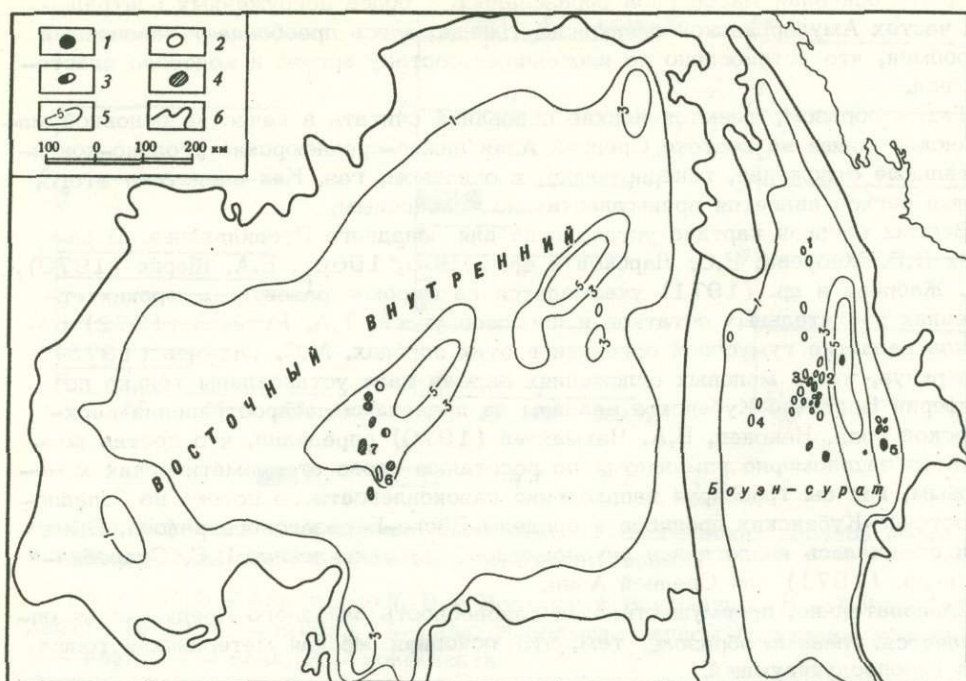


Рис. 5. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений регионов: Восточного Внутреннего и Боуэн-Сурата (по Н.А. Калинину, Р.Д. Родниковой и др., 1972, с дополнениями Л.В. Галимовой).

Месторождения: 1 - нефтяные; 2 - газовые; 3 - газонефтяные; 4 - газо-конденсатные; 5 - изогипсы поверхности фундамента, в км; 6 - границы регионов

Месторождения (цифры на карте): 1 - Арктурус; 2 - Пикендинни; 3 - Ричмонд; 4 - Бони-Крик; 5 - Муни; 6 - Муумба; 7 - Гиджелпа

Для Аквитанского региона характерна преимущественная газоносность южной части (впадина Адур) и нефтеносность северной (Аркашонская впадина) части (рис. 6). В работах зарубежных исследователей (Rodriguez, 1970, Robert, 1971; и др.) указывалось на то, что разрез припиренейской части впадины Адур начинается с угольно-континентальной пермо-карбоновой толщи и, что для района месторождений Лак, Русс-Мейон и других характерны с глубины 3-3,5 км очень высокие стадии катагенеза ОВ. Очевидно, эти два фактора и обусловили почти исключительную газоносность этой части региона.

В северной Аркашонской впадине обнаружены в основном залежи нефти, что, по-видимому, определяется отсутствием угольных толщ в разрезе, значительными перерывами и размывами отложений, недостаточно герметичными для газа покрывками и относительно невысоким катагенезом ОВ и УВ.

Также нефтегазонасытым является Западно-Сибирский мегабассейн. По работам ряда исследователей (Наливкин и др., 1967; Конторович и др., 1971; Гурари и др., 1972; и др.) известно, что нижне-среднеюрские, апт-альб-сеноманские отложения содержат преимущественно гумусовое, а верхнеюрские, неокомские-сапропелевое ОВ. Наличие как гумусовой, так и сапропелевой органики, достигших зрелых стадий катагенеза, привело к тому, что в этом мегабассейне много газа и нефти.

Аналогичные черты характерны и для Восточного Предкавказья-Мангышлака. В некоторых специальных исследованиях было установлено, что нижне-средне-

юрские отложения содержат преимущественно сапропелевое ОВ в Восточном Предкавказье и смешанное – гумусово-сапропелевое – в Мангышлаке. Триасовые отложения содержат везде главным образом сапропелевое ОВ (Окунькова, 1971; Белов, Жукова, 1971; Бурштар и др., 1972; Грибков и др., 1972). Преимущественно сапропелевый тип ОВ и привел к повышению нефтеносности региона.

Следующим в рассматриваемом ряду регионов является Внешний (северный) Галф Кост, где продуктивны в основном мезозойские отложения. Этот регион относится к числу тех немногих на молодых платформах, в пределах которых как в нижней части разреза, так и выше угольные толщи отсутствуют или развиты слабо. В данном регионе на фундаменте залегают красноцветные породы триаса или триас-нижней юры, выше соль верхней юры, а затем почти исключительно морские отложения. Наличие такого типа осадочной толщи, очевидно, предопределило повышенную нефтеносность региона.

Отсутствие угольных толщ, частые перерывы в осадконакоплении, размывы отложений, негерметичные для газа покрывки обусловили нефтеносность Англо-Парижского бассейна.

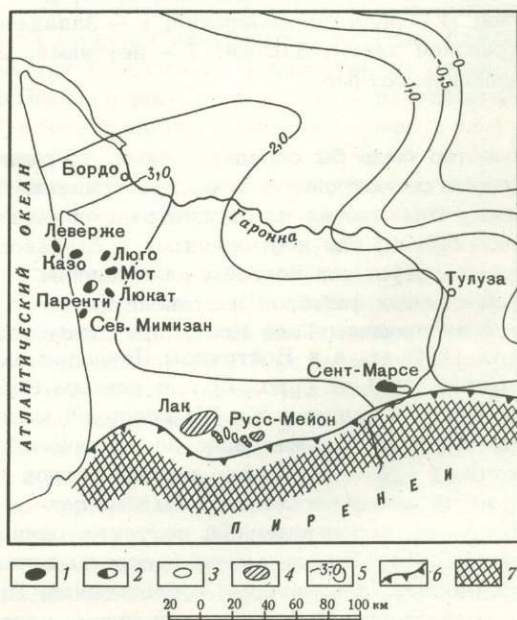
Определяющее влияние типа исходного ОВ на характер нефтегазоносности также отчетливо прослеживается на примере бассейнов Рейнского и Гипсленд (Австралия). Несмотря на геологическое сходство (тектонически оба являются грабенами со значительной нарушенностью осадочного чехла). Первый является преимущественно нефтеносным, а во втором преобладают запасы газа. В пределах первого угольных толщ нет, тогда как во втором большая нижняя часть разреза – от нижнего мела до эоцена включительно, представлена дельтовыми осадками со значительным количеством углей (Franklin, Clifton, 1971).

Таким образом, можно констатировать, что между типом исходного материнского ОВ и соотношением жидких и газообразных УВ в рассматриваемом ряду регионов отмечается повсеместная прямая связь. Такой везде прослеживаемой зависимости от других факторов не наблюдается, хотя несомненно, что особенности нефтегазоносности регионов являются конечным результатом совокупного действия многих причин. Коротко рассмотрим влияние главных из них.

Безусловно, что термобарические условия, катагенез ОВ и УВ играют большую роль в образовании и распределении нефти и газа. Однако, если они пов-

Рис. 6. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений Аквитанского региона

Месторождения: 1 – нефтяные; 2 – газонефтяные; 3 – газовые; 4 – газоконденсатные; 5 – изогипсы поверхности фундамента, в км; 6 – границы складчатой области; 7 – складчатые Пиренеи



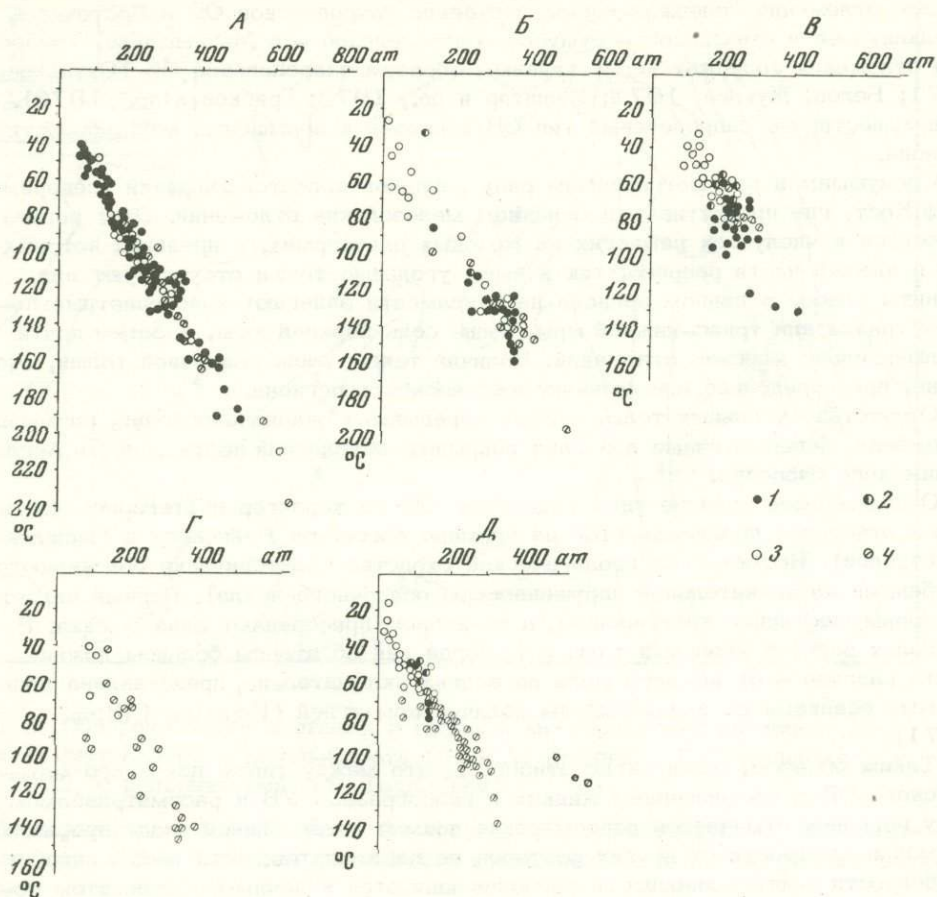


Рис. 7. Графики термобарических условий существования залежей УВ разного фазового состава в ряде регионов на молодых платформах

Регионы: А - Внешний Галф Кост; Б - Восточное Предкавказье - Мангышлак; В - Западно-Сибирский; Г - Западное Предкавказье; Д - восточная часть Туранской плиты, Залежи: 1 - нефтяные; 2 - газонефтяные; 3 - газовые; 4 - газоконденсатные

семестно были бы определяющими, то должны были быть близкие граничные условия существования и распространения УВ различного фазового состава. Между тем многие из рассмотренных регионов являются преимущественно или газоносными, или нефтеносными в одинаковых интервалах пластовых давлений и температур, или во всем разведанном разрезе отложений вне зависимости от указанных факторов и степени катагенеза ОВ и УВ. Жидкие УВ вырождаются во внешнем Галф Косте при пластовой температуре около 200°C и давлении 600 ат, а в Восточном Предкавказье при температуре 150-160°C и давлении 400 ат (рис. 7). По данным В.И. Ермакова (1972), в Западном и Восточном Предкавказье ОВ основной материнской толщи ниже-среднеюрских отложений метаморфизовано до одинаковой стадии - от длиннопламенной до коксовой (ДГЖК). Однако первый регион является преимущественно газоносным, а второй - нефтеносным. В Мангышлаке и Центральных Каракумах катагенез ОВ тех же пород меньший, но также одинаковый - от буроугольной до жирной (БДГЖ). Тем не менее в первом случае территория главным образом нефтеносная, а во втором - газоносная. Примеры подобного рода можно было бы продолжить. Несомненно, значение рассмотренных факторов велико, но ча-

сто между ними и характером нефтегазоносности не обнаруживается прямой связи.

Еще один фактор. Некоторые исследователи установили, что в локальных структурах раннего образования сосредоточены залежи нефти, а позднего — газа. Поэтому одни регионы преимущественно нефтеносные, другие газоносные. В последнем случае имеется в виду, что преимущественная газоносность недр обусловлена тем, что молодыми структурами улавливаются УВ наиболее поздних стадий катагенеза ОВ, т.е. в основном, газообразные. УВ более ранних стадий катагенеза ОВ, в том числе жидкие, ввиду отсутствия ловушек рассеялись. Однако, если нефть не улавливается, то она мигрирует в приподнятые периферийные участки бассейна, где подвергается, обычно, разрушению, но остается в виде залежей асфальтов, битумов и др. Почти ни в одном из рассмотренных преимущественно газоносных регионов сколь-либо значительных залежей асфальтов и других остатков от нефти не установлено.

Влияние другого фактора — покрышек — бывает весьма значительным. Недостаточно герметичные покрышки могут привести к дегазации недр и поэтому к преимущественной нефтеносности территории (что, по-видимому, имеет место в центральных районах Западной Сибири, в Рейнском грабене и др.). Но, если регион преимущественно газоносен (а таких большинство на молодых платформах) и, стало быть, покрышки надежны для газа, то они должны были удержать и нефть. И, если в этих регионах нефти мало, то не в покрышках дело.

Следующий фактор — диффузия газа, очевидно, существенно влияет на нефтегазоносность территории. Однако, она прежде всего приводит к дегазации недр, к повышению роли нефти. Между тем, на молодых платформах большая часть регионов в основном газоносна.

В.И. Ермаков (1972) считает, что особенности нефтегазоносности являются прямой функцией количества и степени катагенеза угольных толщ нижне-средней юры. Он приводит данные о том, что повсеместно на молодых платформах СССР угленосные толщи характеризуются близким составом, являются, по большей части, озерными, аллювиальными, прибрежно-морскими, и поэтому содержат много сапропелевой органики. Одинаковый состав и степень катагенеза углей должны были бы привести к сходному характеру нефтегазоносности территорий. Однако при близком катагенезе ОВ в Западном и Восточном Предкавказье эти регионы различны по особенностям нефтегазоносности. То же самое следует и из сравнения Мангышлака и Центральных Каракумов. Кроме того, в ряде специальных исследований установлено, что угольно-континентальные отложения нижне-средней юры на молодых платформах СССР не одинакового состава: в одних случаях содержат повышенное количество сапропелевого ОВ (Восточное Предкавказье, Мангышлак и др.), а в других — превалирует гумусовое ОВ (Восточная часть Туранской плиты, Западная Сибирь и др.) при стадиях катагенеза ОВ не выше жирной.

Роль угольных толщ при образовании УВ на молодых платформах велика, но далеко не повсеместно особенности нефтегазоносности определяются только этим фактором.

Таким образом, наблюдаемое отношение жидких и газообразных УВ на молодых платформах обусловлено совокупным действием многих факторов, но прежде всего зависит от доли участия в продуцирующих породах различного типа ОВ.

Этот фактор влияет не только на соотношение, но и на распределение нефти и газа. На рис. 1 приведены данные о преобладающем типе скоплений УВ в километровых интервалах разреза в разных регионах. Глубинная зональность распределения залежей УВ обнаруживает связь с типом ОВ. В тех регионах, где гумусовое ОВ было определяющим в образовании УВ, там залежи газа либо превалируют во всем разрезе, либо на средних глубинах преобладают скопления газоконденсата. Так как гумусовое ОВ генерирует мало нефти, а больше газа, то жидкие УВ после эмиграции из материнских толщ часто растворяются в газе. Отсюда — главной зоне нефтеобразования при гумусовом ОВ соответствуют, по большей части, залежи газоконденсата.

В регионах, где сапропелевое ОВ играло большую роль в образовании УВ, наблюдается классический ряд глубинного распределения залежей: вверху газ, ниже нефть, далее газоконденсат, который глубже должен смениться газом (см. рис. 1).

Тип исходной органики определяет и характер размещения разведанных геологических запасов нефти и газа (см. рис. 2-4). В преимущественно газоносных регионах, где материнские отложения содержат главным образом гумусовое ОВ, основная часть запасов газа приурочена к глубинам более 2 км. Это газ средней и, главным образом, поздней стадии катагенеза ОВ, поскольку при метаморфизме углей максимальный выход метана приходится на наивысшие стадии углефикации (Козлов, Токарев, 1961; Colombo A.O. 1970; и др.). Коломбо и другие исследователи считают, что более трети метанового газа образуется на антрацитовой стадии, а, по данным В.П. Козлова, Л.В. Токарева (1961), две трети его приходится на стадии от коксовой до антрацитовой. Таких стадий метаморфизма ОВ достигает в наиболее глубоких частях впадин. Материалы Г.И. Теплинского (1973) по изотопному составу углерода метана по восточной части Средней Азии (повсеместный утяжеленный состав) подтверждают вывод о том, что основная масса газа образовалась в глубоких частях впадин. Отсюда и тяготение основной массы газа к глубинам более 2 км.

В этих регионах основная часть запасов нефти концентрируется на глубинах до 2 км. По данным И.С. Старобинца и др. (1971), эта нефть нередко представляет собой выпавший из раствора конденсат. Приуроченность нефти к глубинам до 2 км в данном случае понятна, так как при миграции газоконденсатного раствора наибольшее количество конденсата выпадает в области наименьших пластовых давлений.

В регионах (см. рис. 2-4), где значение сапропелевого ОВ в образовании УВ велико, основная часть запасов нефти преимущественно сосредоточена в интервале 1-3 км, что, с нашей точки зрения, определяется главным образом, соотносимыми (2-4 км) глубинами проявления главной фазы нефтеобразования в мезозойских отложениях (Раабен, Черников, 1973). В этих регионах большая часть запасов газа приурочена также к другому интервалу, чем в ранее рассмотренных, а именно - к глубинам до 2 км. Газ представляет собой смесь газов в большей степени ранней и в меньшей - средней стадий катагенеза ОВ (Алексеев и др., 1972; Ермаков, 1972; и др.). Сохранность значительных масс газа на этой небольшой глубине обусловлена молодостью их генерации и аккумуляции, хорошими глинистыми покрывками (большим количеством набухающих минералов) и поэтому относительно небольшими масштабами рассеивания газа.

Имеющиеся в настоящее время данные допускают наличие значительного количества газа, образующегося из сапропелевого ОВ и, по-видимому, накапливающегося на больших глубинах (последние на молодых платформах еще очень слабо разведаны). Тем самым при сапропелевом ОВ основных материнских толщ в регионе могут быть две глубинные зоны концентрации запасов газа - верхняя и нижняя, тогда как для гумусового ОВ - главным образом, нижняя.

Выше были рассмотрены регионы, характеризующиеся определенной глубинной зональностью распределения нефти и газа. Однако известны молодые платформы со стратиграфической расчлененностью интервалов газо- и нефтеобразования и аккумуляции. Это - Северо-Европейский или Североморско-Германский регион. Здесь газ приурочен к толще пород от верхнего карбона до триаса, а нефть - к двум верхним интервалам - верхней юре - нижнему мелу и к породам в зоне контакта мезозоя и кайнозоя (рис. 8).

Во многих работах было установлено, что преимущественная газоносность нижнего продуктивного комплекса обусловлена тем, что основной материнский толщей были угольно-континентальные отложения верхнего карбона. В настоящее время имеются некоторые новые данные, подтверждающие этот вывод. В рассматриваемом комплексе пород, газовые скопления установлены в юго-

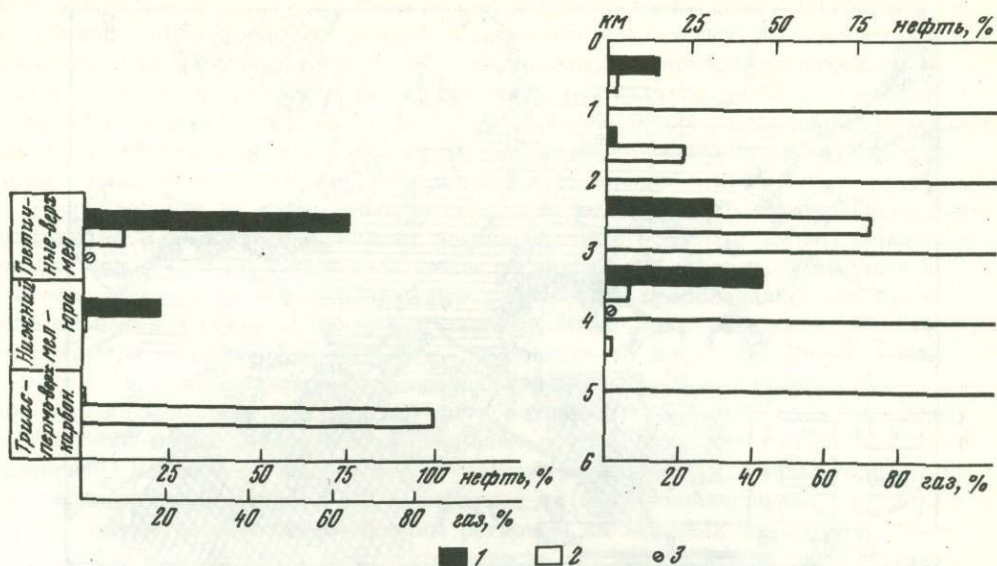


Рис. 8. Статиграфическое и глубинное размещение разведанных геологических запасов нефти, газа и конденсата в Северо-Европейском регионе

Запасы (в %): 1 - нефти; 2 - газа; 3 - небольшие запасы конденсата (показаны условно)

западной части региона, где распространена угольная толща карбона. В северо-восточной части, где ее нет, там обнаружены только залежи нефти (рис. 9). Кроме того, породы от карбона до триаса газоносны только там, где в цехштейне происходит замещение большей части каменной соли доломитом, где весь комплекс отложений значительно нарушен (рис. 10). Северо-западнее, где цехштейн представлен мощной слабонарушенной толщей соли, залежи газа установлены только в ротлигендесе непосредственно под соленосной покрывкой. Ротлигендес сложен песчано-конгломератовой толщей и как генерирующие УВ отложения исключается. Следовательно, источник газа находится ниже. Непосредственно глубже располагается угольная толща верхнего карбона.

Важно подчеркнуть также следующее обстоятельство: основная часть запасов газа в этом продуктивном комплексе приурочена к глубинам более 2 км (см. рис. 8). Подобная закономерность, как указывалось выше, характерна для регионов, где газ угольного происхождения. Данные по этому региону лишней раз подтверждают наличие подобной закономерности, а также и основную ее причину: максимум метанового газа генерирует угольная толща, претерпевшая высшие стадии катагенеза. Это следует, в частности, из работы (Robert, 1971), в которой приводятся данные о приуроченности залежей газа к зоне повышенного катагенеза пород верхнего карбона и о том, что наиболее сильный катагенез материнская угольная толща верхнего карбона претерпела в секторе ФРГ Северного моря, примерно в 30 км от гигантского месторождения Гронинген. Именно в этом районе и сосредоточено наибольшее количество газа рассматриваемого региона.

Преимущественная нефтеносность мезозойских и кайнозойских отложений прежде всего определяется сапропелевым типом ОВ материнских толщ ("посидониевый сланец" лейаса и др.).

Весьма специфическими чертами как тектонического развития, так и нефтегазоносности отличается Внутренний (желоб) Галф Кост. Это область глубочайшего погружения земной коры в кайнозойское время. Фундамент находится

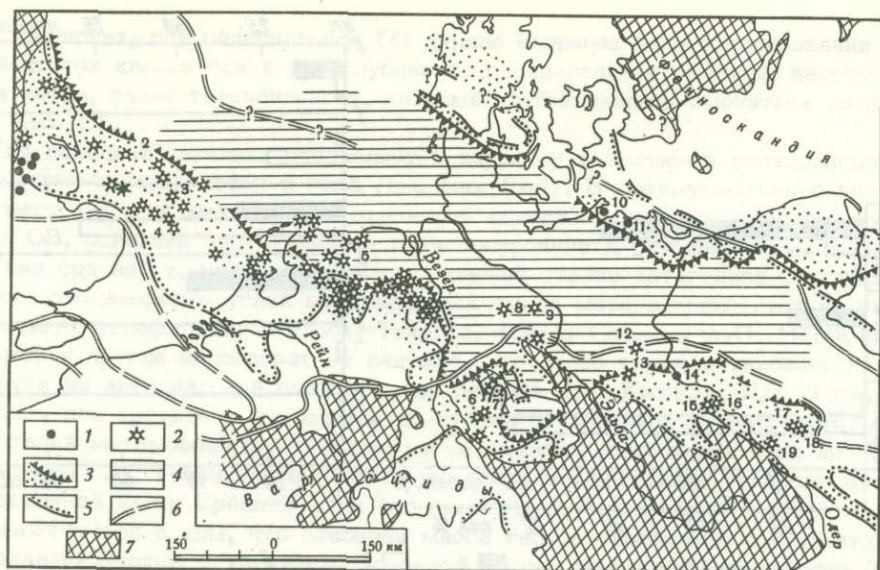


Рис. 9. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений нижнего продуктивного комплекса в Северо-Европейском регионе (Boigk, Stahe, 1970)

Месторождения: 1 - нефтяные; 2 - газовые. Границы распространения: 3 - главного доломита; 4 - воющего сланца; 5 - ротлигендеса; 6 - верхнего карбона; 7 - выходы пород древнее цехштейна.

Месторождения: 1 - Эск-Дейл; 2 - Вест-Соул; 3 - Индифетигейбл; 4 - Леман; 5 - Гронинген; 6 - Мюльхаузен; 7 - Фолькенрода; 8 - Банзен; 9 - Вустров; 10 - Бертельсхаген; 11 - Райнкенхаген; 12 - Рюдерсдорф; 13 - Штаакен; 14 - Шонфельд; 15 - Нойзальц; 16 - Д. Вартенберг; 17 - Бертельсдорф; 18 - Тархалы; 19 - Требниц

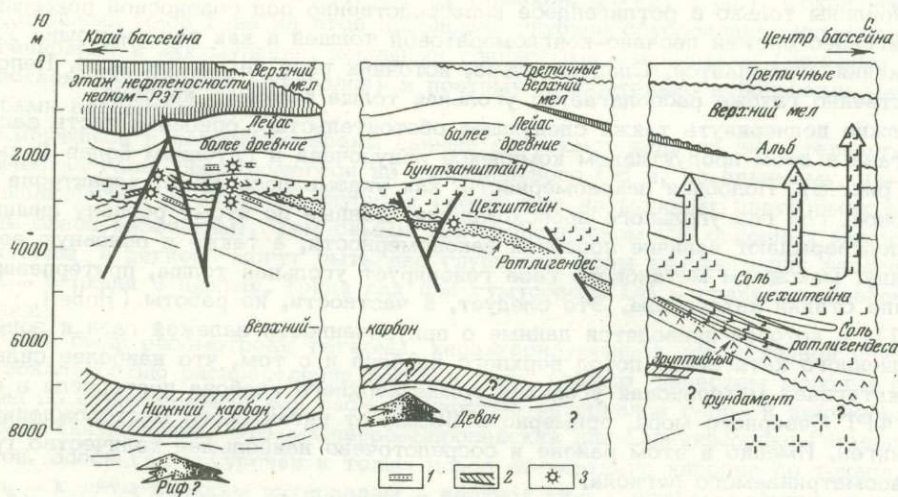


Рис. 10. Схема распределения залежей газа в нижнем продуктивном комплексе Северо-Европейского региона (Boigk, 1971)

1 - песчаники ротлигендеса; 2 - главный доломит; 3 - залежи газа

на глубине до 20–25 км. Только неогеновых отложений здесь накопилось около 10 км. Кроме того, это область накопления уникальных по мощности дельтовых осадков, которые по простиранию переходят в прибрежно-морские, а также переслаиваются последними. В дельты рек с суши сносится большое количество растительных остатков, гумусовое ОВ которых генерирует в основном газ. Эти условия привели к тому, что в кайнозойских отложениях здесь образовалось повышенное количество газа в сравнении с нефтью.

Распределение по глубине основных типов залежей УВ в этом регионе следующее: до 2,5–3 км преобладают нефтяные, ниже – до 6,5 км – газоконденсатные (рис. 1, 11). Осадочный чехол до глубины 3 км сильно нарушен и поэтому значительно дегазирован. Это и привело к преобладанию залежей и запасов нефти в верхнем интервале разреза. Ниже 3 км распространена хорошо закрытая зона, что, в частности, отмечается по широко развитым здесь аномально высоким пластovým давлениям (АВПД). Большое превышение объемов образовавшегося газа над нефтью в условиях АВПД привело к массовому растворению нефти в газе и к образованию преимущественно газоконденсатных скоплений. На рис. 11 видно, что с глубины развития АВПД происходит смена основных типов залежей УВ – нефтяных на газоконденсатные.

Еще одним весьма специфическим регионом на молодых платформах является Северо-Аляскинский. Нефтегазоносность его еще слабо изучена. "Лицо" этой территории определяет гигантское газонефтяное месторождение Прудобей (рис. 12–14). В его пределах залежи нефти и газа приурочены к зоне крупного размыва (где нижнемеловые отложения залегают на различных комплексах вплоть до нижнего карбона) и находятся в породах нижнего мела, пермо-триаса и карбона. Все залежи УВ стратиграфического типа. Помимо этой специфической черты имеются и другие, которые позволяют нам высказать соображение об основных условиях формирования этого месторождения. Нефти всех залежей тяжелые, удельного веса 0,890–0,915, несмотря на то, что термобарические условия их существования довольно жесткие: пластовая температура около 100°C, давление 300 ат. Над нефтью в основных залежах установлены огромные газовые шапки с общими запасами порядка 500 млрд м³. Несомненно, газовые шапки могли образоваться в зоне крупного нижнемелового размыва относительно недавно – после отложения мезозойских пород, ко-

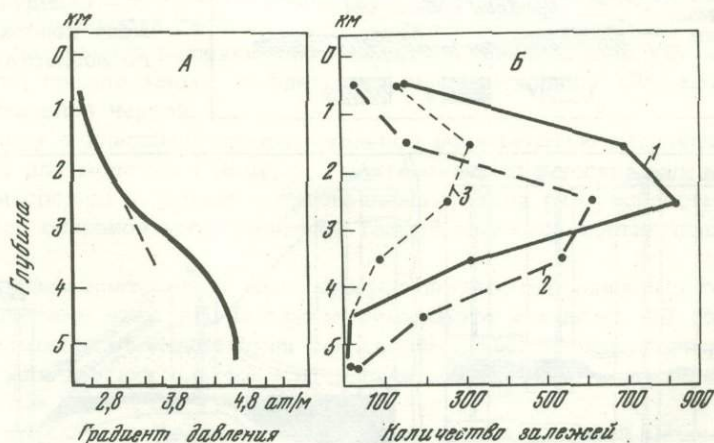


Рис. 11. Графики глубинного распределения пластовых давлений и залежей нефти, газа и газоконденсата во Внутреннем Галф Косте

А – пластовые давления; Б – залежи: 1 – нефтяные, 2 – газоконденсатные, 3 – газовые

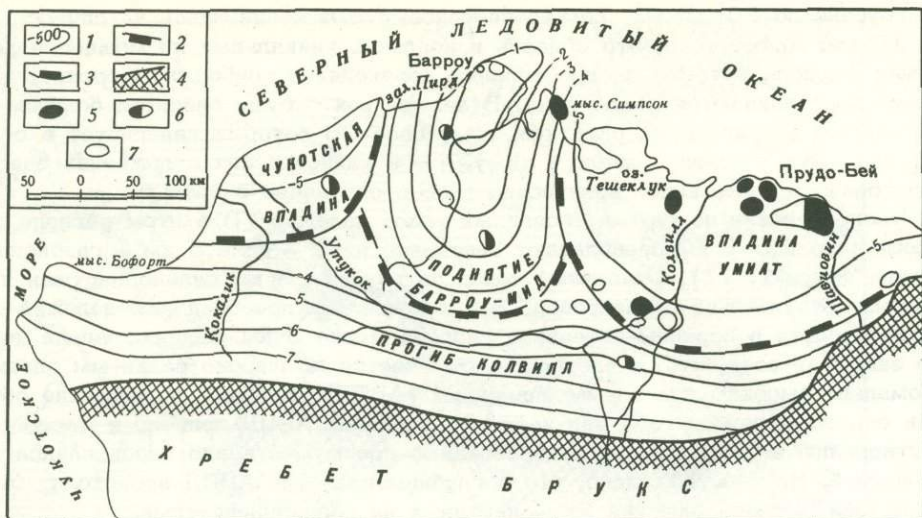


Рис. 12. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений Северо-Аляскинского региона

1 - изогипсы поверхности фундамента; Границы структурных элементов: 2 - положительных; 3 - отрицательных; 4 - складчатая область
Месторождения: 5 - нефтяные; 6 - газонефтяные; 7 - газовые

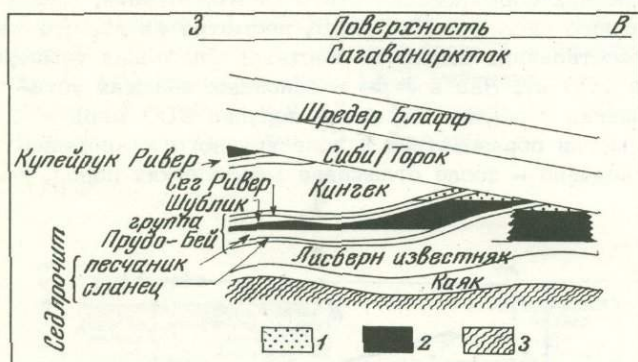


Рис. 13. Схематический геологический профиль газонефтяного месторождения Прудо-Бей (A Look... , 1970)

1 - газ; 2 - нефть; 3 - складчатый фундамент доверхнедевонского возраста

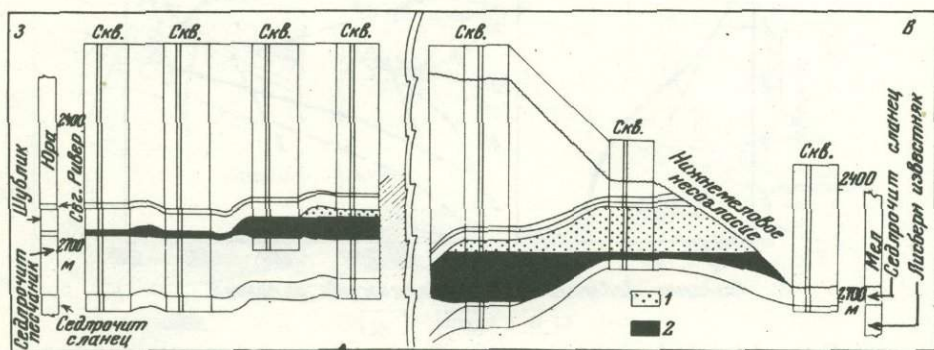


Рис. 14. Схематический профиль газонефтяного месторождения Прудо-Бей (Prudhoe Bay... , 1971)

1 - газ; 2 - нефть

торые являются экраном. Тяжелые нефти всех залежей, находящиеся в несоответствии с довольно жесткими термобарическими условиями, приуроченные к зоне размыва, могут представлять собой остатки скоплений УВ, образовавшихся до нижнемелового размыва.

Все приведенные данные позволяют авторам придти к выводу о том, что при формировании этого месторождения было два основных этапа генерации и аккумуляции УВ. При первом, значительно погруженные морские палеозойские отложения генерировали и нефть и газ, и в Прудо-Бей образовались первичные залежи УВ. В результате подъема и размыва в нижнемеловое время эти залежи были сильно разрушены, осталась тяжелая нефть в той части древней ловушки, которая сохранилась в настоящее время в виде структурного носа. При повторном погружении в мезозойско-кайнозойское время палеозойские материнские породы генерировали уже преимущественно газ, так как сапропелевые ОВ, пройдя главную зону нефтеобразования, становится главным образом газопroduцирующим. Громадные газовые шапки сформировались в кайнозойское время.

На основании изложенного можно сделать следующие основные выводы об особенностях нефтегазоносности молодых платформ мира.

1. В пределах молодых платформ преобладают преимущественно газоносные регионы. Реже встречаются нефтегазоносные, причем в некоторых из них запасы газа значительны и преобладают над запасами нефти. Менее характерны нефтеносные регионы.

2. Примерно 50% разведанных запасов газа в мире приурочено к молодым платформам.

3. Повышенная газоносность молодых платформ обусловлена главным образом тем, что в интервале от позднекаменноугольного до раннемелового времени имело место глобальное накопление континентально-угольных толщ. Формационный ряд осадочного чехла молодых платформ таков, что газогенерирующие угольные толщ этого этапа накопления находятся в нижних частях разреза (чего нет на древних платформах), что определяется эволюцией органического мира на Земле, выходом в массу растений на сушу с каменноугольного времени. Приуроченность угольных толщ к нижней части осадочного чехла вызвало высокий их катагенез и, как следствие, максимальную генерацию метанового газа. Необходимо также подчеркнуть, что угольные отложения на молодых платформах часто перекрываются гидрохимическими, что во многом способствует сохранности газа.

4. Соотношение и распределение жидких и газообразных УВ на молодых платформах, прежде всего, определяется типом исходного ОВ, что является их отличительной чертой.

5. Наряду с классической вертикальной зональностью распределения залежей УВ, для молодых платформ характерен специфический ряд: сверху и внизу газ, на средних глубинах — газоконденсат. Этот ряд распространен на платформах, где основной продуцирующей толщей являются континентально-угольные отложения.

6. Молодым платформам чаще присущи полные вертикальные генерационно-аккумуляционные ряды УВ. В случае гумусового исходного ОВ (сверху вниз): газ — газоконденсат — газ. Если сапропелевое ОВ, то газ, нефть, газоконденсат, газ. Для древних платформ и складчатых зон чаще характерны усеченные вертикальные ряды УВ.

7. По глубинному положению зон концентрации основной массы (запасов) газа на молодых платформах выделяются два типа регионов: первый — где в образовании газа основную роль играет гумусовое ОВ и где большая часть запасов газа концентрируется на глубинах более 2 км, и второй, где сапропелевое ОВ играет главную роль. Там сосредоточена большая часть запасов газа на глубинах до 2 км и возможна вторая глубинная зона (ниже 4–5 км) его концентрации.

Геоструктурный элемент	Молодые платформы						
	Галф Кост		Молас-совый	Аквитанский	Западное Предкавказье	Восточное Предкавказье	Северо-Европейский
Регион	Внешний	Внутрен.					
Предуп. Глуб.-отк. вына в км	Mz	Kz	Kz	Mz	Mz	Mz	Pz
4-5							
5-6							
6-7							
7-8							

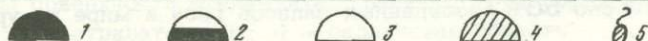


Рис. 15. Распределение различных типов залежей УВ на глубинах более 4 км на молодых платформах

Залежи: 1 - нефтяные; 2 - газонефтяные; 3 - газовые; 4 - газоконденсатные; 5 - притоки газоконденсата в отдельных скважинах. Частота встречаемости залежей определяется величиной условного обозначения

8. Крупные запасы нефти характерны для тех молодых платформ, где большую роль в образовании УВ играет сапропелевое ОВ, а газа, где много гумусовой органики.

9. На больших глубинах (более 4 км) в пределах молодых платформ (рис. 15) чаще распространены либо газовые, либо газоконденсатные залежи (причем встречаются крупные по запасам - до 100 млрд м³ - Русс-Мейон и др.). В регионах, для которых типичны такого типа залежи УВ, большую роль в их образовании играет гумусовая органика. Там, где преобладающее значение приобретает сапропелевое ОВ, распространены, а иногда и преобладают до 6 км нефтяные скопления (Внешний Галф Кост).

Литература

- Алексеев Ф.А., Лебедев В.С., Крылова Т.А. Изотопный состав углерода газообразных углеводородов и условия образования залежей природного газа. - Сов. геология, 1972, № 4.
- Белов Е.В., Жукова А.В. К вопросу о природе и степени метаморфизма органического вещества мезозойских отложений Южного Мангышлака. - Труды ВНИГРИ, 1971, вып. 294^а.
- Ботнева Т.А. Цикличность процессов нефтегазообразования. М., "Недра", 1972.
- Брод И.О., Васильев В.Г., Высоцкий И.В. и др. Нефтегазоносные бассейны земного шара. М., "Недра", 1965.
- Бурштар М.С., Бизнигаев А.Д. Образование и размещение залежей нефти и газа в платформенных условиях. М., "Недра", 1969.
- Бурштар М.С., Родионова К.Ф., Милешина А.Г. и др. Геологические особенности пород и нефтей триаса Восточного Предкавказья. - Труды ВНИГНИ, 1972, вып. 120.

- Васильев В.Г., Ермаков В.И., Елин Н.Д. и др. Перспективы поисков газовых месторождений в угленосных толщах Советского Союза. Темат. науч.-техн. обзор. М., изд. ВНИИЭГазпром, 1971.
- Васильев В.Г., Кузьмина О.А., Тиман А.Ф. и др. Восточные районы Среднеазиатской платформы — мощная сырьевая база развития газовой промышленности. — Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1972, № 3.
- Гаджиев М.С. Геологические условия и перспективы газоносности зон стратиграфического несогласия мезозойских отложений Восточно-Кубанской впадины. — Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1973, № 2.
- Геологические условия и основные закономерности размещения скоплений нефти и газа в пределах эпигерцинской платформы юга СССР, т. 1. Под ред. А.А. Бакирова. М., Гостоптехиздат, 1963.
- Геология СССР, т. VIII, ч. 1. Крым. М., "Недра", 1969.
- Грибков В.В., Иванцова В.В., Каплан З.Г. и др. Твердые углеводороды нефтей как один из показателей условий формирования месторождений нефти (на примере месторождений Мангышлака). — Геология нефти и газа, 1972, № 5.
- Гурари Ф.Г., Гурова Г.И., Конторович А.Э. и др. Главные факторы формирования и размещения залежей нефти и газа в мезозойских терригенных отложениях Западно-Сибирской провинции. Междунар. геол. конгр. XXIV сессия, Докл. сов. геологов, Проблема 5. М., "Наука", 1972.
- Данов А.В., Поливанова А.И. Условия формирования и закономерности размещения газовых и нефтяных месторождений в мезозойских отложениях Восточного Предкавказья и западных областей Средней Азии. — В кн. "Генезис нефти". М., "Недра", 1967.
- Елин Н.Д. Роль угленосных отложений палеозоя в формировании газовых месторождений Предкарпатья. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1972, № 2.
- Ермаков В.И. Особенности образования и накопления природного газа в угленосных формациях. М., изд. ВИЭМС, 1972.
- Ермошкин В.И., Муравьева О.В. К вопросу о роли практически непроницаемых толщ (покрышек) в процессе регионального нефтегазоаккумуляции и их классификация. — В сб. "Новое в геологическом строении и нефтегазоносности некоторых районов СССР". М., изд. ЦНИИТЭНефтегаз, 1965.
- Жабров Д.В., Ларская Е.С. Влияние термодинамических условий на преобразование рассеянного органического вещества в осадочных породах. — Геология нефти и газа, 1965, № 8.
- Жабров Д.В., Ларская Е.С., Носов Г.И. и др. Нефтематеринские свиты Западного Предкавказья. — Труды ВНИГНИ, 1966, вып. 55.
- Жабров И.П., Мерзленко Ю.Ф., Бурштар М.С. и др. Перспективы открытия новых месторождений нефти и газа на Северном Кавказе. — Геология нефти и газа, 1971, № 5.
- Калинко М.К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М., "Недра", 1964.
- Козлов В.П., Токарев Л.В. Масштабы газообразования в осадочных толщах (на примере Донецкого бассейна). — Сов. геология, 1961, № 7.
- Конторович А.Э., Полякова И.Д., Фомичев А.С. Закономерности накопления органического вещества в древних осадочных толщах (на примере мезозойских отложений Сибири). — Литология и полезные ископаемые, 1971, № 6.
- Лебзин Е.В., Готгильф А.В. Соляно-гипсо-ангидритовая толща верхней юры и ее влияние на размещение залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Узбекистана и Таджикистана. — В сб. "Геология нефтяных и газовых месторождений Урало-Поволжья, Кавказа и Средней Азии". М., "Недра", 1966.
- Маевский Б.И. О формировании и пространственном размещении залежей газа и нефти внешней зоны Предкарпатского прогиба. — Нефтегазовая геология и геофизика, экспресс-информ., 1972, № 9.
- Наливкин В.Д., Дедеев В.Д., Иванцова В.В. и др. Сравнительный анализ нефтегазоносности и тектоники Западно-Сибирской и Турано-Скифской плит. — Труды ВНИГРИ, 1965, вып. 236.
- Наливкин В.Д., Евсеев Г.П., Кругликов Н.М. и др. Роль различных факторов в формировании и размещении нефтяных и газовых месторождений на молодых платформах СССР. — Труды ВНИГРИ, 1967, вып. 259.
- Наливкин В.Д., Евсеев Г.П., Зеличенко И.А. и др. Роль процессов преобразования органического вещества и нефтей в распределении нефтяных и газовых залежей Западной Сибири. — Геология нефти и газа, 1969, № 9.
- Окунькова Ф.Е. Минералогическо-петрографические критерии нефтегазоносности пород (на примере районов Восточного Предкавказья). — Труды ВНИГНИ, 1971, вып. 98.

- Оленин В.Б. Новый нефтегазоносный континент, М., "Недра", 1969.
- Печерников В.В., Титкова С.Н. Геохимические особенности свободных и растворенных газов мезозойских отложений Амударьинской синеклизы. — Геология нефти и газа, 1971, № 7.
- Раабен В.Ф., Черников К.А. Условия проявления главной фазы нефтеобразования и распределение углеводородов в разновозрастных породах. — Изв. АН СССР, серия геол., 1973, № 7.
- Старобинец И.С., Чапала И.Д. О прогнозе потенциальных ресурсов конденсатов и нефтей по геохимическим данным (на примере Западного Узбекистана и Восточной Туркмении). — Геология нефти и газа, 1971, № 3.
- Табасаранский З.А. Условия формирования залежей нефти и газа в пределах эпигерцинской платформы юга СССР и сопредельных районов. Автореф. докт. дисс. М., 1969.
- Теплинский Г.И. Применение стабильных изотопов углерода, водорода и аргона в изучении условий формирования залежей углеводородов Амударьинской нефтегазоносной области. Автореф. канд. дисс. М., 1973.
- Трейвс Д.М. Стратиграфические ловушки на площади Рома (Австралия). — Стратиграфические ловушки, Материалы VIII Мирового нефтяного конгресса, М., 1972.
- Туранов В.А., Тиньков С.Д. Значение региональных покровов в формировании крупных зон скопления нефти и газа в пределах Туранской плиты. — Труды МИНХ и ГП, 1969, вып. 73.
- Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа (на примере Западно-Сибирской и других эпигерцинских плит СССР). М., "Недра", 1969.
- Чухмахчев В.А. Некоторые особенности геохимии газоконденсатных залежей в связи с изучением процессов миграции. — В сб. "Закономерности формирования и размещения месторождений нефти и газа". Материалы семинара СЭВ, М., "Недра", 1970.
- Четверикова О.П., Родионова К.Ф., Викторова Н.С. Рассеянное органическое вещество среднеюрских отложений запада Средней Азии. — Труды ВНИГНИ, 1971, вып. 98.
- Щерик Е.А. Тектоническое районирование платформенной области Предкавказья по историко-динамическому принципу и оценка перспектив ее нефтегазоносности. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1970.
- Эллерн С.С. Некоторые особенности строения молодых платформ (плит) и закономерности размещения на них залежей нефти и газа. — В сб. "Вопросы геологии и нефтегазоносности Среднего Поволжья", вып. II-III, Казань, 1970.
- Boigk H., Stahl W. Zum problem der entstehung nordwestdeutscher erdgaslagerstätten. — Erdöl und Kohle, 1970, vol. 23, N 6.
- Boigk H. Wo steht die erdöl und erdgasexploration in der Bundesrepublik Deutschland heute? — Erdöl und Kohle, 1971, vol. 24, N 5.
- Brooks J.D. The natural conversion of oil to gas in sediments in the Cooper basin. — Apea journal, 1971, vol. 11, N 1.
- Colombo V., Gazzarrini F. a.o. Carbon isotope study on methane from german coal deposits. Advances in organic geochemistry. Proceeding of third Intern. Conference, 1970.
- Franklin E.H., Clifton B.B. Habitat field, southeastern Australia. — AAPG, 1971, v. 55, N 8.
- A Look at Prudhoe Bay geology. — Petrol. Engineer Intern. 1970, v. 42, N 1.
- Prudhoe Bay data are revealed at Alaskan hearing for first time. — Oil and Gas J., 1971, v. 69, N 21.
- Robert P. Stude petrographique des matieres organiques insolubles pur la mesure de leur pouvoir reflecteur. — Review Inst. franç. petrole, 1971, v. 26, N 2.
- Rodriguez G. Les nouvelles d'Couvertes de gar naturel dans la region de Pau. — Genil.Civil., 1970, v. 174, N 1.
- Rower P.E., Devine S.B. Surat basin, Australia — subsurface stratigraphy, history and petroleum. — AAPG, 1970, v. 54, N 12.

А. Г. Алексин, А. М. Бриндзинский, Н. А. Еременко, К. Н. Кравченко,
Л. П. Климушина, С. П. Максимов, В. Е. Орел, Ф. К. Салманов
(ИГ и РГИ, ВНИГНИ, ВНИИГАЗ, Главтюменьгеология)

НАПРАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ НА МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМАХ

При определении направлений геологоразведочных работ на нефть и газ на молодых платформах должны быть приняты во внимание прежде всего фактическое размещение на них залежей нефти и газа и те особенности их геологического строения, которые имеют определяющее значение для размещения региональных зон нефтегазонакопления. К числу главных особенностей можно отнести следующие.

1. Гетерогенное строение и разновозрастность фундамента молодых платформ, отраженные в главных чертах строения "промежуточной" серии и платформенного чехла (Яншин, 1965). В составе фундамента выделяются древние, преимущественно допалеозойские стабильные глыбы изометрических очертаний и разделяющие их более молодые и подвижные линейные зоны. В осадочном чехле первые образуют антеклизы и синеклизы, вторые — гряды и желоба. Сложная картина распределения зон и областей нефте- и газонакопления с резко меняющейся в плане концентрацией ресурсов нефти и газа, характерная для молодых платформ, в значительной мере объясняется гетерогенностью строения их фундамента и унаследованностью его структур платформенным чехлом.

2. Широкое развитие на молодых платформах так называемой "промежуточной" серии, отделяющей платформенный чехол от консолидированного фундамента. Относительно пониженный метаморфизм терригенных пород "промежуточной" серии и в меньшей степени фундамента, в связи с близостью времени его складчатости и началом формирования чехла (Гарецкий, 1972).

3. Преобладающий линейный характер главных тектонических элементов и геофизических полей молодых платформ, который определяется сетью разломов (в том числе сдвигового характера), разбивающих их на блоки разных размеров (Бакиров и др., 1970; Фотиади и др., 1971; Маркевич, Афанасьев, 1972). Ограничение Скифской и Туранской плит Альпийской складчатой областью, что сопровождается в большинстве мест полноразвитыми краевыми прогибами, придает региональной структуре осадочного чехла плит определенную асимметричность и ярко выраженную линейность (Крылов, 1971). В обрамлении Западно-Сибирской плиты нет районов с геосинклинальным развитием, одновозрастным или более молодым, чем ее платформенный чехол (Нестеров, 1969). Максимальное прогибание плиты приурочено к ее осевой меридиональной зоне, что создает симметричный рисунок региональной структуры чехла и зон нефтегазонакопления.

4. Ведущая роль юрских и меловых отложений в составе платформенного чехла молодых платформ, присущая этим отложениям четкая литологическая дифференциация. Лучшие, наиболее выдержанные на значительной площади сочетания коллекторов и покрышек свойственны средним горизонтам чехла среднеюрским — палеогеновым отложениям, с которыми связаны основные ресурсы нефти и газа.

5. Большое значение новейшего, олигоцен-антропогенового этапа в формировании региональных и локальных структурных форм и связанных с ними месторождений нефти и газа на молодых платформах. Высота новейших региональных структурных форм на Центрально-Евро-Азиатской молодой платформе в пять раз больше, чем на Восточно-Европейской древней. Средняя доля новейшего этапа в создании общей амплитуды региональных структур чехла в южной части Цен-

трально-Евро-Азиатской платформы составляет 37%, увеличиваясь от 30% на Туранской плите до 51% — на Скифской плите (Кравченко и др., 1973). Существенно меньшие величины свойственны южной половине Западно-Сибирской плиты. Однако на северной ее половине они также увеличиваются до 40-45% (Рудкевич, 1969, 1971).

ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА В ВЕРТИКАЛЬНОМ РАЗРЕЗЕ МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ

Фундамент

В фундаменте молодых платформ появляются отдельные скопления нефти и газа, связанные с перетоком углеводородов из вышележащих отложений в случае прислоненного залегания пород чехла у выступов фундамента. Залежи приурочены к кровельной выветрелой его зоне и песчаным базальным горизонтам чехла. На Западно-Сибирской плите это известный объект "М" Васюганско-Пудинской нефтегазоносной области с многочисленными мелкими малодобитными залежами высокопарафинистой (Конторович и др., 1972) нефти (Мыльджинское, Казанское, Верхнесалатское, Верхнетарское и другие месторождения). Такого же типа нефти получены и в Среднем Приобье (Медведевская площадь). Притоки нефти до 50-100 т в сутки отмечаются и в Приуральской нефтегазоносной области (Куликов, 1972) на ряде месторождений Шаимского района (Даниловском, Трехозерном, Мулымьинском, Убинском, Лемьинском и др.). Сравнительно небольшие газовые залежи установлены в коре выветривания фундамента на Березовской, Алясовской, Северо-Игримской и других площадях и на Гугуртлинском месторождении в юго-восточной части Туранской плиты.

В последнее время отмечены залежи с залеганием нефти несколько ниже кровли фундамента (Даниловское, Малоичское и др.). Так, на склоне Межовского свода на Малоичской площади из кавернозных известняков палеозоя получены притоки нефти со свободным дебитом около 400 т в сутки.

Принадлежность палеозоя данного района к фундаменту дискуссионна. Поиски залежей нефти и газа в породах фундамента молодых платформ не могут рассматриваться как самостоятельная задача, они должны производиться попутно с изучением чехла и "промежуточной" серии на уже выявленных месторождениях.

«Промежуточная» серия

Стратиграфический диапазон "промежуточной" серии определяется возрастом консолидации фундамента и началом формирования чехла. На молодых платформах это пермо-триас, частично юра тафрогенов (Бурштар и др., 1969; Куликов, 1972) и верхний палеозой, синхронный орогенной стадии геосинклиналей в глубоких депрессиях плит (Наливкин и др., 1967; Мирчинк и др., 1968; Крылов, 1971).

Промежуточная серия по своим свойствам во многих отношениях, и в том числе по перспективам нефтегазоносности, занимает среднее положение между фундаментом и платформенным чехлом. Признаки и промышленные притоки нефти и газа получены из промежуточной серии в разных частях Центрально-Евро-Азиатской платформы. В Западной Сибири они отмечены в триас-лейасовых отложениях челябинской свиты Анохинского и Челябинского грабенов Зауралья, Верхореченского грабена на Щучинском выступе — во всех случаях непромышленного значения.

Промышленные же притоки нефти и газа установлены в триасовых отложениях на Южном Мангышлаке (Винюков и др., 1972) и особенно существенные в Восточном Предкавказье (Алексин и др., 1969; Жабрев и др., 1971). Малые дебиты из карбонатных пород нижнего триаса колеблются от 42 м³ в сутки (Зимняя Ставка) до 127 м³ в сутки (Урожайная). Главными отрицательными

ми факторами, существенно снижающими потенциальные возможности промежуточной серии, являются недостаточно благоприятные условия консервации углеводородов, обусловленные региональным уплотнением пород, вероятной высокой степенью преобразования органического вещества, плохими коллекторскими свойствами резервуаров и слабым развитием хороших региональных покрышек, широким распространением молассоидных и, в том числе красноцветных, неблагоприятных для битумообразования, толщ, особенно свойственных пермо-триасовым и частично девонским отложениям, и, наконец, чрезвычайной изменчивостью физических свойств и дислоцированности промежуточной серии по площади. Все это приводит к тому, что вероятные общие ресурсы нефти и газа промежуточной серии будут несравнимо меньшими, чем ресурсы вышезалегающего платформенного чехла.

Наиболее обещающими являются стабильные глыбы с широко распространенным палеозойским комплексом (Муюнкуская, Северо-Устьюртская, Северо-Западно-Сибирская-Приенисейская), поскольку "промежуточная" серия в их пределах наименее уплотнена и имеет преимущественно пологое залегание и большую мощность. Реальными перспективами промышленной нефтегазоносности обладает слабо дислоцированная пермо-триасовая серия Восточного Предкавказья и Южного Мангышлака, связанная со структурными элементами линейного типа.

Платформенный чехол

В пределах молодых платформ регионально нефтегазоносны юрские и меловые отложения. В вышележащих кайнозойских отложениях скопления нефти и газа распространены спорадически и связаны со специфическими особенностями условий нефтегазонакопления таких районов.

Юрские отложения по мнению ряда исследователей (Наливкин, 1967; Аржевский и др., 1969; Кравченко, 1970; Лазарев 1971), являются главным нефтегазопроизводящим комплексом большей части Центрально-Евро-Азиатской молодой платформы. Доля юрских отложений в распределении запасов нефти и газа снижается от Туранской плиты к Скифской и Западно-Сибирской. В юрских отложениях сосредоточено более половины (61%) общих начальных категорийных ($A+B+C_1+C_2$) запасов углеводородов Туранской плиты, в том числе подавляющая часть (98%) запасов нефти и несколько менее половины (47%) — газа. На Скифской плите доля начальных категорийных запасов нефти и газа, выявленных в юрских отложениях, составляет около 15%. На Западно-Сибирской плите доля этих запасов менее 10% и составляет для нефти — 15%, для газа — 3%. Отчасти такое соотношение связано с меньшей степенью разведанности юрских отложений по сравнению с вышележащими. Залежи нефти и газа в юрских отложениях на Западно-Сибирской плите имеют широкое распространение (42% всех залежей). Однако по своим размерам они значительно уступают скоплениям, заключенным в меловых отложениях и приурочены главным образом к периферийной полосе нефтегазоносного бассейна (локальные структуры Березовского, Шаимского, Демьянского, Каймысовского, Александровского и Васюганско-Пудинского мегавалов).

На Скифской и Туранской плитах максимальная концентрация нефтяных залежей в юрских отложениях связана с Жетыбай-Узеньской ступенью и в значительно меньшей мере — с Прикумско-Тюленевским валом. Нефтеносны терригенные образования, главным образом, средне- и верхнеюрского возраста. Появления уникальных по своим размерам нефтяных скоплений в юрских отложениях на Жетыбай-Узеньской ступени вряд ли может быть объяснено за счет местных источников питания. В таком случае крупные нефтяные месторождения были бы распространены вокруг Южно-Мангышлакской зоны прогибов, чего на самом деле не наблюдается. Избирательная приуроченность месторождений к локальному участку прибортовой ступени, отличающемуся от остальных частей Южно-Мангышлакской области непосредственной связью со Среднекаспийской областью прогибания общим региональным наклоном, не является случайной,

а имеет скорее всего генетический смысл. По всей видимости, глубоко погруженная котловина Среднего Каспия служила областью питания для Южно-Мангышлакской зоны нефтегазоаккумуляции (Кравченко, 1970; Дьяков, 1971). Крупные скопления нефти и газа могут ожидать в ловушках на всем предполагаемом пути миграции углеводородов, главным образом, в Каспийской акватории и, в частности, в морской половине Песчаномысского выступа на структуре Ракушечная-море (Маловицкий, Николаева, 1972) и особенно на погрёбенном Среднекаспийском своде (Максимов и др., 1969).

Зона максимального газонасыщения юрских отложений тяготеет к опущенным частям самой глубокой на Туранской плите Амударьинской синеклизы. Наиболее крупные газовые скопления выявлены в келловей-оксфордском карбонатном комплексе под кимеридж-титонской соленосной покрывкой (Еникеев и др., 1971). Залежи выходят за пределы отдельных локальных поднятий и местами охватывают целые валы и группы валов (Денгизкульский, Багаджинский и, вероятно, Малайский валы).

Меловые отложения являются главным нефтегазоносным комплексом Центрально-Евро-Азиатской молодой платформы. С ними связана большая часть категорийных запасов нефти (85%) и почти все запасы газа (97%) Западно-Сибирской плиты. Они содержат более половины категорийных запасов газа (53%) Туранской плиты, а также газа и нефти - Скифской. Меловой комплекс в общем хорошо разведан по сравнению с юрским. Частично на Западно-Сибирской (Нестеров, 1969) и Скифской плите он может являться нефтегазопроизводящим. По мнению ряда исследователей (Аржевский и др., 1969; Кравченко, 1970; Лазарев и др., 1971; Крылов, 1971) на значительной части Туранской и Скифской плит нефтегазоносность меловых отложений носит эпигенетический характер, будучи связана с перетоками углеводородов из юрских нефтегазопроизводящих отложений (Амударьинская синеклиза, Центрально-Каракумский свод, Узеньское локальное поднятие, гряда Карпинского). В то же время другие исследователи (Нестеров, 1969; Еременко и др., 1971) с меловыми отложениями связывают самостоятельный цикл нефтегазообразования. Нет сомнения в том, что этот вопрос еще требует дополнительного изучения.

Наиболее крупные газовые залежи в меловых отложениях Туранской плиты приурочены к краям и обрамлению Амударьинской синеклизы, лишенным соленосной покрывки или связанным единым региональным наклоном, допускающим латеральную миграцию из зоны выклинивания соли (Шатлык, Байрамали). На Скифской плите такие залежи газа приурочены к вершине Каневско-Березанского вала. На Западно-Сибирской плите основные разведанные запасы газа концентрируются в гранулярных коллекторах альб-сеноманского комплекса и приурочены к северным частям Хантейской и Верхнегазовской антеклиз и системе крупных линейных мегавалов (Надымско-Медвежий, Уренгойский и др.). Основные категорийные запасы нефти сосредоточены в неокомских отложениях Хантейской антеклизы, приуроченной к осевой зоне Западно-Сибирской плиты (Нестеров, 1969; Нестеров и др., 1972; Ремеев, 1972; Ровнин, 1972).

Палеогеновым отложениям принадлежит значительная доля начальных запасов нефти и газа категорий $A+B+C_1+C_2$ Скифской плиты (30%). На Туранской плите значение палеогеновых отложений как газоносного комплекса крайне мало, а на Западно-Сибирской плите залежи в палеогене отсутствуют.

Палеогеновые отложения играют доминирующую роль только в общих ресурсах нефти и газа сводовых поднятий - Ставропольского и Крымского, в которых их доля (вместе с майкопской серией) достигает (Доленко и др., 1968) соответственно 80 и 65% общих начальных запасов категорий $A+B+C_1+C_2$. Немаловажное значение принадлежит палеогеновому комплексу в юго-западной части Восточного Предкавказья, где он, по всей видимости, является сингенетично нефтегазоносным, так же как, возможно, и в Восточно-Кубанской впадине (Знаменский и др., 1972). Нефтяные залежи тяготеют к палеоцен-эоценовым карбонатным отложениям, газовые - к терригенному комплексу хадумского горизонта и майкопской серии олигоцена-нижнего миоцена.

В неогеновых отложениях имеются отдельные газовые залежи в различных частях только Скифской плиты. Запасы этих залежей ничтожно малы; они составляют 0,2% от начальных запасов категорий $A+B+C_1+C_2$. Газоносны средне- и верхнемиоценовые отложения (чокрак, караган, сармат). На Ставропольском своде залежи в неогене образуют дальние "хвосты" миграционных потоков углеводородов из палеогеновых нефтегазоматеринских отложений Восточного и отчасти Западного Предкавказья.

Суммарные начальные категориальные запасы Скифской, Туранской и Западно-Сибирской плит относятся друг к другу как 1:4:16. На Западно-Сибирской плите господствующая роль по концентрации запасов нефти и газа принадлежит меловым отложениям. Характерной особенностью Туранской плиты является большая доля в общем балансе газа и особенно нефти юрских отложений (61% условного топлива) и ничтожно малая – кайнозойских (палеогеновых) отложений (0,7% условного топлива). На Скифской плите при преобладании начальных категориальных запасов меловых отложений как для нефти, так и для газа (54% условного топлива), существенно также значение кайнозойских, главным образом палеогеновых, отложений (30%), особенно в общем балансе запасов газа. Туранской плите свойственна преимущественная газоносность, тогда как на Западно-Сибирской и Скифской плитах доля начальных категориальных запасов нефти приближается к таковой для газа. Отмеченные особенности в распределении нефти и газа объясняются различиями в строении и развитии Западно-Сибирской, Скифской и Туранской плит, среди которых наиболее важными являются следующие.

1. Значительно большие размеры и емкость осадочного чехла Западно-Сибирской плиты по сравнению с Туранской, а последней – по сравнению со Скифской. В частности, более широкое распространение и значительно большая общая емкость осадков юрских отложений на Западно-Сибирской и Туранской плитах, чем на Скифской.

2. Различие во времени формирования локальных поднятий.

3. Различие состава исходного органического вещества нефтегазопроизводящих отложений.

4. Большая подвижность Скифской плиты по сравнению с Туранской и особенно с Западно-Сибирской на новейшем этапе развития, что объясняется более тесной связью первой с альпийской складчатой областью.

Первая особенность сыграла решающую роль в общем соотношении ресурсов на Скифской, Туранской и Западно-Сибирской плитах и в значительной мере сказалась на повышении роли юрских отложений в общем балансе нефти и газа на Туранской плите по сравнению с другими плитами. Вместе с тем юрские отложения глубоко опущенных частей Западно-Сибирской и Скифской плит еще недостаточно изучены. По мере проведения поисково-разведочных работ в этих районах значение юрских отложений в общем балансе нефти и газа этих плит очевидно будет повышаться.

Со второй и третьей особенностями связано распределение зон преимущественного нефтегазонакопления и газонакопления на Скифской, Туранской и Западно-Сибирской плитах. Сочетание в основном гумусового органического вещества в юрских нефтегазопроизводящих отложениях с поздним – существенно кайнозойским – временем формирования ловушек выразилось в резком редуцировании нефтяной фазы в юго-восточной части Туранской плиты в Амударьинской синеклизе. И наоборот, сочетание гумусового органического вещества в покурской свите (альб-сеноман) с позднекайнозойским временем формирования ловушек обогатило северные области Западной Сибири преимущественно газом. Широкое распространение нефтегазопроизводящих толщ морского генезиса, обогатенных сапропелевым ОВ в мезозое при раннем формировании ловушек, привело к возникновению областей преимущественного нефтенакпления в западной части Туранской, восточной части Скифской и в центральной части Западно-Сибирской плит.

Тесная связь Скифской плиты с Кавказским орогеном, образование обширных зон глубокого погружения на новейшем этапе развития, в которых могли

реализоваться потенциально большие нефтегазоматеринские возможности палеогеновых отложений, является главной причиной значительной роли последних в общем балансе нефти и газа на этой плите.

Обращает на себя внимание близкое сходство общей позиции Бахардокского склона Туранской плиты с главной нефтегазоносной областью Скифской плиты — Прикумско-Тюленевской. В структурном отношении Восточное Предкавказье представляет собой региональную моноклиаль от гряды Карпинского к Терско-Каспийскому краевому прогибу. По мере перехода от гряды вниз по региональному склону меняется стратиграфический диапазон нефтегазоносности, распределение зон преимущественного газонакопления и нефтенакопления и величины запасов на месторождениях. На вершине гряды развиты мелкие газовые месторождения с залежами в альбском ярусе, ниже — в Камышанско-Каспийской зоне — небольшие газоконденсатные месторождения с залежами в апте — барреме, а в Прикумско-Тюленевской области в погребенных под моноклиалью выступках фундамента, облекаемых юрскими и нижнемеловыми отложениями, сосредоточены крупные нефтяные месторождения с продуктивными горизонтами в юре и неокоме, сменяемые вниз по наклону газовыми скоплениями нижней высоко-температурной газогенной зоны.

Аналогичная картина наблюдается при переходе от Центрально-Каракумского свода к Предкопетдагскому краевому прогибу. На Центрально-Каракумском своде развиты мелкие газовые залежи, последовательно смешивающиеся от верхнего мела — верхней части нижнего мела на вершине свода к неокому и юре на его южном склоне, где появляются и нефтяные залежи в неокоме (Модар) и верхней юре (Кюн). Есть все основания ожидать обнаружения крупной зоны нефтенакопления на Бахардокском склоне в юрских отложениях, облекающих погребенные выступы фундамента. Существование таких выступов подтверждается геофизическими данными и результатами бурения на Казинском и Карамаинском блоках.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

К числу главных направлений дальнейших геологоразведочных работ на Центрально-Евро-Азиатской платформе относятся: доразведка промышленно-нефтегазоносных районов; поиски и разведка залежей в более глубоких горизонтах и комплексах; освоение новых перспективно нефтегазоносных районов на суше и особенно в акваториях; развитие поисковых работ на экранированные ловушки в зонах регионального выклинивания продуктивных отложений.

Доразведка промышленно-нефтегазоносных районов

Учитывая высокую степень разведанности значительной части молодых плит, дальнейший прирост запасов в определенной мере следует связывать с завершением разведочных работ в известных промышленно-нефтегазоносных районах. Первостепенное значение имеет ускоренное освоение главных нефтегазоносных областей Западно-Сибирской плиты — Среднеобской, Надым-Пурской и Южно-Ямальской.

Работы в известных промышленно-нефтегазоносных районах складываются из следующих элементов:

1. Проведение поискового бурения на всех перспективных неразбуренных локальных поднятиях.

Поскольку в старых хорошо изученных районах наиболее крупные и перспективные локальные поднятия уже разведаны, это направление может дать существенный эффект лишь в новых промышленно-нефтегазоносных районах, разведка которых была начата недавно. Примером таких районов может служить Бадхыз-Карабильская зона поднятий на Туранской плите, в которой обнаружено

первое Карабильское газовое месторождение и имеется довольно значительный фонд неразведанных перспективных структур. Открытие Багаджинского месторождения можно считать началом освоения чрезвычайно перспективного Малайско-Багаджинского нефтегазоносного района в Амударьинской синеклизе.

2. Поиски новых локальных поднятий в известных промышленно-нефтегазоносных районах.

Возможность обнаружения новых локальных поднятий в хорошо изученных районах связана с повышением разрешающей способности и точности геофизических исследований и, в первую очередь, сейсморазведки. Обнаружение отдельных новых перспективных локальных поднятий может ожидать в целом ряде освоенных нефтегазоносных районов, в частности, Ачакском (Северный и Южный Наип) и Шатлыкско-Байрамалийском на Туранской плите (в юго-западной части Балкуинской котловины, на перемычке между Центрально-Каракумским сводом и Мары-Серахской зоной дислокаций), в Прикумско-Тюленевском районе, Восточно-Кубанской впадине и на других участках Скифской плиты, в северной части Сургутского свода, Вынгапуровском и других районах Западно-Сибирской плиты (Нестеров и др., 1972).

3. Выявление залежей, связанных с отдельными, не изученными ранее, блоками месторождений, освещение бурением всего комплекса перспективных отложений в их пределах и переоценка фонда структур, анализ достоверности отрицательных результатов работ на выведенных ранее из разведки площадях.

Это направление поисково-разведочных работ в известных промышленно-нефтегазоносных районах может привести в ряде случаев к новым открытиям, дающим значительный экономический эффект. Так, например, на большинстве месторождений южной части Чарджоуской ступени (Кандымская, Денгизкульская группы) разведаны залежи лишь в верхнеюрском карбонатном комплексе, а поиски залежей в ниже-среднеюрских терригенных отложениях, с которыми могут быть связаны определенные ресурсы бессернистого газа, почти не производились. Вскрытие и опробование подсолевых юрских отложений является важной задачей поисковых работ в Байрамалийском районе, имеет первостепенное значение на Шатлыкском месторождении и Марыйском валу.

Сохраняет свое значение изучение отдельных блоков и, в частности, экранированных залежей в некоторых промышленно-нефтегазоносных районах Предкавказья. Не весь разрез освещен бурением на некоторых месторождениях Восточно-Кубанской впадины, Чернолесского залива, Арзгиро-Мирненского района.

Особого внимания заслуживает тщательный анализ причин отрицательных результатов разведки на локальных поднятиях, окруженных месторождениями, и в отдельных горизонтах, продуктивных на смежных площадях. Во всех случаях, когда из-за технических причин нет полной уверенности в их достоверности, имеет смысл в перспективе провести дополнительные работы на уже разбуренных площадях для получения однозначного ответа о наличии или отсутствии на них залежей.

В целом ряде районов поисковые работы, проведенные в довольно значительном объеме, не дали желаемых результатов. Залежи здесь либо не были обнаружены вовсе, либо были открыты отдельные мелкие залежи не промышленного значения. К таким районам относятся: Сырдарьинская синеклиза (в мезозойско-кайнозойском чехле), северная часть Бухарской ступени и все осложняющие ее котловины и прогибы, Дарьялыкдауданский, Верхнеузбойский, и, вероятно, Учтаганский прогибы, северная часть Центрально-Каракумского свода, восточная часть Южно-Мангышлакского прогиба, мезозойско-кайнозойский чехол Актумсукского свода и др. Общей геологической причиной низкой эффективности поисковых работ в этих районах является отсутствие связи их с областями глубокого прогибания и широкого нефтегазообразования (Крылов, 1967; Кравченко, 1970). Дальнейшие геологоразведочные работы в их пределах должны быть сведены к минимуму, необходимому для решения вопросов,

имеющих принципиальное значение. Особенно важным это представляется по отношению к Южно-Мангышлакскому прогибу, где основные объемы бурения и геофизики целесообразно сконцентрировать в западных районах, структурно раскрывающихся в сторону впадины Среднего Каспия, сведя до оптимального минимума работы в восточной половине прогиба и на перемычке, разделяющей его с Ассакеауданским прогибом, имеющим лишь внутренние источники питания.

Поиски и разведка залежей в более глубоких горизонтах и комплексах

Одним из важнейших направлений дальнейших работ являются поиски и разведка залежей в новых, более глубоких по сравнению с промышленно-нефтегазоносными горизонтах и комплексах и, в частности, в "промежуточной" между платформенными чехлом и фундаментом серии.

Наиболее важными для платформенного чехла работами данного направления являются поиски залежей в подсолевых юрских отложениях Восточно-Кубанской впадины и Чернолесского залива, ниже-среднеюрских отложениях Амударьинской синеклизы, осадках неокома и юры севера Западно-Сибирской плиты, в Пур-Тазовской, Надым-Пурской и Южно-Ямальской областях.

Восточно-Кубанский прогиб и Чернолесский залив являются миниатюрными аналогами важнейшего газоносного региона Туранской плиты — Амударьинской синеклизы, в пределах которых также можно ожидать высокой концентрации ресурсов и открытия крупных газовых скоплений в подсолевых юрских отложениях. Большое практическое значение юрских отложений подтверждается обнаружением Юбилейного месторождения на западном борту Восточно-Кубанской впадины (Знаменский и др., 1972). Следует признать целесообразным увеличение объемов работ в этих двух областях, особенно в Восточно-Кубанской впадине, могущих дать существенный прирост газовых ресурсов Предкавказья.

По мере истощения возможностей новых открытий бессернистого газа в меловых отложениях Амударьинской синеклизы все большее значение должна приобретать упоминавшаяся выше проблема поисков залежей в ниже-среднеюрских отложениях, промышленная нефтегазоносность которых в опущенных районах синеклизы подтверждена открытием Кирпичлинского месторождения. Наибольший эффект можно ожидать от поисковых работ на эти отложения, помимо Кирпичлинского вала, на Малайско-Багаджинской седловине, Кулачско-Учаджинском и Марыйском валах (последний — на глубинах около 5 км и более). Во всех перечисленных районах целесообразно запроектировать бурение глубоких скважин (поисковых на месторождениях Багаджа с пересечением всего комплекса юрских отложений и параметрических на Кулачско-Учаджинском и Марыйском валах на глубину 5 км).

Работы по выявлению промышленной нефтегазоносности "промежуточной" серии молодых платформ в значительных объемах могут проводиться в наиболее перспективных регионах: юга Западной Сибири, Чу-Сарысуйской синеклизе, Южном Мангышлаке, Восточном Предкавказье и Устюртской синеклизе. Общей задачей является освещение перспектив нефтегазоносности принципиально различных крупных структурных элементов, оконтуривание районов наименьшего уплотнения, дислоцированности этой серии, развития в ней сероцветных образований, выяснение соотношения структурных планов, с одной стороны — с платформенным чехлом, доступным для изучения бурением, а с другой — с рельефом фундамента, структура которого достаточно четко прослеживается с помощью сейсморазведки. Для решения этих задач необходимо комплексировать сейсморазведку методами КМПВ, ОГТ и (в меньшей мере) МОВ с бурением параметрических и поисковых скважин, которые должны осветить полный (в случае технической достижимости) разрез "промежуточной" серии в принципиально различных регионах.

Освоение перспективно нефтегазоносных районов на суше и в акваториях

Необходимо осваивать новые территории и акватории, так как число перспективных областей и районов, в которых на Центрально-Евро-Азиатской платформе пока не выявлено ни одного месторождения, невелико и со временем оно последовательно будет уменьшаться.

На суше к таким районам принадлежат: Бахардокский склон, внутренние глубоко опущенные части Амударьинской синеклизы на Туранской плите, восточное и юго-восточное погруженное продолжение Прикумско-Тюленевской группы поднятий, опущенная часть Чернолесского залива на Скифской плите, Гыданский район Западно-Сибирской плиты и акватории Каспийского и Азовского морей.

Учитывая отмечавшееся сходство Бахардокского склона с Прикумско-Тюленевским нефтегазоносным районом, сюда должны быть перенесены значительные объемы работ из менее перспективных районов, в частности, с территории Центрально-Каракумского свода. Работы целесообразно сконцентрировать на трех региональных сечениях, комплексируя сейсморазведку различных модификаций с параметрическим бурением. Поскольку ловушки на склоне могут появляться лишь в нижних горизонтах чехла над погребенными блоками фундамента и, принимая во внимание большую вероятность обнаружения залежей в юрских, в том числе ниже-среднеюрских, отложениях, параметрические скважины должны буриться до подошвы платформенного чехла или на технически достижимую глубину. Для оконтуривания погребенных блоков фундамента и облекающих их поднятий в чехле необходимо проводить в значительном объеме исследования методами ОГТ и КМПВ. Работы целесообразно начинать одновременно на двух сечениях: западном, где уже проводилось бурение на Казинском и Карамаинском выступах и восточном, прилегающем к Шатлыкскому месторождению и пересекающем погребенную седловину, расположенную между Центрально-Каракумским сводом и Бадхызским выступом.

Перед работами во внутренних районах Амударьинской синеклизы, помимо выяснения общих ресурсов сернистого газа в верхнеюрских отложениях, стоит также задача освещения нефтегазоносности нового комплекса — ниже-среднеюрских отложений, являющихся важнейшим резервом увеличения запасов бессернистого газа. Первоочередным объектом является Кулачско-Учаджинский вал, имеющий большую нефтегазосборную площадь и служащий первой ловушкой на пути региональной миграции углеводородов.

При продолжении поисковых работ в Прикумско-Тюленевском районе по мере их продвижения на восток, вниз по региональному склону, можно ожидать главным образом прирост ресурсов газа в юрских отложениях. Поисковое бурение на сочленении Прикумско-Тюленевской группы поднятий с Терско-Каспийским краевым прогибом, помимо этого, может привести к появлению залежей в палеогеновых отложениях, аналогичных развитым в Чернолесском заливе.

Определенные резервы расширения поисковых работ имеются в Чернолесском заливе, в котором пока хорошо освещена бурением лишь поднятая северо-западная центриклиналь.

Геофизические исследования и бурение в акваториальных частях молодой платформы, тяготеющих к зонам наибольшего прогибания, принадлежат к числу наиболее перспективных и вместе с тем дорогостоящих направлений дальнейших работ на нефть и газ. Они должны сосредоточиваться прежде всего на участках, где в аналогичных условиях на суше наблюдаются крупнейшие скопления нефти и газа или по направлению к которым можно ожидать значительного улучшения условий формирования месторождений нефти и газа. К таким площадям, в частности, принадлежат морские продолжения Песчаномысского выступа, Прикумско-Тюленевской группы поднятий, Мангышлакского макрвала, гряды Карпинского в Среднем Каспии, Азовский вал и ступени на его сочленении с Индоло-Кубанским краевым прогибом в Азовском море, в меньшей мере —

поднятие Голицына, погруженное продолжение Крымского свода в Каркинитском заливе Черного моря. Перспективы акватории Аральского моря неясны, но в целом, вероятно, они уступают перспективам Каспийского и Азово-Черноморского бассейнов, в связи с чем проведение поискового бурения здесь пока преждевременно. Для начала развертывания бурения на море целесообразно использовать острова. Наиболее важным из них представляется остров Тюлений в Кизлярском заливе, который, судя по гравиметрическим и геоморфологическим данным (Мирзоев и др., 1972), является крупным локальным поднятием, высокоперспективной ловушкой на продолжении Прикумско-Тюленевской группы месторождений, а также, вероятно, и остров Чечень.

Для работы на двух последних главных направлениях, где можно ожидать большого экономического эффекта, должны быть выделены значительные средства и объемы на геофизические исследования и бурение.

Учитывая сложные условия для обнаружения месторождений, связанные с большими глубинами, погребенным характером ловушек, их незначительными амплитудами, несоответствиями структурных форм и трудностями бурения в акватории, необходимо принять все меры к повышению надежности и глубинности геофизических исследований и выполнению необходимого комплекса региональных работ до проведения поискового бурения.

Во всех параметрических скважинах нужно проводить скважинную сейсморазведку. Большая часть этих скважин должна опробоваться вне зависимости от наличия или отсутствия в них продуктивных горизонтов для получения данных по гидрогеологическим критериям перспектив нефтегазоносности наиболее важных комплексов.

Развитие поисковых работ в зонах регионального выклинивания продуктивных отложений

По мере сокращения фонда перспективных локальных поднятий все возрастающее значение будут приобретать поиски ловушек и зон нефтегазоаккумуляции экранированного типа.

Наиболее остро эта проблема стоит в Предкавказье. Здесь имеются все предпосылки для получения серьезных практических результатов при исследованиях по данному направлению как в юрских, так и в меловых и палеогеновых (майкопских) отложениях. Первоочередными районами для работ, которые уже проводятся в Предкавказье в возрастающих со временем размерах, являются западный, восточный и южный склоны Ставропольского свода, склоны Восточно-Кубанской впадины, Чернолесского залива (юра, мел), Каневско-Березанского вала, Тимашевская ступень (юра, мел, майкоп), Каясулинский вал, Восточно-Маньчский прогиб (юра). Степень изученности проблемы такова, что можно говорить о сочетании регионального этапа исследований с поисковым и постепенном возрастании удельного веса последнего в общем объеме буровых работ в регионе.

На Туранской и Западно-Сибирской плитах еще длительное время главным объектом поисков будут оставаться антиклинальные ловушки, однако в некоторых районах для обеспечения прироста запасов возникла и со временем увеличится потребность в поисках залежей и зон нефтегазоаккумуляции неантиклинального типа. На территории Западно-Сибирской плиты к таким районам относятся Шаимский и Сургутский. В первом залежи нефти приурочены к выклинивающимся по восстанию пластам песчаников средне-верхнеюрского возраста вдоль Кондинского вала, часто осложненных тектоническими экранами; во втором, кроме пластово-сводовых залежей, в меловых отложениях встречаются и стратиграфические экранированные. По данным последних лет (Нестеров и др., 1972) продуктивный комплекс морских отложений неосома нарушен несколькими уровнями размывов, создающих по периферии палеосвода ряд стратиграфических ловушек, заполненных нефтью. Очевидно, что количество зале-

жей подобного типа в Среднеобской нефтегазоносной области с течением времени будет увеличиваться. На Туранской плите наибольшую актуальность этот вопрос приобретает в Узбекистане (Бухарская, Чарджоуская ступени), на Мангышлаке, на склонах Бадхыз-Карабильской зоны поднятий и Центрально-Каракумского свода. Повсеместно главным перспективным комплексом для неантиклинальных ловушек являются юрские отложения. Наряду с зонами стратиграфически экранированного (последние два района), литологически экранированного (первые два района), тектонически экранированного типов, большое значение придается поискам зон рифовых массивов и биогермных построек в карбонатных толщах, роль которых как высокочемких резервуаров для газовых залежей подтверждается на ряде месторождений Чарджоуской и Бухарской ступеней (Ильин и др., 1970). Известные пока органогенные постройки приурочены к антиклинальным поднятиям, что может свидетельствовать о конседиментационном развитии последних в юрском периоде. По всей видимости, часть из них образовывала архипелаги, цепи рифовых островов и подводных барьеров, имеющих тектоническую природу. Знание морфологии рифовых тел и закономерностей их расположения в пространстве существенно для оптимального размещения поисковых и разведочных скважин. Для изучения проблемы экранированных ловушек и зон нефтегазонакопления используется комплекс, включающий сейсморазведку (МОВ, ОГТ, МОГ), бурение параметрических и поисковых скважин.

В заключение следует отметить, что сравнительный анализ тектонических факторов и особенностей пространственного распространения скоплений нефти и газа на разных плитах позволяет выбрать наиболее эффективные направления дальнейших геологоразведочных работ на каждой из них и определить их рациональные объемы.

Литература

- Алексин А.Г., Жабров И.П., Юдин Г.Т. О перспективах развития нефтяной и газовой промышленности Северного Кавказа и дальнейших направлениях геологоразведочных работ. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1969, № 3.
- Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа. — Труды ВНИГРИ, 1971, вып. 295.
- Аржевский Г.А., Бараш Б.И., Заярнов В.С. и др. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Средней Азии. — Труды ВНИГНИ, 1969, вып. 86.
- Аширмамедов М.А. Успехи нефтегазописковых работ в Туркменской ССР. — Геология нефти и газа, 1972, № 12.
- Бакиров А.А., Быков Р.И., Гаврилов В.П. и др. Фундамент, основные разломы Туранской плиты в связи с ее нефтегазоносностью. М., "Недра", 1970.
- Бакиров А.А., Суюнов Н.Т., Быков Р.И., Гаврилов В.П. Пути кардинального увеличения прироста запасов нефти и газа в платформенной части Туркмении. — В сб. "Перспективы нефтегазоносности Южного Казахстана и Туркмении". Тематич. научно-техн. обзоры, серия нефтегазовая геология и геофизика. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1972.
- Бурштар М.С. Проблема нефтегазоносности мезозойских отложений Кавказа. — Труды ВНИГНИ, 1970, вып. 100.
- Бурштар М.С., Бизнигаев А.Д. Образование и размещение залежей нефти и газа в платформенных условиях. М., "Недра", 1969.
- Варенцов М.И., Дитмар В.И., Левенко А.И. и др. Тектоника и сравнительная характеристика нефтегазоносности впадин Туранской плиты. — В сб. "Тектонические, особенности нефтегазоносных впадин севера Туранской плиты". М., "Наука", 1970.
- Васильев Е.П. Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности различных частей Чу-Сарысуиской депрессии и рекомендации по направлению поисковых работ на нефть и газ. — Труды ИГиРГИ, 1972, вып. 3.
- Винюков В.Н., Димаков А.И., Дьяков Б.Ф. Перспективы нефтегазоносности пермотриасовых отложений Мангышлака и Устюрта. — Геология нефти и газа, 1972, № 4.
- Вышемирский В.С. О возможности нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской низменности. — В сб. "Проблемы нефтеносности Сибири". Новосибирск, "Наука", 1972.

- Гарецкий Р.Г. Тектоника молодых платформ Евразии, М., "Наука", 1972.
- Доленко Г.Н., Парыляк А.И., Копач И.П. Нефтегазоносность Крыма. Киев, 1968.
- Дьяков Б.Ф. Перспективы открытия крупных месторождений нефти и газа на Мангышлаке и Устюрте. — Геология нефти и газа, 1971, № 5.
- Еникеев П.Н., Зубов И.П., Крылов Н.А. Перспективы открытия новых месторождений нефти и газа в Средней Азии. — Геология нефти и газа, 1971, № 5.
- Еременко Н.А., Ботнева Т.А., Максимов С.П., Панкина Р.Г. Вариации стабильных изотопов углерода, водорода и нефти в связи с цикличностью процессов нефтегазообразования. — Геология нефти и газа, 1971, № 4.
- Жабров И.П., Мерзленко Ю.Ф., Бурштар М.С., Алексин А.Г. Перспективы открытия новых месторождений нефти и газа на Северном Кавказе. — Геология нефти и газа, 1971, № 5.
- Загоруйко В.А., Веселовская М.М., Галактионова Н.М. Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Сырдарьинской синеклизы. — Геология нефти и газа, 1969, № 4.
- Знаменский В.А., Корнеев В.И., Крипиневиц В.Л. Строение и перспективы газонефтеносности западного борта Восточно-Кубанской впадины. — Геология нефти и газа, 1972, № 3.
- Ильин В.Д., Загоруйко В.А., Ибрагимов А.Г., Петров И.В., Аржевский Г.А., Вето В.И. О перспективах открытия в Западном Узбекистане и Восточной Туркмении месторождений, связанных с верхнеюрскими рифами. — Геология нефти и газа, 1970, № 2.
- Конторович А.Э., Луговцов А.Д., Фотиади Э.Э. Современные подходы к оценке перспектив нефтегазоносности. — Труды СНИИГГИМС, 1972, вып. 138.
- Кравченко К.Н. Роль тектонических исследований в развитии нефтяной геологии. — Труды ВНИГНИ, 1970, вып. 96.
- Кравченко К.Н., Муратов М.В., Вонгаз Л.Б. и др. Тектоника нефтегазоносных областей юга СССР. — Труды ВНИГНИ, 1973, вып. 141.
- Крылов Н.А. Общие особенности тектоники и нефтегазоносности молодых платформ. М., "Наука", 1971.
- Крылов Н.А., Глушаков П.В., Денисевич В.В. и др. О результатах и дальнейших направлениях поисково-разведочных работ на нефть и газ в Средней Азии. — В сб. "Перспективы нефтегазоносности Южного Казахстана и Туркмении". Тематич. науч.-техн. обзоры, серия нефтегазовая геология и геофизика. ВНИИОЭНГ, М., 1972.
- Куликов П.К. Происхождение Западно-Сибирской плиты. — Труды ЗапСибНИГНИ, 1972, вып. 46.
- Кунин Н.Я. Тектоника Среднесырдарьинской и Чу-Сарысуьской депрессий по геофизическим данным. М., "Недра", 1968.
- Максимов С.П., Аржевский Г.А., Широков В.Я. и др. Итоги региональных геолого-геофизических работ на нефть и газ на территории Средней Азии и направление этих работ на 1971-1975 гг. — Геология нефти и газа, 1969, № 12.
- Маловицкий Я.П. Перспективы нефтегазоносности акватории Каспийского моря. Тематич. науч.-техн. обзоры, серия нефтегазовая геология и геофизика. ВНИИОЭНГ, М., 1967.
- Маловицкий Я.П., Николаева И.Я. Структура Ракушечная-море-первоочередной объект разведки на Среднем Каспии. — Геология нефти и газа, 1972, № 4.
- Маркевич В.П., Афанасьев Ю.Т. Тектоника мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты. — В сб. "Проблемы геологии нефти". М., "Недра", 1972, № 3.
- Мирзоев Д.А., Пирбудагов В.М., Беньяминов И.Б. Прогнозные запасы нефти и газа Дагестана и основные направления геолого-разведочных работ. Махачкала, 1972.
- Мирчинк М.Ф., Васильев В.Г., Кунин Н.Я., Бененсон В.А. Новые данные о перспективах газоносности доюрских отложений запада Среднеазиатской платформы. ВНИИЭГазпром. Научно-техн. обзоры, серия геол., разв. и разраб. газовых и газоконд. месторождений. М., 1972.
- Мирчинк М.Ф., Крылов Н.А., Летавин А.И., Ровнин Л.И., Фейгин М.В. Нефтегазоносность молодых платформ в СССР. Проблемы геологии нефти. — Труды ИГиРГИ, 1968, вып. 1.
- Нестеров И.И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. Труды ЗапСибНИГНИ, 1969, вып. 18.
- Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Эрвье Ю.Г., Юдин А.Г. Итоги поисково-разведочных работ на нефть, газ и конденсат за 1971-1972 гг. в Тюменской области и задачи на 1973-1974 гг. — Геология нефти и газа, 1972, № 12.

- Перспективы нефтегазоносности СССР. Объяснительная записка к карте перспектив нефтегазоносности СССР масштаба 1:5 000 000, 1969. Редакционная коллегия В.Я. Авров, Н.И. Буялов, В.Г. Васильев и др. М., "Недра", 1970.
- Ремеев О.А. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа в центральной части Западно-Сибирской низменности. — В сб. "Строение, закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в центральной части Западной Сибири. — Труды ЗапСибНИГНИ, 1972, вып. 56.
- Ровнин Л.И. Трудовые подвиги геологов РСФСР к 50-летию Советского Союза. — Геология нефти и газа, 1972, № 12.
- Рудкевич М.Я. Тектоника Западно-Сибирской плиты и ее районирование по перспективам нефтегазоносности. — Труды ЗапСибНИГНИ, 1969, вып. 14.
- Рудкевич М.Я. Палеотектонические критерии нефтегазоносности. М., "Недра", 1974.
- Трофимук А.А. Некоторые проблемы развития Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. — Нефть и газ Тюмени, 1969, № 1.
- Туляганов Х.Т. Новые нефтегазоносные районы Узбекистана. — Геология нефти и газа, 1972, № 12.
- Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа (на примере Западной Сибири и других эпигерцинских плит СССР). Л., "Недра", 1967.
- Фотиади Э.Э., Сурков В.С. Строение складчатого фундамента Западно-Сибирской плиты. — Сов. геология, 1967, № 2.
- Фотиади Э.Э., Сурков В.С. Черты сходства и отличия тектонического строения Западно-Сибирской и Туранской плит Урало-Сибирской эпигерцинской платформы. — В сб. "Проблемы нефтеносности Сибири". Новосибирск, "Наука", 1971.
- Яншин А.Л. Общие особенности строения и развития молодых платформ. — В кн. "Молодые платформы, их тектоника и перспективы нефтегазоносности. М., "Наука", 1965.

СВЯЗЬ ФУНДАМЕНТА И ЧЕХЛА С ГЕОСИНКЛИНАЛЬНЫМ И ПЛАТФОРМЕННЫМ РЕЖИМАМИ РАЗВИТИЯ

Области шитов и их аналогов, где отложения платформенного чехла почти или полностью отсутствуют, являются неотъемлемой частью платформ и совместно с плитами образуют единый структурный парагенез. Многие вопросы глубинной структуры плит и, в частности, такие в настоящее время фундаментальные понятия, как "главный геосинклинальный комплекс", "заключительный (орогенный) комплекс", "чехлы зон ранней консолидации" ("квазиплатформенные чехлы срединных массивов"), были разработаны в последнее десятилетие благодаря изучению внеплитных территорий платформ.

Несомненно, что доплатформенный комплекс пород, особенно его формационные ряды, в пределах плит изучены значительно хуже, чем на шитах и их аналогах. Поэтому многие вопросы тектоники доплатформенных комплексов пород можно и нужно решать во внеплитных районах платформ. На территории же плит основным инструментом интерпретации доплатформенных геологических объектов должен являться метод сравнительно-тектонического анализа. Именно он позволяет наиболее надежно устанавливать тектоническую природу геологических тел, вскрываемых на небольшую мощность скважинами и прослеживаемых сейсморазведкой. К сожалению, сравнительно-тектонический анализ часто игнорируется геологами-нефтяниками. Он подменяется разработкой тектонических концепций, основанных на ограниченном геологическом материале. К числу таких концепций относится и учение о промежуточном (переходном) комплексе пород и соответствующем ему этапе развития. Первоначально этот комплекс был выделен в конце пятидесятих годов В.Г. Васильевым (1958) на территории Русской плиты Восточно-Европейской платформы, Д.Б. Таль-вирским (1958) — на Западно-Сибирской плите и А.И. Летавиным и Н.А. Крыловым (1959) — для Скифской плиты Центрально-Евразийской платформы по одиночным буровым скважинам и сейсморазведочным профилям. И только в середине шестидесятых годов Н.А. Крылов, В.И. Дитмар и А.И. Летавин (1964) пытались подвести теоретическую базу под необходимость выделения промежуточного (переходного) этапа в развитии земной коры и наметить соответствующий ему комплекс пород за пределами плит. Однако если бы эти исследователи применили сравнительно-тектонический анализ, то убедились, что породы неясной тектонической природы, вскрываемые буровыми скважинами и прослеживаемые сейсмическими профилями в пределах плит платформ, имеют достаточно широкое распространение в открытых складчатых областях, где их тектоническая позиция является значительно более ясной.

Многие трудности в проблеме временного перехода от геосинклинальных структур к платформенным и соотношений фундамента с чехлом могут быть сняты, если отдавать себе отчет в том, что определенные формации и складчатость не всегда строго взаимосвязаны между собой. Поэтому в геосинклинальных комплексах могут встречаться нескладчатые породы, в то время как платформенные отложения в некоторых случаях могут быть переработаны альпийской складчатостью. Внедрение магмы, приводящее к образованию кристаллических пород, далеко не всегда связано с геосинклинальным режимом. Процессы метаморфизма и метасоматоза, коренным образом преобразующие физическое состояние горных пород, также не во всех случаях имеют строгую связь с геосинклинальным режимом.

Раздел фундамента и чехла практически всегда соответствует границе резкого физического изменения горных пород. Фундамент слагают сильно уплотненные, часто метаморфизованные или кристаллические породы с вертикальной или крутонаклоненной слоистостью, в то время как в составе чехла преобладают значительно менее уплотненные и неметаморфизованные осадочные или реже вулканические породы с горизонтальной или субгоризонтальной слоистостью. В то же время геосинклинальное и платформенное развитие определяется тектоническими движениями, имеющими набор своих качественных и количественных признаков. Геосинклинальные и платформенно-тектонические движения расшифровываются при помощи формационного и структурного анализа, а для установления их временного рубежа большую помощь оказывает историко-геологический анализ. Следовательно, движения земной коры определяют тектонические режимы и создают геосинклинальный и платформенный классы структур. Однако смена геосинклинального режима платформенным не всегда приводит к возникновению в разрезе земной коры качественного физического раздела. Последний во многих случаях не соответствует границе между орогенным¹ и платформенным комплексами пород. Граница между фундаментом и чехлом может проходить в основании или внутри орогенного, или (реже) платформенного, или даже (в единичных случаях) главного геосинклинального комплексов.

Тектонические движения при пространственном и геохронологическом переходах геосинклинального режима в платформенный в ряде случаев характеризуются большой близостью. Это вызывает черты сходства в характере структур и осадков, что создает большие трудности и субъективизм в проведении разграничительного рубежа между геосинклинальным и платформенным классами структур. Для решения вопроса, к какому из классов тектонических структур относится сложно интерпретируемый геологический объект, необходимо провести формационный анализ слагающего его комплекса пород, установить вертикальный ряд формаций и их латеральные переходы, выяснить соотношения с комплексами пород, подстилающих и перекрывающих геологических тел, определить место этого объекта в истории развития земной коры и в парагенезе окружающих структурных элементов, т.е. провести детальный комплексный тектонический анализ. Только такой подход при достаточной изученности рассматриваемого геологического объекта может позволить решить, к какому из тектонических классов структур его следует отнести.

Анализ орогенных и раннеплатформенных структур в поясе варисийской складчатости Евразии показывает на существование нескольких типов пространственных и геохронологических соотношений структур геосинклинального класса и платформенного и позволяет наметить методы их разграничения.

Литература

- Васильев В.Г. О методике определения возраста платформ. — Геология нефти, 1958, № 3.
- Крылов Н.А., Дитмар В.И., Летавин А.И. Об особенностях переходных комплексов зон каледонской и герцинской консолидации. — Изв. АН СССР, серия геол., 1964, № 5.
- Летавин А.И., Крылов Н.А. О переходном комплексе Предкавказья. — Докл. АН СССР, 1959, т. 125, № 4.
- Тальвирский Д.Б. Сейсморазведка фундамента в южной части Тобольской зоны Западно-Сибирской низменности. — Прикладная геофизика, 1959, вып. 22.

¹Орогенный комплекс эпигеосинклинальных структур образовывался на заключительном этапе геосинклинального развития и, следовательно, входит в состав геосинклинального класса структур.

О «ПЕРЕХОДНОМ КОМПЛЕКСЕ» ПРЕДКАВКАЗЬЯ

По проблеме "Переходные комплексы молодых платформ" среди исследователей нет единомыслия. Его не было 10–15 лет назад, когда эта проблема возникла под знаком обоснования "промежуточного структурного этажа" как особой категории структур молодых платформ. Не намечается единомыслия и сейчас, когда эта проблема, не успев получить свое развитие и строгое обоснование, трансформируется под новым знаком – отказа от выделения "промежуточного этажа" как особой категории структур.

Учитывая эту новую тенденцию и то положение, что сторонники "переходного комплекса" никогда не включали его в состав фундамента, суть проблемы в настоящее время состоит в решении прежде всего главного вопроса: на каком уровне проводить на молодых платформах границу "фундамент – чехол".

К сожалению, пока ответа на этот вопрос мы не получили, хотя и были предложены некоторые рекомендации. Например, М.Ф. Мирчинк и другие в статье настоящего сборника предлагают проводить эту границу на уровне резкой смены метаморфизованных пород на слабо или почти неметаморфизованные породы, а А.А. Арбатов, М.С. Бурштар, Ю.Н. Швембергер (см. статью настоящего сборника) – по смене орогенных формаций платформенными, которые должны быть определены из изучения структурно-магматических и историко-геологических условий. Показательно, что, предложив такую рекомендацию, А.А. Арбатов, М.С. Бурштар, Ю.Н. Швембергер и другие авторы оказались беспомощными в применении ее. Указав, следуя Р.Г. Гарецкому (1972) и А.Е. Шлезингеру (1969), на эпираннемезозойский возраст платформы в Ейско-Березанском районе Западного Предкавказья и на Мангышлаке, а следовательно, на границу "фундамент – чехол" в этих районах на уровне стратиграфической границы между триасом и юрой, они проводят границу "фундамент – чехол" в Центральном Предкавказье в основании триаса, а в западной части Восточного Предкавказья – в середине перми, несмотря на отсутствие в пермский и триасовый периоды в разных частях Предкавказья существенных отличий в геологическом развитии, а также несмотря на то, что пермские и триасовые отложения в Предкавказье повсеместно складчаты.

Такие неопределенные предложения о границе "фундамент – чехол" объясняются, на мой взгляд, тем, что в них совершенно не рассмотрена тектоника того комплекса отложений, который ранее выделялся в "переходный". В статье М.Ф. Мирчинка и других сказано вскользь, что эти отложения дислоцированы весьма слабо, углы падения в них редко достигают 10–20°, а у А.А. Арбатова, М.С. Бурштара и Ю.Н. Швембергера также вскользь упомянуто, что последние карбоновые отложения Передового хребта Большого Кавказа характеризуются скорее всего германотипной тектоникой.

На мой взгляд, решение проблемы "переходного комплекса" и границы "фундамент – чехол" следует искать в выяснении двух вопросов:

1. Каков стиль тектоники тех отложений, которые выделяются в качестве "переходного комплекса" (для упомянутых мною областей – это пермские и триасовые отложения): является ли определяющей для них складчатость гео-

синклинального типа или горсто-грабеновая структура, как это считалось и считается до сих пор?

2. Образовались ли отложения, которые обычно причисляются к "переходному комплексу", только в локально развитых грабенах, грабенообразных прогибах, как это широко принимается, или же эти отложения представляют собой осадки бассейнов, которые в разные века перми и триаса охватывали обширные территории, занятые ныне альпийскими складчатыми комплексами, молодыми и древними платформами, и которые в этом отношении ничем не отличались от тех, что существовали до и после этого так называемого переходного этапа развития?

Геологический материал по Предкавказью и Мангышлаку надежно показывает, что пермские и триасовые отложения здесь повсюду складчатые. Повсюду по керну видны крутые углы падения слоев (30-50 и до 75°) на крыльях структур, а на сводах антиклиналей и в ядрах синклиналей слои перми и триаса залегают почти горизонтально. На многих участках, где пробурены скважины на небольшом расстоянии друг от друга, установлено, что эти отложения смяты в линейные складки, имеющие большие амплитуды и местами осложненные разрывами. Ширина складок 1-3 км. Они глубоко эродированы, главным образом в предъюрское время. Изображение большим, если не всеми исследователями, этих же участков в виде предъюрских грабенов или горстов происходит только из-за игнорирования фактических данных об условиях залегания пород, а также злоупотребления при построении профильных геологических разрезов с большим соотношением (в 20-25 раз) вертикального и горизонтального масштабов.

Изучение отложений перми и триаса в этих же областях показывает, что большинство их образовалось в морских бассейнах и представлено обычными для них фациями: прибрежной, открытого моря, а иногда фациями полузамкнутого солоноватоводного бассейна. Морские бассейны охватывали обширные территории, включая и те, которые находятся теперь за пределами молодых платформ. В этом отношении условия образования этих отложений не представляют собой ничего специфического, что отличало бы их от условий образования отложений допермских бассейнов. Но здесь надо иметь в виду то обстоятельство, что близкие к полным разрезы этих отложений вряд ли где-либо могли сохраниться; чаще всего мы имеем дело с крайне неполными разрезами и часто сталкиваемся с отсутствием этих отложений. Но это уже не палеогеография того или иного бассейна, а явление вторичное, которое почти всеми исследователями принимается за первичное.

Итак, никакой специфичности седиментационных бассейнов в пермский и триасовый периоды на территории, отвечающей молодой платформе, не было, как не было какого-то особого, специфического блокового стиля тектоники.

Но было и есть другое, отличающее эти отложения от более древних, — это меньший метаморфизм пород, смятых в складки, и субсеквентный вулканизм.

Субсеквентный вулканизм в пермский и триасовый периоды представлял собой явление естественное по отношению к главной фазе герцинской складчатости, происшедшей в пред-или раннебашкирское время среднего карбона. Именно тем, что главная фаза герцинской складчатости в Предкавказье произошла на этом рубеже, а также тем, что в среднем и верхнем карбоне, перми и триасе эта территория уже не была в эвгеосинклинальных условиях, объясняется слабый метаморфизм этих отложений. В связи с этим мы обязаны понизить нижнюю границу слабо метаморфизованных, а следовательно, и перспективных на нефть и газ пород, до низов башкирского яруса, до того уровня, которому отвечает главная фаза складчатости. Вместе с тем, отсутствие сильного метаморфизма не означает, что не было геосинклинальных условий. В миогеосинклиналях такое явление обычно. Совокупность же данных о триасовых отложениях Предкавказья, Мангышлака, Крыма, Мизийской плиты (складчатость геосинклинального типа, отсутствие или почти отсутствие начального

вулканизма, большая мощность отложений) позволяет утверждать, что триасовые отложения образовались в миогеосинклинальных условиях, в предъюрское время они были смяты в складки, подняты и в различной степени денудированы.

Таким образом, структуры, сложенные в Предкавказье и в смежных областях пермскими и триасовыми отложениями, следует рассматривать как сильно эродированные древние киммериды, а возраст молодой платформы для всех этих областей следует принять не как эпипалеозойский, а как эпираннемезозойский. Следовательно, граница между фундаментом и чехлом должна здесь проводиться в основании горизонтально или почти горизонтально залегающих юрских отложений, а там, где их нет, в основании более молодых отложений.

Из этого вывода следует, что промышленные скопления нефти, которые открыты в настоящее время в Восточном Предкавказье в известняках перми и частично триаса, связаны с фундаментом молодой платформы, а не с чехлом. Поскольку отвергается существовавшее ранее представление о блоковой структуре "переходного комплекса" и сейчас устанавливается, что фундамент здесь сложен миогеосинклинальными образованиями и характеризуется, в общем, умеренной складчатостью, перспективы поисков нефти и газа в нем существенно увеличиваются.

Литература

Гарецкий Р.Г. Тектоника молодых платформ Евразии. — Труды ГИН АН СССР, 1972, вып. 226.

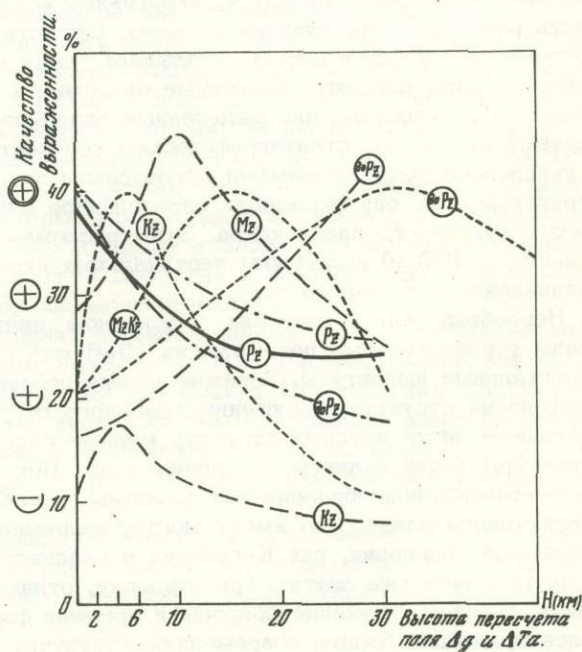
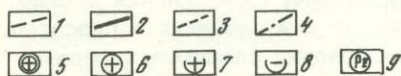
Шлезингер А.Е. Возрожденные верхнепалеозойские, триасовые и юрские геосинклинальные прогибы области герцинской складчатости Западного Предкавказья и центральной части Большого Кавказа. — Бюлл. МОИП, отд. геол., 1969, т. 44, вып. 5.

ПРИРОДА РАЗЛОМОВ МОЛОДЫХ ПЛИТ И ИХ ВЛИЯНИЕ
НА СТРУКТУРУ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА

За последнее время появились работы, в которых уделяется много внимания разломам на молодых плитах. В течение ряда лет мы занимались изучением разломов по комплексу геолого-геофизических данных. Анализ материалов показал, что на молодых плитах существуют четыре доминирующих системы разломов (ортогональная и диагональная пары). Эти системы разновозрастны и формировались в разные этапы геологической истории Земли. В центральных районах Западно-Сибирской низменности выделяются две системы, связанные с геосинклинальным этапом развития территории (байкальским и герцинским) и две новообразованные системы, сформировавшиеся в мезозое - кайнозое. В Предкавказье и восточной, изученной нами части Средней Азии выделяется по одной геосинклинальной (герцинской) и по три платформенных системы разломов (допалеозойские и мезозойско-кайнозойские). При анализе трансформированных гравитационных и магнитных полей было замечено, что разные системы разломов на разных уровнях выражены неодинаково. Качественные кривые распределения разных систем на разных высотах пересчета полей, обобщенные для молодых плит, показаны на рисунке. Количественные графики выполнены пока для Предкавказья и также показаны на этом рисунке (процент длины разломов данной системы дается относительно длины разломов всех систем молодых плит). Они подтверждают основные закономерности, установленные при качественном анализе. Каждая кривая распределения соответствует системе разломов, выделенной на молодых плитах. Полагая, что с увеличением высоты пересчета полей выявляются глубинные особенности

Рис. 1. Кривые распределения систем разломов в земной коре для Предкавказья и других эпигерцинских плит

Предкавказье: 1 - экзогенные разломы; 2 - эндогенные разломы. Другие эпигерцинские плиты: 3 - экзогенные разломы; 4 - эндогенные разломы. Выраженность системы: 5 - наиболее отчетливая; 6 - отчетливая; 7 - слабая; 8 - отсутствует; 9 - возраст разломов



строения земной коры, полученные кривые указывают на существование двух видов зависимостей в распределении разломов по глубине. Кривые с четко выраженными экстремальными значениями (типа распределения Гаусса) на всех трех плитах соответствуют новообразованным системам платформенного этапа развития. Кривые же типа экспоненты — унаследованным от геосинклинального режима.

Интересно, что кривая, экстремум которой расположен вблизи оси ординат, на всех плитах соответствует самым молодым кайнозойским системам. Ее максимум по своей ширине уже последующих и резко затухает с увеличением глубины. Экстремум, соответствующий мезозойским системам, сдвинут вправо по оси абсцисс относительно первого и охватывает значительно больший интервал глубин. Таким образом, чем раньше образовалась система, тем дальше будет сдвинут максимум ее кривой внутрь земной коры. Последнее показывает, что платформенные системы зарождаются на поверхности Земли и с течением времени все глубже проникают в кору. Эти разломы мы называем экзогенными. С течением времени глубина проникновения экзогенных разломов увеличивается и они из коровых превращаются в мантийные.

Второй тип кривых характеризует разломы, связанные с геосинклинальной стадией развития. Анализ разломов, заполненных интрузивными телами, связанных с этими системами, позволяет считать, что эти разломы имеют связь с мантией, при этом чем моложе система, тем эта связь теснее. Они зарождаются внутри Земли и проникают в ее верхние слои снизу. Причиной их являются тектонические процессы, протекающие внутри Земли и ее верхней мантии. Эти разломы являются эндогенными. Поведение кривых эндогенных разломов указывает на то, что с течением времени происходит как бы отмирание их корней. Это хорошо видно в Западной Сибири, где фиксируются две геосинклинальные системы, разные по времени формирования.

Таким образом, проведенный анализ разломов по молодым плитам показал, что, по-видимому, можно говорить о существовании двух основных генетических типов разломов: экзогенных и эндогенных. Первые зарождаются на поверхности, с течением времени углубляются и проникают в верхнюю мантию. Вторые зарождаются внутри и, проникая к поверхности Земли, с течением времени теряют связь с мантией, т.е. разные генетические типы разломов в разное время и на разных стадиях своего развития являются глубинными — эндогенные — в начале развития, экзогенные — в конце. Следовательно, глубинность разломов есть функция времени. Существующая везде доминирующая сеть разломов из четырех систем указывает также на то, что основную раздробленность коры создают экзогенные системы, а эндогенные к ним "приспосабливаются". Сопоставление выделенных разломов с детальными структурными картами по разным стратиграфическим горизонтам мезокайнозоя показало, что с унаследованными разломами согласованы по простиранию крупные линейные структуры, т.е. они оказывали определенное влияние на формирование основного структурного плана чехла. Этим разломам свойственно интродирование, большие (>500 м) амплитуды вертикальных перемещений и большая глубина проникновения в земную кору.

Новообразованные разломы в основном являются коровыми. Им свойственны горизонтальные перемещения (5–6 км) и небольшие (до 100–200 м) вертикальные амплитуды. Горизонтальные перемещения приводят к изменению морфологии структур, нарушению основного структурного плана. В результате отдельные части крупных структур меняют свою ориентировку, а локальные структуры часто целиком подчиняются им. При достаточно больших вертикальных перемещениях новообразованные разломы способствуют и формированию нового структурного плана. Это имеет место, например, в палеогене востока Бухаро-Хивинской провинции, где Каганский и Газлинский купола, Рометанский прогиб и др. получили уже другую ориентировку, отличную от нижележащих горизонтов. Таким образом, изучение природы и времени формирования разломов позволяет более правильно понять современную структуру молодых платформ.

А. Я. Дубинский
(ВСЕГЕИ)

ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ И СТРОЕНИЯ ФУНДАМЕНТА СКИФСКОЙ ПЛИТЫ

Комплекс основания герцинского тектоно-магматического периода в пределах Скифской плиты составляют метаморфические породы. Это преимущественно парасланцы мусковитовой или биотитовой субфаций зеленосланцевой фации метаморфизма. Они широко распространены в Молдавии, Польше, Румынии и Болгарии, в степном Крыму и в Предкавказье. Выходят зеленосланцевые толщи в Добрудже, на Карпатах и Кавказе и вскрыты во многих скважинах Скифской плиты. В Предкавказье они вскрыты тридцатью скважинами (Бейсугская, Косиновская, Майкопская, Южно-Леушковская, Ровненская, Чайкинская, Трехсельская, Армавирская, Советская, Черкесская, Родниковская, Беломечетская, Баксанская, Восточно-Джалгинская, Безопасненская, Ипатовская, Максимокумская и другие площади), в степном Крыму шестью скважинами (Зуйская, Салгирская и Нижнегорская площади), в советской части Северной Добруджи несколькими скважинами в районах севернее Рени и Измаила.

В современном структурном плане эти зеленосланцевые толщи участвуют в строении герцинских сводов (Джалгинского, Ставропольского) или вытянутых антиклинальных зон (Карачаевско-Черкесской, Зуйско-Белогорской) и вскрываются непосредственно под осадочным чехлом Скифской плиты. Большинство скважин на перечисленных площадях обнаруживают их именно в пределах положительных форм герцинского плана.

Тем не менее, данные региональных геофизических исследований (включая МОГТ), подтвержденные материалами бурения глубоких скважин, указывают на широкое распространение зеленосланцевых толщ и под каменноугольными, местами девонскими сланцами.

Если снять намюр-среднекаменноугольные отложения, составляющие наиболее распространенную по площади часть разреза пород, образовавшихся в течение второй стадии герцинского тектоно-магматического периода, то перед нами откроются большие участки развития докембрийских зеленосланцевых толщ. Эти участки разобщаются узкими трогами (Песчанокопский и Невинномысский синклиории), в которых располагаются сланцы и известняки ранней стадии развития названного периода (средний девон - средний визе), ближайшим тектоническим аналогом которых можно назвать синклиорий Передового хребта Северного Кавказа. В степном Крыму аналоги двух первых синклиорий пока не установлены. В Северной Добрудже к подобным структурам допустимо отнести Мэчинский и Вулканештский прогибы.

Северная граница распространения зеленосланцевых толщ в настоящее время вырисовывается с достаточной определенностью. Распространены они южнее Украинского массива, затем, огибая его выступ (Ростовский), подступают к южной границе Донецко-Мангышлакской системы и следуют вдоль последней, по существу определяя эту границу. В нескольких пунктах здесь вскрыты зеленосланцевые породы (скважины Восточно-Джалгинские, Максимокумская 7, Ипатовская 4).

Состав зеленосланцевых толщ, изученный по скважинам, аллохтонным глыбам (в нижнем мелу предгорий Крыма) и выходам на поверхность, довольно однообразен - это пара- и, реже, ортосланцы (по основным эффузивам).

Диапазон метаморфических преобразований достаточно узок (филлиты, слюдяные сланцы, очень редко амфиболиты). Условия их залегания, судя по большинству скважин на исследованных участках Скифской плиты, достаточно простые — углы падения близки к $5-20^{\circ}$ и только в местах проявления последующих разрывов фиксируются более крутые углы.

Интрузивный магматизм, синхронный времени становления зеленосланцевых толщ, проявился, видимо, незначительно. Пока достоверно установлены гранитные интрузии в районе севернее г. Измаила. В глубоких скважинах Суворовской и Ореховской площадей под дислоцированными темно-серыми вендскими сланцами (палеонтологически охарактеризованными по остаткам водорослей) вскрыта мощная каолинистая кора выветривания, развивавшаяся на зеленых гранитах, прорывающих зеленосланцевые толщи. Указанным обстоятельством, между прочим, определяется верхний возрастной предел последних. Нижний возрастной предел сланцев, видимо, устанавливается по вскрытию в скважине Тузла (Румыния, южнее г. Констанцы) в их подошве крутозалегających древних сланцев и гранитов иного облика, которым приписывают раннепротерозойский возраст.

Сказанное позволяет говорить о специфических условиях образования зеленосланцевых толщ, слагающих комплекс основания герцинского тектоно-магматического цикла в пределах Скифской плиты. Здесь не было тех контрастных проявлений тектонических движений и магматизма, которые столь характерны по латерали и во времени для многих докембрийских и ряда фанерозойских геосинклинальных областей на разных стадиях их развития.

Не менее специфическими были здесь и условия, определившие образование пород герцинского тектоно-магматического цикла. Изученность их геолого-геофизическими методами относительно высокая. Многочисленные скважины вскрывают породы этого периода развития на разную глубину, а некоторые (скв. 1, Красновская, в степном Крыму, скв. 1, Кировская, скв. 200, Северо-Ставропольская, Мектебские, скв. 13, Величаевская и другие в Предкавказье) на многие сотни метров.

Первые скважины показывали крутое залегание пород карбона (глинистые сланцы, плотность $2,65-2,78$ г/см³), но, как оказалось впоследствии, это относилось преимущественно к отложениям ранней стадии развития герцинского периода (девон — ранний карбон).

Сейчас можно говорить о том, что наиболее широко распространенными отложениями карбона являются образования второй стадии развития (намюр — средний карбон), залегающие на размытой поверхности пород ранней стадии герцинского периода и древние зеленосланцевые толщи. Именно эти отложения карбона дислоцированы сравнительно слабо (углы $5-20^{\circ}$), интенсивнее лишь в местах прохождения более молодых разломов.

По степени постдиагенетических изменений породы намюра — среднего карбона соответствуют стадии метагенеза по Н.В. Логвиненко. Это типичные глинистые сланцы (плотность $2,65-2,75$ г/см³), редко филлитизированные скважины (1 и 13, Красновские, Новоселовские — степной Крым).

Магматизм выражен преимущественно в виде довольно многочисленных гранитных интрузивных тел и является, судя по форме и составу тел, со складчатым (поздний карбон — ранняя, докунгурская пермь). Как видим, вторая стадия герцинского тектоно-магматического периода на территории Скифской плиты также проявилась в специфических условиях, отражающих (или наследующих?) стиль тектоно-магматического развития зеленосланцевых толщ (комплекса основания).

Вот эти специфические, неконтрастные, "растянутые" геосинклинальные условия, видимо, определили и последующий ход геотектонической эволюции Скифской плиты в ее доплатформенный период. Местная складчатость и интенсивная интрузивная деятельность, протекавшие отнюдь не быстро, а скорее замедленно, не сопровождались энергичными поднятиями.

Здесь только местами формировались относительные превышения рельефа, большая же часть последнего была достаточно сглаженной, т. к. возникавшие возвышенные участки рельефа, отвечающие положительным структурам инверсионной стадии, синхронно размывались. Накопление орогенных континентальных образований происходило только на ограниченной площади (Расшеватская, Южно-Леушковская, Ясенская площади) и не было сколько-нибудь длительным. Та же картина наблюдается и для аналогичной стадии развития Донецко-Мангышлакской системы.

Спокойные условия наступили после завершения складчатости и внедрения гранитной магмы; свидетельством этому является широкое развитие континентальной коры выветривания (уфимский век) на породах докембрия, девона, карбона и герцинских гранитах. Но уже в казанское время территория Скифской плиты погружается под уровень моря и начинается снова накопление отложений в стиле, напоминающем предыдущие тектоно-магматические периоды. Складчатость отмечается лишь местами (районы Измаила, Алуата, степной Крым, северо-западное Предкавказье, Горный Мангышлак), магматизм (липарит-базальтовая формация), так же как и разломные движения, проявились в конце этого нового древнекеммерийского тектоно-магматического периода (казанский век - норийский век).

Формирование фундамента Скифской плиты происходило в специфических геосинклинальных условиях, отличавшихся большим постоянством по латерали и во времени в течение трех тектоно-магматических периодов (докембрийского, герцинского и древнекеммерийского), разделенных периодами очень медленного и малоамплитудного воздымания, даже покоя.

С течением времени малоэнергичная тектоно-магматическая геосинклинальная деятельность от периода к периоду затухала, завершившись к юрскому времени. Начало формирования осадочного чехла Скифской плиты, а следовательно и самой плиты, следует относить к юрскому периоду.

Развитие плиты, как региональной структуры, предопределено спецификой ее доплатформенной истории, в чем мы видим и различия между нею и Русской платформой.

Н. Я. Кунии
(ВНИГНИ)

О ТЕКТОНИЧЕСКОЙ СУЩНОСТИ И ВАЖНЕЙШИХ ОСОБЕННОСТЯХ ПРОМЕЖУТОЧНОГО СТРУКТУРНОГО ЭТАЖА МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ

Одной из основных дискуссионных проблем является проблема промежуточного структурного этажа (П), целесообразности его выделения.

Нередко утверждают, что в отличие от фундамента и платформенного чехла, которым отвечают соответственно геосинклинальный и платформенный этапы развития земной коры, промежуточный структурный этаж не отвечает какому-либо четкому тектоническому этапу. Легко показать, что подобные утверждения сознательно замкнуты в порочном логическом кругу. Вначале допускается, что возможны только геосинклинальный и платформенный этапы развития земной коры, а иной тип развития признается подчиненным или отрицается вообще. Поэтому такое утверждение нельзя считать серьезным научным аргументом, но массовое распространение подобных взглядов требует четкого ответа.

Исходя из представлений Г.Ш.Штилле, В.Е.Хайна и других о важных переломах в развитии Земли и концепции новой глобальной тектоники, эволюцию тектонических структур можно представить следующим образом.

1. Существование громадных суперконтинентов (типа Лавразии или Гондваны).
2. Дробление этих массивов континентальной коры, заложение океанов и быстрое расширение океанов Атлантического типа.
3. Прекращение расширения, кратковременная фиксация океанов и сокращение размеров последних, начало геосинклинального процесса на границе континентов и океанов.
4. Резкое сужение океанов, интенсификация геосинклинального процесса, возможно образование вторичных "базальтовых окон", сочленение некогда противлежащих континентальных блоков и их магматическая переработка.
5. Замыкание геосинклиналей, консолидация геосинклинальных поясов, образование новых группировок континентальной коры.

При этом крупные массивы континентальной коры, не подвергнутые дезинтеграции, сохраняются неизменно в виде кратонов, в их опущенных блоках формируется платформенный чехол древних платформ.

Отторгнутые от кратонов глыбы континентальной коры и массивы океанической коры (обособившиеся от погруженных в зонах Беньофа пластин океанической литосферы или возникшие вторично) являются ареной накопления отложений промежуточного структурного этажа, а линейные островные дуги, где происходит формирование континентальной земной коры, являются типичными геосинклиналями, где образуется складчатый фундамент.

Таким образом, формирование промежуточного структурного этажа начинается на стадии "микроматериков", еще до начала становления фундамента молодой платформы, на этапе растяжения, формирования океанов Атлантического типа. Формирование промежуточного структурного этажа продолжается в пределах континентальных блоков "микроматериков" и изомерных "базальтовых окон" на всем пространстве от островных дуг до древних платформ. При этом часть образований промежуточного структурного этажа в пределах отдельных массивов в период их поднятия и при расположении над зоной Беньофа подвергается интенсивной магматической, блоковой и даже складчатой переработке, особенно интенсивной в зонах межглыбовых разломов.

Ликвидация океанов, замыкание геосинклиналей и образование группировки материков, ранее принадлежащих различным берегам океанов, приводит к прекращению интенсивных складчатых и магматических процессов, к господству режима медленных колебательных движений и формированию платформенного чехла в зонах относительных прогибаний.

Легко видеть, что в рамках изложенных представлений образование промежуточного структурного этажа занимает естественное место.

Формирование промежуточного структурного этажа начинается раньше формирования фундамента молодых платформ на блоках бывшей континентальной коры в стадии микроконтинентов.

Формирование промежуточного структурного этажа охватывает и весь период геосинклинального развития, протекая на изомерных, погружающихся массивах, в зоне перехода между кратонами и линейными геосинклинальными островными дугами. В этом смысле формирование промежуточного структурного этажа происходит одновременно с образованием фундамента молодой платформы, но в различных, территориально не совпадающих зонах.

Формирование промежуточного структурного этажа происходит и на площадях относительно ранней консолидации фундамента, где до начала образования платформенного чехла, после консолидации нового континентального массива, возникает своеобразные приразломные структуры растяжения — грабены и впадины.

Таким образом, формирование промежуточного структурного этажа охватывает больший интервал времени и большие площади, чем формирование фундамента плит молодой платформы. Этот кажущийся парадокс объясняется преобладанием в составе фундамента плит молодой платформы глыб древней континентальной земной коры, которые лишь перегруппировываются, частично перерабатываются, цементируются в процессе развития палеозойских геосинклиналей, создающих линейные складчатые зоны.

Особенности тектоники молодых платформ должны рассматриваться в тесной связи со спецификой тектонического режима планеты в последние 1000 млн лет или несколько более. Применительно к условиям восточного полушария этот период времени включает деконсолидацию Мегатеги, формирование и замыкание Тетиса и Бореально-Уральского океана и связанных генетически с ними геосинклинальных областей.

Рассматривая с этих позиций молодые платформы, легко заметить существенное своеобразие Туранской плиты. Западно-Сибирская плита располагается между Восточно-Европейской и Восточно-Сибирской древними платформами и связана главным образом с развитием каледонско-герцинского Уральского океанического "залива" и, в меньшей мере, с окраинной зоной каледонско-герцинского Восточного Тетиса. Западная часть Евразийской молодой платформы (Скифская плита, Мизийская плита) располагается к югу от Восточно-Европейского кратона и связана в своем развитии с Западным Тетисом. Совершенно иную позицию занимает Туранская плита. Она не примыкает непосредственно ни к одной из нынешних древних платформ и окружена океаногенными эвгеосинклинальными структурами Урала, Западного и Восточного Тетиса. Очевидно, что таким массивом, разделявшим океанические области, могла быть лишь жесткая консолидированная масса континентальной коры-Палеотуран, которая подвергалась дезинтеграции, переработке и наращивалась за счет формирующихся на границах континентов и океанов геосинклинальных областей.

С учетом изложенного, нам представляется, что понятие "молодые платформы" следует истолковать как континентальные платформенные сооружения, возникшие после верхнепротерозойского перелома, в результате формирования рифейско-палеозойских океанов и их замыкания. Фундамент молодых платформ Евразии включает отдельные массивы допозднепротерозойских платформ, а также геосинклинальные структуры послекарельских, но домезозойских тектонических циклов, возникновение и консолидация которых генетически связаны с образованием и замыканием океанов зоны Тетис и Бореаурала.

Необходимо отметить, что при указанном подходе большую часть Прикаспийской впадины, которая, по-видимому, была отделена от Русской платформы Урало-Каспийской полосой океанической коры, более правильно относить к молодым платформам.

Термин "промежуточный структурный этаж" был использован впервые при изучении Западно-Сибирской плиты А.А. Борисовым в 1962 г.; в 1964 г. он был использован в докладе В.Г. Васильева, С.П. Максимова, А.А. Трофимука (1964), представленном XXII сессии Международного геологического конгресса. Выделение промежуточного структурного этажа платформ при этом рассматривалось как важнейшее достижение региональных исследований в СССР. Несмотря на многочисленные "опровержения" и "закрытия" этого термина, он оказался живучим, прошел испытания практикой, его следует сохранить.

Рассматривая нефтегазоносность промежуточного структурного этажа с позиций органической теории, мы должны отметить его огромные перспективы, что определяется следующим.

1. Объем осадков промежуточного структурного этажа по примерным подсчетам в 1,5–2,0 раза больше, чем объем осадков чехла молодых платформ.

2. Преобладающими в составе промежуточного структурного этажа являются отложения мелководноморского генезиса, богатые органическим веществом. Отметим, что сапропелевый состав органики, в частности, отсутствие гумусовых веществ в докаменноугольных отложениях, создает благоприятные предпосылки для поисков нефти и конденсата в породах промежуточного структурного этажа.

3. Глубины погружения отложений промежуточного структурного этажа и термобарические условия вполне благоприятны для преобразования захороненного ОВ.

4. Имеется огромное количество ловушек сводового и иных типов.

5. В составе промежуточного структурного этажа широко представлены соленосные отложения, которые формируют региональные покрывки.

6. Важнейшей проблемой является проблема емкостей и коллекторов. Полученные устойчивые притоки газа (до 1–2 млн м³ в сутки), нефти (до 150 т в сутки) и воды в породах ПСЭ с глубин 3–5 км показывают, что и емкости имеются и коллекторские свойства могут быть благоприятными.

Нам представляется, что запасы промежуточного структурного этажа тенденциозно недооцениваются на молодых платформах СССР. Они составляют десятки миллиардов тонн условного топлива. Это необходимо отобразить в составляемых прогнозах. Однако мобилизация этих ресурсов потребует разработки новых методических приемов, в частности, бурения на большие глубины в твердых разрезах, возможно, искусственного улучшения проницаемости пород коллекторов и др.

Важно подчеркнуть, что по очень широкому набору признаков и особенностям строения промежуточного структурного этажа он резко отличается от платформенного чехла. В промежуточном структурном этаже широко развит магматизм, гидротермальная деятельность, рудные месторождения, дислокации и сопутствующий им метаморфизм, что приводит к специфическим закономерностям изменения физических свойств. Зоны относительных поднятий первого и второго порядков являются, как правило, сравнительно неблагоприятными для поисков нефти и газа в породах промежуточного структурного этажа. Благоприятными для поисков являются крупные впадины. Структурный план их обычно существенно не схож со структурным планом платформенного чехла. Особенно опасно отождествление промежуточного структурного этажа с платформенным чехлом с точки зрения методики поисково-разведочных работ на нефть и газ. Как региональные, так и поисковые работы по исследованию промежуточного структурного этажа должны учитывать его своеобразие.

Поэтому попытки отрицания специфики промежуточного структурного этажа имеют не только чисто научный аспект, но и приобретают все более важное практическое значение.

Отождествление промежуточного структурного этажа с геосинклинальным фундаментом и орогенными формациями приводит к недооценке ресурсов нефти и газа, задерживает его исследования под платформенным чехлом. Именно по этой причине остановлены бурением многие сотни опорных, параметрических и поисковых скважин на технически доступных глубинах, как только они достигли подошвы платформенного чехла.

Отождествление промежуточного структурного этажа с платформенным чехлом упрощает проблему поисков нефти и газа, неверно ориентирует направление поисково-разведочных работ по канонам, выработанным для платформенного чехла, но малопригодным или не пригодным для промежуточного структурного этажа.

Признание специфики его требует научной разработки методики его исследований, что имеет большое народнохозяйственное значение.

Литература

- Борисов А.А. О некоторых особенностях глубинной структуры платформенных территорий Советского Союза. - Сов. геология, 1962, № 1.
- Васильев В.Г., Максимов С.П., Трофимук А.А. Нефтегазоносные бассейны СССР. - Междунар. геол. конгр. XXIII сессия. Докл. сов. геологов. Проблема 5. М., "Наука", 1964.

О ТЕКТОНИЧЕСКОМ КОНТРОЛЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В статье Н.А. Крылова, Р.Г. Гарецкого, В.Д. Наливкина и И.И. Нестерова "Особенности геологического строения чехла молодых платформ и перспективы их нефтегазоносности" настоящего сборника сделаны три ответственных вывода о связи тектоники платформ и их нефтегазоносности.

1. Скопления нефти и газа тяготеют к крупным депрессиям чехла, характеризующимся мощностью осадочных пород свыше 3,5-4,0 км.

2. Основная (хотя и, возможно, не единственная) нефтегазопроизводящая толща на молодых платформах - это базальная угленосная юрская формация.

3. Нет отчетливой связи между возрастом структур и их продуктивностью.

Рассмотрим, в какой степени сделанные заключения согласуются с материалами поисково-разведочных работ и теоретическими положениями нефтяной геологии.

1. Первый вывод принципиальных возражений не вызывает. Но конкретного отношения к молодым платформам он не имеет. Какая-то минимальная мощность осадочных пород, очевидно, необходима для того, чтобы произошло образование залежей углеводородов в любом седиментационном бассейне - будь то плиты молодых или древних платформ, межгорные и предгорные прогибы и т. д.

2. Второй вывод не имеет достаточного научного обоснования. Допустим, что формирование залежей газа и нефти в нижнемеловых толщах связано с перетоком флюидов из юрских отложений в меловые в зонах выкливания титонской соли (Бухарская ступень). Но как связать нефтеносность триаса в Южно-Мангышлакском прогибе, в Маньчской зоне и Ейско-Березанском районе Скифской плиты или нефтепроявления в триасовых толщах Челябинского грабена с нижне-среднеюрской терригенной угленосной формацией?

Н.А. Крылов (1971) считает, что в Североморской впадине, которая является частью Западно-Европейской молодой платформы, источником газа служила угленосная моласса карбона, откуда газ мигрировал в нижнепермские резервуары. В Северном море также открыты богатые залежи нефти в дат-палеоценовых песках. Очевидно, что юрская нефтепроизводящая толща к этим месторождениям никакого отношения не имеет. С позиций авторов упомянутой статьи необъяснимы такие факты, как нефтеносность бухарских слоев палеоцена в Афгано-Таджикской впадине, газоносность эоцена в Приаралье, нефтегазоносность майкопской серии в Предкавказье.

Имеются убедительные геологические и геохимические доказательства независимости юрского, неокомского и апт-сеноманского региональных нефтегазоносных комплексов и в Западно-Сибирской провинции.

И вообще непонятно, почему в пределах молодых плит Евразии в качестве главной нефтегазопроизводящей свиты признается угленосная паралическая или лимническая формация, тогда как почти во всех бассейнах мира наиболее богатые зоны нефтегазоаккумуляции связаны с мелководно- и прибрежно-морскими фациями.

3. Из третьего вывода вытекает признание связи залежей нефти и газа с современным структурным планом и отрицание такой связи с палеотектоническим планом. Это означает, что в геологическом прошлом не было благоприят-

ных условий для нефтегазонакопления и что такие благоприятные условия появились недавно, в конце неогенового периода или в антропогене. Отсюда неизбежно следует заключение о том, что все залежи нефти и газа образовались в земной коре в неогене или в четвертичном периоде. Такая концепция, по существу, смыкается с неокатастрофической гипотезой В.Б. Порфирьева (1967) abiогенного синтеза нефти в мантии. Только у Н.А. Крылова (1971) она завуалирована тем, что функции мантии выполняет юрская угленосная формация. Как же обстоит дело в действительности?

Можно привести множество примеров достаточно тесной связи между возрастом структур различных порядков, особенностями их развития во времени, с одной стороны, и размещением залежей углеводородов по разрезу и на площади — с другой.

Сошлюсь лишь на два примера отчетливого палеотектонического контроля нефтегазонаосности.

1. На севере Тюменской области открыта гигантская залежь газа в сеноманском массивном резервуаре на глубине немногим более 1 км, контролируемая Медвежьим мегавалом. Запасы газа — около 2 трлн м³. Ниже этой залежи было пробурено 6 скважин глубиной от 3200 до 4070 м, вскрывших на полную мощность меловые отложения и углубившихся на 200–600 м в образования юрской системы.

Несмотря на наличие хороших коллекторов и покрышек в готерив-барреме и очень крупной замкнутой ловушки по всем горизонтам осадочного чехла — от кровли сеномана до кровли средней юры — ниже сеноманской залежи не было встречено промышленных скоплений нефти и газа.

По материалам сейсморазведки были выполнены палеотектонические построения. Карты равных мощностей составлялись с учетом всех без исключения точек, в которых МОВ определены глубины до отражающих горизонтов "Б" (примерно кровля юры), "М" (кровля неокома), "Г" (подошва турона), "С" (кровля сенона). Карты отстраивались по модернизированной программе "Тренд-1", составленной в ЗапСибНИГНИ, на ЭВМ "Минск-22".

В результате было установлено, что Медвежий мегавал по горизонтам юры и неокома до конца сеноманского века имел форму плоской структурной террасы, осложненной мелкими куполками и прогибами и крутым уступом в зоне современного восточного крыла поднятия. Формирование крупной замкнутой ловушки началось в туроне и продолжалось до середины плиоцена. Этого отрезка времени было достаточно, чтобы образовалась залежь газа в сеноманском резервуаре, тогда как в юрском и неокомском комплексах энергичные процессы нефтегазонакопления в основном закончились до появления антиклинальной складки. Возможно, однако, что мелкие палеотектонические поднятия на структурной террасе служили в качестве ловушек для нефти или газа "ранней генерации", но ни одна из таких ловушек не была проверена глубоким бурением.

2. Гигантская газовая залежь в сеномане была открыта на площади Уренгойского мегавала, где запасы газа превышают 5 трлн м³.

Однако в отличие от Медвежьей площади, здесь глубокими скважинами выявлено до девяти продуктивных пластов в неокоме на глубинах от 2400 до 3100 м. Неокомские залежи газоконденсатные с нефтяными оторочками (в отличие от сеноманского скопления "сухого" метанового газа).

Уренгойский мегавал по поверхности сеномана представляет собою единое, не осложненное более мелкими складками поднятие амплитудой 250 м. По отражающему горизонту "Б" (примерно граница юры и мела) мегавал расчленен на четыре купола. Неокомский газ присутствует на двух из них, причем по пласту БУ-8 картируется единая (самая крупная) для обоих куполов залежь. Однако и ее контур значительно меньше, чем площадь залежи в сеномане.

Палеотектонические реконструкции показали, что отдельные замкнутые ловушки по горизонтам неокома в пределах Уренгойского мегавала образовались на рубеже юрского и мелового периодов и развивались как конседиментацион-

ные поднятия до конца сеноманского века. Современные контуры неоконских скоплений примерно соответствуют предтуронским палеоконтурам этих ловушек. В послесеноманское время над сравнительно мелкими погребенными брахиантклинальными складками начал формироваться огромный вал, который приобрел современный облик в начале плиоценовой эпохи.

При этом отдельные палеоподнятия (структуры второго и третьего порядков), получившие развитие в раннемеловую эпоху, в настоящее время располагаются на далеких крыльях Уренгойского мегавала, за пределами контура газоносности в сеноманском резервуаре.

Они еще не вовлекались в поисковое бурение; эти поднятия, по-видимому, служат ловушками для нефти и газа "ранней" (досеноманской) генерации.

В пользу такого предположения служат результаты поискового бурения на Надымском куполе, расположенном к западу от Медвежьего мегавала. Надымское поднятие резко затухает вверх по разрезу и в его границах не было обнаружено скоплений газа в сеномане.

Но на глубинах 2900–3000 м здесь были вскрыты нефтегазоконденсатные залежи в валанжине, в пластах, которые обводнены на Медвежьей площади, несмотря на их более высокое современное гипсометрическое положение по сравнению с Надымским поднятием.

На севере Западно-Сибирской плиты уже известно значительное число структур, на которых ниже сеноманских залежей не были встречены промышленные скопления нефти или газа в более чем двухкилометровой толще нижнего мела. Имеются также площади, где под газовыми залежами в сеномане выявлены нефтегазоконденсатные скопления в неоконе (Уренгойская, Ямбургская, Заполярная). Наконец, известна группа газоконденсатных месторождений в Усть-Енисейской области, где продуктивны только слои неокона и отсутствуют залежи углеводородов в сеномане (Пеляткинская, Семеновская, Казанцевская, Соленинская, Озерная и другие площади).

Палеотектоника всюду удовлетворительно объясняет закономерный характер размещения залежей углеводородов по разрезу. Важно отметить, что как в зонах продуктивных структур, так и в районах обводненных поднятий нижнемеловые резервуары характеризуются незначительным (менее 30%) дефицитом упругости воднорастворенных газов, что указывает на энергично протекавшие процессы нефтегазообразования. Крайне неравномерный зональный характер концентрации углеводородов в залежах обусловлен одновременностью формирования ловушек на путях региональной миграции.

Конкретный анализ тектонических процессов, изучение истории формирования и развития структурных элементов разных порядков в разных тектонических этажах и ярусах платформенных и так называемых "переходных" комплексов является главной задачей тектонистов в раскрытии закономерностей пространственного размещения нефтегазоносных формаций и залежей нефти и газа.

Литература

- Крылов Н.А. Общие особенности тектоники и нефтегазоносности молодых платформ. М., "Наука", 1971.
- Порфирьев В.Б. Современное состояние проблемы нефтеобразования. – В кн "Генезис нефти и газа". М., "Недра", 1967.

И. И. Нестеров
(ЗапСибНИГНИ)

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ (ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ ПЛИТА)

Западно-Сибирская низменность является крупной эпипалеозойской плитой, окруженной со всех сторон складчатыми системами, консолидированными до образования платформенного чехла плиты.

Фундамент является гетерогенным. Разновозрастные элементы обрамления продолжают вглубь низменности, где они сочленяются между собой по зонам глубинных разломов. В строении фундамента участвуют зоны архейской, байкальской, салаирской, каледонской и герцинской складчатости. В состав фундамента входят также образования переходного комплекса, которые развиты не повсеместно, а выполняют межгорные впадины и пологоскладчатые покровы. Образования этого комплекса представлены сравнительно слабометаморфизованными осадочными, эффузивно-осадочными и эффузивными породами.

На породах фундамента и образованиях переходного комплекса с резким угловым несогласием и перерывом залегают отложения платформенного мезозойско-кайнозойского чехла.

Западно-Сибирский седиментационный бассейн выполнен мезозойско-кайнозойскими отложениями терригенного состава. На севере бассейна и в пределах акватории Карского моря в низах платформенного чехла предполагается наличие терригенной толщи триасового возраста. Общая площадь бассейна на суше составляет 2,9 млн км². Бассейн продолжается в акваторию Карского моря, где дополнительная площадь вместе с морскими губами и заливами составляет 0,4 млн км². Объем пород Западно-Сибирского седиментационного бассейна на суше составляет около 6 млн км³, а с площадью акватории — около 7 млн км³. Средняя мощность осадочного чехла равна 2,2 км, максимальная — до 11,0 км.

По генезису мезозойско-кайнозойские отложения представлены морскими и прибрежно-морскими — 45%, лагунными — 15% и континентальными — 40%.

Содержание морских, прибрежно-морских и лагунных образований в юрских отложениях составляет 40%, в меловых — 60%, в палеогеновых — 70%, в неогеновых и четвертичных — 20%. Объем песчаных пород составляет 2,47 млн км³ (39,2%), глинистых и кремнисто-глинистых — 3,83 млн км³ (60,8%), карбонатных — 0,02 млн км³ (0,03%). Содержание песчаных образований в юрских отложениях составляет 40%, в нижнемеловых и сеноманских — 47%, в верхнемеловых (без сеномана) — 21%, в турон-нижеолигоценовых — 3% и в среднеолигоцен-четвертичных — 54%. В состав песчаников входит кварц (52%), полевые шпаты (34%) и обломки пород (14%).

Западно-Сибирская плита разделяется на три крупных тектонических элемента — Внешний пояс, Центральную и Северную области.

Территория Внешнего пояса имеет площадь около 1,4 млн км² и располагается в краевой части плиты, где глубина до фундамента не превышает 2000 м. В этой зоне преобладают незамкнутые и полужамкнутые структуры первого и второго порядков, типа склонов, моноклиналей и структурных носов. Впадины развиты меньше и их суммарная площадь не превышает 20–25% от территории внешнего пояса.

Центральная тектоническая область занимает площадь около 1 млн км² и приурочена к центральной части Западно-Сибирской плиты. В ее пределах пре-

обладают замкнутые структуры первого и второго порядков типа сводов, мегавалов, валов, куполовидных поднятий, впадин и прогибов. Своды и мегавалы имеют амплитуду по поверхности фундамента до 400–600 м, при этом вверх по разрезу амплитуда их уменьшается примерно в 10 раз по отложениям верхнего мела и палеогена.

Северная тектоническая область площадью около 0,8 млн км² характеризуется наиболее резкими перепадами глубин до фундамента и крупными замкнутыми структурами первого и второго порядков, типа валов, мегавалов, впадин и прогибов. Амплитуда их по поверхности фундамента достигает 1000–1500 м. В этой области под юрскими отложениями предполагается развитие песчано-алевролитно-глинистой триасовой толщи мощностью до 6 км.

Все известные локальные поднятия как в пределах Внешнего пояса, так и в Центральной и Северной областях являются конседиментационными. Рост их постепенно замедляется вверх по разрезу.

Разрывные нарушения в пределах чехла отмечаются редко. Имеющиеся ограниченные сейсморазведочные данные позволяют предполагать наличие таковых на отдельных локальных поднятиях. В пределах Внешнего пояса и Центральной области амплитуда предполагаемых нарушений не превышает 20–40 м и они на расстоянии 50 – 100 м от поверхности фундамента затухают. В Северной тектонической области амплитуда разрывных нарушений увеличивается до 200 – 300 м и они прослеживаются вплоть до сеноманских и туронских отложений.

Отмечается тесная связь развития регионального структурного фона с ростом локальных поднятий. По направлению от окраин к центру и на север Западно-Сибирской плиты отмечается постепенная смена основных этапов роста поднятий от более древних к молодым. Соответственно, в этом же направлении наблюдается появление структурных ловушек в более молодых отложениях. По окраинам равнины структурные ловушки имеются в основном в юрских отложениях, ближе к центру они появляются в юрских и неокомских, а на севере почти по всему разрезу мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

Намечается связь времени проявления более интенсивных тектонических движений с размером замкнутых поднятий.

В юрское время интенсивные тектонические движения проявлялись в основном по окраинам плиты в пределах Внешнего тектонического пояса. Они создали резкие по амплитуде, но небольшие по размерам поднятия. По направлению к центральным и северным частям плиты интенсивность проявления локальной тектоники в это время затухала. В нижнемеловое время центр интенсивного проявления тектонических движений смещается в Центральную тектоническую область. Здесь по абсолютной величине интенсивности нижнемеловые тектонические движения имели меньшую амплитуду, чем юрские в окраинных зонах Западно-Сибирской плиты, но они создали крупные сводовые поднятия площадью до 20–30 тыс км².

В верхнемеловое и кайнозойское время центр активных тектонических движений перемещается в Северную тектоническую область. В это время здесь формируются крупные, высокоамплитудные валообразные поднятия. В зонах с активной тектонической деятельностью в юрский и нижнемеловой этапы в верхнемеловое и кайнозойское время происходит затухание интенсивности роста поднятий и относительное усиление развития регионального структурного фона.

Из намеченной закономерности по смещению центров интенсивности тектонических движений во времени от окраин, к центру и на север Западно-Сибирской плиты, можно сделать предварительные выводы по соотношению структурных планов в мезозойско-кайнозойских отложениях.

Решение этой проблемы связано с выяснением взаимоотношений структурных планов отложений, накапливавшихся в условиях интенсивных тектонических движений, во-первых – с горизонтами перекрывающих и во-вторых – с горизонтами подстилающих стратиграфических подразделений.

Для решения первого вопроса имеется достаточный фактический материал, позволяющий прийти к выводу, что этап интенсивных тектонических движений, приведших к созданию замкнутых поднятий в более молодое время, сменяется периодом преобладания роста региональных структур над локальными. В перекрывающих отложениях замкнутые поднятия резко уменьшаются в размерах или преобразуются в структурные носы и моноклиналы.

Решение второго вопроса основывается на меньшем количестве фактического материала, но имеет более важное теоретическое и практическое значение. Палеоструктурный план отложений, подстилающих породы, которые накапливались в этапе активных тектонических движений, может не совпадать с вышележащими горизонтами.

В центральных частях Западно-Сибирской плиты, где активные тектонические движения проявлялись в нижнемеловое время, на ряде локальных поднятий даже современный структурный план по юрским отложениям не совпадает с современным структурным рельефом по нижнемеловым отложениям. Такие факты наблюдаются на Шеркалинской, Алешкинской, Алымской, Мегийонской и других площадях.

Эти, пока немногочисленные данные свидетельствуют о том, что в зоне с более интенсивным проявлением тектонических движений в неокомское время подстилающие отложения на многих участках развивались по иному структурному плану, чем современные.

В связи с этим большое практическое значение приобретает вопрос о соотношении структурных планов верхнемеловых и нижележащих отложений в северных районах Западно-Сибирской плиты, где основной этап тектонических движений проявлялся в верхнемеловое и кайнозойское время. По аналогии с наметившейся закономерностью в других районах плиты можно предположить, что если нижнемеловые и юрские отложения здесь и не всегда развивались по структурному плану, отличному от современного по кровле сеноманских пород, то интенсивность этих движений была не очень высокой. В этом случае мы вправе ожидать, что по юрским отложениям структурный рельеф будет более резким, чем сеноманский, но не более сложным, как это предполагается сейчас. То есть по юрским отложениям, если мощность их будет соизмерима с мощностью в центральных районах плиты, замкнутые поднятия, по числу мелких структурных осложнений и их конфигурации, будут незначительно отличаться от поднятий, закартированных сейсморазведочными работами и бурением по кровле сеноманских отложений. Не исключена возможность несовпадения структурных планов юрских и неокомских отложений с верхнемеловыми и затухания амплитуд поднятий вниз по разрезу. Это следует учитывать при картировании сейсморазведкой глубоких горизонтов чехла на севере Западной Сибири и при корреляции разрезов скважин.

Сравнивая изложенные в настоящей статье выводы, к которым мы пришли еще в 1969 г. и которые в то время были доложены Ученому совету ЗапСибНИГНИ, с современной оценкой перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты, не трудно убедиться, что перспективы нефтегазоносности возрастают от зон с преобладанием локальных поднятий древнего (юрского) роста к зонам с интенсивным ростом их в более молодое время. Вывод из этого однозначен: в условиях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции нельзя связывать более высокие перспективы открытия залежей углеводородов только с локальными структурами с более интенсивным развитием в юрское время.

По состоянию на 1 января 1973 г. в пределах мезозойских платформенных отложений Западно-Сибирской провинции выявлено 216 месторождений¹, в том числе: с газовыми залежами - 39; с газоконденсатными - 17; с

¹ На 1 января 1975 г. в Западной Сибири выявлено уже 245 месторождений с общим количеством залежей нефти и газа 570 (Ред.).

нефтяными - 121; с нефтегазовыми - 2; с нефтегазоконденсатными - 12; с газовыми и газоконденсатными - 8; с нефтяными и газовыми - 3; с газоконденсатными и газонефтяными - 1; с газовыми и нефтегазоконденсатными - 1; с газоконденсатными и нефтегазоконденсатными - 3; с нефтяными и нефтеконденсатными - 4; с газовыми, нефтяными и газонефтяными - 1; с газовыми, нефтяными и газоконденсатными - 1; с газовыми, газоконденсатными и нефтегазоконденсатными - 2; с нефтяными, газовыми, газоконденсатными и нефтегазоконденсатными - 1.

В пределах 216 месторождений выявлено 480 залежей, в том числе: газовых - 68; газоконденсатных - 80; нефтяных - 288; газовых с нефтяной оторочкой - 3; газоконденсатных с нефтяной оторочкой - 21; нефтяных с газовой шапкой - 2; нефтяных с газоконденсатной шапкой - 15; эмульсионных - 3.

Из 480 выявленных залежей углеводородов 42% относятся к категории литолого-стратиграфических и литологических. Поскольку бурение проводилось в основном на поднятиях, то можно предполагать, что во впадинах, где условия дифференциации обломочного материала были хуже, чем на поднятиях, можно ожидать наличие большого количества литологических ловушек.

Кроме того, в пределах 65 месторождений выявлено 137 пластов с нефтепроявлениями и 15 пластов - с газопроявлениями. За пределами месторождений на 51 площади зафиксировано 89 нефте- и 2 газопроявления. Итого по всем 267 площадям залежи углеводородов или нефтегазопроявления выявлены в 723 объектах. Из 216 месторождений 1 относится к категории супергигантских, 5 - гигантских и 31 - крупных.

В мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты в песчаных породах содержится $49,5 \cdot 10^{12}$ т рассеянного органического вещества (РОВ) и $0,70 \cdot 10^{12}$ т хлороформенных битумоидов. В глинистых породах содержится $165,2 \cdot 10^{12}$ т РОВ и $4,6 \cdot 10^{12}$ т хлороформенных битумоидов, всего - $214,7 \cdot 10^{12}$ т РОВ и $5,3 \cdot 10^{12}$ т хлороформенных битумоидов. В составе последних содержится около $3,5 \cdot 10^{12}$ т углеводородов. В среднем в песчаниках и глинах мезозойских отложений РОВ составляет 1,535%, а хлороформенные битумоиды - 0,065%.

В подземных водах мезозойско-кайнозойских отложений растворено около 520 трлн м^3 газов, в том числе метана - 460 трлн м^3 и газообразных гомологов метана - 7 трлн м^3 . Кроме того, в мезозойских отложениях в сорбированном состоянии содержится около 190 трлн м^3 газов, в том числе метана - 60 трлн м^3 , газообразных гомологов метана - 115 трлн м^3 и водорода - 10 млрд м^3 . В свободном состоянии в залежах газа и газоконденсата предполагается около 50 трлн м^3 , в том числе около 43 трлн м^3 метана и 7 трлн м^3 его гомологов. Таким образом, органическим веществом мезозойских отложений генерировано не менее 765 трлн м^3 газа, в том числе 567 трлн м^3 метана и 130 трлн м^3 его гомологов и около $3,5 \cdot 10^{12}$ т углеводородов, содержащихся в хлороформенных вытяжках.

Все эти данные свидетельствуют о высоких перспективах нефтегазоносности мезозойских платформенных отложений Западно-Сибирской плиты. В настоящее время большинство месторождений нефти и газа выявлено на локальных поднятиях. Общее их количество в пределах перспективных земель предполагается равным более 2,5 тыс., а их суммарная площадь - около 250 тыс. км^2 . Это составляет всего 14% от общей площади перспективных земель, что позволяет предположить существенное увеличение современных потенциальных запасов нефти, газа и конденсата за счет открытия месторождений в литологических и литолого-стратиграфических ловушках.

ТИПЫ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ И ИХ ПЕРСПЕКТИВЫ

Образования промежуточного типа между геосинклинальными и платформенными выделяются почти всеми исследователями, независимо от того, относятся ли их к фундаменту, к чехлу или к самостоятельному структурному этажу. Они реально существуют.

Эти отложения перспективны для поисков нефти и газа и поэтому важно иметь критерии для их выделения и прогнозирования. Геологические критерии формулировались во многих работах. Они приводятся и в статьях, помещенных в настоящем сборнике. Основными из них являются промежуточная степень дислоцированности и уплотнения пород, положение в цепи тектонического развития или среди основных типов тектонических структур, характер магматизма и формаций.

Эти критерии можно разделить на две группы. К одной относятся степень дислоцированности и уплотненности пород, а также характер формаций. Критерии этой группы одновременно являются и основными критериями оценки нефтегазоносности. К другой группе принадлежат критерии, характеризующие их историческое и тектоническое положение. Выделенные с помощью последних комплексы, как справедливо отмечают А.А. Арбатов, М.С. Бурштар и Ю.Н. Швембергер, могут быть как перспективными, так и неперспективными в отношении нефтегазоносности. Но с другой стороны, историко-тектонические критерии позволяют прогнозировать промежуточные комплексы.

Первая группа критериев может быть твердо установлена только после непосредственного изучения самих промежуточных комплексов, а вторая по своему типу является теоретической и позволяет прогнозировать первую группу критериев и предсказывать распространение промежуточных комплексов.

При изучении промежуточных комплексов обычно рассматриваются переходные образования во времени и соответственно в разрезе. Однако, как известно, существуют комплексы промежуточные по горизонтали (по своему положению на площади), а также в зависимости от интенсивности проявления тектогенеза.

Комплексы, переходные по горизонтали, соответствуют миогеосинклиналям, расположенным между эвгеосинклиналями и платформами, а также внутренним бортам предгорных прогибов. Помимо обнаженных палеозойских миогеосинклиналей Урала, Казахстана, могут быть встречены и погребенные. Наиболее вероятно последние будут обнаружены на востоке Западно-Сибирской плиты — вдоль ее границы с древней Сибирской платформой, а также на ее севере — между герцинидами Урала и предполагаемой древней глыбой, находящейся в низовьях р. Таз.

Переходные комплексы в зависимости от интенсивности проявления тектонических процессов отвечают самостоятельным миогеосинклиналям, обособленным от эвгеосинклиналей ("вялым" геосинклиналям, по В.Е. Хаину), таким как Таймыр, Новая Земля, Донбасс, Томь-Кольванская система, а также Верхоянская геосинклиналь. Подобные тектонические сооружения, но погребенные под мезозойским платформенным чехлом, известны в виде восточного продолжения Донбасса — кряжа Карпинского и северного продол-

жения Томь-Колыванской системы. Они могут быть встречены также в северной части Западной Сибири и в Баренцевом море.

Помимо самостоятельных миогеосинклиналей, существуют сравнительно слабо дислоцированные зоны внутри эвгеосинклиналей. Они бывают приурочены к сравнительно широким синклиориям и обычно связаны с наиболее молодыми частями разреза. Примерами их служат Щучьинский синклиорий, участки в Тагило-Магнитогорском синклиории, а также полого залегающие визейские известняки в Тургайском прогибе. Во всех этих районах известны жидкие нефтепроявления. Сравнительно слабо дислоцированные участки намечаются в фундаменте Западно-Сибирской и Туранской плит.

Наконец, сравнительно спокойные условия залегания осадочных пород, как известно, свойственны срединным массивам. Такие участки также могут быть встречены под осадочными чехлами эпигерцинских плит.

Переходные комплексы по горизонтали и в зависимости от интенсивности, в ряде случаев перекрываются платформенным осадочным чехлом и в этом отношении сходны с переходными комплексами во времени (в разрезе). Однако им не предшествовал эвгеосинклинальный этап того же цикла тектогенеза и в этом отношении их нельзя считать переходными.

Правильное понимание природы переходных комплексов, их положения среди других тектонических единиц, необходимо для прогнозирования их распределения. Чем лучше мы будем знать их природу и положение, тем точнее будет прогноз.

Всякий теоретический прогноз требует подтверждения и проверки. Эта проверка особенно необходима на плитах, покрытых мощным платформенным чехлом. По-видимому, наиболее рациональным методом для такой проверки может явиться сейсморазведка. При совершенствовании способов определения углов наклона достаточно крутых слоев, а также пластовых скоростей, мы сможем выделять участки наиболее спокойно лежащих и наименее уплотненных пород.

Перспективы нефтегазоносности переходных комплексов, естественно, являются более высокими, чем перспективы эвгеосинклинального фундамента и отдельных сильно дислоцированных зон в миогеосинклиналях. Вместе с этим, они являются более низкими по отношению к платформенному чехлу.

Переходные комплексы эпигерцинских плит имеют сравнительно древний возраст и относятся к середине и концу палеозоя, а также к началу мезозоя. В палеозойских отложениях, смятых герцинской складчатостью, во всем мире известно мало месторождений и запасы их невелики. Они выявлены вдоль западного склона Урала, Аппалачей, а также в Западной Германии и в других местах. Гораздо многочисленнее и богаче месторождения, приуроченные к третичным складчатым отложениям. В последних месторождения встречаются, пожалуй, даже чаще, чем в платформенных структурах того же возраста. Если же сравнивать число месторождений и их богатство в платформенных осадках палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста, то такого резкого различия не наблюдается. Следовательно, время в большей степени влияет на богатство нефтью и газом складчатых структур, чем пологих платформенных. Отсюда следует другой вывод, что при прогнозировании месторождений в промежуточных комплексах одним из главных критериев будет являться степень нарушенности структур и качество покрышек. Для палеозойских пород, смятых в складки в конце третичного времени (например в Предандийском прогибе), этот критерий будет иметь меньшее значение, чем для пород, смятых в палеозое или в начале мезозоя.

Оценка условий сохранности, которую можно выразить через крутизну структур и вероятность наличия выдержанных глинистых покрышек, а также принимая во внимание мощность осадочного чехла, его возраст, площадь распространения и продолжительность накопления, показывает, что наиболее перспективными для поисков нефти и газа являются чехлы срединных массивов и миогеосинклинали, включая внутренние борта предгорных прогибов. Средние перспективы имеют переходные во времени комплексы с широким площадным

распространением и "вялые" геосинклинали. Наименее перспективны переходные во времени комплексы, выполняющие узкие грабены, а также слабодислоцированные участки внутри эвгеосинклиналей.

Настоящая оценка является осредненной. Частные сочетания критериев в отдельных случаях могут ее значительно изменить.

Более молодые переходные складчатые комплексы, относящиеся к мезозою и кайнозою, как указывалось выше, являются более перспективными. Сопоставление плотностей запасов для хорошо изученных областей дает возможность считать, что плотности запасов для кайнозойских складчатых комплексов будут в 10 и более раз выше, чем для палеозойских. Мезозойские комплексы занимают промежуточное положение.

Сопоставление плотностей запасов в палеозойских платформенных осадках Волго-Уральской и Предапалачской провинций с плотностями запасов в зонах передовых складок Урала и Апшалачей показывает, что первые в 4-5 раз больше, чем вторые.

Переходные комплексы не только уступают платформенным по перспективам, но и поиски в них нефти и газа являются более трудными. Причиной этому служит сложность структур, небольшие размеры месторождений и значительное число неблагоприятных условий нефтегазоносности. Поэтому, прежде чем начинать поиски в переходных комплексах, залегающих под мощными платформенными осадками, имеет смысл детально изучить условия их нефтегазоносности там, где они обнажены или залегают неглубоко. Отсюда наибольшие объемы исследований в первую очередь целесообразно сосредоточить на Урале, в Казахстане, на юго-востоке Западной Сибири, а также в Тургайском прогибе и в Чу-Сарысуйской синеклизе.

П. К. Куликов
(ЗапСибНИГНИ)

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И ИХ ПРОСТРАНСТВЕННОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ

Как известно, многие исследователи полагают, что главной причиной выделения газа в свободную фазу и формирования газовых залежей является падение гидростатического давления в недрах, обусловленное воздыманием земной коры.

Бесспорно, этот фактор способствует образованию газовых залежей. Однако он не является главным и единственным. Газовые скопления встречаются не только в районах воздымания земной коры. Они известны также в областях устойчивого прогибания, например, в Южно-Каспийской впадине и на юге Западно-Сибирского бассейна. Следовательно, они могут формироваться как на фоне поднятия, так и на фоне прогибания.

Это дает основание среди газовых залежей различать две разновидности. Одни залежи связаны с инверсионным этапом развития осадочно-породных бассейнов и могут быть названы конинверсионными, другие образуются в период прогибания (латин. *demissio* - прогибание) и могут называться кондемиссионными.

Сравнительный анализ газопroduцирующей и газопоглощающей способностей горных пород, погружающихся от земной поверхности до глубин порядка 7-8 км, показывает, что в период прогибания земной коры выделение газа в свободном состоянии осуществляется в два этапа: при пересечении газоматеринскими толщами интервала глубин 1000-3000 м и интервала 4500-7000 м. Из этого следует, что кондемиссионные залежи в общем случае представлены двумя различными типами, один из которых формируется на малых глубинах и является раннедемиссионным, другой - на больших глубинах и является позднедемиссионным.

Конинверсионные, ранне- и позднедемиссионные газовые залежи формируются внутри своих газоматеринских толщ. Учитывая это, их можно свести в единый класс - класс первичных газовых скоплений.

Пространственное размещение первичных залежей определяется условиями их образования. Очевидно, что раннедемиссионные залежи могут быть встречены во всех осадочно-породных бассейнах на глубинах, превышающих 1000 м, позднедемиссионные - на глубинах, превышающих 4500-5000 м, а конинверсионные распространены в областях, испытавших воздымание. Поскольку конинверсионные залежи образуются в толщах, которые уже содержат либо ранне-, либо позднедемиссионные скопления, а последние - в толщах, в которых могли возникнуть раннедемиссионные залежи, то естественно, что в областях распространения конинверсионных и позднедемиссионных залежей, помимо названных трех разновидностей, значительную роль должны играть первичные скопления смешанного типа.

Сравнивая газогенерацию и поглощение газа горными породами в различных термодинамических условиях, можно отметить, что объем газа, выделяющегося в свободную фазу, при погружении осадочных толщ неуклонно и довольно быстро нарастает. Судя по расчетам, ресурсы свободного газа на глубинах 7000-8000 м должны быть почти в 10 раз более значительными, чем на глубинах 1000 - 2000 м.

Однако в действительности наблюдается прямо противоположная картина. Ресурсы газа сверху-вниз по разрезу не возрастают, а наоборот, неуклонно и быстро снижаются, причем в глубоких горизонтах они оказываются в 10-15 раз менее значительными, чем в верхних. Это давно было подмечено авторами и последователями теории "углеродного коэффициента" и подтверждается всеми результатами глубокого и сверхглубокого нефтегазопромышленного бурения, полученными к настоящему времени.

Несоответствие между ожидаемыми (т.е. расчетно-генетическими) и фактическими ресурсами газа в различных горизонтах разреза может быть объяснено только тем, что при погружении газоматеринских толщ на все большую глубину, они, вследствие литификации, потери пластичности и растрескивания глинистых пород-покрышек, постепенно утрачивают способность удерживать весь тот газ, который в них генерируется и накапливается. В недрах появляется избыток газа, который, поднимаясь в более высокие горизонты разреза, образует региональный, постоянно-действующий сквозной вертикальный газовый поток. Возникновение этого потока сопровождается коренным перераспределением ресурсов свободного газа в разрезе: глубокие горизонты разреза обедняются газом, верхние же, наоборот, газом обогащаются.

В местах развития вертикального газового потока в верхних горизонтах разреза на месте ранее возникших раннедемиссионных или конинверсионных газовых залежей могут образоваться новые газовые скопления с запасами во много раз более значительными. В отличие от раннедемиссионных и конинверсионных залежей эти новые скопления являются вторичными.

Глубины, на которых начинается вертикальный газовый поток, определяются положением того уровня, на котором объемы свободного газа, образовавшегося в материнских толщах, приходят в несоответствие с удерживающей способностью покрышек. Слабый газовый поток начинается, вероятно, на глубинах порядка 2000-4000 м. Однако максимально интенсивным поток становится тогда, когда газоматеринские отложения проходят через интервал 4500-7000 м, так как только в этот момент процесс образования свободного газа, благодаря массовой деструкции жидких углеводородов, становится предельно продуктивным. Из этого следует, что районами, благоприятными для образования вторичных газовых залежей, являются главным образом те, в которых подошва платформенного комплекса погружена до глубин 5000-7000 м и более.

Высоты, на которые поднимается газовый поток и на которых формируются вторичные газовые скопления, определяются местоположением высококачественных экранирующих толщ. Так как этот фактор в различных бассейнах неодинаков, то и положение вторичных залежей в них оказывается различным. В песчано-глинистых бассейнах высококачественные экраны сохраняются только в верхних горизонтах разреза, не глубже 2000-3000 м. Поэтому в таких бассейнах вторичные скопления приурочены к самым верхним горизонтам. Примером может служить Тюменский Север с его сеноманскими залежами, экранированными 500-600-метровой толщей турон-датских глин. В бассейнах, содержащих мощные соленосные толщи, вторичные залежи могут формироваться на любых глубинах. Там, где такие толщи лежат неглубоко, газ скапливается в верхних горизонтах разреза. Примером являются Вуктыльское, Оренбургское, Шебелинское месторождения, которые экранированы толщей кунгурской соли, заключенной в интервале глубин 800 - 2000 м. Там, где толща соли лежит на глубинах 3500-5000 м, например, в Северном Прикаспии, газовый поток оказывается изолированным в его корневой зоне. Здесь непосредственно под соленосной толщей могут формироваться вторичные газовые скопления, а над ней - небольшие раннедемиссионные залежи. Наконец, в районах, где все прочие условия развития газового потока оказываются благоприятными, а экранирующие толщи отсутствуют или сильно нарушены, газ достигает земной поверхности, вызывает к жизни более или менее мощный грязевой вулканизм и рассеивается в атмосфере, не образуя значительных вторичных залежей. Примером таких районов может служить, по-видимому, Азербайджан.

Сказанное о типах газовых залежей нам кажется интересным в теоретическом плане. Но еще большую важность это имеет с точки зрения практики. Во-первых, выделение типов залежей позволяет лучше понять условия образования крупных и гигантских газовых скоплений — последние формируются, по видимому, только в тех условиях, которые благоприятны для развития вертикального газового потока. Во-вторых, разделение газовых залежей на принципиально разные типы заставляет по-иному оценить методы прогнозирования газоносности и подсчета потенциальных ресурсов газа. Эти методы, применительно к первичным и вторичным залежам, должны быть несомненно разными, так как первичные залежи размещаются внутри собственных материнских толщ, а вторичные вне их, в среде, основные параметры которой им чужды и не отвечают ни положению, ни запасам вторичных залежей.

В связи с важностью изложенного можно надеяться, что составление карты прогноза газоносности СССР на базе намечающейся типизации газовых залежей станет делом ближайшего будущего.

В. А. Бененсон

(ИГиРГИ)

ГЕОСТРУКТУРА И ФОРМАЦИОННЫЙ СОСТАВ ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МАНГЫШЛАКА И УСТЮРТА

Результаты бурения и геофизических исследований последних лет вносят важные уточнения по широкому кругу вопросов, связанных с проблемой геологии доюрских отложений ряда районов юга СССР. Такими районами, в частности, являются Мангышлак и Устюрт. Практическое значение проблемы очевидно, поскольку от ее решения зависит определение стратиграфического диапазона развития осадочных пород, перспективных на нефть и газ.

Совокупность геологических и геофизических материалов позволяет прийти к следующим заключениям.

1. В пермо-триасовой толще, выделяемой ранее в качестве единого литоло-стратиграфического комплекса, следует различать нижнетриасовые и верхнепермские отложения. Первые, в свою очередь, подразделяются на отложения оленекского и индского ярусов. Площадь развития оленекского яруса ограничивается полуостровом Мангышлак. Предполагается, что средне- и верхнетриасовые отложения сохранились главным образом на Центральном Мангышлаке. Широким развитием отличаются пестроцветы верхней перми. В последнее время появилась возможность наметить положение в разрезе и нижнепермских пестроцветов, в частности, на Южном Устюрте. Очевидно их присутствие и на Северном Устюрте. Повсеместно фиксируются терригенные сероцветы нижнегс-среднего карбона и лишь на Северном Устюрте предполагаются позднекаменноугольные карбонатные образования. Докарбонные палеозойские отложения пока достоверно зафиксированы в разрезах Южно-Эмбинского палеозойского поднятия. Однако, принимая во внимание результаты сейсморазведочных работ КМПВ, следует полагать, что палеозойский разрез окажется достаточно полным в депрессионных зонах Устюрта и Южного Мангышлака.

2. На многочисленных сейсмических разрезах (25 на Устюрте и Мангышлаке и 15 в Северной Туркмении) общей протяженностью более 10 000 км выделен спорный горизонт с граничными скоростями 5250 - 5600 м/сек. По привязкам к разрезам скважин Байтерек, Каракудук, Приозерная, Шахпахты, Койкырлан, Сарыкамыш, Нурумгур (всего семь) горизонт этот стратифицируется как кровля нижнепермских - каменноугольных отложений. Еще два преломляющих горизонта с граничными скоростями 5000-5300 м/сек и 5700-6200 м/сек выделяются на Северном Устюрте (последний на западных землях). Первый из них расположен в нескольких сотнях метров ниже кровли красноцветов нижнего триаса, второй - в нижней части палеозойского разреза. Приведенные данные свидетельствуют о спокойном горизонтальном и субгоризонтальном залегании ряда доюрских поверхностей, контролирующих широкое развитие опорных горизонтов с близкими физическими свойствами.

Таким образом, последние результаты сейсмических работ не согласуются с прежними представлениями о складчатом строении доюрского комплекса. Это заключение находится в соответствии с данными бурения.

3. Важные коррективы вносятся и в представления о формационном составе доюрских отложений. В ряде последних публикаций постулируется тезис об орогенном происхождении триасовых и палеозойских пород Мангышлака и Ус-

турта. На основании этого делается заключение о молассовом или молассоидном их составе. Следует отметить, что вообще термин "моласса" в последние годы стал все дальше и дальше отклоняться от первоначального его смыслового значения, сформулированного А.Геймом. В результате постепенно утрачивается определенность критериев выделения моласс. Отсюда появляется такой весьма неопределенный термин как молассоиды, ставший, по существу, термином весьма вольного пользования. Конкретные материалы бурения, в частности изучения кернов скважин, в совокупности с данными промысловой геофизики позволили провести количественный анализ процентного соотношения слоев, сложенных разными типами пород. Так, для отложений индского яруса и верхней перми было подсчитано процентное содержание в каждом стратиграфическом подразделении слоев, сложенных песчаниками (или алевролитами) и глинами (или аргиллитами). Поскольку отложения верхней перми полностью пройдены в ограниченном количестве разрезов, абсолютные значения пределов изменения состава пород могут измениться. Однако, опираясь на сведения о полных разрезах, следует полагать, что относительный характер приведенных параметров сохранится.

Для индских отложений намечаются три области развития пород: песчаность меньше 20%, от 20 до 30% и от 30 до 50%. Соответственно глинистость изменяется от > 80 , 70–80% до $< 70\%$ (учитывая, что доля карбонатных прослоев не превышает первых единиц процентов). Обращает внимание закономерное, последовательное возрастание доли песчаных горизонтов в восточном направлении, что согласуется с положением на востоке палеосуши, откуда и поступала основная масса обломочных пород.

Таким образом, по своему литофациальному облику породы индского яруса представлены преимущественно глинистыми отложениями, доля песчаных горизонтов в разрезах Мангышлака невелика и находится в строгом соответствии с палеогеографической обстановкой индского века. Для верхнепермских отложений характерна большая песчаность в сравнении с нижнетриасовыми. Однако отмечается та же последовательная смена состава пород, что и для индских красноцветов, с заметным повышением песчаности в направлении к палеосуше. В обрамлении Амударьинской впадины и в Туаркыр–Каракумской зоне разрезы верхней перми состоят из грубых песчаников, конгломератов, гравелитов с включениями вулканических пород. Такой грубообломочный состав пестроцветов в этих районах дал основание многим исследователям относить повсеместно на всей платформе указанные отложения к молассовым образованиям. Однако, как видно из приведенных выше сведений, площадь распространения молассовых образований в действительности существенно меньше и ограничивается главным образом восточными районами платформы.

Для раннекаменноугольных отложений В.С. Князев намечает заметное сокращение доли песчаных образований от 22% в Бухаро–Хивинском районе до 11,5% в Центральной Туркмении. Соответственно глинистость повышается от 30 до 40%. Привлекая сведения по Южному Устурту и Мангышлаку, было установлено, что в этом направлении песчаность аналогов раннего карбона сокращается до 3–5%, а глинистость увеличивается до 50–70%. Заметно в указанном направлении сокращается и доля эффузивного материала – от 34% в Бухаро–Хивинском районе до 26% в Центральной Туркмении и до первых единиц процентов в западных районах.

4. Суммируя приведенные выше сведения, отметим, что молассовые образования выделяются главным образом в пестроцветной толще верхней перми и то на востоке Средней Азии. Осадки нижнего триаса, верхней перми и карбона формировались в обширных континентальных и морских бассейнах. Большие размеры бассейнов плохо согласуются с мнением об орогенном происхождении нижнемезозойских и палеозойских отложений. В совокупности с данными о геоструктуре доюрских отложений, приведенные выше сведения о формационном составе не позволяют считать их орогенными образованиями геосин-

клинального этапа развития. Вместе с тем триасовые и палеозойские отложения отличаются от юрско-палеогенового комплекса рядом специфических черт: 1) относительно большими углами залегания слоев и заметным несоответствием палеоструктурных планов на отдельных участках территории; 2) присутствием вулканогенных образований; 3) большим количеством разломных нарушений; 4) более резкими градиентами изменения мощности.

Перечисленные признаки и ряд более частных позволяют выделить толщу триасовых и палеозойских образований (последние - в разном объеме на отдельных участках) в качестве промежуточного комплекса. Несмотря на дискуссионность проблемы выделения времени формирования триасовых и палеозойских пород в качестве самостоятельного этапа развития земной коры, следует считать, что признание геосинклиальной природы указанных пород не отвечает современному уровню знаний о геологии доюрских отложений.

КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ ДОЮРСКИХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ

Общая тенденция увеличения глубинности бурения при сокращении фонда структур, несомненно, требует уже сейчас создания теоретической базы для целенаправленных поисков месторождений нефти и газа в доюрских отложениях молодых плит.

Во многих пунктах Туранской плиты, под несомненно чехольными мезозойскими отложениями, но выше складчато-метаморфического основания, отделенные от них четкими границами раздела, вскрыты образования двух генетических групп.

Первую группу составляют нормально-осадочные морские карбонатные и терригенные толщи девонского, ранне- и среднекаменноугольного возрастов (в отдельных пунктах возраст слагающих древнеплатформенный комплекс толщ расширяется до докембрия). Наиболее характерными их чертами являются следующие: 1) приуроченность полей развития этих отложений только к блокам фундамента догерцинской консолидации; 2) плащеобразное залегание; 3) выдержанность мощности и литофациального облика пород; 4) умеренный или отсутствующий метаморфизм; 5) слабая (пологая) дислоцированность, убывающая от периферических районов развития к центральным; 6) обособленный, отличный от подстилающих и перекрывающих тектонических этажей, самостоятельный структурный план.

В пределах Туранской плиты образования с перечисленными признаками вскрыты бурением в Южно-Эмбинском районе, на Северном Устюрте (Каракудук) и к югу от мангышлакско-устюртских дислокаций (Нурумгур, Койкырлан, Кокбахты, Курганчик, Жага, Жетыбай (?)). Несомненно платформенными являются и палеозойские (послекембрийские) осадочные отложения центральных областей Ирана. Еще более обширные площади распространения такого типа образований установлены в пределах Западной Сибири. Практически повсеместное их присутствие устанавливается в центральной и северной частях плиты, вдоль всего ее восточного борта и клинообразно заходит с юга до широты реки Демьянки, т.е. они установлены там, где фундаментом являются древние (байкальские, салаирские и каледонские) складчатые сооружения.

Погребенный под мезозойским чехлом и отделенный от него перерывом и угловыми несогласиями комплекс палеозойских нормально-осадочных образований, имеющих индивидуальную пологую складчатость, рассматривается нами как аналог платформенного чехла древней платформы и выделен под названием древнеплатформенного.

Условия формирования древнеплатформенного комплекса, состав слагающих его толщ и дислоцированность находятся в прямой зависимости от особенностей развития региона в целом, т.е. древний чехол на байкальском основании формировался в две стадии: в период зарождения и развития каледонских и герцинских геосинклиналей, а на каледонском — только в герцинских. В связи с этим степень дислоцированности и эпигенетические изменения древнеплатформенных чехлов прямо зависят от удаленности их от синхронных геосинклинальных бассейнов. Поэтому складчатость палеозойских древнеплатформенных чехлов может рассматриваться как резонансная.

На наш взгляд не является оправданной замена "древнеплатформенного комплекса" на "геосинклинальные чехлы срединных массивов", как это предла-

гает А.И. Летавин, или "квазиplatformенный комплекс", предложенный Ю.А. Швембергером в статьях настоящего сборника.

Другим, так же тектонически самостоятельным этажом, является комплекс пермо-триасовых отложений, который по особенностям своего строения и развития ни в коем случае не может быть объединен ни с фундаментом, ни с мезозойским чехлом, ни с древнеplatformенным комплексом. Тектоническая обстановка, предопределившая возникновение этого комплекса, настолько отлична от геосинклинальной и platformенной, что, на наш взгляд, имеет право на самостоятельное существование.

Индивидуальность комплекса может быть сформулирована следующим образом.

1. Независимость образования структур промежуточного комплекса от внутреннего строения и возраста подстилающих комплексов; совпадения ориентировки этих структур наблюдается преимущественно в линейных разломных зонах.
2. Образование после консолидации геосинклиналей в условиях сжатия земной коры и, как следствие этого, раздробление ее на разновеликие блоки, испытывавшие контрастные движения.
3. Дискретное распространение структур переходного этапа по площади.
4. Четкая ограниченность структур тектоническими нарушениями, являющимися, в свою очередь, поставщиками части объема отложений, слагающих эти структуры.
5. Резкое, как правило, преобладание линейных форм над изометричными.
6. Локализация образований промежуточного комплекса внутри грабенов с незначительным "выпескиванием" верхних горизонтов слагающих толщ за их пределы.
7. Преимущественно континентальный и субаквальный тип осадков с существенным содержанием пеплового и излившегося материала (вплоть до трапповых покровов).
8. Самостоятельный тип складчатости, создавший отличающийся от под- и перекрывающих комплексов структурный план.
9. Значительные и резкие градиенты мощности на весьма коротких расстояниях.
10. Наличие кор выветривания в кровле и подошве комплекса, указывающих на длительность континентальных перерывов, обособляющих процесс седиментации в грабенах.

Примерами структур переходного этапа, достоверно установленными и отчасти изученными, могут служить грабены: Челябинский, Уренгойско-Колтогорский и многие другие в Западной Сибири; Ачак-Мешеклинский, Мангышлакский, Туаркырский в Средней Азии; Манычский, Расшеватский и другие в Предкавказье.

Основные различия этих двух подчехольных комплексов заключаются в типе осадков (морские и континентальные), характере распространения (площадной и узколокальный), степени дислоцированности (пологая складчатость и разрывные нарушения) и др. Эти различия обуславливают и разный подход к оценке перспектив их нефтегазоносности.

Выяснение природы домезозойских комплексов и их тектонической позиции имеет практическое значение. Уже сейчас совершенно ясно, что наличие на молодых платформах районов с палеозойскими осадочными толщами принципиально меняет представление об объеме этажей нефтегазогенерации и нефтегазоаккумуляции. Мы считаем, например, что громадные прогнозные запасы и выявленные ресурсы газа Амударьинской синеклизы обусловлены в значительной мере тем, что под региональной верхнеюрской соленосной покрывкой развита толща осадочных отложений мощностью в наиболее прогнутых зонах до 7-8 км. С другой стороны, выяснение условий залегания, состава, степени деформированности доюрских толщ молодых плит позволят: а) правильно ориентировать направление геофизических работ и их комплексирование; б) более целесообразно планировать размещение объемов параметрического бурения; в) выделить среди ряда районов первоочередные для концентрации геолого-разведочных работ и, в конечном счете, создать достаточно жесткую основу для поисковых работ на нефть и газ.

ДРЕВНИЕ МАССИВЫ ФУНДАМЕНТА МОЛОДЫХ ПЛИТ ЕВРАЗИИ
И ИХ РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ СТРУКТУРЫ
ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Современный уровень геолого-геофизической информации убедительно доказывает гетерогенность фундамента молодых плит, состоящего из крупных обычно (но не всегда) изометричных древних¹ (докембрийских) массивов, спаянных системами и зонами палеозойской и киммерийской складчатости. Такое строение фундамента молодых плит прежде всего четко отражено в районировании естественных геофизических полей: древним массивам отвечают участки с мозаичными гравитационными и магнитными аномалиями невысокой интенсивности, а разделяющие их геосинклиналильные системы и зоны характеризуются повышенными (реже пониженными) гравитационными и повышенными магнитными аномалиями линейных очертаний.

Роль древних массивов в строении фундамента молодых плит исключительно велика. Так, фундамент Туранской плиты на 30-40% состоит из крупных докембрийских массивов; в Западно-Сибирской плите на долю массивов приходится около 50%, на Средне-Европейской плите - 50-60% от общей площади плиты. Более мелкие по площади Мизийская и Парижская плиты почти полностью развиты над древними массивами.

Возраст консолидации рассматриваемых массивов в большинстве случаев определяется условно, исходя из общегеологических соображений, подкрепленных результатами бурения редких скважин и данными геофизических исследований. Однако уже сейчас практически не вызывает сомнения карельский возраст консолидаций древних массивов восточной части Туранской плиты: Улутасовского, Муюнкумского, Южно-Тургайского и Сырдарьинского. Массивы, расположенные в западной и южной частях Туранской плиты, скорее всего, байкальские.

Древние массивы, развитые в фундаменте центральной части Западно-Сибирской плиты, - Ханты-Мансийский, Ямало-Надымский, Сургутский, Колпашевский, - по-видимому, добайкальские; массивы фундамента восточной (приенисейской) части плиты - байкальские.

Древние массивы, выделяющиеся в фундаменте Средне-Европейской плиты, а также перекрытые платформенным чехлом Мизийской и Парижской плит, преимущественно байкальские.

Древние массивы фундамента молодых плит по степени погруженности их поверхности, обусловленной характером тектонического развития того или иного участка земной коры в фанерозое, можно разделить на приподнятые, умеренно погруженные и глубоко погруженные.

Глубины до поверхности фундамента приподнятых массивов, как правило, не превышают 3 км, а в большинстве случаев - 1-1,5 км. Они обычно лишены палеозойско-триасовых осадочных отложений и часто интенсивно гранитизированы. К массивам подобного рода относятся Карабогазский, Централь-

¹ Часть этих массивов является массивами ранней консолидации, другие средними. Однако в связи с тем, что природа их не всегда может быть однозначно установлена, мы просто их именуем "древними массивами".

Каракумский и Бельтауский на Туранской плите, Ростовский - на Скифской плите и Ринкебинг-Фюн-Рюгенский - на Средне-Европейской.

Поверхность фундамента умеренно погруженных массивов (Муюнкумского, Улутауского, Южно-Тургайского и Сырдарьинского на Туранской плите, Ханты-Мансийского, Сургутского, Колпашевского на Западно-Сибирской плите и др.) залегает на глубинах 3-5 км. Глубины до поверхности фундамента глубоко погруженных массивов (Северо-Устьюртского, Южно-Мангышлакского, Каракум-Байсунского, Приенисейского, Североморского, Восточно-Эльбского и др.) составляют 5-9 и редко 9-13 км.

Умеренно и глубоко погруженные массивы молодых плит несут довольно мощные чехлы, сложенные палеозойско-триасовыми толщами субплатформенного типа.

Результаты бурения и изучение вещественного состава палеозойских толщ на шитах позволяют предполагать, что в составе рассматриваемых толщ будут довольно широко распространены карбонатные породы, мало поддающиеся уплотнению в условиях горного давления, существующего на глубинах свыше 4 км.

Результаты бурения на Северном Устьурте показывают, что среди палеозойских толщ умеренно и глубоко погруженных массивов могут быть развиты рифогенные тела, обладающие, как известно, высокими емкостными свойствами.

К границам же древних массивов с более молодыми геосинклинальными складчатými системами и зонами часто приурочены вулканические пояса, сложенные продуктами преимущественно кислых излияний.

Такие пояса (Валерьяновский, Кураминский и Гиссарский на Туранской плите, Субварисийский и Фемарн-Узедомский - на Средне-Европейской) протягиваются на расстоянии нескольких сотен километров при ширине 70-100 км.

Палеозойские и триасовые отложения, развитые над одним (Северо-Устьюртский, Южно-Мангышлакский, Парижский, Мизийский) или несколькими древними массивами (Улутауский и Муюнкумский, массивы приенисейской части Западно-Сибирской плиты и др.) образуют крупные в плане, обычно изометричные депрессии, особенности строения и развития которых строго согласуются с особенностями развития в фанерозое отмеченных выше древних массивов.

По стилю тектоники эти палеозойско-триасовые депрессии молодых плит (Чу-Сарьсуйская, Северо-Устьюртская, Североморская, Ханты-Мансийская и др.) весьма близки к синеклизам древних платформ. От последних они в общем случае отличаются большими градиентами мощностей палеозойско-триасовых отложений, их большей плотностью, дислоцированностью и насыщенностью в бортовых зонах продуктами субсеквентного вулканизма. Поэтому эти депрессии нельзя прямо отождествлять с синеклизам древних платформ и следует выделять в особую категорию структур, которые можно именовать, например, квазисинеклизам.

В зависимости от мощностей выполняющих их отложений среди квазисинеклиз удастся наметить умеренно погруженные (мощность до 3 км) и глубоко погруженные (мощность 3-5 км и даже более). Первые из них приурочены к одному из нескольких умеренно погруженных массивов, вторые - соответственно к глубокопогруженным. Эти квазисинеклизы по целому ряду признаков относятся к перспективным для поисков месторождений нефти и газа. Подтверждением этого, в первую очередь, являются многочисленные месторождения газа и нефти, открытые в палеозойских (каменноугольных и нижнепермских) отложениях Североморской квазисинеклизы. В пределах Чу-Сарьсуйской квазисинеклизы Туранской плиты на структуре Придорожная открыто месторождение газа в отложениях верхнего девона, а в Южно-Мангышлакском желобе, представляющем собой линейную разновидность квазисинеклиз, - месторождение газа в отложениях триаса. Из известняков позднепалеозойского возраста Северо-Устьюртской квазисинеклизы получены притоки легкой нефти.

Все эти данные, безусловно, подтверждают положительную оценку доюрских отложений молодых плит.

Анализ особенностей строения квазисинеклиз показывает, что в их пределах плотность и дислоцированность палеозойско-триасовых толщ заметно снижается в бортовых частях осложняющих их впадин и повышается в зонах крупных поднятий. Поэтому, в первую очередь, именно склоны впадин, осложняющих квазисинеклизы, а не зоны крупных поднятий, должны быть объектами нефтепоисковых работ в доюрских отложениях молодых плит.

В заключение необходимо еще раз подчеркнуть, что главным направлением нефтепоисковых работ в доюрском комплексе молодых плит должно быть изучение внутренней структуры палеозойско-триасовых толщ. Только успешное решение этой проблемы приведет к скорейшему открытию месторождений нефти и газа.

О НЕКОТОРЫХ ОСОБЕННОСТЯХ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПРОГНОЗНЫХ ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА СТАВРОПОЛЬЯ

Фундамент в Ставропольском крае и смежных территориях вскрыт более чем в 200 скважинах на разную глубину от первых десятков м до 1000–2500 м (скв. 200, Северо-Ставропольская, скв. 5, Красногвардейская, и др.). Сложен он глубоко метаморфизованными и сильно дислоцированными породами, характеризующимися сложной блоковой тектоникой. Крупные разрывные нарушения в фундаменте с амплитудами до 1500–2000 м установлены на восточном склоне Минераловодского выступа (на Нальчикской площади, Марьинской и Лысогорской структурах), на Армави́ро-Невинномысском валу (Надзорненская площадь) и в других районах. Как показало опробование многих скважин, отложения палеозойского фундамента практически лишены коллекторов и не могут являться объектом для поисков нефти и газа.

К переходному комплексу в Прикумском районе Восточного Предкавказья относятся отложения триаса и, по-видимому, верхней перми, которые накапливались в сложных палеотектонических условиях, что обусловило резкие колебания мощностей триасового комплекса – от 150 м на Приманычской площади до 1000–2000 м в Восточно-Маньчском прогибе. Триасовые отложения еще слабо разведаны, однако уже имеющиеся материалы указывают на их весьма сложное строение (сильную дислоцированность, наличие многочисленных тектонических блоков, региональных размывов и т.д.). В силу этого триасовые отложения, очевидно, нельзя относить к нормальному платформенному этапу развития, в то же время данный комплекс, несомненно, следует считать составной частью осадочного чехла.

Триасовые отложения обладают определенными перспективами нефтегазоносности. Уже сейчас на ряде площадей (Урожайненской, Зимнеставкинской, Восточной и др.) из нижнего триаса получены притоки нефти от 40 до 250 т в сутки. Промышленная продуктивность установлена также в среднем триасе. Разведку триасовых отложений следует проводить, исходя из унаследованности структурных планов юрского и триасового комплексов; кроме этого необходимо заложить ряд параметрических скважин в районах, где по геофизическим данным отмечаются максимальные мощности триаса (Восточно-Маньчский прогиб и др.).

В пределах Ставропольского свода, где, как известно, вскрыта мощная толща красноцветных, континентальных отложений верхнего триаса, не исключена возможность наличия под ними сероцветных пород, аналогичных породам нижнего – среднего триаса Красногвардейской площади. Учитывая, что на ряде площадей Краснодарского края из среднего триаса получены промышленные притоки газа с конденсатом, нам представляется целесообразным продолжить изучение разреза и газоносности триасового комплекса параметрическим бурением на Северо-Ставропольской, Расшеватской и других площадях.

Большие задачи стоят по разведке вышележащих комплексов. Так, интересные данные получены по Беломечетскому прогибу, где в результате бурения Черкесских параметрических скважин (1 и 2) установлено его сложное строение. Наиболее прогнутая часть по юрским отложениям располагается на юге, а по нижнемеловым – на севере прогиба. В центральной части прогиба уста-

новлено крупное поднятие, где мощность юрских отложений является незначительной. На склонах поднятия, и в первую очередь на южном склоне, можно ожидать резкое возрастание мощностей юры. В связи с этим разведка южного тектонически экранированного борта Беломечетского прогиба и его восточного продолжения является первоочередной задачей.

Анализируя прогнозные запасы нефти и газа Ставропольского края, прежде всего следует отметить, что они требуют серьезной корректировки. Запасы по меловым и палеогеновым отложениям должны быть пересмотрены в сторону уменьшения и особенно по Затеречно-Кизлярской ступени.

В свете новых данных необходимо произвести переоценку запасов по юрским отложениям в Беломечетском прогибе и по пермо-триасовым отложениям Ставропольского свода. Следует увеличить прогнозные запасы нефти и газа по подсолевым юрским отложениям в пределах Затеречно-Кизлярской ступени, где намечается региональная зона выклинивания мощной толщи (1500-2000 м) юрских отложений. В этом районе зоной нефтегазообразования для юрских отложений является Терско-Каспийский передовой прогиб, а зонами нефтегазо-накопления - Затеречно-Кизлярская ступень и восточные, тектонически осложненные участки Минераловодского выступа.

Разведка юрских отложений рассматриваемой территории осложняется наличием в солях верхней юры отдельных линзовидных прослоев с аномально высокими, близкими к горному, давлениями. Так, например, на Советской площади на глубине свыше 5000 м зафиксировано пластовое давление, равное 1300 атм. В подсолевых отложениях юры могут быть встречены карбонатные и терригенные коллекторы с залежами легкой нефти и конденсата. Выклинивание юрских отложений на подъеме исключает проявление возможных инфильтрационных процессов, а мощная хемогенная покрывка в верхней юре надежно изолирует продуктивную толщу.

Триасовые и юрские отложения Прикумского района и подсолевые юрские отложения Затеречно-Кизлярской ступени - это первоочередные объекты разведки и завтрашний день нефтяной и газовой промышленности Ставропольского края.

А. И. Дьяконов, В. И. Корнеев
(КраснодарНИПИнефть, Краснодарнефтегеофизика)

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТРИАСОВОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ И СЕВЕРНОГО СКЛОНА КАВКАЗА

В Предкавказье недостаточно полное использование до последнего времени структурно-вещественных показателей для тектонического районирования не позволяло выявить основные черты тектоники палеозойских образований Скифской платформы.

Глубокое бурение и геофизические исследования, проведенные в связи с поисками нефти в Краснодарском крае, позволяют более или менее уверенно судить о строении территории на глубину до 10–12 км. Северная, западная и южная границы платформы почти всеми исследователями проводятся однозначно: на западе и юге – по переходам эпигерцинского чехла в складчатые комплексы альпийской геосинклинальной области, на севере – по появлению герцинской и более древних складчатых областей, перекрытых древними плитами. Эти различные по строению участки земной коры разделяются шовными зонами: Ейской – на севере, Ахтырской и Пшекишско-Тырныаузской – на юге.

Эпигерцинские платформы юга СССР (Мизийская, Скифская, Туранская) имеют гетерогенное строение. Их фундамент, кроме собственно верхнепалеозойских складчатых образований, включает байкальские или более древние массивы, "спаянные" герцинидами. Для них также характерны участки более поздней киммерийской складчатости, имеющие, однако, подчиненное значение.

Скифская эпигерцинская платформа в пределах Западного Предкавказья ограничена на севере Ростовским выступом Украинского кристаллического массива с докембрийским фундаментом, на юге – альпийской горноскладчатой областью Большого Кавказа. Наиболее крупными тектоническими элементами в мезозойско-кайнозойском комплексе платформы являются структуры первого порядка – Западно-Кубанский краевой прогиб и Восточно-Кубанская внутриплатформенная впадина. Орогенный формационный этаж этих геоструктур наложен на мезозойские, в основном платформенные образования.

В современной структуре палеозойского фундамента наиболее изученными тектоническими зонами являются: в южной части рассматриваемой территории – краевое поднятие Передового хребта, в северной – поднятия Расшеватско-Кропоткинской зоны и Ростовского выступа. Последний характеризуется блоковым строением. Отдельные блоки сложены древнейшими образованиями дорифейского фундамента. В гипсометрически поднятых блоках (Кушевский, Канеловский и др.) выступают, как правило, наиболее древние, архейские гранитоиды. Сравнительно пологая поверхность субстрата на таких участках отражается в чехле с формированием в нем пологих брахиформных структур. Южное окончание Ростовского выступа сложено формацией кристаллических сланцев и филлитов верхнего протерозоя – нижнего палеозоя. Последние, по-видимому, образуют байкальско-каледонские (+) ядра погребенных геоструктур фундамента, предполагаемых под мезозойско-кайнозойским комплексом в пределах Западно-Кубанского прогиба и Восточно-Кубанской впадины и отраженных в нижней части мезозойской толщи.

Данные гравиметрических съемок и бурения на Майкопской, Южно-Леушковской, Чайкинской, Евсеевской и других площадях, где под трансгрессивными мезозойско-кайнозойскими осадками вскрыты сланцевые комплексы нижнего палеозоя – рифея, подтверждают широкое развитие формаций байкалидо-

каледонид (?) в центральной части Скифской платформы. Общая мощность последних, предполагаемая по данным МОВ в районе Соколовской площади, составляет 9–10 км.

В зоне Передового хребта фундамент эпигерцинской платформы представлен двумя комплексами: байкальско-каледонским (кристаллические сланцы и метаморфизованные вулканогенно-осадочные породы протерозоя – нижнего палеозоя) и герцинским (глинистые, глинисто-карбонатные сланцы и известняки карбона, красноцветная моласса перми). В Расшеватско-Кропоткинской зоне фундамент в основном герцинский. Лишь в наиболее поднятых и размытых блоках выступают байкальские образования.

Формации байкалидо-каледонид (?) выступают в ядрах палеозойских антиклиналей (Пшекишская, Даховский массив и др.). Породы герцинского комплекса слагают как положительные структуры (Нижнебердинская, Митрофановская, Расшеватская и др.), так и выполняют синклиналильные структуры (Архызская, район Южно-Леушковской скв. 1 и др.). Отмеченные палеозойские поднятия резко выражены в современном (зона Передового хребта) или древнем (Расшеватско-Кропоткинская зона) рельефе. Для указанных складок, часто осложненных по крыльям разрывами, наблюдается более активный, чем для блоковых поднятий с древними ядрами, характер наследования структур в мезозойском комплексе.

В пределах рассмотренных геоструктурных зон Скифской платформы герцинский фундамент сложен терригенно-карбонатной сланцевой формацией верхнего девона (?) – карбона и формацией красноцветных моласс перми. Мощность этих формаций изменяется от 2–2,5 км в Расшеватско-Кропоткинской зоне до 5–6 км на северном склоне Кавказа в зоне Передового хребта.

Анализ вещественного состава и мощностей докембрийских и палеозойских формаций в Западном Предкавказье позволяет наметить ряд специфических особенностей их тектонической структуры. Выявляется преимущественно складчато-глыбовая форма дислокаций для герцинского комплекса. Наблюдается более активный и устойчивый во времени характер отражения в мезозойско-кайнозойском комплексе поверхности локальных поднятий, осложняющих верхнепалеозойский фундамент (в случае прямой связи рельефа поверхности фундамента с его тектонической структурой). Для локальных поднятий с верхнепалеозойскими ядрами амплитуда отражению-унаследованных складок в чехле над ними в 1,5–2,5 раза больше по сравнению с локальными структурами, ядра которых сложены более древними комплексами пород.

В составе мезозойско-кайнозойского чехла выделяются структурные этажи платформы, сложенные неметаморфизованными осадочными и осадочно-вулканогенными формациями и представленные слабо складчатыми (плитными и орогенными) комплексами. Последние образуют единый крупный структурный этаж. Осадочный чехол разделяется на два этажа, соответствующим триасово-юрскому и мел-кайнозойскому комплексам, каждый из которых состоит из формационных этажей, сложенных группами петрографических формаций.

Выделенные выше положительные геоструктурные зоны в палеозойских и докембрийских образованиях, имеющие прямую связь с рельефом поверхности фундамента, трансформируются в платформенном чехле.

В мезозойском комплексе выделяются следующие тектонические зоны. В северной части Западного Предкавказья выделена зона Ростовского выступа, сложенная терригенно-карбонатной формацией мела мощностью от 500 до 750 м и характеризующаяся наличием отраженных брахиформных локальных структур. На отдельных участках сформировались типичные приразломные складки (Канеловская зона приразломной складчатости).

Северной границей Скифской платформы в пределах Западного Предкавказья служит, как было отмечено выше, Ейская шовная зона, южнее которой расположены две грабенообразные впадины: Копанско-Ирклиевская и Ладовская, выполненные терригенными и карбонатно-терригенными формациями мезо-кайно-

зоя, общей мощностью от 4000 до 5000 м. Мощность мезозойских формаций от 2500 до 3500 м. В отличие от чехла древней платформы в отмеченных геоструктурных зонах молодой платформы для нижнемезозойских (в основном триасовых) осадков, кроме увеличенной мощности формаций, специфичен полимиктовый состав обломочных образований. Складчатость в этих зонах в мел-кайнозойском комплексе преимущественно отраженная от рельефа разновозрастной поверхности домеловых отложений (триас - нижняя юра?). Триасовый комплекс здесь, как и в смежной зоне Каневско-Березанского вала, характеризуется более интенсивной, предположительно инверсионной, древнекиммерийской складчатостью.

В центральной части Западного Предкавказья выделяются Каневско-Березанский вал, Тимашевская ступень и Расшеватско-Кропоткинское валоподобное поднятие. Последнее причленяется с запада к Ставропольскому своду.

Формирование этих геоструктурных зон в нижней части мезозойского комплекса связано в значительной степени с трансформацией вверх по разрезу рельефа домеловой поверхности. Зоны сложены мезозойско-кайнозойскими, в основном терригенными формациями мощностью от 3000-4000 м в Расшеватско-Кропоткинской зоне, до 5000-6000 м в западной части Каневско-Березанского вала и Тимашевской ступени. Мезозойские формации характеризуются здесь по сравнению с зонами впадин сокращенной мощностью, изменяющейся в широком диапазоне от 500-1000 м (на участках отсутствия триаса) до 2500 м, и наличием региональных перерывов в подошве мела, верхней юры, нижней юры и триаса. В рассмотренных зонах развиты локальные брахиформные структуры отраженно-унаследованного типа.

В южной части Западного Предкавказья расположены две наиболее крупные мезозойские геоструктуры - Восточно-Кубанская впадина и Западно-Кубанский прогиб. Обе структуры находятся в пределах активизированной (подвижной) зоны элигерцинской платформы и заложены на разновозрастном палеозойском и, возможно, докембрийском фундаменте. В строении их мезозойско-кайнозойского комплекса принимают участие два структурно-формационных этажа: мезозойский плитный и кайнозойский орогенный. Оба этажа отличаются различной интенсивностью складчатости и несоответствием структурных планов. Суммарная мощность плитных и орогенных формаций изменяется в Восточно-Кубанской впадине от 7000 до 9000 м, в Западно-Кубанском прогибе - от 9000 до 12 000 м.

Мезозойские формации отмеченных геоструктур имеют полифациальную характеристику (помимо терригенных и карбонатных, развиты красноцветные соленосные и другие формации) и увеличенную мощность по сравнению со смежными зонами. Мощность триаса и юры во впадине колеблется от 3000 до 5000 м, в прогибе - от 3000 до 6000 м. Наиболее крупные погребенные геоструктуры фундамента морфологически могут быть четко выражены в мезозойских отложениях (Шапсуго-Апшеронский вал).

Самой южной зоной мезозойского комплекса Скифской платформы является рассмотренная выше по фундаменту геоструктурная зона краевого поднятия Передового хребта, морфологически отвечающая крупному положительному элементу в современном и древнем (мезозойском) рельефе. Для терригенных и карбонатных формаций нижней части мезозойской толщи (триас и юра) характерны полифациальные по составу осадки с резко выраженным преобладанием терригенных образований. Суммарная мощность этих отложений изменяется от 2000 до 4000 м.

Краевые тектонические зоны - Западно-Кубанский прогиб и поднятие Передового хребта, как было отмечено выше, отделены от альпийской геосинклинали Большого Кавказа Ахтырской и Пшекишско-Тырныаузской шовными зонами.

Отложения нижней части мезозойско-кайнозойского комплекса, в ряде случаев более интенсивно дислоцированные и имеющие геосинклиальный характер (Каневско-Березанский вал), относились ранее к "переходному" комплексу,

либо к нижнему структурному подэтажу платформенного чехла или фундаменту. Новые данные геофизических исследований и бурения позволяют уточнить тектоническое положение этих образований в структуре эпигерцинской платформы.

Необходимость выделения "переходного", или "промежуточного", комплекса обоснована в работе М.Ф. Мирчинка и др. (1963). В последнее время появились схемы тектонического расчленения чехла и фундамента молодых платформ, исключающие необходимость выделения "переходного" комплекса.

Выполненное выше тектоническое районирование нижней части мезозойско-кайнозойского комплекса и фундамента Скифской платформы, по данным структурно-формационного анализа, учитывающего новые данные бурения и геофизики, позволяет сделать вывод о преимущественно двухчленном делении формационного ряда. Вместе с тем, специфика условий седиментации и структурообразования в раннемезозойских грабенообразных впадинах, заложенных на герцинском комплексе, обуславливает необходимость выделения на таких участках триасового комплекса в качестве раннемезозойского складчатого основания.

Рассмотрим с этих позиций тектоническое положение и перспективы нефтегазоносности триасовой толщи Западного Предкавказья. Исходя из структурно-формационной характеристики триасовых отложений могут быть выделены две различные области - южная и северная. В южной части Западного Предкавказья, в зоне Передового хребта терригенно-красноцветные осадки позднеорогенной молассы (верхний карбон - пермь) венчают седиментационный цикл геосинклинального развития, характеризуясь, наряду с германотипной, альпийской складчатостью, и представляют типичные образования фундамента. Триасовые отложения здесь повсеместно залегают резко трансгрессивно с базальным конгломератом в основании и представлены карбонатно-терригенной платформенной формацией мощностью от 800 до 1300 м. Помимо регионального перерыва, приуроченного к подошве триаса, выше по разрезу отмечается ряд местных внутриформационных несогласий. Вместе с отраженным характером локальных поднятий, амплитуда которых затухает вверх по разрезу, это подтверждает типичный платформенный режим развития южной области Западного Предкавказья с раннего триаса. Тем самым подтверждается двухчленное деление здесь формационного ряда с четко выраженной границей: палеозойский фундамент - мезозойский чехол.

Аналогичные геологические условия сохраняются к северу, примерно до широты площади Великой, и прослежены в пределы Западно-Кубанского прогиба до Самурско-Ширванского района, где в Самурской св. 35 вскрыты массивные рифовые известняки платформенной формации верхнего триаса.

В северной части Западного Предкавказья, значительная часть которого в триасе входила в состав Ейско-Березанского грабена, охватывавшего современные геоструктуры - Иркиевско-Копанскую и Каневско-Березанский вал - получают развитие более дислоцированные и метаморфизованные триасовые отложения. Последние испытали локальную, по типу близкую к геосинклинальной, раннемезозойскую складчатость, возможно инверсионного характера. Несоответствие в структуре поверхности триаса и рельефа поверхности палеозойского фундамента и даже обращенный тип структурных связей зафиксированы геофизическими исследованиями КМПВ на Крыловской, Бейсугской и Березанской площадях.

Несмотря на значительно большие, чем для обычных платформенных комплексов, плотности триасовых пород (2,5-2,7 против 2,2-2,4 г/см³) и степень дислоцированности их, геофизическими данными достаточно уверенно отбивается поверхность палеозойского фундамента.

Таким образом, в северной части Западного Предкавказья в пределах эпигерцинской платформы отмечается зона раннемезозойской консолидации. Это вызывает необходимость выделения в этой части региона киммерийского складчатого комплекса, который должен рассматриваться как самостоятельный объект прогнозирования нефтегазоносности и поисков залежей, отличный по усло-

виям нефтегазоаккумуляции от вышележащих типично платформенных образований юры и мела.

Анализ геологического строения территории, гидрогеологических и геохимических условий нефтегазоносности триасовых отложений позволяет произвести районирование Западного Предкавказья и северного склона Кавказа по перспективам нефтегазоносности (рисунок).

На юге Западного Предкавказья в области развития терригенно-карбонатной платформенной формации выделяется зона, перспективная для поисков залежей нефти и газа. К ней отнесены западный склон Адыгейского выступа и смежная часть Западно-Кубанского прогиба. Перспективность триасовых отложений здесь подтверждается интенсивными нефтепроявлениями в обнажающихся на дневной поверхности трещиноватых известняках нижнего триаса большой мощностью (до 300 м), высокими коллекторскими свойствами рифогенных известняков среднего, верхнего и нижнего триаса, присутствием мощных гранулярных коллекторов в разрезе, надежных покрышек в перекрывающем юрском комплексе (до 1000 м и более) и наличием благоприятных структурных, структурно-литологических и структурно-стратиграфических ловушек. Вместе с тем, глубинная структура триасовой толщи остается еще недостаточно изученной и требует постановки специальных сейсмических работ.

Большая глубина залегания триаса на значительной части Западного Предкавказья (5-8 км) сдерживает проведение поисково-разведочного бурения. Лишь смежная часть северного склона Кавказа, где перспективные триасовые отложения залегают на глубинах от 4 до 5 км, может представлять интерес для выбора первоочередных объектов поисков. Одним из наиболее перспективных районов в рассматриваемой зоне является Самурско-Дагестанский. Первоочередными поисковыми объектами в перспективной зоне являются также Севастопольская, предполагаемая Тульская и Майкопская структуры, где в триасе возможны пластовые сводовые и структурно-литологические ловушки.

Малоперспективная зона расположена вблизи выхода триасовых пород на дневную поверхность. Она охватывает южное окончание Адыгейского выступа и прилегающую часть южного борта Восточно-Кубанской впадины. В этой зоне триасовые отложения предположительно сокращенной мощности (200-500 м), с менее благоприятными гидрогеохимическими условиями.

В Североюрском прогибе карбонатные отложения нижнего триаса могут содержать скопления углеводородов. На дневной поверхности в зоне Передового хребта известняковая толща триаса, как отмечалось выше, характеризуется региональной нефтеносностью.

В северной части Западного Предкавказья выделяется перспективная зона, ограниченная с юга Каневско-Березанским валом, включающая также Иркиевскую, Добреневскую синклинали и Ленинградский вал. Здесь впервые установлена промышленная газоносность отложений среднего и верхнего триаса. Газ в промышленных количествах (дебиты от 90 до 250 тыс.м³ в сутки) получен в среднем триасе на Староминской, в верхнем триасе - на Челбаской и Каневской площадях. Перспективны главным образом отложения среднего триаса, содержащие мощные пачки песчаников и микроконгломератов, а также нижнего (?) триаса, где по аналогии с Восточным Предкавказьем предполагаются горизонты песчаников и известняков. Общая мощность перспективной толщи превышает 2500 м.

Перспективность отложений рассматриваемой зоны базируется прежде всего на предполагаемых крупных размерах и большой амплитуде локальных структур, свойственных областям с геосинклинальным характером складчатости, которая должна иметь место и в Ейско-Березанском районе. Роль региональной покрышки для коллекторов в среднем и нижнем (?) триасе выполняет аргиллитовая толща верхнего триаса мощностью около 1000 м, отсутствующая лишь в северной части зоны.

К малоперспективной отнесена западная часть Ейско-Березанского района (Копанская синклиналь и Бейсугская площадь). Здесь отложения триаса, как

предполагается, имеют меньшую мощность и характеризуются во вскрытой бурением части разреза более слабыми признаками газоносности (Бейсутская площадь). Малоперспективны триасовые породы также на Леушковской площади и в пределах восточного окончания Ирклиевской синклинали, где возможны лишь небольшие скопления газа в пестроцветных осадках пермо-триаса.

Остаются невыясненными перспективы Ладовской синклинали, в пределах которой возможно присутствие морского триаса с горизонтами грубообломочных пород и известняков. Верхняя часть терригенной толщи подобного типа вскрыта на Красногвардейской площади, расположенной на северном борту Ладовской синклинали. По данным сейсмических исследований КМПВ мощность триасовых отложений в центральной части синклинали не превышает 1500 м. Зона невыясненной перспективности включает также значительную часть Восточно-Кубанской впадины — до меридиана г. Лабинска, восточнее которого триас выклинивается.

Все сказанное свидетельствует о значительных ресурсах триасового комплекса, связанных в большей степени с южными и центральными, и в меньшей степени — с северными районами Западного Предкавказья. Это предопределяет необходимость увеличения объемов региональных геолого-геофизических и поисково-разведочных работ в отмеченных перспективных зонах. В настоящее время поисковое и параметрическое бурение на нижнемезозойские отложения со вскрытием триаса, кроме Самурской площади, ведется на площади Великой (скв. 11 и 15) и в Добреневской синклинали (скв. 1, Кугоейская). Кроме того, в ближайшие годы предполагается вскрыть и изучить триасовые отложения на площадях Плотнировской, Северо-Ладожской, Бжедуховской и др. Первоочередные геологоразведочные работы следует сосредоточить на наиболее перспективных площадях южной и северной перспективных зон — Тульской, Севастопольской, Южно-Самурской и Кугоейской.

С целью детализации геологической структуры нижних структурных этажей мезозоя и решения проблемы нефтегазоносности триаса и юры в глубокопогруженных зонах Краснодарского края необходимо проведение региональных геолого-геофизических работ, в первую очередь сейсмических исследований КМПВ и параметрического бурения. Сейсмические исследования КМПВ следует комплексировать с бурением параметрических и глубоких поисковых скважин на площадях Ивановской, Суздальской, Великой, Новосвободненской, Лабинской, Кугоейской и др.

Для выяснения региональной тектонической структуры юрского и триасового комплексов Восточной Кубани в области развития мощной галогенно-соленосной толщи верхней юры необходимо закончить бурение Лабинского профиля параметрических скважин (шесть скважин с проектной глубиной от 4500 до 6500 м). Все это позволит в ближайшие годы уточнить перспективы нефтегазоносности триасового комплекса, конкретизировать направления поисково-разведочных работ и решить ряд практических задач, связанных с повышением эффективности поисково-разведочного бурения в глубоко погруженных зонах Краснодарского края.

Литература

Мирчинк М.Ф., Крылов Н.А., Летавин А.И., Маловицкий Я.П. Тектоника Предкавказья, М., Гостолтехиздат, 1963.

ГЛАВНЫЕ СТРУКТУРНЫЕ КОМПЛЕКСЫ МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ

Примерно 15–20 лет назад, когда о фундаменте молодых плит в основном судили по его выходам на поверхность в соседних щитах, хребтах и кряжах, а также по редким скважинам и малому объему геофизических материалов на территории самих плит, геологи легко отделяли чехол и фундамент, причем последний представлялся достаточно гомогенным. Но уже тогда в обнаженных областях фундамента выделяли структуры, которые не укладывались в рамки типично геосинклинальных и типично платформенных и которым давались различные названия: парагеосинклинальные, брахиогеосинклинальные и др.

Вопрос разделения чехла и фундамента еще более осложнился с появлением обширного фактического материала по территориям плит, в пределах которых были обнаружены различные толщи, имеющие неопределенную тектоническую природу. В связи с этим и появилось представление о "переходном", "промежуточном", структурном этаже. Неопределенность самого термина, неясность тектонических критериев отнесения тех или иных толщ к этому понятию повлекло за собой то, что в переходный этаж включали самые разнообразные по строению и истории образования формации: моногеосинклинальные флишевые (типа ейско-березанских), орогенные эпигеосинклинальные, катаплатформенные и т.д. Если быть последовательным, то к таким переходным толщам следует отнести и миогеосинклинальные формации, ибо они обычно ближе к платформенным, чем к эвгеосинклинальным и основная структурная граница проходит не между платформой и миогеосинклинальной областью, а между последней и эвгеосинклинальной областью.

О том, что в переходный комплекс попадали самые разнообразные по строению и формированию толщи достаточно вспомнить пермо-триасовые складчатые образования Горного Мангышлака и плащеобразные относительно слабо дислоцированные пермо-триасовые породы Северного Устюрта и Южного Мангышлака. Это – явно не одно и то же. Флишеидные складчатые триасовые образования Ейско-Березанской зоны резко отличаются от триасовых отложений Восточного Предкавказья. Отсюда вытекает, что следует не объединять все эти толщи под одним понятием "переходный" комплекс, а дать характеристику тектонической природы каждой из них в отдельности.

Нужно отметить, что представители различных точек зрения на строение рассматриваемых толщ, тектоническую их природу понимают в целом более или менее однозначно. Нередко споры о переходном комплексе сводятся к барахтанию в терминологической паутине.

За истекшее время значительное развитие получила теория геосинклиналей, мы стали намного больше знать о строении фундамента. В ряде мест было доказано покровное строение складчатых сооружений. Например, в пределах западного склона Урала обнаружено значительное количество покровов, причем многие из них перекрывают платформенные образования Русской плиты. Отсюда расширяется площадь возможно перспективных на нефть и газ площадей, которые могут оказаться расположенными под надвинутыми и шарьированными пластинами мио- и даже эвгеосинклинальных образований. Естественно, что подобное строение фундамента можно встретить не только в обнаженных его частях, но и в областях, перекрытых чехлом, т.е. на территории плит.

Значительно усложнилось и представление о чехле. Сейчас известны плашеобразные (т.е. залегающие в виде чехла) толщи не только типично платформенных отложений, но и орогенных и квазиплатформенных формаций.

Всеми исследователями признается гетерогенность строения фундамента молодых платформ. В ней могут быть выделены следующие главные структурные комплексы: 1) докембрийских (главным образом байкальских, а местами и более древних) срединных массивов или массивов ранней консолидации, которые подразделяются на глубокопогруженные, умереннопогруженные и приподнятые; 2) каледонских складчатых сооружений; 3) герцинских складчатых сооружений; 4) киммерийских складчатых зон. Эти структурные комплексы граничат друг с другом не только по площади, но и имеют различные сочетания между собой в разрезе. Так, на западном склоне Урала и на территории Донбасско-Промысловской зоны Предкавказья под герцинским складчатым комплексом прослежен докембрийский кристаллический фундамент, под киммерийским складчатым комплексом зоны Тула расположен герцинский складчатый комплекс и т.д.

Фундамент плит отличается от обнаженных областей фундамента тем, что первый характеризуется значительно большим развитием массивов ранней консолидации. Плиты формируются в тех областях палеозойских складчатых сооружений, которые характерны наиболее широким развитием массивов ранней консолидации.

Как и фундамент, чехол платформ имеет многоярусное строение. Кроме типичного платформенного чехла (или ортоплатформенного, по А.А. Арбатову, М.С. Бурштару, Ю.Н. Швембергеру – см. настоящий сборник) в пределах массивов ранней консолидации распространены квазиплатформенный и орогенный чехлы, формировавшиеся синхронно с развитием соседних геосинклинальных и складчатых зон. К таким чехлам следует отнести палеозойско-нижнетриасовые толщи Северного Устья, девонско-нижнетриасовые образования Чуйской впадины и др.

При таком подходе различные структурные комплексы, обычно объединяемые под названием "переходных", получают свое определенное тектоническое положение. Складчатые триасовые образования Ейско-Березанской зоны и Горного Мангышлака принадлежат к киммерийским складчатым зонам и должны быть отнесены к фундаменту; ниже-среднепалеозойские толщ Северного Устья – к квазиплатформенному чехлу, пермско-нижнетриасовые отложения Северного Устья – к орогенному чехлу, а триас-юрские породы Челябинского грабена – к тафрогенным образованиям платформенного чехла и т.д. Такое подразделение удобно и с практической точки зрения, так как в соответствии с традиционным представлением, толщ, относимые к фундаменту, будут мало перспективны на нефть и газ и, наоборот, наиболее перспективными являются отложения как собственно платформенного чехла, так и толщ различных "чехлов".

В заключение следует отметить, что нам еще мало известно о внутренней структуре рассмотренных здесь образований. Поэтому необходимо особо обратить внимание на усиление специальных геофизических исследований и параметрического бурения с целью изучения внутреннего строения толщ, залегающих ниже ортоплатформенного чехла. Необходимо также постановка специальных сравнительно-тектонических исследований для изучения этих толщ в обнаженных частях фундамента в пределах шитов, хребтов и кражей, с одной стороны, и на территории плит, с другой.

Н. И. Воронин
(НВ НИИГТ)

О ХАРАКТЕРЕ СВЯЗИ МЕЖДУ ВОЗРАСТОМ ПОДНЯТИЙ И ИХ ПРОДУКТИВНОСТЬЮ

Общеизвестно, что очень часто рядом расположенные локальные поднятия, являющиеся непосредственными вместилищами залежей нефти и газа, отличаются характером насыщения, т.е. одни поднятия продуктивны, другие обводнены. Анализ современных особенностей их строения, характера изменения мощностей коллекторов и покрышек, гидрогеологической обстановки, глубин залегания, времени и особенностей формирования позволили сделать вывод, что влияние этих факторов на распределение углеводородов в ловушках было довольно сложным. Причем при прочих одинаковых особенностях строения они отличаются только временем формирования. В связи с этим установленные зависимости между возрастом ловушек и их нефтегазоносностью позволяют раскрыть многие закономерности в формировании залежей нефти и газа и выяснить ряд важных проблем нефтяной геологии.

М.Ф. Мирчинк, А.А. Бакиров (1951) указывали, что познание закономерностей пространственного распределения продуктивных структур в различных геологических условиях приобретает особо важное теоретическое и практическое значение и является одной из первостепенных задач нефтяной геологической науки. За последние годы в советской и зарубежной литературе приводятся убедительные данные, подтверждающие существование определенной связи между временем формирования локальных поднятий и содержанием в них скопленных нефти и газа.

Основоположник советской нефтяной геологии И.М. Губкин, изучая условия образования нефтяных месторождений Северного Кавказа, отмечал, что образование структурных форм и формирование нефтяных месторождений шло параллельно с происходившими тектоническими процессами (Губкин, 1950). Аналогичные взгляды о раннем формировании нефтяных залежей приводятся И.И. Потаповым (1954), А.И. Леворсеном (1958), В.В. Вебером (1966).

Н.Ю. Успенская (1950), рассматривая строение локальных поднятий Поволжья, указывала на незначительную роль мезозойско-кайнозойских тектонических движений в формировании палеозойских месторождений нефти. Их влияние могло сказаться лишь в перераспределении нефти и газа внутри природных резервуаров.

В.Е. Хаин (1954), основываясь на ряде примеров из платформенных и геосинклинальных областей, делает вывод, что складки, сформировавшиеся в процессе седиментации сингенетично-нефтегазоносных отложений в основном содержат нефть, а структуры заложившиеся в более позднее время, как правило, оказываются пустыми.

Убедительные примеры, доказывающие зависимость между возрастом поднятий и их продуктивностью на примере ряда месторождений Нижнего Поволжья, приводятся в работах К.А. Машковича (1961), С.П. Козленко (1955), по Предкавказью — М.С. Бурштаром (1960) и др.; по Западной Сибири — М.Я. Рудкевичем (1969) и др.

В районе Калмыцко-Астраханского Прикаспия в результате выполненных нами исследований установлено, что формирование локальных поднятий определяет особенности стратиграфического диапозона нефтегазоносности в пределах мегавала Карпинского (Воронин, 1969; Воронин, Круглов, 1971). Нефтегазо-

ность юрских отложений отмечается на поднятиях, сформировавшихся в конце юрского периода и впоследствии сохранившихся в виде четко выраженных ловушек. Нефтегазоносность нижнемеловых образований фиксируется на структурах, образовавшихся в досантонское время. На поднятиях, сформировавшихся позднее сантонского века, залежи нефти и газа отсутствуют.

Установление залежей нефти и газа на Цубукской, Тенгутинской, Олейниковской и Промысловской структурах в нижнемеловых отложениях, которые сформировались в ловушки в миоцен-раннеплиоценовое время, не опровергает сделанные выводы. Указанные залежи контролируются тектоническими нарушениями и являются вторичными. Они образовались в преакчагыльское время в результате расформирования первичных залежей, расположенных в пределах южного крыла мегавала Карпинского.

На севере региона - в юго-западной части Прикаспийской синеклизы - широко развиты солянокупольные структуры, характеризующиеся конседиментационным развитием, длительным устойчивым воздыманием и широким развитием дизъюнктивных нарушений. В пределах этих структур установлены залежи газа в триасовых (Бугринское, Шаджинское, Чапаевское), нижнемеловых (Халганское), палеогеновых (Царынское, Чапаевское) отложениях.

Триасовые отложения продуктивны только на древних поднятиях, сформировавшихся не позднее раннеюрского времени. В то же время по юрским и меловым отложениям существует ряд конседиментационных поднятий, но эти образования непродуктивны, т.е. отсутствует связь между возрастом поднятий и их продуктивностью.

В настоящее время отдельные исследователи ставят под сомнение наличие пространственной связи между возрастом поднятий и их продуктивностью. Так, например, В.П. Бухарцев и М.Ф. Мирчинк (1962) на основании геолого-статистической обработки материалов по локальным поднятиям Волго-Уральской области пришли к выводу, что продуктивность поднятий не зависит от их возраста. Такой же точки зрения придерживаются Ф.К. Сапмазов (1969) применительно к Западной Сибири.

Таким образом, отмеченные противоречия заставляют более детально проанализировать зависимость продуктивности поднятий от времени их формирования. Эти противоречия кажущиеся, обусловленные различными факторами (палеотектоническими, структурными, литологическими), затушевывающими или даже искажающими связь между возрастом поднятий и их продуктивностью. Рассмотрим эти факторы.

Палеотектонические факторы. Отрицательная роль палеотектонических факторов двойная. Во-первых, несмотря на наличие ловушки залежи углеводородов в ней не сформировались. Это обусловлено тем, что: 1) ловушка расположена за пределами региональной нефтегазоносности; 2) основные пути миграции углеводородов проходили в стороне от ловушки; 3) не началась основная миграция углеводородов в связи с небольшими глубинами погружения нефтегазопроизводящих комплексов.

Например, многочисленные солянокупольные структуры Прикаспийской синеклизы по юрским и нижнемеловым отложениям имеют древнее формирование. Однако, по указанным выше причинам, не содержат залежей нефти и газа.

Во-вторых, сформировавшиеся залежи углеводородов на ранних этапах развития были разрушены: 1) интенсивным воздействием, которое вывело ловушку из-под уровня моря и подвергло воздействию древних размывов; 2) инверсией тектонических движений, при которых величина угла регионального уклона превышала угол падения крыла складки, вследствие чего залежи углеводородов расформировывались.

Структурные факторы. К числу важнейших факторов этой группы относятся:

1) дизъюнктивные нарушения, пересекающие продуктивный пласт, что приводит либо к разрушению залежи углеводородов, либо к переформированию залежи в более молодых отложениях, по которым ловушка имеет позднее время заложения. Наличие дизъюнктивных нарушений, с которыми связана вертикальная

миграция, вносит серьезные изменения в распределение залежей нефти и газа по разрезу, поэтому дизъюнктивные нарушения должны учитываться при оценке перспектив нефтегазоносности;

2) небольшая амплитуда поднятия, в связи с чем данное поднятие не может быть ловушкой для нефти и газа;

3) угол наклона крыла поднятия, который меньше угла регионального уклона и поэтому поднятие, как и в случае "б", не может быть ловушкой для углеводородов.

Литологические факторы. Из них наиболее существенное значение на продуктивность поднятий оказывают:

1) отсутствие надежных покрышек, что не обеспечивает сохранение залежей углеводородов, несмотря на древнее формирование ловушки;

2) отсутствие пластов-коллекторов. В этом случае ловушки не содержат ни нефти, ни газа;

3) отсутствие нефтегазопродуцирующих толщ и отсутствие вертикальной миграции. В этом случае все ловушки, независимо от их возраста окажутся пустыми, например, континентальная красноцветная терригенная толща верхней перми Прикаспийской синеклизы.

Рассмотренные факторы, безусловно, не исчерпывают всех причин, затухающих пространственную связь между возрастом поднятий и их продуктивностью. Но и они дают четкое представление о многообразии процессов, вносящих коррективы в эту закономерность. Тем не менее, влияние этих факторов на продуктивность локальных поднятий можно определить уже на первых этапах поисковых работ, поскольку они носят в основном региональный характер. В связи с этим в регионах, где изучены особенности геологического строения, определены пределы времени миграции углеводородов, доказано отсутствие явлений перетоков углеводородов, установлено время формирования локальных поднятий, можно ограничиться бурением одной-двух скважин для оценки продуктивности поднятий.

Если же исходить из предположения о позднем формировании залежей нефти и газа, то необходимо вводить в разведку все поднятия, имеющие благоприятную морфологическую выраженность. Но это опровергается практикой поисковых работ, ибо ведет к снижению их эффективности.

Таким образом, в практике поисков и разведки нефти и газа необходимо широко использовать методы палеотектонического анализа при изучении ловушек, что обеспечит получение крайне ценного объективного материала и будет способствовать повышению эффективности работ.

В заключение следует сказать, что отмеченная закономерность между возрастом поднятий и их продуктивностью может быть с успехом использована не только в практике поисково-разведочных работ, но и для объективного рассмотрения процессов нефтегазоаккумуляции.

Литература

- Бурштар М.С. Геотектоническое районирование и оценка перспектив нефтегазоносности Предкавказья. - Труды ВНИГНИ, 1960, вып. 32.
- Бурштар М.С., Бизнигаев А.Д. Образование и размещение залежей нефти и газа в платформенных условиях. М., "Недра", 1969.
- Бухарцев В.П., Мирчинк М.Ф. Опыт применения математической статистики при изучении локальных структур Волго-Уральской нефтегазоносной области. М., Изд. ЦНИИГЭнефтегаз, 1962.
- Вебер В.В. Фации отложений, благоприятные для образования нефти. М., "Недра", 1966.
- Воронин Н.И. Время формирования и нефтегазоносность локальных поднятий южного склона вала Карпинского. - Труды Нижневолжского НИИГГ, 1969, вып. 11.
- Воронин Н.И., Круглов Ю.И. Типы локальных поднятий кряжа Карпинского, история их развития и нефтегазоносность. - Нефтегазовая геология и геофизика, 1971, № 6.
- Губкин И.М. К вопросу о генезисе нефтяных месторождений Северного Кавказа. Избр. соч., т. I. М., Изд-во АН СССР, 1950.

- Козленко С.П. Историческая тектоника и вопросы формирования промышленных залежей нефти и газа. - Нефтяное хозяйство, 1955, № 9.
- Леворсен А.И. Геология нефти. М., Гостоптехиздат, 1958.
- Машкович К.А. Методика разведки и поисков нефти и газа в Саратовском Поволжье. М., Гостоптехиздат, 1961.
- Машкович К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М., "Недра", 1970.
- Мирчинк М.Ф., Бакиров А.А. О геотектоническом развитии Русской платформы в связи с изучением ее нефтегазоносности. - Нефтяное хозяйство, 1951, № 1.
- Потапов И.И. Апшеронская нефтеносная область. Баку, 1954.
- Рудкевич М.Я. Тектоника Западно-Сибирской плиты в связи с ее нефтегазоносностью. М., "Недра", 1969.
- Салманов Ф.К. К вопросу о времени формирования нефтяных месторождений Сургутского свода. - Нефтегазовая геология и геофизика, 1969, № 10.
- Успенская Н.Ю. Основные черты нефтегазоносности палеозоя Русской платформы. М., Гостоптехиздат, 1950.
- Хаин В.Е. Геотектонические основы поисков нефти. Баку, 1954.

СОДЕРЖАНИЕ

Мирчинк М.Ф. Вступительное слово	3
Еременко Н.А. Дискуссионные проблемы тектоники и их влияние на оценку перспектив нефтегазоносности	6
Мирчинк М.Ф., Амурский Г.И., Бененсон В.А., Кунин Н.Я. Геоструктурные условия залегания палеозойских образований в пределах молодых платформ и их нефтегазоносность	14
Летавин А.И., Дедеев В.А., Князев В.С., Чарыгин А.М. Фундамент молодых платформ	41
Арбатов А.А., Бурштар М.С., Швембергер Ю.Н. О нецелесообразности выделения "переходного комплекса" на молодых платформах	59
Крылов Н.А., Гарецкий Р.Г., Наливкин В.Д., Нестеров И.И. Особенности геологического строения чехла молодых платформ и перспективы их нефтегазоносности.	69
Фейгин М.В., Буялов Н.И., Генкин Б.М., Грейнер Н.Н., Крамаренко В.Н., Старосельский В.И., Ступаков В.П. Прогнозная оценка нефтегазоносности молодых платформ СССР	80
Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Ермолкин В.И., Мальцева А.К., Рожков Э.Л., Судариков Ю.А., Табасаранский З.А., Флоренский П.В. Закономерности размещения зон нефтегазоаккумуляции в пределах молодых платформ СССР	92
Раабен В.Ф., Галимова Л.В. Особенности нефтегазоносности молодых платформ мира	107
Алексин А.Г., Бриндзинский А.М., Еременко Н.А., Кравченко К.Н., Климушина Л.П., Максимов С.П., Орел В.Е., Салманов Ф.К. Направление геологоразведочных работ на нефть и газ на молодых платформах.	125
Шлезингер А.Е. Связь фундамента и чехла с геосинклинальным и платформенным режимами развития	138
Сократов Б.Г. О "переходном комплексе" Предкавказья	140
Шаблинская Н.В. Природа разломов молодых плит и их влияние на структуру осадочного чехла	143
Дубинский А.Я. Особенности развития и строения фундамента Скифской плиты	
Кунин Н.Я. О тектонической сущности и важнейших особенностях промежуточного структурного этажа молодых платформ	148
Рудкевич М.Я. О тектоническом контроле нефтегазоносности	152
Нестеров И.И. Особенности геологического строения молодых платформ и перспективы их нефтегазоносности (Западно-Сибирская плита)	155
Наливкин В.Д. Типы промежуточных комплексов и их перспективы	159
Куликов П.К. Генетические типы газовых залежей и их пространственное размещение	162
Бененсон В.А. Геоструктура и формационный состав доюрских отложений Мангышлака и Устюрта	165
Амурский Г.И., Бондарева М.С. Критерии выделения доюрских нефтегазоносных комплексов молодых платформ	168
Кириухин Л.Г. Древние массивы фундамента молодых плит Евразии и их роль в формировании структуры доюрских отложений	170
Голяков В.А. О некоторых особенностях геологического строения и прогнозных запасах нефти и газа Ставрополя	173
Дьяконов А.И., Корнеев В.И. Тектоническое положение и перспективы нефтегазоносности триасового комплекса Западного Предкавказья и северного склона Кавказа	175
Гарецкий Р.Г. Главные структурные комплексы молодых платформ	182
Воронин Н.И. О характере связи между возрастом поднятий и их продуктивностью	184

Дискуссионные проблемы тектоники и их влияние на оценку перспектив нефтегазоносности.
Еременко Н.А. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

Поскольку основные проблемы геологии нефти и газа базируются на тектонике в ее геолого-историческом аспекте, в статье дается обзор новых представлений в области глобальной тектоники. Отмечаются попытки ряда исследователей использовать гипотезу "растяжения морского дна" для объяснения закономерностей размещения месторождений нефти и газа и прогнозирования нефтегазоносности территорий. Однако гипотезы новой глобальной тектоники пока не выдвигают идей, позволяющих принципиально по-новому оценить закономерности размещения углеводородов в земной коре.

В связи с этим следует больше внимания обратить на изучение ядра континентов - древних платформ и сопряженного с ними обрамления - молодых платформ и их связей во времени и пространстве с геосинклиналями.

Имеются две точки зрения на историю развития молодых платформ. Сторонники первой установили два этапа в их формировании - геосинклинальный и платформенный, а второй - три этапа, выделяя в том числе еще переходную стадию. Существуют разногласия и по некоторым другим вопросам. Разработка согласованных представлений по ряду важнейших проблем тектоники молодых платформ позволит наметить в их пределах научно обоснованные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Табл. 1. Библ. 44 назв.

УДК 551.242.1 (571.1 + 575 + 470.6)

Геоструктурные условия залегания палеозойских образований в пределах молодых платформ и их нефтегазоносность. Мирчинк М.Ф., Амурский Г.И., Бененсон В.А., Кунин Н.Я. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

Анализ новых данных о геологическом строении обширных платформенных областей Средней Азии, Предкавказья и Западной Сибири, относимых к категории молодых платформ, определяет необходимость кардинального пересмотра сложившихся ранее представлений. Геофизические данные последних лет, особенно полученные в результате внедрения МОГТ, свидетельствуют о спокойных, свойственных платформенным, условиях залегания не только пермо-триасовых отложений, выделявшихся в качестве переходного комплекса, но и всей толщ образований палеозоя, а в пределах Западно-Сибирской платформы - и рифея. Анализ вещественного формационного состава, степени метаморфизма пород, в широких региональных масштабах содержания органического вещества и признаков битуминозности, указывает на принадлежность образований палеозоя в пределах рассматриваемых платформ к категории типично платформенных.

Получение промышленных фонтанных притоков нефти и газа из отложений карбона Западной Сибири, газа в Чу-Сарысуйской впадине, явные признаки нефти в карбоне Средней Азии, не говоря уже о многочисленных притоках нефти и газа из отложений пермо-триаса в Предкавказье и Средней Азии, еще более подтверждают правоту о гораздо более древнем времени существования рассматриваемых платформенных областей и раскрывает новые, высокие перспективы нефтегазоносности всей толщи образований палеозоя.

Илл. 8. Библ. 47 назв.

УДК 551.242.5

Фундамент молодых платформ. Летавин А.И., Дедеев В.А., Князев В.С., Чарыгин А.М. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

Статья посвящена одному из наиболее сложных вопросов геологии молодых платформ - строению ее фундамента. На основании комплексного геолого-геофизического подхода к изучению фундамента авторы дают его детальную схему строения, в основу которой положен структурно-исторический принцип. В фундаменте выделяются добайкальские и байкальские массивы, подвергшиеся тектоническим переработкам и в позднейшие этапы, а также байкальские, каледонские и герцинские складчатые системы.

Илл. 4. Библ. 38 назв.

О целесообразности выделения "переходного комплекса" на молодых платформах. Арба-тов А.А., Бурштар М.С., Швембергер Ю.Н. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

В "переходный комплекс" механически объединяются геосинклинальные, платформенные и орогенные формации, что приводит к затуманиванию сложных взаимоотношений между фундаментом и чехлом и затрудняет оценку нефтегазоносности этих отложений.

При отделении пород фундамента от чехла авторы используют в основном историко-геологический метод и проводят границу фундамент - чехол по подошве "верхней молассы", отвечающей началу континентальной стадии развития земной коры. Учитывая многоэтапность формирования фундамента и чехла и сложность взаимоотношений комплексов пород, образованных на различных этапах, авторы предлагают выделять в фундаменте и чехле структурно-генетические комплексы, каждый из которых характеризуется образованием на определенном, качественно отличном от других этапе развития. Предлагаемый подход позволит установить как в фундаменте, так и в чехле молодых платформ генетически единые толщи, соответствующие основным тектоническим режимам развития молодых платформ. При этом каждый комплекс вполне однозначно оценивается с точки зрения нефтегазоносности.

Библ. 31 назв.

Особенности геологического строения чехла молодых платформ и перспективы их нефтегазоносности. Крылов Н.А., Гарецкий Р.Г., Наливкин В.Д., Нестеров И.И. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

Отмечено, что в пределах каждой эпипалеозойской плиты, где фундамент образован различными по возрасту складчатыми сооружениями, платформенный чехол начинает формироваться приблизительно одновременно. Охарактеризованы формационный состав чехла и важнейшие отличия состава формаций чехла молодых и древних платформ. Описаны основные черты магматизма чехла.

Рассматривается вопрос о структурных ярусах в чехле эпипалеозойских плит. Отмечен различный объем структурных ярусов и асинхронность их разделов на разных молодых платформах. При описании типов структурных элементов основное внимание уделено специфическим структурам, характерным в основном для эпипалеозойских плит. Отмечено, что своеобразие структурного стиля чехла молодых платформ в значительной мере связано с проявлением унаследованности - отражением в структуре чехла тех или иных черт внутренней структуры фундамента.

В качестве главной закономерности размещения зон нефтегазоаккумуляции указывается сопряженность последних с крупными и глубокими депрессиями. Рассмотрены основные дискуссионные вопросы о количестве и положении в разрезе чехла нефтегазопроизводящих свит.

В заключение перечислены главнейшие направления поисков нефти и газа на эпипалеозойских плитах на территории СССР.

Библ. 41 назв.

Прогнозная оценка нефтегазоносности молодых платформ СССР. Фейгин М.В., Буялов Н.И., Генкин Б.М., Грейнер Н.Н., Крамаренко В.Н., Старосельский В.И., Стулаков В.П. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

В статье рассматриваются современные представления о классификации потенциальных ресурсов и прогнозных запасов, основные методические приемы количественной оценки перспектив нефтегазоносности, а также результаты проведенной территориальными институтами и производственными организациями прогнозной оценки нефтегазоносности молодых платформ на территории СССР.

В настоящее время с этими территориями связана большая часть разведанных запасов газа и нефти страны и в крупных масштабах осуществляется добыча. Особое место в этом занимает уникальная по масштабам и концентрации запасов Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция.

Основные перспективы подготовки запасов промышленных категорий и развития добычи нефти и газа в настоящее время связываются с мезозойскими отложениями, образу-

шими осадочный чехол молодых платформ. На их долю приходится более 60% общесоюзных перспективных и прогнозных запасов нефти и газа.

Перспективы нефтегазоносности молодых платформ не ограничиваются мезозойским комплексом пород, они могут существенно расширяться за счет осадочных образований палеозойского возраста и коры выветривания.

Табл. 3. Библ. 7 назв.

УДК 553.981/982.061.Ш + 251.242.5

Закономерности размещения зон нефтегазоаккумуляции в пределах молодых платформ СССР. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Ермолкин В.И., Мальцева А.К., Рожков Э.Л., Судариков Ю.А., Табасаранский З.А., Флоренский П.В. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

В статье даются принципы выделения крупных геоструктурных элементов, в том числе сегментов, в пределах молодых платформ, каждый из которых характеризуется специфической историей геологического развития, литогенеза и размещения скоплений нефти и газа. Рассматриваются также особенности строения крупных формаций платформенного комплекса и их роль в процессах нефтегазообразования. Производится выделение нефтегазоносных комплексов (в том числе и покровных), образующих различные как по стратиграфическому объему, так и по пространственному распределению нефтегазоносные этажи. Рассматривается роль региональных гидрогеологических и палеогидрогеологических условий в формировании и размещении скоплений углеводородов.

Илл. 2. Библ. 9 назв.

УДК 551.242.5 + 553.98 + 553.98.061.3

Особенности нефтегазоносности молодых платформ мира. Раабен В.Ф., Галимова Л.В. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

На основании сравнительного анализа нефтегазоносности почти всех регионов на молодых платформах мира выявлены следующие основные особенности, характерные для рассматриваемых геоструктурных элементов: 1) большинство регионов являются преимущественно газоносными; 2) около 50% разведанных запасов газа в мире приурочено к молодым платформам; 3) повышенная газоносность прежде всего обусловлена широким развитием угольных толщ, находящихся в нижней части разреза (что является спецификой молодых платформ) в жестких термобарических условиях; 4) соотношение и распределение жидких и газообразных углеводородов (УВ) в регионах определяется главным образом типом исходного органического вещества (ОВ) основных материнских толщ.

Илл. 15. Библ. 52 назв.

УДК 550.8.012+551.242.5

Направление геологоразведочных работ на нефть и газ на молодых платформах. Алексин А.Г., Бриндзинский А.М., Еременко Н.А., Кравченко К.Н., Климушина Л.П., Максимов С.П., Орел В.Е., Салманов Ф.К. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

Сравнительный анализ геологических факторов, определяющих распространение скоплений нефти и газа на разных тектонических плитах, позволяет осуществлять рациональное распределение объемов геологоразведочных работ на нефть и газ. Предлагается использовать метод геологических аналогий для усиления работ в районах, являющихся близкими аналогами участков высокой концентрации скоплений нефти и газа на тектонических плитах с хорошо изученным геологическим строением. Приведены примеры.

Рассматривается вопрос о возрасте и нефтегазоносности промежуточных комплексов. Практическая значимость промежуточного комплекса молодых платформ доказана получением притоков нефти и газа в наиболее перспективных регионах: Предкавказье, на Мангышлаке, в Чу-Сарысуйской и Устюртской синеклизах. Общими задачами являются оконтуривание районов наименьшего уплотнения, дислоцированности промежуточного комплекса, развития в нем сероцветных образований и коллекторов, выяснение соотношения структурных планов комплекса с платформенным чехлом и рельефом фундамента.

Библ. 48 назв.

УДК 551.24 + 551.242.5

Связь фундамента и чехла с геосинклинальным и платформенным режимами развития. Шлезингер А.Е. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

Раздел фундамента и чехла практически всегда соответствует границе резкого физического изменения пород. В то же время смена геосинклинального режима платформенным не всегда приводит к возникновению этого раздела. Анализ орогенных и раннеплатформенных структур в поясе варисийской складчатости Евразии показывает на существование нескольких типов пространственных и геохронологических соотношений структур геосинклинального класса и платформенного и позволяет наметить методы их разграничения.

Библ. 4 назв.

УДК 553.98 (470.6)

О "переходном комплексе" Предкавказья. Сократов Б.Г. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

В статье поставлен вопрос о правильности проведения на молодых платформах границы "фундамент - чехол". В Предкавказье и смежных областях автор предлагает указанную границу проводить в основании горизонтально или почти горизонтально залегающих юрских отложений, а там, где они отсутствуют, - в основании более молодых пород.

В связи с этим, по мнению автора, промышленные скопления нефти, открытые в настоящее время в Восточном Предкавказье в известняках перми и частично триаса, связаны с фундаментом молодой платформы, а не с чехлом.

Библ. 2 назв.

УДК 551.242.5

Природа разломов молодых плит и их влияние на структуру осадочного чехла. Шаблинская Н.В. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

В статье отмечается, что на молодых плитах существуют четыре доминирующие системы разлома (ортогональная и диагональная пары), которые формировались в разные этапы геологической истории Земли. Анализ показал, что существуют два основных генетических типа разломов: экзогенные и эндогенные. Изучение природы и времени формирования разломов позволяет более правильно понять современную структуру молодых платформ.

Илл. 1.

553.98 (574) + 553.98(470.6)

Особенности развития и строения фундамента Скифской плиты. Дубинский А.Я. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

Формирование фундамента Скифской плиты происходило в специфических геосинклинальных условиях, отличавшихся большим постоянством по площади и во времени в течение трех тектоно-магматических периодов (докембрийского, герцинского и древнекаммарийского), разделенных периодами очень медленного и малоамплитудного воздымания или даже покоя.

С течением времени малоэнергичная тектоно-магматическая геосинклинальная деятельность от периода к периоду затухала, завершившись к юрскому времени. Начало формирования осадочного чехла Скифской плиты, а следовательно и самой плиты, следует относить к юрскому периоду.

Развитие плиты как региональной структуры предопределено спецификой ее доплатформенной истории, в чем заключается различие между нею и Русской платформой.

УДК 551.242.5

О тектонической сущности и важнейших особенностях промежуточного структурного этажа молодых платформ. Кунин Н.Я. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

В статье отмечается, что формирование промежуточного структурного этажа начинается ранее формирования фундамента молодых платформ на блоках бывшей континентальной коры в стадии микроконтинентов. Формирование промежуточного структурного этажа охватывает больший интервал времени и большие площади, чем формирование фундамента плит молодой

платформы. Это объясняется преобладанием в составе фундамента плит молодой платформы глыб древней континентальной земной коры, которые лишь перегруппировываются, частично перерабатываются, цементируются в процессе развития палеозойских геосинклиналей, создающих линейные складчатые зоны.

Рассматривая нефтегазоносность промежуточного структурного этажа с позиций органической теории, необходимо отметить его огромные перспективы — запасы этих отложений составляют десятки миллиардов тонн условного топлива. Это необходимо отразить в составляемых прогнозах.

Библ. 2 назв.

УДК 551.24 + 553.98 (571.1) + 550.8.012

О тектоническом контроле нефтегазоносности. Рудкевич М.Я. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

Доказывается, что приуроченность скоплений нефти и газа к крупным депрессиям не является спецификой молодых платформ. Приводятся данные против тезиса о том, что нижне-среднеюрские отложения являются основной нефтегазопроизводящей толщей. На примере месторождений севера Западной Сибири устанавливается связь между временем формирования структуры и ее продуктивностью.

Библ. 2 назв.

УДК 553.98 (571.1) + 551.252.5

Особенности геологического строения молодых платформ и перспективы их нефтегазоносности (Западно-Сибирская плита). Нестеров И.И. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

От внешнего пояса к центральной и затем северной областям происходит омоложение тектонических движений и усиление выраженности структурных элементов. В этом же направлении вырастают перспективы нефтегазоносности. На 1 января 1973 г. обнаружено 216 месторождений нефти и газа, из них 1 супергигантское, 5 гигантских и 31 крупное.

Анализ содержания рассеянного органического вещества в породах и газах в пластовых водах говорит о высоких перспективах нефтегазоносности территории.

УДК 551.24

Типы промежуточных комплексов и их перспективы. Наливкин В.Д. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

При изучении промежуточных комплексов обычно рассматриваются переходные образования во времени и соответственно в разрезе. Однако существуют комплексы, промежуточные по горизонтам, а также с различной интенсивностью тектогенеза.

Комплексы, переходные по горизонтам, соответствуют миогеосинклиналям, расположенным между эвгеосинклиналями и платформами, а также внутренним бортам предгорных прогибов.

Переходные комплексы в зависимости от интенсивности тектогенеза отвечают самостоятельным миогеосинклиналям, слабо дислоцированным зонам внутри эвгеосинклиналей и срединным массивам.

Перспективы нефтегазоносности переходных комплексов выше, чем в фундаменте, но ниже в сравнении с платформенным чехлом. Наибольшие перспективы переходных комплексов связываются с чехлами срединных массивов и миогеосинклиналями.

УДК 553.981/982.061.3 + 553.98.061.3

Генетические типы газовых залежей и их пространственное размещение. Куликов П.К. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

Залежи газа, образовавшиеся на инверсионном этапе развития бассейнов, названы конинверсионными, а в период погружения — кондемиссионными. Последние подразделяются на два типа, один из которых формируется на малых глубинах (раннедемиссионный), другой — на больших (позднедемиссионный). Помимо этих разновидностей залежей газа, значительную роль должны играть первичные скопления смешанного типа.

В местах развития вертикального газового потока в верхних горизонтах на месте ранее возникших раннедемиссионных или конинверсионных газовых залежей могут образовываться новые газовые скопления, относимые к категории вторичных.

УДК 553.98 (574.1) + 552.52

Геоструктура и формационный состав доюрских отложений Мангышлака и Устюрта. Бененсон В.А. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность", М., "Наука", 1975 г.

В статье приводятся краткие сведения о присутствии в разрезах Мангышлака и Устюрта ранне- и позднекарбонных, ранне- и позднепермских отложений. Систематизированы данные о граничных скоростях доюрского разреза и делается заключение о региональном прослеживании группы волн от поверхности до верхнепермских отложений.

На основе количественной характеристики песчаных и глинистых слоев отмечается преимущественно глинистый состав палеозойских и триасовых отложений. В связи с этим формулируется вывод о неприемлемости выделения последних в качестве орогенных мессозойских образований.

По совокупности структурных, палеоструктурных и фациальных признаков намечаются существенные отличия доюрских пород от юрско-палеогеновых, что и подтвердило необходимость выделения их в промежуточный комплекс образований.

УДК 551.242.5 + 550.8.012

Критерии выделения доюрских нефтегазоносных комплексов молодых платформ. Амурский Г.И., Бондарева М.С. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность", М., "Наука", 1975 г.

Во многих пунктах Туранской плиты под несомненно чехольными мезозойскими отложениями, но выше складчато-метаморфического основания, отделенные от них четкими границами раздела, вскрыты образования двух генетических групп.

Первую группу составляют нормально-осадочные морские карбонатные и терригенные девонские ранне- и среднекаменноугольные отложения. Они рассматриваются как аналоги платформенного чехла древней платформы и выделены под названием древнеплатформенных.

Во вторую группу выделены преимущественно континентальные пермо-триасовые отложения переходного этапа.

Основные различия этих двух подчехольных комплексов заключаются в типе осадков (морские и континентальные), характере распространения (площадной и узлокальный), степени дислоцированности (пологая складчатость и разрывные нарушения) и др. Эти различия обуславливают и разный подход к оценке перспектив их нефтегазоносности.

УДК 551.242.5 + 551.24

Древние массивы фундамента молодых плит Евразии и их роль в формировании структуры доюрских отложений. Кирюхин Л.Г. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность", М., "Наука", 1975 г.

Фундамент молодых плит гетерогенен и состоит из крупных докембрийских массивов, разделенных системами и зонами палеозойской складчатости. Среди древних массивов выделяются глубоко и умеренно погруженные, на которых развиты осадочные и осадочно-вулканогенные палеозойско-триасовые отложения их чехлов, и приподнятые, интенсивно гранитизированные и лишенные чехлов. В чехлах глубоко и умеренно погруженных массивов развиты относительно простые германотипные дислокации.

УДК 553.98 (470.63)

О некоторых особенностях геологического строения и прогнозных запасах нефти и газа Ставрополья. Голяков В.А. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность", М., "Наука", 1975 г.

Триасовый комплекс нельзя отнести к нормальному платформенному этапу развития ввиду существенной дислоцированности. Однако эти отложения следует считать частью осадочного чехла.

Триасовые и юрские отложения Прикумского района и подсолевые юрские породы Запорожско-Кизлярской ступени являются первоочередными объектами разведки.

УДК 551.24 + 553.98 (470.6) + 553.98 (479)

Тектоническое положение и перспективы нефтегазоносности триасового комплекса Западного Предкавказья и северного склона Кавказа. Дьяконов А.И., Корнеев В.И. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

Тектоническое районирование нижней части мезозойско-кайнозойского комплекса и фундамента западной части Скифской платформы по данным структурно-формационного анализа позволяет сделать вывод о ее преимущественно двухчленном строении. Вместе с тем и специфика условий седиментации и структурообразования в раннемезозойских грабенообразных впадинах, заложенных на герцинском комплексе, обуславливает необходимость выделения на таких участках триасового комплекса в качестве раннемезозойского складчатого основания.

Анализ геологического строения, гидрогеологических и геохимических особенностей триасовых отложений позволяет произвести районирование Западного Предкавказья и северного склона Кавказа по перспективам нефтегазоносности.

Илл. 1. Библ. 1 назв.

УДК 551.242.5

Главные структурные комплексы молодых платформ. Гарецкий Р.Г. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

В фундаменте молодых платформ могут быть выделены следующие главные структурные комплексы: 1) докембрийских (главным образом байкальских, а местами и более древних) срединных массивов и массивов ранней консолидации; 2) каледонских складчатых сооружений; 3) герцинский; 4) киммерийский. Эти структурные комплексы граничат друг с другом не только по площади, но и имеют различные сочетания между собой в разрезе.

Как фундамент, чехол платформ имеет многоярусное строение. Кроме типично платформенного чехла, в пределах массивов ранней консолидации распространены квазиплатформенный и орогенный чехлы, формировавшиеся синхронно с развитием соседних геосинклинальных и складчатых зон.

УДК 551.24 + 553.98 (470.4/5)

О характере связи между возрастом поднятий и их продуктивностью. Воронин Н.И. Сб. "Молодые платформы и их нефтегазоносность". М., "Наука", 1975 г.

В статье рассмотрен характер связи между возрастом поднятий и их продуктивностью.

Существуют два мнения: одни исследователи доказывают зависимость продуктивности поднятий от времени их заложения, другие отрицают наличие такой связи. Многочисленные данные подтверждают правильность первой точки зрения.

Однако в природе такая связь иногда затушевывается влиянием палеотектонических, структурных и литологических факторов.

Библ. 17 назв.

МОЛОДЫЕ ПЛАТФОРМЫ И ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Утверждено к печати
Научным советом по проблемам образования
нефти и газа АН СССР и Институтом геологии
и разработки горючих ископаемых

Редактор А.И. Малинов
Редактор издательства Н.А. Никитина
Художественный редактор В.А. Чернецов
Технический редактор Н.А. Посканная

Подписано к печати 28/V-1975 г. Т-10901
Усл.печ.л. 17,15+0,7 вкл. Уч.-изд.л. 18,4
Формат 70 x 108/16. Бумага офсетная № 1.
Тираж 1100 экз. Тип.зак.157.
Цена 1р.84к.

Книга издана офсетным способом

Издательство "Наука", 103717 ГСП,
Москва, К-62, Подсосенский пер., 21.
1-я типография издательства "Наука",
199034, Ленинград, В-34, 9-я линия, 12.

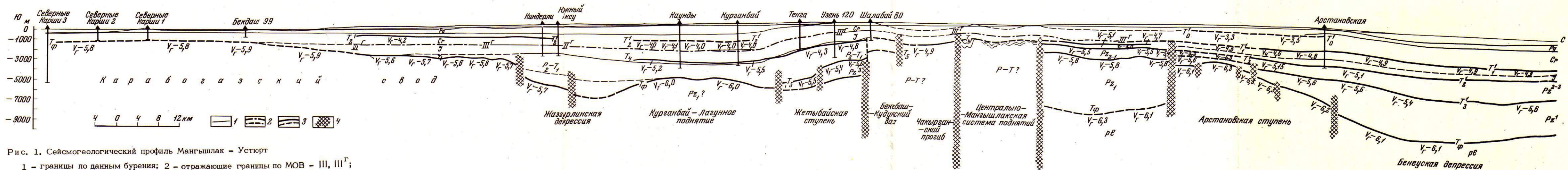


Рис. 1. Сейсмогеологический профиль Мангышлак - Устырт

1 - границы по данным бурения; 2 - отражающие границы по МОВ - III, III^Г; V₂; V₁; 3 - преломляющие границы по КМПВ - T₁¹; T₁¹; T₂¹; T₃¹; T₀¹; T₃; T₄; T₅; T_φ; 4 - разрывные нарушения

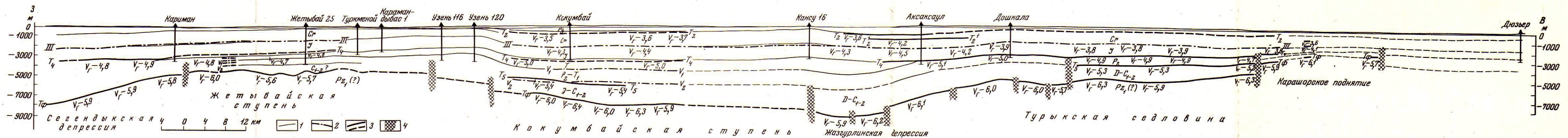


Рис. 2. Сейсмогеологический профиль Южный Мангышлак - Южный Устырт

1 - границы по данным бурения; 2 - опорные границы по МОВ - III; 3 - опорные границы по КМПВ: T₂¹; T₂¹; T₄¹; T_φ; 4 - разрывные нарушения



Рис. 1. Тектоническая карта фундамента Западной Сибири

Структуры складчатых областей, Добайкальские складчатые системы: 1 - алданские системы Сибирской платформы, нерасчлененные; 2 - стантовые системы, нерасчлененные; 3 - стантовые системы, переработанные свекофенской складчатостью; 4 - карельские и более древние системы Русской платформы, нерасчлененные. Байкальские складчатые системы: 5 - добайкальские нерасчлененные массивы, переработанные раннебайкальской складчатостью; 6 - добайкальские нерасчлененные массивы, переработанные позднебайкальской складчатостью; 7 - раннебайкальские (довендские) системы; 8 - позднебайкальские (доордовские), включая салаирские) системы; 9 - раннебайкальские массивы, переработанные позднебайкальской складчатостью; 10 - раннебайкальские массивы, переработанные позднегерцинской складчатостью; 11 - позднебайкальские массивы, переработанные каледонской складчатостью; 12 - позднебайкальские массивы, переработанные раннегерцинской складчатостью; 13 - то же - позднегерцинской складчатостью; 14 - каледонские складчатые системы; 15 - ка-

ледонские системы и массивы, переработанные раннегерцинской складчатостью; 16 - то же - позднегерцинской складчатостью. Герцинские складчатые системы: 17 - раннегерцинские системы; 18 - позднегерцинские системы; 19 - герцинские нерасчлененные системы; 20 - альпийские складчатые системы нерасчлененные, 21 - приставки перед возрастом складчатости: а - антиклинальные зоны; б - синклиальные зоны. Характер развития складчатых систем и структур: 22 - складчатые системы в областях с установленным миогеосинклинальным режимом развития; 23 - то же - с эвгеосинклинальным. Разрывные нарушения: 24 - краевые швы; 25 - глубокие разломы; 26 - основные структурные (региональные) разломы. 27 - границы крупных разновозрастных структур (складчатых систем, массивов и т.д.); 28 - границы крупных структурных элементов (антиклинорий, синклинорий и т.д.); 29 - оси антиклиналей (а), синклиналей (б), то же - по геофизическим данным (в, г); 30 - простираение структурных элементов по геофизическим данным

1 p. 84 к.

10 x 20



119