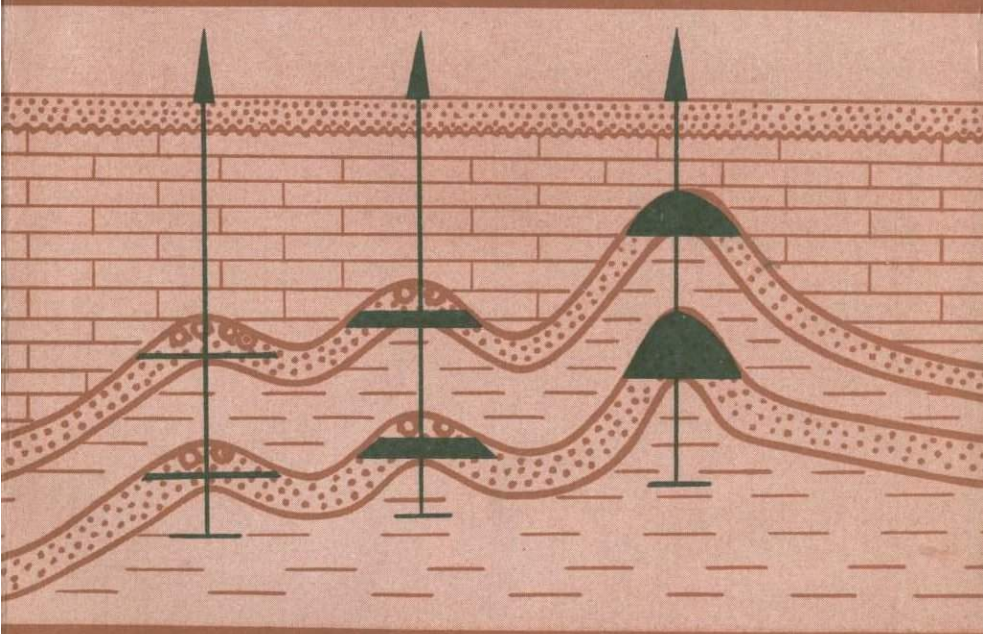
АКАДЕМИЯ НАУК СССР

Основные принципы формирования залежей нефти и газа



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»

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

Основные принципы формирования залежей нефти и газа

4226

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»
Москва 1983

Институт геологических наук АН СССР

УДК 553.98.061.3

Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

В книге рассмотрены теоретические и практические аспекты проблемы формирования и размещения залежей нефти и газа, критерии раздельного прогноза зон нефте- и газонакопления, фазового состава УВ и другие. Приведены материалы по конкретным нефтегазоносным районам Европейской части СССР, Сибири, Средней Азии.

Сборник представляет интерес для геологов и геохимиков, ведущих исследования по проблеме формирования залежей нефти и газа.

Ответственные редакторы:
доктор геолого-минералогических наук С.П.Максимов,
кандидат геолого-минералогических наук В.В.Пайразян

Издание осуществлено с оригинала, подготовленного к печати
Институтом геологии и разработки горючих ископаемых

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Утверждено к печати Институтом геологии и разработки горючих ископаемых

Редактор издательства *М.А. Яценко.* Художник *В.О. Митрофанов*
Художественный редактор *И.Ю. Нестерова*

ИБ № 27486

Подписано к печати 27.10.83. Т – 16487. Формат 60 x 90 1/16. Бумага офсетная № 1
Печать офсетная. Усл.печ.л. 16,5. Усл.кр.-отт. 16,8.Уч.-изд.л. 19,9. Тираж 800 экз.
Тип. зак. 913. Цена 3 р. 10 к.

Издательство "Наука", 117864 ГСП-7, Москва В-485, Профсоюзная ул., д. 90
Ордена Трудового Красного Знамени 1-я типография издательства "Наука"
199034, Ленинград, В-34, 9-я линия, 12

0 1904050000-569
042 (02)-83 I99-83-IУ

© Издательство "Наука", 1983 г.

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с решениями XXVI съезда КПСС в стране в 1982 г. Добыча газа достигла 500 млрд.м^3, а нефти и конденсата - 614 млн.т. В 1983 г. добыча газа составит 529 млрд.м^3, а нефти и конденсата - 619 млн.т, что соответствует заданиям пятилетнего плана. Основной прирост добычи нефти и конденсата будет получен в Западной Сибири, где она увеличится по сравнению с 1982г. почти на 18 млн.т и составит 372 млн.т, или 60% общесоюзной добычи. Вместе с тем в Европейской части страны и прежде всего в районах Волго-Уральской провинции, Северного Кавказа и Украины добыча нефти и газа несколько снижается. Однако потенциальные ресурсы старых обжитых районов далеко еще не исчерпаны. Освоен в значительной степени резерв структурных ловушек, которые хорошо выявляются геофизическими методами исследований. В то же время благоприятные для аккумуляции углеводородов (УВ) структуры-ловушки других типов, в первую очередь литолого-стратиграфического и гидродинамического, до сих пор практически установлены в ограниченном количестве. Кроме того во всех старых районах хорошо изучены верхние нефтегазоносные комплексы, залегающие на глубинах до 3-4 км. Продуктивные пласты, погруженные на 4-7 км, изучены очень слабо, а залежи углеводородов в этих комплексах выявляются только спорадически. Реализация указанных резервов позволит в значительной степени сбалансировать добычу нефти и газа в старых районах и может привести к выявлению значительных ресурсов нефти и газа в новых, слабо изученных регионах страны. Для этого необходимо использовать большие резервы, которые в частности заложены в ускорении научно-технического прогресса, в широком и быстром внедрении в производство достижений фундаментальных научных исследований по геологии нефти и газа и в первую очередь в области теории формирования их залежей.

Поэтому можно утверждать, что дальнейшие успехи нефтегазовой геологической науки связаны с разработкой проблемы формирования и размещения залежей нефти и газа. Прогресс в развитии теоретических представлений по этой проблеме создает надежную основу для прогнозирования наиболее перспективных зон нефтегазонакопления в мало-

изученных регионах и способствует повышению эффективности поисково-разведочных работ в старых районах.

Отмечая определенные достижения в разработке основных принципов формирования и размещения залежей, следует подчеркнуть, что не все аспекты этой важной и сложной проблемы достаточно хорошо изучены и решены. Целый ряд вопросов, касающихся процессов первичной и вторичной миграции УВ, времени формирования залежей нефти и газа, раздельного прогноза зон нефте- и газонакопления и другие, требуют детального рассмотрения и решения.

Этим и другим вопросам было посвящено Всесоюзное совещание "Основные принципы формирования залежей нефти и газа", организованное и проведенное в г.Уфе (1980 г.) секцией "Формирование залежей нефти и газа" Научного совета по проблемам геологии и геохимии нефти и газа АН СССР, сборник трудов которого предлагается вниманию читателей.

Материалы этого совещания посвящены как теоретическим аспектам проблемы формирования и размещения залежей, так и рассмотрению конкретных геологических и геохимических условий, контролирующих нефтегазообразование, миграцию и локализацию УВ различного фазового состава в пределах крупных нефтегазоносных регионов СССР: Западной Сибири, Прикаспийской впадины, Днепровско-Донецкой впадины, Южного Мангышлака, Средней Азии и др.

Публикуемые статьи достаточно полно характеризуют достижения нефтегазовой геологической науки по рассматриваемой проблеме и свидетельствуют о большом объеме комплексных исследований, которые проводятся по различным нефтегазоносным регионам СССР.

I. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 553.98.2.06I.I5

С.П.Максимов, М.И.Лоджевская

СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Возрастающие потребности в источниках энергии, среди которых нефть и газ занимают ведущее место, стимулируют расширение геолого-разведочных работ в неизученных и слабоизученных регионах мира.

За последние 20 лет в СССР и других странах мира были открыты новые нефтегазоносные районы, зоны нефтегазонакопления и нефтяные и газовые месторождения, что позволило увеличить мировые запасы нефти с 4I,I до 87 млрд.т. Из 96 крупнейших газовых месторождений мира с суммарными запасами 54,4 трлн.м^3 37,7 трлн.м^3 освоено в I965-I979 гг. /I6,I9/.

Однако мировые запасы углеводородов не безграничны. С каждым годом усложняются геологические условия поисков нефти и газа: увеличиваются глубины возможно продуктивных горизонтов, сокращается фонд антиклинальных структур, что стимулирует поиски залежей в ловушках неантиклинального, гидродинамического и других типов, расширяются работы на шельфе. В этих условиях особое значение приобретает совершенствование научных основ прогноза нефтегазоносности территорий с целью повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ в труднодоступных и малоосвоенных регионах. Это главная задача нефтяной геологии, основой которой является изучение условий формирования залежей нефти и газа в земной коре и особенностей их размещения в регионах с различной историей геотектонического развития.

Практика поисково-разведочных работ на нефть и газ показала, что максимальная концентрация (84% достоверных запасов УВ мира) сосредоточена лишь в 25 из 525 установленных нефтегазоносных бассейнов, причем 47% мировых запасов нефти приходится на Персидско-Аравийский регион /I7/. С этими же бассейнами связаны все супергигантские (свыше I млрд.т) и основная часть гигантских (I-0,3 млрд.т) месторождений мира.

Анализ имеющегося фактического материала по размещению крупных

месторождений мира показал, что оптимальные условия для их формирования создаются в областях глубокого прогибания, характеризующихся платформенным или переходным режимом. Так,20 из 25 супергигантских и гигантских нефтегазоносных провинций мира расположены на платформах или на стыке платформ с каледонскими, герцинскими, мезозойскими и альпийскими складчатыми сооружениями. Максимальные запасы УВ крупных месторождений связаны с мезозоем.

В разработке теории формирования нефтяных и газовых месторождений особое значение приобретает восстановление истории геологического развития нефтегазоносных бассейнов: изучение осадконакопления, тектонических и климатических особенностей соответствующего этапа развития седиментационного бассейна, его эволюции во времени и пространстве; установление характера изменения коллекторских и экранирующих свойств пород, особенностей накопления рассеянного органического вещества(РОВ) и геохимических условий его преобразования, генерации УВ, их миграции, аккумуляции и сохранения залежей от разрушения.

В каждом бассейне можно выделить эпохи стабилизации и активизации тектонических процессов, седиментогенеза, нефтегазообразования и нефтегазонакопления различной интенсивности, продолжительности и формы проявления (циклы нефтегазообразования и нефтегазонакопления).

В эпохи стабилизации создаются благоприятные условия для образования источников УВ, преобладает морской режим, накапливаются карбонатные и терригенные (преимущественно глинистые, отложения, сохраняющие постоянство состава на значительной территории. Объем биомассы возрастает, что способствует обогащению осадочных пород РОВ и повышению их нефтегазогенерационного потенциала. В этот период формируются протяженные структурные и неструктурные ловушки при пологом залегании слоев на широких моноклиналях. Эпоха стабилизации характеризуется накоплением РОВ и генерацией УВ, отмечается слабым проявлением эмиграции, миграции и аккумуляции УВ. Это как бы подготовительный этап в формировании залежей.

Эпохи активизации, сопровождающиеся инверсионными движениями, характеризуются значительным возрастанием теплового потока. В приподнятых областях усиливаются процессы эрозии, денудации и континентальной седиментации. Развиваются широкие регрессии с одновременным увеличением глубины и солености морей. Господствует аридный климат и усиливаются окислительные процессы. В этих условиях на широких площадях накапливаются мелководно-прибрежные, лагунные, эвапоритовые, а также континентальные, часто красноцветные молассоидные и тонкообломочные равнинные отложения. В эпохи активизации происходит снижение общей биомассы и обеднение осадочных пород РОВ, что снижает их нефтегазогенерационный потенциал. Значительно возрастает тектоническая активность, что выражается в увеличении масштаба и градиентов колебательных движений, в интенсивном формировании

региональных и локальных складчатых и разрывных структур, в увеличении высоты и объемов структурных ловушек и углов наклона моноклиналей, в оживлении разломов и раскрытии трещин. Прогибы быстро загружаются мощными осадками при высоком темпе седиментации. Увеличение интенсивности теплового потока при глубоком погружении нефтегазоматеринских свит в прогибах, оживление эмиграции УВ, рост амплитуды ловушек приводят к усилению процессов аккумуляции УВ, а при наличии флюидоупоров - и к их консервации.

Таким образом, на подготовительном этапе цикла нефтегазообразования, а затем в стадии его активизации формируются источники генерации нефти и газа, способные продуцировать УВ в количествах, достаточных для образования промышленных скоплений. Нефтегазогенерирующие отложения, образующиеся в различных фациальных и геохимических условиях (вплоть до слабоокислительных), представлены широким спектром литологических разностей (терригенных , карбонатных, кремнистых), органическое вещество которых известно как в концентрированной (доманикоиды, бажениты и др.), так и в рассеянной форме в количестве от 0,5 до 0,001%. Разнообразны и типы РОВ: от сапропелевого до гумусового и смешанного в различных соотношениях. Эти данные свидетельствуют о широком развитии нефтегазоматеринских пород в осадочном разрезе. На способность нефтегазоматеринских пород (НГМП) генерировать УВ с последующей их эмиграцией влияют многочисленные факторы: объем НГМП,скорость их погружения,корректное переслаивание песчаных и глинистых пород, литологический состав, фациально-палеогеографические и палеотектонические условия их формирования, изменение в диагенезе, форма распределения и взаимодействия с минеральной частью пород,концентрация РОВ,его генетический тип и углеводородный состав,а также степень его катагенетического преобразования.

На реализацию нефтегазоматеринского потенциала влияет также газонасыщенность, солевой состав и минерализация подземных вод.

Для того чтобы с достаточной степенью достоверности определить, каким нефтегазоматеринским потенциалом: начальным (еще нереализованным), конечным (уже реализованным) или частично реализованным к настоящему времени,- обладают изучаемые отложения, необходимо знать динамику и балансовую сторону процессов нефте- и газообразования, химизм превращения РОВ в УВ нефтяного ряда.

При этом правильная оценка масштабов нефте- и газообразования, проведенная на основе стройной системы расчетов генерации жидких и газообразных УВ, возможна лишь при единой для всех регионов мира шкале катагенеза. Для ее создания необходимо комплексное использование ряда показателей: отражательной способности витринита и других микрокомпонентов (коллоальгинита, фюзенита, споринита, микринита), элементного состава растворимой и нерастворимой частей битума,изменения ископаемых биомолекул (изопреноидов, стероидов), изотопного

состава углерода и т.д. При изучении стадий катагенеза должны быть учтены также изменения минеральной части пород: превращение глинистых минералов группы монтмориллонита, каолинита и др., смена контактов зерен песчано-алевритовой части, замена неустойчивых обломочных зерен глинистыми минералами и т.д.

Принципиальным положением в теории формирования залежей нефти и газа является осуществление эмиграции или первичной миграции УВ из пластов-генераторов в коллекторы. Однако это один из сложных и недостаточно изученных вопросов геологии нефти и газа. В процессе первичной миграции УВ можно выделить два этапа: I) отделение рассеянных УВ в виде молекул или их совокупности (гранул)от органо-минеральной части и растворение их в сингенетичных поровых растворах с образованием водных и газовых экстрактов; 2) слияние молекул и гранул в количества, достаточные для перемещения их в нефтегазоматеринских породах и выделение экстрагированных жидких и газообразных УВ в коллекторы.

Отделение УВ от органоминерального комплекса происходит непрерывно-прерывисто на всех этапах катагенеза, усиливаясь в интервале глубин 3,5-4 км и более при повышении температуры. В областях высоких температур и давлений увеличивается также растворяющая способность водных и газовых растворов. Экспериментальные исследования показали, что при температурах 70-180°С растворимость УВ в воде изменяется от 100 до 1000 г/м^3, а при температурах 220-250°С возрастает в 100-150 раз /I/.

В процессах растворения газообразных и в меньшей степени жидких УВ участвует вода в различных формах и физическом состоянии: гравитационная, физически, химически и молекулярно связанная в истинных растворах, коллоидной форме и в виде суспензий и эмульсий. Роль этих вод в первичной миграции на разных этапах литогенеза не одинакова и определяется объемом и их растворяющей способностью, которая зависит от совокупности физико-химических и геохимических (температуры, давления, состава растворяющей УВ смеси и ее объема), гидрогеологических (минерализации вод, их первичной газонасыщенности), геологических (прогибаний, чередующихся с инверсиями, углов регионального наклона пластов) и других факторов.

На ранних стадиях диагенеза в процессах первичной миграции участвует свободная (гравитационная) вода, растворяющая способность которой очень низка из-за невысоких температур и давлений. Изучение процессов отжатия поровых растворов показало, что для многих нефтегазоносных регионов мира (Западная Сибирь, Южно-Каспийский бассейн, Галф Кост и др.), где образуются мощные нефтегазоматеринские толщи, обогащенные органическим веществом, отток свободной воды может задерживаться и проходить на стадиях мезокатагенеза на глубинах 2 и даже 3-4 км и более /3/. При этом возрастает роль закрытых пор в глинистых породах, где при увеличивающихся темпах генерации УВ и невоз-

можности их отжатия с водами возникают условия аномально высокого пластового давления (АВПД). Эти зоны создаются за счет разницы в коэффициентах объемного расширения минеральной части и поровых флюидов. Так, если коэффициент объемного расширения минеральной части составляет 5×10^{-6}, то коэффициенты объемного расширения насыщающих флюидов равны: воды 200×10^{-6}; минерализованной воды 400×10^{-6}; нефти 1000×10^{-6}; газа 4000×10^{-6} ед. объема /13/. Высвобождение химически и молекулярно связанной воды и растворенных в них УВ при дегидратации глинистых минералов протекает при температурах от 85 до 220°С, сопровождается выделением тепла в 178 кал / $см^3$ и созданием в пласте АВПД /14/.

фиксируются по ряду показателей: плотности пород и их проницаемости, электрической проводимости, ионной дисперсии, пластовому давлению, пониженной минерализации водных растворов и их химическому составу и т.д. /7/. "Возрожденные" воды встречены на разных глубинах: от 400-4000 м в Южно-Каспийской впадине до 4770 м на Астраханском своде и свыше 5000 м в Галф Косте, - что соответствует разным стадиям катагенеза. Следует, однако, отметить, что генезис вод с пониженной минерализацией не решается однозначно. Некоторые исследователи объясняют их формирование палеоинфильтрационным режимом, что для большинства бассейнов маловероятно.

Если в нефтегазоносном бассейне нефтегазопродуцирующие отложения способны генерировать УВ в объемах больших, чем необходимо для насыщения пластовых вод, то начинается м и г р а ц и я г а з о в о й и ч а с т и ч н о н е ф т я н о й ф а з ы в с в о б о д н о м с о с т о я н и и. Эта форма миграции особенно важна для переноса жидких УВ газовыми сингенетичными растворами.

Возможность перемещения жидкой фазы в свободном состоянии в нефтегазоматеринской породе является дискуссионной. Однако при растворении в ней CO_2 мобильность нефти значительно увеличивается вследствие уменьшения вязкости и поверхностного натяжения. В сильно обогащенных углеводородами нефтегазоматеринских свитах типа баженовской в Западно-Сибирском бассейне, нордегг в Западно-Канадском бассейне, ла-луна в Колумбии и Венесуэле (бассейн Маракаибо) жидкая фаза может эмигрировать в свободном состоянии /15/.

Таким образом, сингенетичные водные и газовые растворы, жидкие УВ попадают в пласт-коллектор, заполненный водой. С этого момента начинается вторичная миграция, сопровождаемая процессами, зависящими от разности давлений, температур, минерализации, фазового состояния и химического состава контактируемых природных флюидов. Углеводороды могут при этом оказаться в водорастворенном, газовом и нефтяном свободном состояниях, в двухфазном водонефтяном потоке.

Выделению УВ в свободную фазу с последующей их дифференциацией в процессе вторичной миграции способствуют гравитационное разделение, обусловленное различием в плотностях веществ, находящихся в смеси и

проявляющееся во всплывании нефти и пузырьков газа при движении растворов по восстанию пласта; хроматографическое разделение, связанное с сорбционными, вязкостными и скоростными характеристиками диффузионных и эффузионных потоков; ретроградные явления, конденсация, растворение газовых шапок в нефтяной фазе, нефтяных оторочек в газе и т.д. при изменении термобарических условий. Эти процессы в совокупности с тектоническими особенностями строения и развития региона, литологическими и другими факторами оказывают существенное влияние на формы и масштабы миграции УВ.

По форме вторичная миграция УВ может быть латеральной (по проницаемым породам из депрессионных участков по восстанию пластов) и вертикальной (из более древних отложений в молодые сквозь проницаемые породы и по тектоническим нарушениям). Осуществление в природе как латеральной, так и вертикальной миграции признается большинством исследователей. Однако в определении относительной роли каждого вида миграции и ее масштабов имеются существенные разногласия.

По масштабам можно выделить местную (или локальную) миграцию, осуществляющуюся на небольшие расстояния (5-20 км) в пределах одной структуры или части зоны нефтегазонакопления, и региональную миграцию (30-100 км и более), охватывающую зону или несколько зон нефтегазонакопления. Некоторые исследователи допускают перемещение УВ на тысячу километров и более /8,18/.

Углеводородные скопления, особенно в карбонатных и сильно обогащенных РОВ терригенных породах, могут образоваться за счет перераспределения новообразованных углеводородов нефтяного ряда в самом коллекторе. Формирование скоплений УВ, а также зон нефтегазонакопления есть результат взаимодействия различных форм и масштабов миграции, действующих на разных этапах развития региона с разной степенью интенсивности и в различном сочетании. Обоснование преобладающей роли той или иной формы миграции УВ и перемещения их на разные расстояния имеет принципиальное значение для оценки перспектив нефтегазоносности древних комплексов, больших глубин и т.д. Если миграция признана латеральной, можно предположить нефтегазоносность одноименных литолого-стратиграфических комплексов в областях глубокого прогибания. Если возможны вертикальные перетоки, то стратиграфический диапазон нефтегазоносности будет смещен к верхней части разреза. В первом и во втором случаях характерна разобщенность зон генерации и аккумуляции как в вертикальном разрезе, так и по площади. При преобладающей роли местной латеральной миграции и осуществлении перераспределения новообразованных УВ в коллекторе зоны генерации и аккумуляции нефти и газа совпадают. Формирование крупных скоплений нефти и газа возможно только при региональной миграции. При местной миграции формируются, как правило, мелкие месторождения. Более 80% всех открытых месторождений мира мелкие, из чего следует, что местная миграция развита широко.

На основании различий в интенсивности процессов генерации жидких и газообразных УВ в катагенезе и в зависимости от генетического типа РОВ, физических и физико-химических свойств нефтей и газов, их различной миграционной и растворяющей способности формы миграции, расстояния и скорости движения жидкости и газа существенно различаются, что приводит к формированию зон преимущественного нефте-и газонакопления. Особую роль при раздельном формировании углеводородных скоплений приобретает принцип дифференциального улавливания, в основе которого лежит различие в физических свойствах воды, нефти и газа. Газ как более легкий флюид занимает глубокопогруженные антиклинальные структуры, а нефть не способна вытеснить его из ловушки. После заполнения нижних ловушек газом начинается заполнение вышележащих ловушек нефтью и газом в различном соотношении, затем только нефтью и, далее водой .

Возможность формирования зон нефте-и газонакопления в процессе совместной латеральной миграции УВ в водорастворенном или свободном (преимущественно газовом) состоянии по принципу дифференциального улавливания была показана на примере юга Волго-Уральской провинции (Максимов, 1954, 1964 гг.), Западно-Канадского бассейна (Гассоу, 1954 г.; Эванс, 1975 г.), Персидско-Аравийского региона (Арабско-Американская нефтяная компания, 1959 г.; Прайс, 1980 г.), а также Скифской и Туранской молодых платформ (Прикумско-Тюленевский район, Южно-Мангышлакский прогиб, Амударьинская синеклиза) (Савченко, Крылов, Чахмахчев и многие другие) [12, 18].

Принцип дифференциального улавливания выдерживается как на ограниченной площади (5-30 км в Малиновской, Шугуровско-Серноводской и других тектонических зонах), так и на значительной территории, охватывающей сотни километров. Например, на месторождении Гхавар в Саудовской Аравии северная (погруженная) часть отстоит от южной (приподнятой) на расстоянии 225 км. Месторождение Киркук имеет протяженность 96 км, Восточный Техас - 69 км и т.д. Общая протяженность профиля Уртабулак - Северный Уртабулак - Зекры - Караиз (северный борт Амударьинской синеклизы), где подтверждается принцип дифференциального улавливания в юрских отложениях, составляет 100-120 км. Гассоу предполагает, что месторождение Атабаска сформировалось при движении нефти на расстояние 3200 км. По данным Момпера, нефтяные месторождения Центрально-Канзасского поднятия образовались за счет региональной миграции УВ из впадин Анадарко на расстояние 500-600км, причем за процессом миграции следует цементация проводящих поровых каналов и резкая потеря пористости и проницаемости. Поэтому низкая пористость песчаных коллекторов в настоящее время не является доказательством отсутствия региональной латеральной миграции [18].

По принципу дифференциального улавливания, вероятно, сформировались зоны преимущественного нефте-и нефтегазоконденсатонакопления в

пределах крупных положительных структур - палео-пьезоминимумов, а также бортовых частей глубоких впадин. Это Ромашкинское месторождение на Татарском своде, Самотлорское - на Нижневартовском, Усть-Балыкское - на Сургутском, многочисленные нефтяные месторождения Центральной платформы Пермского бассейна и Хьюготон-Панхендл на борту впадины Анадарко.

Таким образом, если принцип дифференциального улавливания не осложняется другими наложенными факторами, связанными с генетическим типом РОВ и степенью его катагенетического преобразования, перестройкой структурного плана и изменением угла и направления регионального уклона, разным временем формирования ловушек в их последовательной цепи, то в приподнятых участках (палеосводах) формируются зоны преимущественного нефтенакопления, а в областях глубокого прогибания - газонакопления. Если пластовое давление превышает давление насыщения, то глубокопогруженные ловушки могут заполняться нефтью, а залежи газа будут находиться выше по региональному подъему пластов.

Газоносность глубоких недр нефтегазоносных бассейнов многими исследователями объясняется также за счет трансформации (деструкции) нефтяных скоплений под воздействием высоких температур и давлений. Несомненно, деструкция нефтей с высоким содержанием метановых УВ имеет место в природе. Однако обнаружение нефтяной фазы при температуре 150-180°С (например, месторождение Александр в ордовикских отложениях Виллистонского бассейна, глубина 4150 м, температура 182°С) /15/ свидетельствует о высокой термической стабильности нефтяных углеводородов, особенно когда в углеводородном составе нефтей преобладают нафтеновые и ароматические УВ и когда нефть на 50% и более состоит из фракций, выкипающих при температурах более 230°С.

При избытке газовой фазы и наличии нефтяной в областях глубокого прогибания, где температуры и давления достигают величин, при которых возможно обратное (ретроградное) растворение жидких УВ в газе, региональная миграция однофазного флюида также осуществляется по принципу дифференциального улавливания, причем на путях миграции происходит дифференциация УВ не только по фазовому соотношению, но и по углеводородному составу, что является надежной геохимической аргументацией этого принципа. За счет ретроградных явлений сформировались, возможно, газоконденсатные скопления Амударьинского и Южно-Каспийского бассейнов, Галф Коста, а также месторождения Малосса в Адриатическом бассейне, Лак в Аквитанском, месторождения Северного моря, дельты рек Нигер, Маккензи и др. /15/.

В пределах инверсионных поднятий типа Уренгойского в Западной Сибири одним из доминирующих механизмов образования крупных зон газо- и газоконденсатонакопления является выделение газа из пластовых вод в свободную фазу в эпохи активизации при снижении пластового давления системы на 2-4 МПа и выравнивании его с давлением насыщения. Если газ встречает на своем пути нефтяную залежь, сформировавшуюся

на ранних этапах развития региона, то легкие нефтяные фракции могут раствориться в газе и образовать газоконденсатные скопления (Вуктыльское в Тимано-Печорской провинции; Уренгойское, Бованенковское, Медвежье в Западной Сибири; Оренбургское, Астраханское, газоконденсатные месторождения Саратовско-Волгоградского Поволжья, Приуралья, Шебелинское в Днепровско-Донецкой впадине; Хасси-Р'Мейль в Сахаро-Восточно-Средиземноморском бассейне и т.д.).

При выделении газа в свободную фазу из водного раствора значительная роль принадлежит увеличению степени минерализации подземных вод. С ростом температур и давлений минерализация растет, причем в палеозойских породах она в 4 раза выше, чем в кайнозойских и в 2,5 раза выше в карбонатных породах, чем в терригенных /15/. За счет повышенной минерализации резко снижается растворяющая способность УВ, происходит как бы их "высаливание". При минерализации 300-450г/л растворимость метана уменьшается в 3-4 раза, а растворимость нефти ничтожно мала.

Различная растворяющая и миграционная способность нефтей и газов определяет расстояния, скорость и соответственно время формирования зон нефтегазонакопления и отдельных углеводородных скоплений. Газ как более миграционноспособный и легко растворимый флюид перемещается с подземными водами на значительные расстояния с бо́льшей скоростью, чем нефть. Однако эти же особенности приводят к рассеиванию газа в земной коре. Не исключено, что минимальные запасы газа в интервале 2-5 км связаны не с ослаблением генерации газа, а с увеличением его растворения в подземных водах, нефтях и т.д.

При миграции газ проходит через плохопроницаемые породы, которые для нефти являются барьером, поэтому в природе существуют ловушки, заполненные преимущественно нефтью. Примером могут являться нефтяные залежи в Шаимском и Березовском районах Западной Сибири, в Предкавказье, а также в бассейнах Денвер, Паудер Ривер Иллинойском, Восточно-Венесуэльском и др. Из 84 залежей мира, приуроченных к литологическим, стратиграфическим и комбинированным ловушкам, 56% составляют нефтяные скопления, 18 - газонефтяные и лишь 26 - газовые. При этом разведанные геологические запасы нефти этих месторождений в сорок раз превышают запасы газа. Для этих скоплений, по всей вероятности, характерна местная миграция УВ из окружающих песчаные тела глинистых образований, осуществляющаяся на границе коллектора и генератора за счет перепада давлений. Однако этот вопрос не решен однозначно. Например, образование скоплений в дельтовом комплексе бассейна Аркома, Иллинойском, Восточно-Венесуэльском и других бассейнах объясняется (без геохимической аргументации) за счет региональной латеральной миграции из глубоких прогибов и вертикальных перетоков по разломам /18/.

Масштабы и роль вертикальной миграции в формировании залежей трактуются различными исследователями по-разному. Вертикальная ми-

грация характерна для складчатых областей с сильно нарушенным осадочным чехлом (Южно-Каспийский, бассейн Лос-Анджелес и др.). Но вертикальные перетоки известны также в бассейнах древних платформ: Днепровско-Донецкой впадине, Аппалачском бассейне Парадокс в Колорадо и др. Вертикальные перетоки могут возникнуть за счет "давления прорыва", которое возникает периодически: сначала происходит накопление энергии флюида, затем образование путей прорыва, реализация энергии за счет прорыва, выравнивание давления, залечивание трещин. Скорость и масштабы перемещения УВ за счет этого вида миграции зависят от мощности и качества покрышки, амплитуды ловушки, высоты залежи и т.д. /1/. Как правило, масштабы проявления вертикальной миграции более ограничены по сравнению с латеральной из-за совокупности факторов, препятствующих движению УВ по проводящим каналам на дальние расстояния.

Мы рассматривали примеры формирования зон нефтегазонакопления и отдельных месторождений за счет перемещения УВ по латерали и в вертикальном разрезе на значительные расстояния и за счет местной миграции в водорастворенном и свободном газовом состоянии. Совокупность геологических, литологических, геохимических и других данных позволила в последние годы предположить существование в природе автономных систем, в пределах которых реализуются генерация, аккумуляция и консервация УВ. Это, как правило, обогащенные РОВ карбонатные и терригенные породы (карбонаты юрского возраста в Персидском заливе, доломиты мела площади Реформа, карбонаты ла-луна в бассейне Маракаибо, баженовская свита Западной Сибири и др.). Однако механизм формирования залежей в таких системах пока недостаточно разработан. Не ясны образование пустотного пространства и дальнейшее перераспределение эмигрировавших УВ, наиболее благоприятное время протекания этих процессов, влияние различных факторов на интенсивность эмиграции и т.д.

Можно отметить, что нефтегазонасыщенность карбонатных пород (по сравнению с терригенными) высокая. При одинаковых объемах ловушек она составляет для карбонатных пород Персидского залива 59 млн.т/км^3, что, по всей вероятности, связано с отсутствием потерь УВ на путях миграции в случае формирования залежей в карбонатном коллекторе. Образование нефти в баженовской свите происходило в массивных сильно битуминозных глинистых разностях с последующей ее миграцией и локализацией в микрослоистых глинах разреза, выполняющих функцию коллектора. Плотные разности терригенных пород становятся покрышками. Залежи баженовской свиты хорошо изолированы, характеризуются повышенными температурами (134° вместо нормальных 118°С) и повышенными давлениями (42 МПа на глубине 3 км). Подобный механизм формирования УВ скоплений можно предположить также для неогеновых глин свиты монтерей в Калифорнии, верхнемеловых и палеогеновых глини-

стых образований манкос и гринривер бассейнов Скалистых гор, аргиллитов огайо в Предаппалачском бассейне и т.д. /9,6/.

И, наконец, особое значение приобретает определение времени, скорости и продолжительности формирования залежей УВ, которое зависит от времени образования локальных структур, региональных и локальных несогласий, тектонических нарушений и т.д.; времени интенсивной генерации УВ и их эмиграции(формирования первичных скоплений); времени перестройки структурных планов, сопровождающихся перетоками УВ из одних ловушек в другие, трансформацией первичных скоплений (деструкция нефти, растворение газа в нефти и нефти в газе) и т.д.

Анализ фактического материала по определению времени формирования залежей нефти и газа в различных регионах мира показал, что они связаны с ловушками как древнего, так и молодого заложения, причем газовые и газоконденсатные скопления контролируются преимущественно новообразованными, т.е. молодыми структурами. По данным И.И.Нестерова и других (1976), 67% суммарных запасов газа в 70 крупных и гигантских месторождениях мира связано с ловушками палеоген-неогенраннечетвертичного возраста, 18% - с ловушками мела, 14 - с позднепермскими и 0,7 - с допермскими ловушками. Для нефтяных залежей такая закономерность не прослеживается, и время формирования определяется в широком стратиграфическом диапазоне от нижнего кембрия до миоцена и плейстоцена.

В настоящее время существуют многочисленные методы определения времени формирования залежей: палеоструктурный, геохимический (по возрасту нефтей), минералогический, гелий-аргоновый, давления насыщения и аномальных давлений,-каждый из которых имеет свои недостатки и не может быть признан универсальным. Поскольку время формирования скоплений определяется совокупностью факторов различной интенсивности, направленности и сочетания,то скорость и продолжительность образования скоплений по данным различных авторов колеблются в широких пределах - от 1-2-5-12 до 20-30-60-110 млн.лет /2,4/. К.Бека и И.В.Высоцкий, изучая продолжительность и скорость формирования залежей, пришли к заключению, что для кайнозойских, мезозойских и палеозойских залежей 10-12 млн.лет при скорости 25-700 т/год (для месторождений-гигантов) вполне достаточно, чтобы сформировались как газовая, так и нефтяная залежи /1/. Если для скоплений кайнозойского возраста с выводами автора можно согласиться, то для мезозойских и особенно палеозойских залежей формирование во времени может быть растянуто не за счет темпов наполнения ловушек, а за счет многофазности процесса формирования и расформирования в периоды перестройки структурных планов, сопровождающихся эрозионными этапами и эпохами погружения.

Мы произвели расчеты, основанные на известных положениях: вода практически несжимаема, а поэтому без ее вытеснения и освобождения

объема в пласте-коллекторе не может сформироваться залежь. Этот метод дает возможность ориентировочно определить время заполнения ловушки нефтью при вытеснении ею воды за счет всплывания или вследствие других причин. Для расчетов были использованы данные по геологическим запасам нефти двух месторождений: Бондюжского, расположенного на Татарском своде Волго-Урала, и Совуйского на Сургутском своде Западной Сибири. Эти нефтяные месторождения имеют простое геологическое строение; продуктивные отложения первого - девон, второго - нижний мел. Была принята скорость движения подземных вод: в Волго-Уральской провинции 2, а в Западной Сибири 6 см/год [3,4].

Объем воды, занимающей коллектор, в пересчете на плотность нефти в Бондюжском месторождении равен 90 (Q_1), в Совуйском I22 млрд.м^3 (Q_2). Ежегодный дебит элизионного потока на Бондюжском (q_1) и Совуйском (q_2) месторождениях составит:

$$q_1 = v_1 \cdot h_1 \cdot \ell_1 \cdot k_1 \text{пор.} = \frac{(0{,}2\text{м} \cdot 20\text{ м} \cdot 15000\text{м} \cdot 0{,}2)}{\text{год}} = 1200\ \text{м}^3/\text{год};$$

$$q_2 = v_2 \cdot h_2 \cdot \ell_2 \cdot k_2\ \text{пор.} = \frac{(0{,}06\text{м} \cdot 20\text{м} \cdot 16000\text{м} \cdot 0{,}23)}{\text{год}} = 3200\ \text{м}^3/\text{год},$$

где v_1 и v_2 - скорости элизионного потока, м/год; h_1 и h_2 - эффективные мощности, м; ℓ_1 и ℓ_2 - длина пути, м; k_1 и k_2 - коэффициенты пористости.

Время, за которое насыщающая поровый коллектор вода может быть вытеснена нефтью, на Бондюжском месторождении составляет:

$$t_1 = \frac{Q_1}{q_1} = \frac{900\ 000\ 000}{12}\ \text{год} = 75\ \text{млн.лет},$$

на Совуйском -

$$t_2 = \frac{Q_2}{q_2} = \frac{1\ 220\ 000\ 000}{32}\ \text{год} = 38\ \text{млн.лет}.$$

Более точное время формирования нефтяных залежей за счет вытеснения воды можно получить вводя расчетные коэффициенты на минерализацию, газонасыщенность и другие показатели подземных вод, а также учитывая остаточную водонасыщенность в субкапиллярных порах, концентрацию нефти в водоэмульсионном потоке, углы наклона структурных ловушек и т.д. Время формирования Бондюжского месторождения (66 млн.лет) было одновременно определено по известной формуле В.П.Савченко [11].

На протяжении всей истории геологического развития нефтегазоносных бассейнов идет постоянная борьба двух противоположных процессов созидания (формирования) залежи и разрушения (рассеивания) скоплений. Примером разрушения залежей могут явиться значительные скопления тяжелой окисленной нефти в Волго-Уральском, Тимано-Печорском, Восточно-Сибирском регионах, в Канаде, Венесуэле, Тринидаде и других. Эти месторождения, как правило, формируются на моноклиналях, в краевых частях бассейнов, нефтегазоносная площадь которых

составляет тысячи и десятки тысяч километров. По всей вероятности, формирование таких зон нефтенакопления связано с региональной миграцией нефти из погруженных областей к краевым частям бассейнов с последующим ее бактериальным окислением в зоне гипергенеза.

Значительно интенсивнее, чем нефтяные, разрушаются газовые скопления за счет эффузии, диффузии, фильтрации, перетоков и т.д. Процессы эффузии изучены недостаточно. Диффузия изучена лучше. Однако масштабы проявления этого процесса, в том числе дальность проникновения диффузионного потока, количество газа, способного рассеиться при наличии флюидоупоров различной мощности и вещественного состава, пока неясны и требуют дальнейших исследований. До недавнего времени широко распространенным было представление о том, что метан обладает сверхрастворимостью на глубине 6000 м и более. Этим объяснялась невозможность формирования газовых скоплений в свободном состоянии на больших глубинах. Расчеты, проведенные по растворимости метана в пластовых водах при разных термобарических и гидрогеохимических условиях, опровергли это положение. Было также показано, что близкой к полному насыщению сорбционной емкости пластовой системой отличаются отложения от палеогена до юры. Для систем древнее 100 млн.лет характерно постепенное снижение упругости растворенных газов, т.е. вероятность разрушения газовых залежей в древних бассейнах значительно больше, чем в молодых. Отсюда следует другой вывод: газовые скопления палеозойских бассейнов - это молодые образования, формирование которых обусловлено восходящими предпалеогеновыми и преднеогеновыми движениями земной коры.

4226

Таким образом, при изучении особенностей формирования залежей углеводородов в земной коре особое значение приобретает определение скорости и масштабов рассеивания УВ; выявление факторов, усиливающих или замедляющих этот процесс; ввод расчетных коэффициентов, без которых невозможно с достаточной степенью достоверности решать вопросы, связанные с временем формирования скоплений, скоростью и продолжительностью концентрации нефти и газа в залежах, определением потерь УВ на путях миграции и т.д.

В заключение следует отметить, что рассмотренные нами основные принципиальные положения теории формирования: генерация УВ, их миграция, аккумуляция по принципу дифференциального улавливания и за счет выделения газа из пластовых вод, сохранность залежей нефти и газа, являются необходимым и достаточным условием образования скопления как в региональном, так и в локальном плане. Однако интенсивность протекания этих процессов и соответственно нефтегазоносный потенциал каждого конкретного региона зависят от совокупности специфических особенностей строения и развития отдельных областей, следствием чего являются различный объем пород-генераторов, коллекторов и флюидоупоров, геотермический режим, частота и продолжительность региональных и локальных перерывов, интенсивность и длитель-

ность инверсионных движений, формирование дельтовых и рифогенных комплексов и т.д. В настоящее время по проблеме формирования залежей нефти и газа разработан ряд теоретических концепций, позволяющих прогнозировать характер распределения залежей нефти и газа в новых перспективных регионах.

Однако многие вопросы, связанные с первичной и вторичной миграцией, временем формирования скоплений и их сохранностью, все еще остаются дискуссионными, требующими дальнейшего изучения и подкрепления фактическим материалом. Учитывая, что основные процессы формирования скоплений все еще изучаются на качественном либо полуколичественном уровне, что в настоящее время является неудовлетворительным, необходимо разработать единую стройную систему расчетов генерации жидких и газообразных УВ, их потери на путях миграции, времени сохранения скоплений от разрушения. Это потребует более углубленного изучения внутреннего механизма процессов генерации УВ из РОВ на молекулярном и атомно-изотопном уровне, явлений эффузии, диффузии, растворения в минерализованных и газонасыщенных водах и взаимного растворения жидких и газообразных УВ. По ведущим направлениям теории формирования залежей нефти и газа основными задачами дальнейших исследований являются следующие.

По проблеме миграции УВ

продолжить комплексное изучение механизма, форм, масштабов и путей миграции нефти и газа с учетом их фазового соотношения и углеводородного состава путем постановки специальных экспериментальных исследований по моделированию перемещения жидких и газообразных УВ в пористых средах и по проводящим каналам, в зависимости от минералогического состава, влажности сорбционных и фильтрационных свойств пород.

По времени формирования залежей нефти и газа

разработать комплексную методику определения продолжительности формирования скоплений с учетом времени образования ловушек, интенсивности генерации УВ в процессе катагенеза, вытеснения воды нефтью за счет всплывания последней в водонасыщенном коллекторе, закономерностей изменения углеводородного состава нефтей, конденсатов и газов в катагенезе и т.д.; по усовершенствованной методике провести определение времени формирования залежей УВ в различных нефтегазоносных бассейнах и стратиграфических комплексах с целью определения наиболее перспективных объектов для поисков в них залежей нефти и газа.

По раздельному формированию зон нефте- и газонакопления

продолжить разработку тектонических, гидрогеологических, геохимических и других критериев прогнозирования фазового состояния углеводородов в вертикальном разрезе и по площади в нефтегазоносных бассейнах различного строения и истории геологического развития; ускорить разработку методов прогнозирования качества нефтей, конденсатов и

и газов, в том числе сероводород- и азотсодержащих, и использовать качественный состав УВ при подсчете прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата в различных регионах СССР.

По формированию залежей нефти и газа на больших глубинах на основе комплексного изучения геологической, геохимической, гидрогеологической информации о размещении залежей различного фазового состояния и углеводородного состава установить нижнюю границу распространения жидких и газообразных УВ, коллекторов и флюидоупоров, определить влияние АВПД на формирование скоплений и т.д.

По формированию газоконденсатных скоплений продолжить разработку критериев для выделения первичных и вторичных газоконденсатных систем, содержания и состава конденсатов для диагностики нефтей газоконденсатного генезиса; осуществить исследования, моделирующие процессы растворения жидких и газообразных УВ, изменение физико-химических параметров конденсатов и газов при миграции с учетом изменения изотопного состава легких элементов.

По проблеме влияния истории геологического развития нефтеносных бассейнов на формирование залежей нефти и газа продолжить изучение общих и частных закономерностей пространственного и вертикального размещения залежей нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах с различным геотектоническим строением и историей геологического развития; совершенствовать старые и разработать новые методические приемы палеотектонического, палеогидрогеологического, палеогеотермического и других анализов для определения границ палеобассейнов, восстановления соотношения структурных планов, инверсионных движений, времени формирования локальных структур, выделения палеопьезоминимумов, определения палеотепловых потоков и т.д.; особое внимание уделить изучению соотношения зон генерации и аккумуляции нефти и газа, выявить причины, обусловливающие разобщение либо совпадение их в пространстве и времени.

При изучении особенностей формирования нефтяных, газовых и газоконденсатных скоплений на разных этапах геологического развития НГБ необходимо обратить особое внимание на сходство и особенно различия в составе битумов, нефтей, конденсатов и газов, так как в процессе катагенеза, миграции и дифференциации УВ за счет сорбции, фильтрации, деструкции под влиянием жестких термобарических условий, выделения УВ из водных и газовых растворов углеводородный, элементный и изотопный состав битумов, нефтей, конденсатов и газов значительно меняется.

Литература

1. Бека К., Высоцкий И.В. Геология нефти и газа. М. : Недра, 1976. 588 с.
2. Время формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1976. 303 с.

3. Геология нефти и газа Западной Сибири /А.Э.Конторович, И.И.Нестеров, Ф.К.Салманов и др. М.: Недра, 1975. 680 с.
4. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / С.П.Максимов, В.А.Киров, В.А.Клубов и др. М.: Недра, 1970. 806 с.
5. Готтих Р.П. Формирование подземных вод нефтегазоносных бассейнов по изотопным данным. - Геология нефти и газа, 1980, № 7, с.49-57.
6. Кривошеева З.А., Соколов Б.А. Образование нефтяных залежей в глинистых толщах в результате процесса разуплотнения. - Геология нефти и газа, 1980, № 1, с.26-30.
7. Лагунова И.А. Условия проявления и особенности формирования вод пониженной минерализации в глубоких зонах осадочных бассейнов.- Сов.геология, 1979, № 2, с.48-61.
8. Масштабы миграции углеводородов / Под ред. С.П.Максимова. Тюмень , 1977. Ч.1. 136 с. (Тр.ЗапСибНИГНИ; Вып.117).
9. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа. - Геология нефти и газа, 1979, № 10, с.26-29.
10. Первичная и вторичная миграция нефти и газа / Под ред. С.П.Максимова. М, 1975. 330 с. (Тр. ВНИГНИ; Вып.178).
11. Савченко В.П. Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти. М.: Недра, 1977. 413 с.
12. Условия раздельного формирования зон нефте- и газонакопления в земной коре. / Под.ред. С.П.Максимова. Тюмень, 1978. 151 с. (Тр.ЗапСибНИГНИ; Вып.137).
13. Халимов Э.М., Мелик-Пашаев В.С. О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите. - Геология нефти и газа, 1980, № 6, с.1-10.
14. Fowler P.T. Telling live basins from dead ones by temperature.- World Oil, 1980, vol. 190, N 6, p. 107-122.
15. Hunt J.M. Petroleum geochemistry and geology. USA, San Francisco, 1979. 617 p.
16. International Petroleum Encyclopedia. Tulsa, Okla., 1980.464 p.
17. Ivanhoe C.E. World's giant petroleum provinces. - Oil and Gas J., 1980, vol. 78, N 26. 146 p.
18. Price L. Shelf and shallow basin oil as related to hot-deep origin of petroleum. - J. Petrol. Geol., 1980, vol. 3, N 1, p. 91-116.
19. Tiratsoo E.N. Natural gas. Beaconsfield, England, Scientific Press Ltd, 1979. 360 p.

УДК 553.98.061.3

В.Д.Наливкин, Г.П.Сверчков, К.П.Иванова, Н.М.Кругликов,
Р.С.Сахибгареев, М.Д.Белонин

ГЕНЕРАЛИЗОВАННАЯ СХЕМА ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ УВ В СВЕТЕ ПОСЛЕДНИХ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕОРЕТИКО-ЭМПИРИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В любом нефтегазоносном регионе мы сталкиваемся с разнообразием взглядов по вопросу формирования месторождений. Для его решения необходим строгий учет всей совокупности разнообразных фактов, увязка их в единую систему, отражающую существо происходящих явлений и выявленных связей. Однако этот путь при использовании обычных методов ручной обработки геологического материала трудно реализуем ввиду обилия признаков, подлежащих учету.

Большие возможности открываются при использовании математических методов анализа и современной вычислительной техники.

Во ВНИГРИ изучение закономерностей формирования нефтяных и газовых месторождений на платформах с применением математических методов и ЭВМ было начато в 1971 г. Сущность самого анализа заключается в создании формализованных моделей процесса формирования, охватывающих все этапы этого процесса от генерации УВ до разрушения залежей, и выявлении степени соответствия той или иной теоретической модели фактически существующим в природе связям, устанавливаемым на хорошо разведанных объектах. Для этого в согласии с теоретическими посылками четко формулировались основные положения каждой из моделей и, исходя из этих положений, определялся вовлекаемый в анализ набор геологических показателей, доступных для массового сбора и с надлежащей полнотой отражающих условия протекания процесса. Далее по полученным с помощью корреляционного и факторного анализа зависимостям между различными параметрами нефтегазоносности и соответствующими геологическими показателями устанавливалось, какие теоретические положения отвечают действительности и какая модель имеет большее право на существование. При этом наряду с математическими методами обработки материала нами широко использовались и обычные методы геологического анализа.

В детально исследовавшихся регионах (Урало-Поволжье, Северное Предкавказье, Амударьинская синеклиза) рассматривались две схемы (модели) формирования, в основе которых лежит теория осадочно-миграционного происхождения нефти. Главное отличие этих схем состоит в том, что первая предусматривает сингенетичную нефтегазоносность каждого нефтегазоносного комплекса, т.е. исключает существенные перетоки УВ из одного комплекса в другой, а вторая допускает возможность широкого развития перетоков между комплексами в зонах ухудшения экранирующих свойств региональных покрышек. Согласно второй схеме первично—нефтегазоносными являются в основном нижние комплексы разреза, содержащие наиболее производительные источники нефти и газа, включающие доманиковые фации (в Урало-Поволжье и Тимано-Печор-

ской провинции), а также юрские и местами триасовые отложения (в Предкавказье, в Средней Азии и Западной Сибири).

Проведенный анализ показал, что как на древней, так и на молодых платформах более правомерной является вторая схема формирования. Главные ее положения, в массе своей подтверждаемые статическими связями, сводятся к следующему. Характер нефтегазоносности крупных районов с терригенным типом разреза основных материнских толщ находится в соответствии с представлениями об условиях проявления ГФН и ГФГ (углеводородных газов), имеющих место на больших глубинах. Интенсивность и масштабы образования УВ и их состав предопределяются генетическим типом рассеянного ОВ, уровнем его катагенетического преобразования и содержанием ОВ в породах.

Основные положения теории осадочно-миграционного происхождения нефти общеизвестны и нет надобности здесь их повторять. Отметим лишь два момента: I. Затрудненные условия эмиграции жидких УВ из мощных глинистых толщ, лишенных выдержанных коллекторов, могут отрицательно сказываться на нефтеносности районов. Видимо, это обстоятельство послужило одной из главных причин того, что в Западном Предкавказье в отличие от Восточного развиты преимущественно газовые скопления вопреки тому, что в погруженных зонах (Восточно-Кубанская впадина) терригенные отложения юры широко представлены морскими фациями с сапропелевым РОВ. 2. Проанализированный нами фактический материал дает основание говорить об исключительно важной роли в образовании промышленных скоплений нефти высокобитуминозных глинисто-карбонатных толщ типа доманика Русской платформы, что неоднократно ранее подчеркивалось К.Б.Ашировым, М.М.Грачевским и другими. Благодаря большой насыщенности пород сапропелевым ОВ и карбонатной среде его захоронения процессы нефтеобразования здесь, в отличие от таковых в терригенных отложениях, активно протекают на ранних этапах литогенеза, препятствуя тем самым быстрой литификации пород, характерной для обычных карбонатных осадков. Это создает благоприятные предпосылки для развития первичной миграции УВ из подобных толщ, считавшейся ранее трудноосуществимой.

Процесс нефтегазообразования и формирования залежей является длительным и, как правило, многоэтапным процессом, ход которого определяется историей геологического развития территорий. Многоэтапность его более четко проявляется в регионах со сложной геологической историей, которая более свойственна древним платформам. В этой связи несколько подробнее остановимся на новых результатах, полученных Р.С.Сахибгареевым при проведении исследований по фиксации древних ВНК.

В основу выделения древних ВНК был положен известный парагенезис твердых битумов и пирита. Остальные минералы, генетически связанные с окислительными процессами на ВНК, во многом отражают разнообразие гидрохимического режима подошвенных вод. При их выделении необходи-

мо иметь в виду, что остаточные продукты окисления нефтей (мальты, асфальты) нередко экстрагируются последующими порциями УВ. Поэтому хорошо проницаемые породы-коллекторы при обилии сульфидов железа в отличие от труднопроницаемых разностей могут не иметь признаков битуминозности. В конечном итоге это придает породам линзовидно-пятнистый или послойный характер битумной пигментации. Древние ВНК не всегда проявляются и пиритизацией пород. В терригенных резервуарах сульфиды железа не образуются в видимых количествах в комплексах, сформировавшихся в сугубо континентальной обстановке, когда захороняются слабосульфатные воды. В карбонатных же резервуарах, особенно рифовой природы, особая пиритизация пород на ВНК обязана дефициту обломочного железа. Выделение древних ВНК осложняется также отсутствием строгого соответствия их аутогенеза таковому современных ВНК, что вызвано изменением солевого состава и минерализации подошвенных вод в период существования залежей.

Установлено, что на ВНК развиваются диаметрально противоположные процессы: растворение минералов и цементация пород. Во многих случаях прогрессивные, т.е. смещающиеся вниз по мере поступления УВ, древние ВНК характеризуются развитием двух зон: зоной разуплотнения и находящейся под ней зоной цементации. Первая из них обязана растворению минералов под действием продуктов окисления УВ, вторая - выпадению их по мере уменьшения концентрации растворителей в подошвенных водах. На прогрессивных ВНК суммарный емкостной эффект этих зон смещен в сторону улучшения резервуарных возможностей, поскольку не все растворенные минералы и не в полном объеме выпадают в соответствующей зоне цементации. На регрессивных же ВНК, образующихся при уходе УВ из залежей, преобладают процессы цементации над растворением. В этих условиях зона разуплотнения почти не выражена. Она как бы поглощается процессами цементации пород при медленном смещении вверх "зеркала" ВНК.

Основным условием для суждения об импульсном характере поступления нефтяных УВ в ловушки является четкое обособление "уровней" стабилизации древних ВНК в пределах залежей. В большой мере это зависит от амплитуды структур и объема резервуаров, которые обеспечивают разделение зон древних ВНК, соответствующих двум смежным порциям УВ, нейтральным слоям, т.е. слоям, не затронутым процессами разуплотнения и цементации. Признаки импульсного характера формирования нефтяных залежей выявлены на месторождениях всех изученных регионов (Урало-Поволжье, Предкавказье, Прибалтика, Западная и Восточная Сибирь и др.). Наибольшее количество уровней стабилизации древних ВНК (до 7-8) установлено в залежах кембрийских отложений древних платформ.

Углеводородные газы, прежде всего метан, в отличие от нефти обладают высокой диффузионной и фильтрационной подвижностью, большой растворимостью в водах. Это приводит к тому, что древние его скоп-

ления в случае отсутствия надежных соленосных покрышек в массе своей разрушаются или сильно истощаются. Фиксируемые ныне газовые залежи являются сравнительно молодыми, связанными с последними стадиями прогибания территорий. Соответственно при оценке газоносности недр важное значение приобретают геологические признаки, характеризующие условия на завершающих этапах развития регионов. Видимо поэтому закономерной является индеферентность газа к возрасту ловушек и тяготение нефти к унаследованным, рано возникшим структурам.

Непосредственное поступление нефти и газа в ловушки в первично-нефтегазоносных комплексах осуществлялось преимущественно в свободном состоянии в виде струйных потоков. На это указывает увеличение частоты встречаемости месторождений и крупности запасов УВ на структурах, расположенных на главных путях струйной миграции. Как на древних, так и на молодых плитах юга СССР, подобные связи не фиксируются в верхних вторично-нефтегазоносных комплексах, что в совокупности с другими данными позволяет делать вывод о ведущей роли вертикальной или ступенчатой миграции УВ в формировании содержащихся в них залежей.

Поскольку преобладающей формой первичного накопления газа в водонасыщенных коллекторах в зоне генерации является водорастворенная, для образования его свободных скоплений и зарождения струй большое значение имеют факторы, способствующие снижению пластовых давлений. К ним относятся восходящее латеральное движение газонасыщенных пластовых вод, особенно на участках резкого перепада глубин (на уступах, крупных контрастных структурах); современные и древние восходящие по абсолютному знаку тектонические движения; близость пластовых вод к зонам вертикальной разгрузки и др. Там, где эти факторы проявляются резче, масштабы газонакопления при хорошей закрытости недр обычно возрастают. Существенно и то, что газообразные УВ в состоянии перемещаться в зонах с пониженной проницаемостью пород, непреодолимых для нефти, и в этих условиях месторождения часто бывают обогащенными газом.

Масштабы аккумуляции нефти и газа на структурах в первично-нефтегазоносных комплексах и на месторождениях в целом определяются в основном емкостными возможностями ловушек и условиями, обеспечивающими подток УВ к ним. Существенное влияние на масштабы аккумуляции оказывает уже отмечавшееся нами выше местоположение ловушек относительно путей струйной миграции. Аккумуляционные возможности ловушек резко возрастают, если последние расположены в пределах более крупных положительных структур (на валах, куполовидных поднятиях, вершинах сводов), ибо в таких случаях крупные структуры нередко выступают не только в роли региональных улавливателей, но и аккумуляторов УВ. Почти все скопления в Западной Сибири, Средней Азии, Урало-Поволжье и в других районах контролируются именно такими крупными замкнутыми структурами.

Вертикальные перетоки между комплексами происходят на участках ухудшения свойств региональных покрышек. Экранирующие свойства покрышек ухудшаются с уменьшением их мощностей, снижением доли глинистых и особенно эвапоритовых пород в их составе, с увеличением доли карбонатных пород и количества проницаемых прослоев и т.д.

Избыточные давления газа и особенно нефти в залежах, достаточные для их прорыва по капиллярным и субкапиллярным порам, в природе встречаются очень редко. В связи с этим основными каналами фильтрации нефти и газа сквозь тело покрышек следует считать трещины, образующиеся и приоткрывающиеся в периоды активизации тектонических движений. Именно поэтому на ухудшение качества покрышек и сохранность залежей большое влияние оказывают все те факторы, проявление которых влечет за собой повышение трещиноватости пород-покрышек. К ним в частности относится активность молодых и древних тектонических движений (в том числе землетрясений), фиксирующаяся в форме разрывов, флексурно разрывных зон, амплитуд и интенсивности крупных и локальных структур, градиентов амплитуд новейших тектонических движений. Развитию трещиноватости способствует увеличение плотности (хрупкости) глинистых и карбонатно-глинистых пород, т.е. возрастание глубин их залегания.

С усилением действия тектонического фактора активизируется утечка УВ из нижних залежей, создаются благоприятные условия для образования вторичных скоплений УВ в вышележащих горизонтах. Однако надо подчеркнуть, что отрицательное воздействие тектонического фактора на свойства покрышек наиболее сильно проявляется там, где региональные покрышки имеют небольшие мощности и сравнительно неоднородный вещественный состав (верхнедевонские и каменноугольные покрышки в Урало-Поволжье, нижнемеловые в Восточном Предкавказье и др.). При наличии мощных слабоуплотненных глинистых покрышек, особенно эвапоритовых, отрицательное воздействие тектоники становится менее существенным (альбская покрышка в Западном Предкавказье, верхнеюрская - в Амударьинской синеклизе и т.д.).

Указанные зависимости, контролирующие интенсивность вертикальных перетоков, лучше прослеживаются на региональных покрышках, отделяющих первично-нефтегазоносные комплексы от вышележащих. Что же касается связей между характером распределения залежей в верхних комплексах и качеством перекрывающих их региональных покрышек, то они часто бывают затушеванными тем, что сам факт их нефтегазоносности и величина скоплений часто предопределяются не условиями сохранности УВ в них, а возможностями подтока нефти и газа из подстилающих отложений. По этой причине в Урало-Поволжье и на южных плитах СССР характер нефтегазоносности вторично-нефтегазоносных комплексов имеет более тесные связи с качеством нижележащих, соответственно тульской и верхнеюрской, региональных покрышек, нежели с качеством своих собственных покрышек.

Как следствие проявления вертикально-миграционных процессов на древних и молодых платформах фиксируются устойчивые связи роста стратиграфического этажа нефтегазоносности на месторождениях с показателями, характеризующими с одной стороны увеличение проницаемости осадочного чехла, а с другой - высокую закрытость его самой верхней части. Так, в Урало-Поволжье положение верхней границы нефтегазоносности имеет положительные значимые связи с амплитудами и интенсивностью структур второго порядка, градиентами абсолютных амплитуд новейших тектонических движений, глубинами залегания тульской и верейской покрышек, величинами амплитуд локальных поднятий по всем комплексам и с показателями, отражающими улучшение качества кунгурской покрышки. Большое влияние на этаж нефтегазоносности месторождений и распределение запасов между комплексами оказывает также соотношение напоров вод по разрезу; превышение напоров вод в нижних комплексах над верхними облегчает вертикальные перетоки УВ, приводит к росту доли запасов в верхних комплексах; обратное соотношение затрудняет перераспределение УВ.

В геологической истории осадочных бассейнов ГФГ следует за ГФН. Это приводит к тому, что в закрытых платформенных районах, где активно проявлялся этап позднего газообразования, поступление новых порций газа в ловушки, уже заполненные нефтью, влечет за собой вытеснение последней из ловушек, перемещение ее в периферические части бассейнов, рассеивание в коллекторах и частичный переход в газоконденсатное состояние. Уцелевшие в ГЗГ скопления нефти, очевидно, подвергаются сначала частичной, а при более жестких термобарических условиях и полной деструкции, пополняя запасы газа. По статистическим данным В.С.Лазарева в глубоко прогнутых бассейнах мира с долей отложений, залегающих на глубинах более 2 км, превышающей 50%, удельные запасы нефти (на I км^3) снижаются почти в 5 раз по сравнению с таковыми в менее прогнутых бассейнах, где доля этих пород составляет 30-45%, и соответственно в них начинает преобладать газ, на который в среднем приходится около 70% извлекаемых запасов. Проведенные нами расчеты показывают, что при проявлении ГФГ в юрских отложениях на севере Западной Сибири только за счет остаточной нефтенасыщенности в контуре новообразованных газовых залежей и перехода части нефти в газоконденсатное состояние теряется свыше 60% первоначальной массы нефтяных залежей. Такой масштаб разрушения нефтяных скоплений, не считая потерь нефти по другим причинам, приводит к переходу отложений из преимущественно нефтеносных в преимущественно газоносные.

Изложенные положения схемы формирования углеводородных скоплений, естественно, не охватывают всех аспектов этой сложной проблемы и в некоторых своих частях не лишены дискуссионности. Но, на наш взгляд, они с успехом могут использоваться для выделения критериев нефтегазоносности и перспективных оценок геологических объектов.

УДК 553.98.2.06I.I5

И.И.Нестеров, Н.Х.Кулахметов, А.В.Рыльков, В.В.Потеряева,
А.Г.Потеряев, Ю.В.Щепеткин

ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ РАЗЛИЧНОГО ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ

Эффективные поиски месторождений нефти и газа основаны на познании условий формирования и закономерностей размещения залежей УВ. Важная роль принадлежит исследованиям, посвященным выявлению условий раздельного генезиса скоплений жидких и газообразных УВ. Не вызывает сомнений положение о том, что прогнозирование характера нефтегазоносности геологических объектов (бассейнов, зон, горизонтов) должно базироваться прежде всего на генетических моделях процесса нефтегазообразования.

В основе модели, описывающей процесс нефтегазообразования с позиций теории органического происхождения УВ, лежит несколько положений. Так, признается, что основным источником образования УВ является рассеянное органическое вещество (РОВ) пород различного состава, при этом особенности состава РОВ оказывают влияние на состав генерируемых УВ. Во-вторых, доказывается, что образование компонентов, входящих в состав нефтей и газов, происходит уже на стадии литогенеза, но основная масса УВ формируется в зоне катагенеза пород. Наконец, подобно тому, как развитие крупных геоструктурных элементов Земной коры - седиментационных бассейнов - представляет собой прерывисто-непрерывный процесс, так и в едином природном процессе нефтегазообразования отмечается э т а п н о с т ь. На начальных этапах происходит осадкообразование, накопление ОВ и в дальнейшем преобразование его в УВ и их накопление в залежах, а на поздних - сохранность или разрушение последних. Каждому этапу соответствуют определенные геолого-геохимические процессы со своими группами факторов, определяющих направленность нефте-или газообразования, в результате мы наблюдаем не равномерное распределение скоплений жидких и газообразных УВ, а так называемое з о н а л ь н о е их размещение как по разрезу, так и в плане. В самом общем виде вертикальная зональность сводится к приуроченности газовой фазы к верхним и нижним частям, а жидкой - к средней части разреза. В связи с вышесказанным при установлении закономерностей размещения скоплений нефти и газа по разрезу и в плане мы должны, используя историко-геологический метод анализа, рассматривать нефтегазообразование в седиментационных бассейнах с одной стороны как единый процесс, а с другой - учитывать, что в бассейнах существовали специфические условия для генерации и обособления зон преимущественно нефтеносных, газоносных и нефтегазоносных. Следовательно основная задача состоит в установлении геолого-геохимических факторов преимущественной генерации жидких или газообразных УВ как для бассейна в целом, так и в его пределах - по вертикали и в плане.

Данной проблеме посвящены труды многочисленных исследователей, в том числе В.Г.Васильева, Н.Б.Вассоевича, А.Э.Конторовича, С.П.Максимова, В.Д.Наливкина, И.И.Нестерова, В.П.Строганова и др.

Исходя из общей модели процесса нефтегазообразования как единого процесса на фоне развития седиментационного бассейна, а также используя результаты проведенного нами сравнительного анализа нефтегазоносности различных бассейнов земной коры, мы разработали методику оценки общего нефтегазового потенциала бассейнов и своего рода характеристику ресурсов УВ, в том числе и соотношение жидких и газообразных УВ в общем балансе (Нестеров И.И., Потеряев А.Г., Салманов Ф.К., 1975 г.).

В основе методики лежит установленная взаимосвязь истории развития седиментационных бассейнов и их нефтегазоносности. Показано, что соотношение жидких и газообразных УВ закономерно изменяется в зависимости от геотектонического типа бассейна: минимальные количества газообразных УВ характерны для бассейнов древних платформ (не более 10%), а также передовых прогибов и межгорных впадин молодых складчатых систем (10-20%). В то же время в бассейнах эпигерцинских платформ и передовых прогибов герцинид доля газообразных УВ достигает 40-50% в общем балансе УВ. Интересно, что расчеты по продуцирующей способности РОВ и концентрированного ОВ (углей) дают основание полагать, что жидких и газообразных УВ в бассейнах образуется изначально примерно поровну, а возможно, газообразных даже несколько больше. Можно полагать, что на особенности тех или иных соотношений нефти и газа в различных группах бассейнов решающее воздействие оказали факторы переформирования и разрушения (или сохранности) скоплений УВ. Возможно, на молодых платформах первичные соотношения мало нарушены последующими процессами, а на древних платформах действие разрушающих факторов усилено с учетом геологического времени и большей нарушенности чехла. Последний фактор имеет место и в других типах бассейнов, где доля газообразных также невелика.

Признавая (выше) этапность и выделяя три основных этапа процесса нефтегазообразования, необходимо отметить также, что в определенный момент, по-видимому, для большинства бассейнов на втором этапе, условия для генерации и аккумуляции УВ, особенно жидких, становятся оптимальными, т.е. РОВ достаточно преобразовано и существуют благоприятные условия для эмиграции УВ и аккумуляции их в залежах. Эти моменты (периоды, фазы) для газо-и нефтеобразования различны во времени и пространстве, различна их длительность; но важно заметить, что во всех бассейнах до достижения этого момента (или так называемого оптимального окна) преобладают процессы и факторы, генетически формирующие скопления УВ, а после него - консервационно-разрушающие их. В свете этого положения, анализируя различия в соотношениях жидких и газообразных УВ в упомянутых группах бассейнов, можно

предположить, что основной причиной этого является различное проявление в этих бассейнах факторов формирующих и разрушающих: там, где преобладают формирующие - соотношение близко к первичным соотношениям нефти и газа, там же, где ведущими в настоящий момент являются разрушающие факторы, эти первичные соотношения нарушены. Таким образом, в результате длительной истории развития седиментационного бассейна в зависимости от его типа и стадии развития формируются те или иные соотношения жидких и газообразных УВ.

Рассмотрим некоторые особенности проявления основных факторов раздельного генезиса жидких и газообразных УВ в историческом аспекте.

Первый (начальный)этап включает в себя условия возникновения и развития бассейна как территории устойчивого прогибания и условия седиментации (темпы и режим седиментации, степень устойчивости режима и т.д.) в нем. Как было показано ранее (И.И.Нестеров, В.В.Потеряева,1971 г.), огромную роль в формировании нефтегазового потенциала играют темпы или скорости осадконакопления. Влияние этого фактора многообразно, и один из аспектов состоит также в том, что он обусловливает сохранность (или разрушение) РОВ и те изменения, которым оно подвергается на начальных стадиях, в зонах аэробного окисления, ферментации и термического созревания. Скорость седиментации оказывает большое влияние на состав, качество и сохранность ОВ: при малых скоростях оно разрушается, не достигнув оптимального окна , но и очень большие скорости неблагоприятны, т.к. ОВ не успевает достигнуть необходимых качественных изменений для превращения его в УВ. Оптимальными скоростями для сохранности ОВ, как показали расчеты, является диапазон 2-30 тыс.км^3/млн.лет, а максимальными запасами УВ обладают бассейны со скоростями свыше 5 тыс.км^3/млн.лет. В то же время есть группа бассейнов с огромными скоростями, но незначительными запасами. Одной из причин этого несоответствия могли быть неблагоприятные условия седиментации начального этапа, в результате чего ОВ в значительной степени разрушилось не достигнув оптимальных условий. Несомненно, морской режим и значительные скорости осадконакопления способствуют возникновению благоприятных условий для генерации жидких УВ.

Одним из важных факторов, характеризующих условия седиментации, является п о к а з а т е л ь у с т о й ч и в о с т и тектонического режима. Так,региональные тектонические движения влияют на интенсивность сноса обломочного материала и распределение фациальных зон,. в итоге - типов РОВ. Очень быстрое погружение бассейна и его зон означает интенсивный привнос терригенного материала с повышенным количеством гумусового ОВ. В эпохи же замедленного осадконакопления и пенепленизации районов источников сноса происходит накопление преимущественно глинистых или карбонатных пород, обогащенных сапропелевым ОВ. Частота смены тектонической обстановки оказывает весьма заметное влияние на направленность процесса нефте-и газогенерации.

В начальный (первый) этап преобразованность пород и РОВ, палеотемпературный режим недр минимальны, но условия для генерации газообразных УВ, по-видимому, существуют. Их объем будет возрастать в зависимости от увеличения континентальных осадков и гумусового вещества, а также частоты региональных периодов или воздыманий. В конце первого этапа возможно образование так называемой юной нефти .

Таким образом, темпы седиментации и устойчивость тектонического режима оказывают на первом этапе наибольшее влияние на направленность процесса нефте-или газогенерации.

Второй (зрелый) этап характеризуется усилением генерирующей способности пород и РОВ. Определяющими здесь являются, таким образом, фациально-генетический тип пород и РОВ и степень их преобразованности. Вероятно, различиями в основном типе РОВ для пород, вступающих в зрелую стадию, можно объяснить раздельное формирование газоносных и нефтеносных территорий бассейнов Северного моря, Персидского залива и др. Проведенный анализ по оценке связи фазового состояния УВ в залежах осадочного чехла Западно-Сибирской равнины и фациально-генетической характеристики РОВ позволил установить, что с увеличением степени "мористости" (здесь - доля сапропелевого вещества в общей массе РОВ) осадков увеличивается и доля жидких УВ в залежах, это отмечается и по вертикали и в плане. Более четко эта зависимость прослеживается для залежей жидких УВ. Отмечая эту взаимосвязь, в то же время наблюдаем во многих случаях как бы и ее "отрицание". Ярким примером этого являются Шаимский и Березовский районы Западной Сибири. И лишь учитывая резко различный геотермический режим со сходной фациально-генетической характеристикой разреза, можно объяснить генерацию в одном районе жидких, в другом - газообразных УВ. Разница заключается в степени катагенеза РОВ, определяемого, главным образом, палеотемпературным режимом.

Термобарическим условиям, в основном температурному фактору, многие исследователи, в том числе зарубежные, отводят важную, иногда решающую роль в процессе формирования и сохранения УВ (Филиппи, Клемм, Берст) на всех этапах вплоть до поздних стадий существования и разрушения залежей УВ. Но особенность второго этапа, так называемого зрелого , состоит в том, что роль температуры является ведущей в достижении породами и их РОВ того благоприятного "окна", где создаются оптимальные условия для нефтегазоообразования, идет массовое образование УВ, в том числе большое количество жидких. Этот период, или стадия, может быть не одинаков как для разных бассейнов, так и отдельных его частей: он может быть небольшим или растянутым,- и в зависимости от этого масштабы генерации газообразных и особенно жидких УВ меняются.

Момент вступления продуцирующих отложений в зрелый этап, где начинается массовая генерация и эмиграция УВ, большинством исследователей оценивается на уровне начальных стадий катагенеза пород и РОВ

и связывается с температурами 60-70°С. Жидкие УВ образуются, по-видимому, и при меньших температурах. Так, рассчитанные для нефтяных залежей осадочного чехла Западной Сибири так называемые "среднефазовые" температуры колеблются от 50 (сеноман) до 90°С (юра).

Третий этап характеризуется тем, что влияние таких факторов, как тип РОВ и условия его преобразования, сохраняются, но ведущими становятся другие: консервация, сохранность и разрушение.

Особую важность приобретают такие свойства вмещающих пород с точки зрения сохранности залежей, как качество покрышек и предельные величины пластовых температур (особенно для жидких УВ). С увеличением глубин они меняются, изменяются и свойства нефтей и газов, нарушается и соотношение фаз, но все эти процессы подчиняются закономерности, выражающейся в вертикальной зональности и отражающей этапность (стадийность) всего процесса нефтегазообразования. При характеристике зон речь идет по существу о таких интервалах, в пределах которых существуют наиболее благоприятные условия образования, эмиграции и аккумуляции преимущественно жидких или газообразных УВ. Вертикальная зональность может быть определена как пространственно-временная фиксация в осадочном комплексе циклов катагенетического преобразования ОВ. Важно еще раз подчеркнуть, что проявление этой зональности носит генетический характер, и в зависимости от зоны, в которую попадает та или иная часть разреза, определяется и соотношение в ней жидких и газообразных УВ. Речь идет о преобладании той или иной фазы, так как исключительно газоносных или чисто нефтяных зон (как и бассейнов) в природе практически не наблюдается. Необходимо учитывать также генетический тип нефтей и газов. С верхними зонами связывается существование "сухого" газа, а также нафтеновых нефтей, реже газоконденсатных залежей. Это в основном однофазовые, реже двухфазовые залежи. К верхним зонам приурочена главная зона газообразования (ГЗГ). Средние зоны характеризуются преобладанием многофазовых систем, а также приуроченностью к ним главной зоны нефтеобразования (ГЗН). Газы содержат большое количество конденсата. Для нижних зон в условиях более высоких температур и давлений характерны залежи двух-и однофазовых систем, преобладают нефтегазовые, газовые и газоконденсатные скопления УВ. Нефть в значительной степени преобразованная, небольшой плотности, а в наиболее погруженных горизонтах деградированная. Количество конденсата в газах постепенно уменьшается. Наиболее погруженные интервалы разреза с экстремальными термобарическими условиями содержат в основном залежи "сухого" газа.

Количество генетических вертикальных зон, их возрастное положение, фациальная характеристика, приуроченность ГЗГ и ГЗН к одной из них и т.д. варьируют в зависимости от типа бассейна и условий развития в тех или иных его частях. В частности далеко не в каждом бассейне может присутствовать полный "генерационный ряд" зон. На-

пример, в бассейнах древних платформ, как правило, отсутствует ГЗГ, а на молодых платформах зачастую не фиксируется нижняя, глубинная зона газогенерации. Последнее относится и к Западно-Сибирскому бассейну. Как уже отмечалось, вертикальная зональность обусловливает и пространственное распределение залежей нефти и газа.

Анализ основных особенностей нефтегазоносности в мезозойском чехле Западно-Сибирской равнины показал, что распределение залежей жидких и газообразных УВ подчиняется в общих чертах описанной выше вертикальной зональности: проявление ГЗГ связано с верхними частями разреза (апт-альб-сеноманский горизонт), а основная масса нефти - со средними частями разреза, где отмечается и значительная доля морских осадков. Масса газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей связана как со средними, так и с нижними частями разреза.

Установлена тесная взаимосвязь характера нефтегазоносности и таких ведущих факторов, как литолого-фациальная характеристика пород и РОВ, а также тепловой режим недр. Оценивая значение этих факторов, мы должны учесть, что мезозойский разрез Западно-Сибирской равнины довольно полифациален, термобарические условия разнообразны, а фазовый состав залежей включает в себя практически весь ряд углеводородных скоплений - от тяжелых нефтей до "сухих" газов. В связи с этим мы пришли к необходимости оперировать какими-то средними (в данном случае средневзвешенными по запасам) величинами того или иного параметра с целью охарактеризовать оптимальные условия генезиса жидких и газообразных УВ в мезозойском чехле Западной Сибири.

Таким образом, были рассчитаны так называемые среднефазовые температуры и глубины для каждого класса залежей: нефтяных, газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и т.д. И здесь отмечается интересный факт: вертикальная зональность для юрских и меловых горизонтов различна. В меловых отложениях за существенно газоносной верхней зоной ниже следуют газоконденсатные, нефтегазоконденсатные и газонефтяные залежи, а основная масса нефти находится, по-видимому, еще ниже, в зоне с еще более высокими среднефазовыми температурами, с большей степенью катагенеза пород. В юрских же отложениях основная масса газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей характеризуется еще более высокими среднефазовыми температурами, чем нефтяные, т.е. последние располагаются как бы н а д группой газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей.

Все изложенное выше относительно вертикальной зональности в размещении скоплений УВ различного фазового состояния и особенностей проявления этой зональности в разрезе осадочного чехла Западной Сибири дает основание оценивать перспективы нефтегазоносности глубоких горизонтов с генетических позиций. С этих позиций, например, глубокие горизонты северных районов Западно-Сибирского бассейна в отношении нефтеносности выглядят как весьма перспективные. Здесь в неокомских отложениях открыты многочисленные газоконденсатные и

нефтегазоконденсатные залежи, а вниз по разрезу появляются нефтяные оторочки.

Таким образом, здесь во вскрытом разрезе четко выделяются две зоны: верхняя (газовая) и нижняя (нефтегазоконденсатная). По-видимому, зона проявления ГЗН или еще не вскрыта, или вскрыта ее самая верхняя часть. Геолого-геохимические данные по этой территории позволяют определить, что более широкое развитие этой зоны следует ожидать п о д толщами валанжин-готеривского возраста, содержащими многочисленные нефтегазоконденсатные и газоконденсатные залежи, т.е. на глубинах свыше 4 км.

Благоприятный характер литофаций; сравнительно низкий геотермический градиент, благодаря чему пластовые температуры на глубинах 4-6 км, по-видимому, не превысят 110-120°С; относительно низкая степень катагенеза пород и РОВ - все это позволяет оценивать перспективы нефтеносности глубоких горизонтов северных районов положительно.

Подводя итог, можно выделить следующие основные положения.

1. Среди большого количества факторов, контролирующих процесс нефтегазообразования, существуют условия для преимущественного нефте-или газонакопления.

2. В основе теоретической схемы раздельного генезиса жидких и газообразных УВ лежат положения о с т а д и й н о с т и процессов нефтегазообразования и, как ее проявления, з о н а л ь н о с т и размещения скоплений УВ.

3. Каждой стадии соответствует своя группа ведущих геолого-геохимических факторов преимущественно нефте-или газогенерации.

4. Изначальный раздельный генезис жидких и газообразных УВ и первичная зональность во многом определяются различиями в составе РОВ и степени его катагенеза, но в последующие стадии эти пропорции и зональности могут претерпевать изменения.

5. Различное сочетание условий генерации и аккумуляции нефти и газа на разных стадиях развития нефтегазоносных бассейнов, т.е. соотношение первичных (генетических) и вторичных факторов и обусловливает особенности в размещении зон преимущественного накопления жидких или газообразных УВ определенного генетического типа.

УДК 553.98.2.078

Б.А.Соколов, А.М.Серегин

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ЛАТЕРАЛЬНОЙ И ВЕРТИКАЛЬНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Одним из важных направлений повышения эффективности поисков новых нефтяных и газовых месторождений является широкое использование представлений о вертикальной и латеральной зональности размещения нефтяных и газовых скоплений. В настоящее время благодаря успехам в развитии теоретической нефтегазовой геологии и появления фундамен-

тальных представлений о стадийности нефтегазообразования, о главной фазе нефтеобразования (ГФН) /1/ и главной зоне нефтеобразования (ГЗН) /2/, идеи о закономерностях размещения залежей УВ по разрезу осадочных пород и по площади распространения нефтегазоносных комплексов приобретают вид достаточно четкой и стройной теории, которую можно рассматривать как самостоятельное научное направление геологии и геохимиии нефти и газа. Это направление, описывающее зональность размещения залежей нефти и газа в недрах Земли, предлагается называть нефтезонографией (или нефтегазозонографией).

История развития нефтезонографии длительна и состоит из двух основных этапов: структурного и историко-генетического.

Первый этап начался в середине прошлого века, когда Г.Абих (1877 г.), Ч.Логан (1847 г.), Х.Роджерс (1860 г.), С.Хант (1861 г.) и позднее Д.Уайт (1885 г.) обосновали антиклинальную теорию образования и размещения нефтяных месторождений. Это позволило сформулировать принцип площадного размещения нефтяных залежей, занимающих все антиклинальные складки, а также и ловушки других типов в районе с доказанной нефтегазоносностью. Этот принцип в 1932 г. был назван И.М.Губкиным "законом распределения нефтяных месторождений" /4/. До сих пор в практике поискового дела идея нефтегазоносности отдельных поднятий в районах с нефтегазопроявлениями или хотя бы с одним месторождением является ведущей и служит основанием для разбуривания подряд всех имеющихся положительных структур (так называемый фонд структур). Этой идеей руководствуются при подсчете запасов нефти и газа категории C_2. Однако неуниверсальный характер отмеченного принципа очень часто оборачивается значительными поисковыми неудачами.

Второй этап в развитии нефтезонографии начинается с 50-х годов связан как с появлением теории стадийности нефтегазообразования, так и с огромным опытом открытия нефтегазовых залежей на глубинах до 5 км и более. На начальной стадии этого этапа был разработан очень важный принцип дифференциального улавливания, сформулированный в 1954 г. С.П.Максимовым, и, независимо от него, канадским геологом В.Гассоу. Эти исследователи впервые увязали в единое целое вертикальную и латеральную зональность формирования нефтяных и газовых месторождений, приуроченных к одному нефтегазоносному комплексу. Ими было показано, что латеральная миграция УВ по пласту приводит к определенной последовательности размещения их скоплений: внизу газовые, выше нефтегазовые и газонефтяные, а еще выше нефтяные. Здесь следует обратить внимание на то, что очаг нефтегазообразования и зоны нефтегазонакопления разобщены. Поэтому принцип дифференциального улавливания следует рассматривать как частный случай формирования залежей в пределах выдержанного по простиранию коллекторского горизонта за счет латеральной миграции УВ из единого очага нефтегазообразования.

Следующим шагом в развитии нефтезонографии является появление принципа вертикальной зональности размещения залежей нефти и газа, впервые установленного американским геологом Г.Хадсоном в 1960 г. и развитого И.В.Высоцким, В.Б.Олениным [3] и другими [5, 6]. Вертикальная зональность представлена вверху газовыми (Г) скоплениями, ниже нефтегазовыми (НГ) и нефтяными (Н), еще ниже газоконденсатными (ГК), под которыми располагаются залежи сухого газа.

Вертикальная зональность размещения скоплений УВ является следствием стадийности нефтегазообразования и связана с представлением о термической зрелости нефтегазоматеринских отложений. Обычно те из них, которые подверглись действию температур не выше 60°С, считаются незрелыми и генерируют преимущественно газ. К категории термически зрелых относятся толщи, находящиеся, как правило, в температурном интервале от 60 до 150°С, выделенном Н.Б.Вассоевичем под названием главной фазы нефтеобразования, а в американской литературе - "нефтяного окна". Эти толщи генерируют преимущественно жидкие УВ. Отложения, находящиеся на глубинах действия более высоких температур, рассматриваются как перезрелые и являются генераторами газоконденсата и жирного газа, а на большей глубине - метана.

Таким образом, отмечаемая выше вертикальная последовательность размещения скоплений (Г-НГ-Н-ГК-Г) является отражением последовательности образования нефти и газа и может быть названа генетической вертикальной ортодоксальной зональностью (ВЗО) размещения скоплений УВ. Если развитие бассейна не привело к прохождению ГФН нефтематеринскими толщами, то в бассейне вертикальный ряд будет неполным: в нем будут отсутствовать нижние газоконденсатные и газовые залежи. Ряд будет также неполным при отсутствии условий для сохранения газовых скоплений верхней зоны газообразования. Во всех таких случаях можно говорить о неполном ортодоксальном ряде (ВЗОН).

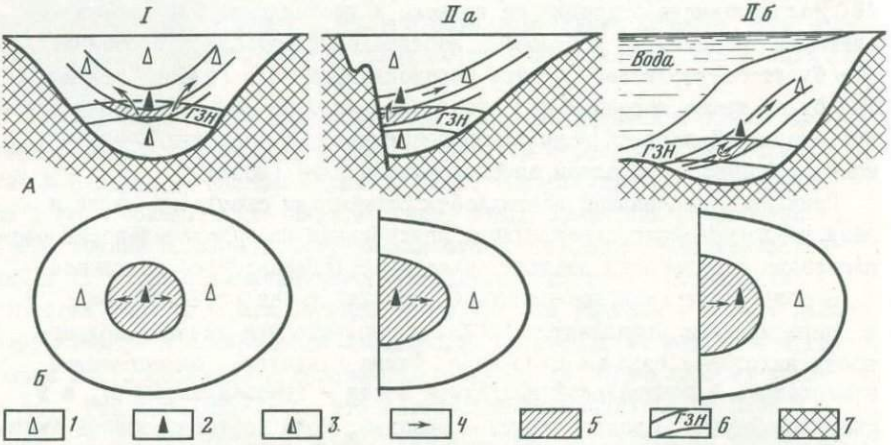
Принцип вертикальной зональности размещения скоплений нефти и газа предопределяет определенную латеральную последовательность расположения скоплений в пределах одного нефтегазоносного комплекса.

В общем виде плановое положение залежей имеет следующий вид: в перифирийных приподнятых частях комплекса при условии сохранности находятся газовые скопления, ближе к центру - нефтегазовые и нефтяные, в центральной прогнутой части - газоконденсатные, а в самой прогнутой (осевой)части - газовые. Если нефтегазоносный комплекс в плане представляет собой сферу, то площадная зональность будет иметь вид вложенных друг в друга колец (или овалов). Следует также различать латеральную зональность ортодоксальную полную (ЛЗО) и неполную (ЛЗОН).

Проявление вертикальной и латеральной ортодоксальных зональностей размещения скоплений в осадочных бассейнах в определенном смысле будет зависеть от морфологии бассейна, а именно от положения центра прогибания по отношению к его крыльям, а также от соотношения площади очага нефтегазообразования к площади бассейна.

По морфологии положения очага нефтегазообразования следует различать бассейны симметричные и асимметричные. Симметричные бассейны (рис.I) характеризуются центральным положением и симметричной площадной зональностью (ЛЗО) расположения залежей. Асимметричные бассейны отличает смещенное положение очага к одному из бортов бассейна. В них скопления формируются за счет однонаправленной миграции УВ на протяженном склоне, а латеральная зональность имеет полукольцевой вид. Следует различать бассейны асимметричные с горным обрамлением (континентальная разновидность) и погружающиеся в глубоководные депрессии (океанская разновидность). Те залежи, которые располагаются в пределах очага нефтегазообразования, формируются за счет локальной миграции, а располагающиеся за пределами очага образуются за счет латеральной миграции, в том числе по принципу дифференциального улавливания.

По площадным соотношениям очага и бассейна следует выделять бассейны значительного соответствия при площади очага, близкой к площади бассейна,- полноочаговый бассейн (ПОБ)-и частичного соответствия - частичноочаговый (ЧОБ). К первым относятся бассейны рифтов и грабенов (бассейны Скалистых гор, Суэцкий, Рейнский, Камбейский), в которых скопления располагаются этажами, отвечающими нефтеносным комплексам: наверху газ, в середине нефть, внизу газоконденсат и газ. При частичном соответствии вертикальная зональность сохраняется



Р и с. I. Генетическая зональность размещения залежей нефти и газа в симметричных (I) и асимметричных континентальных (Па) и океанских (Пб) бассейнах

А - разрез; Б - плановое положение. I-3 - залежи: I - газовые, 2 нефтяные и нефтегазовые, 3 - газоконденсатные; 4 - направление миграции; 5 - очаг нефтегазообразования; 6 - главная зона нефтеобразования; 7 - фундамент бассейна

(Г-Н-ГК-Г), но латеральная для одного комплекса представлена такой же последовательностью.

В природных условиях размещение залежей нефти и газа согласно принципу ортодоксальных вертикальной и латеральной зональности под влиянием конкретных причин может трансформироваться самым различным образом, отражая особенности строения и направленность развития осадочного бассейна. На вертикальную и латеральную зональность размещения нефтяных и газовых залежей оказывают влияние многие факторы, контролирующие условия нефтегазообразования, миграции, нефтегазонакопления и сохранности скоплений. Свое влияние оказывают: тип и количество исходного органического вещества (ОВ) генерационных толщ; количество нефтегазоматеринских толщ (моно-и полигенерационные бассейны), компактность (сближенность) их расположения в разрезе бассейна (следует различать компактные и некомпактные расположения); положение зоны ("нефтяного окна") в бассейне [I] и направленность ее перемещения по разрезу и площади в процессе эволюции осадочного бассейна; условия попадания генерационных толщ в "нефтяное окно" и длительность нахождения в нем; тип коллекторских горизонтов, их соотношение (корректное и некорректное) с генерационными толщами, а также флюидоупорами; тип ловушек и их соотношение с очагами генерации в пространстве и во времени; фазовые превращения УВ залежей в процессе их погружения; реакция сформированных залежей нефти и газа на обогащение УВ другого состава из более глубоких генерационных зон.

Все перечисленные факторы в своем действии могут оказывать решающее влияние на зональность размещения скоплений УВ в бассейне, которая будет значительно отличаться от рассмотренной ранее генетической ортодоксальной зональности (ГОЗ) и представлять собой генетическую регенерированную зональность (ГРЗ) вертикальную (РВЗ) и латеральную (РЛЗ). В случае РВЗ последняя будет иметь вид Г-ГК-Г, Н-ГК-Н, ГК-Н и другие. Регенерированная зональность в свою очередь может быть и редуцированной.

Таким образом, на формирование залежей УВ и пространственное их распределение в значительной степени оказывает влияние не только действие факторов, определяющих генерацию, миграцию, аккумуляцию УВ, но также их взаимное пространственное и временное соответствие. Все это в свою очередь предопределяется направленной и необратимой историей формирования осадочного бассейна. Нефтегазоносность бассейна рассматривается как его свойство, которое закономерно проявляется на определенных этапах его существования. В ходе эволюции бассейн становится вначале газоносным, затем нефтегазоносным. Даль-

---

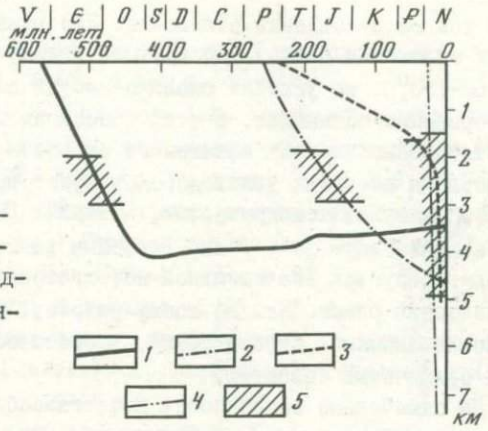
[I] Положение и мощность зоны "нефтяного окна" для нефтематеринских толщ с различным типом ОВ в разрезе бассейна будут различными.

нейшая эволюция может привести к тому, что в нем будут располагаться газоконденсатные и газовые скопления, а также продукты преобразования нефтей. Такой бассейн и следует рассматривать как остаточно-нефтегазоносный, исчерпавший свой нефтегенерационный потенциал.

Глубинное положение ГЗН, время и скорость прохождения этой зоны материнскими породами, а также общая направленность и интенсивность процесса прогибания у бассейнов с различным тектоническим положением и историей развития будут различными. Это особенно хорошо видно при сопоставлении моделей прогрева, построенных для бассейнов различного типа [7]. При этом наглядна связь между интенсивностью и длительностью накопления отложений бассейна и наличием нефтяных и газовых залежей, их вертикальной и площадной зональностью размещения.

Характер темпа прогибания, положения и времени прохождения ГЗН в течение всей истории существования бассейна предопределяет типы формирующихся залежей углеводородов, а следовательно и тип бассейна по преобладающему в нем виду нефтяных или газовых скоплений, а также их зональностью. Классификацию бассейнов с учетом этих показателей предполагаем именовать историко-тектонической; она отражает историю нефтегазообразования на фоне тектонических движений, определяющих режим прохождения генерирующими толщами зон проявления главной фазы нефтеобразования.

По особенностям прохождения ГЗН осадочными толщами предполагается различать бассейны раннего (БРП), позднего (БПП), непрерывного (БНП) и лавинного (БЛП) происхождения (рис.2). Для бассейнов раннего типа характерно вначале интенсивное прогибание и достаточно быстрое накопление отложений, позволяющее последним входить в зону ГФН и начинать генерировать углеводороды нефтяного ряда. Конкретные мощности отложений и глубинное положение ГЗН определяются тепловым режимом данного бассейна. Но затем погружение замедляется или вообще приостанавливается. Процессы нефтегазообразования также снижаются до полного затухания, а ранее сформированные залежи или остаются в законсервированном виде, или разрушаются. К этому типу относятся многие бассейны древних и некоторых молодых платформ. Интенсивное прогибание отвечает рифтовой и раннесинеклизной стадиям формирования бассейна, а замедленное охватывает позднесинеклизную стадию. Этап быстрого прогибания приводит к появлению нефтяных месторождений при умеренных мощностях отложений (Припятский, Мичиганский бассейны) и газоконденсатных и газовых при больших (Днепровско-Донецкий). К этому типу относятся бассейны Сибирской платформы (Тунгусский, Иркутский и др.), являющиеся преимущественно газоносными. В их пределах продуктивные венд-нижнекембрийские отложения прошли ГЗН в раннем палеозое. Дальнейшее прогревание привело к ге-



Р и с. 2. Типизация бассейнов по времени прохождения ГЗН основных генерационных толщ

I–4 – обобщенные кривые погружения генерациснных толщ для бассейнов: I – раннего прохождения, 2 – непрерывного прохождения, 3 – позднего прохождения, 4 – лавинного прохождения; 5 – главная фаза нефтеобразования

нерации газа, превратившего нефтяные скопления в газоконденсатные, а также появлению полужидких (полутвердых) залежей УВ.

Бассейны позднего прохождения (второй тип) отличаются медленным темпом прогибания и поздним попаданием осадочных толщ в ГЗН. Если период замедленного прогибания приводит к вхождению материнских слоев в ГЗН, то в бассейне появляются незначительные скопления нефти и газа (Парижский бассейн). Однако наиболее активно процессы нефтеобразования проявляются в случае усиления темпа прогибания, чему в значительной степени способствует сопровождающая прогибание общая тепловая активизация. При этом мощность ГЗН увеличивается. Такая история нефтеобразования характерна для бассейнов, связанных с эпиплатформенными орогенами. Типичным примером может служить Ферганский бассейн, в котором вверху располагаются газовые скопления, а ниже – нефтяные.

Бассейны непрерывного прохождения (третий тип) достаточно широко распространены во всех тектонических зонах. Для этих бассейнов характерно длительное и устойчивое прогибание. Это приводит к непрерывному поступлению в ГЗН осадочных слоев. К этому типу относятся такие нефтегазоносные бассейны, как Западно-Сибирский, бассейн Персидского залива, Североморский, Лено-Вилюйский и другие, отличающиеся ортодоксальной вертикальной зональностью. В Лено-Вилюйском бассейне продуктивны отложения перми, триаса и юры. Юрские слои, не вошедшие в ГЗН, содержат газовые скопления. Лишь в Линденской впадине можно предполагать, что они вошли в ГЗН и содержат скопления нефти. Породы триаса и перми уже вышли из ГЗН. В них обнаружены газоконденсатные залежи и тяжелые нефти – остатки тех залежей, которые образовались ранее, когда отложения находились в условиях ГЗН.

Бассейны лавинного (четвертого) типа характеризуются очень высо-

ким темпом накопления отложений. Это приводит к тому, что генерирующие отложения достаточно быстро "проскакивают" зону с температурами 60–150°С, не успевая сколько-нибудь полно реализовать свой нефтематеринский потенциал. В этих бассейнах быстрое погружение приводит к отставанию степени катагенеза от роста температуры /9/. Поэтому генерация нефтяных углеводородов будет происходить на больших глубинах с большими температурами, интервал ГЗН по глубине будет значительно растянут до 4–5 км. Бассейны лавинного прохождения обычно характеризуются значительной нефтегазоносностью с ортодоксальной зональностью размещения по всему разрезу. К этому типу следует отнести Южно-Каспийский, Маракаибский, Адриатический и другие бассейны молодых складчатых областей.

На отмеченные особенности нефтегазообразования, связанные со временем вхождения генерирующих толщ в ГЗН, накладывает отпечаток характер тепловой активности недр, определяющий глубинное положение ГЗН. Обычно имеют место три ситуации: тепловая активность стационарна, тепловая активность падает, тепловая активность на определенном этапе начинает расти. Тепловая активность находится в стационарном положении обычно у сравнительно молодых бассейнов непрерывного погружения, развивающихся в течение мезозоя и кайнозоя. Для этих бассейнов ГЗН располагается на небольших глубинах (2–3 км). У большинства бассейнов раннего попадания наблюдается падение тепловой активности. Это приводит к постоянному погружению температурной зоны, отвечающей ГЗН, с 1–2 до 3–5 км. Поэтому только наиболее древние отложения бассейна попадают и проходят ГЗН, а более молодые не имеют воможности оказаться в ней и реализовать свой нефтематеринский потенциал.

Свой отпечаток накладывает и рост тепловой активности, возникновение которой может быть связано с различными, в первую очередь тектоническими, причинами. Наиболее распространенной является трапповый магматизм. Формирование трапповой формации обусловлено общим разогревом недр и резким возрастанием теплового потока. Это приводит к миграции ГЗН вверх по разрезу /8/. В этом случае весь разрез отложений подвергается действию достаточно высоких температур. Это в свою очередь будет способствовать генерации больших количеств газа и превращению нефтегазоносного бассейна в газоносный или газоконденсатный. В качестве примера можно привести Тунгусский бассейн, который из нефтеносного за счет пермо-триасовой активности оказался газоносным с большим количеством тяжелых остаточных скоплений нефти.

Таким образом, использование представлений о динамике прохождения осадочными толщами зон проявления ГФН с учетом других конкретных факторов, определяющих историю нефтегазообразования, позволяет более достоверно оценивать возможную нефтегазоносность недр, устанавливать латеральную и вертикальную зональность размещения УВ скоплений и тем самым более убедительно обосновать направление ведения поисковых работ на нефть и газ в нефтеносных бассейнах.

Литература
1. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти.- Изв.АН СССР. Сер.геол., 1967, № 11, с.137-142.
2. Вассоевич Н.Б., Архипов А.Я., Серегин А.М. Нефтегазоносный бассейн - основной элемент нефтегеологического районирования изученных территорий. - Вестн.МГУ. Сер.4, Геология, 1970, № 5,с.13-24.
3. Высоцкий И.В., Оленин В.Б. Теоретические основы нефтегеологического районирования. - В кн.: Горючие ископаемые: Проблемы геологии и геохимии нафтидов. М.: Наука, 1972, с.30-34.
4. Губкин И.М. Учение о нефти. М.: Недра, 1975. 384 с.
5. Козлов А.Л. Размещение газоконденсатных залежей в нефтегазоносных бассейнах и критерии определения перспектив нефтегазоносности.- Сов.геология, 1975, № 5, с.19-28.
6. Кравченко К.Н., Кошелев Н.И., Смирнов Л.Н. Особенности тектонического развития нефтегазоносных бассейнов Юга СССР как один из главных факторов их преимущественной нефтегазоносности или газоносности. - Тр. ЗапСибНИГНИ, 1978, вып.137, с.93-101.
7. Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М.: Наука, 1980. 283 с.
8. Соколов Б.А., Мазор Ю.Р. Нефтегазоносность бассейнов древних платформ и трапповый магматизм. - Вестн.МГУ. Сер.4, Геология, 1980, № 6, с.53-59.
9. Станов В.В. О катагенезе углей. - Изв. АН СССР. Сер.геол., 1980, № 5, с.113-123.

УДК. 553.98.2.078: 551.24

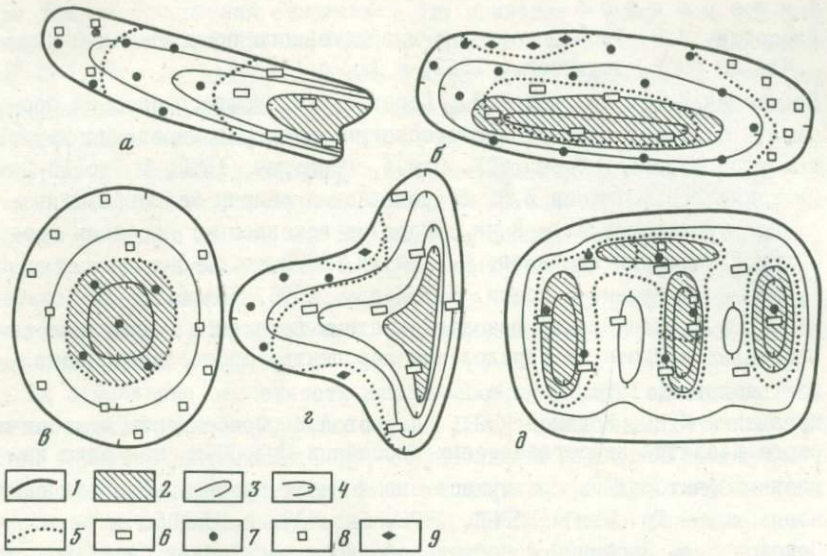
К.Н.Кравченко

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ НА СКЛОНАХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Нефтегазоносным бассейнам (НГБ) присуща общая зональность распределения ресурсов, месторождений и фазового состояния скоплений углеводородов (УВ), объединяющая борта, центриклинали и осевые части (днища) НГБ /5/. Вместе с тем во многих НГБ участки, не связанные единым региональным наклоном слоев с осевой частью бассейна, оказываются лишенными месторождений. Таким образом, отмечается тесная связь УВ скоплений бортов и центриклиналей НГБ с его днищем, являющимся очагом массовой генерации УВ.

Особенности размещения УВ скоплений в значительной мере определяются региональной структурой НГБ и в частности положением днища НГБ по отношению к общему контуру, количеством склонов и степенью полноты развития склонов НГБ, характером их расчленения /6/.

Наряду с относительно просто построенными одноосными НГБ выделяются бассейны сложного многоосного строения. По положению днища НГБ-источника питания УВ - относительно склонов первого порядка, на



Р и с. I. Типы НГБ по положению днища относительно склонов первого порядка

а-г - одноосные НГБ: а - торцовый - Т, б - фронтальный - Ф, в - всесторонне периферический - П, г - сложный - С; д - многоосный - М НГБ; I - контуры НГБ; 2 - осевые части (днища) НГБ; 3 - условные стратоизогипсы; 4 - стратоизогипсы с бергштрихами, показывающими направление наклона склона; 5 - контуры фазовых зон УВ; 6-9 - фазовые зоны УВ: 6 - нижняя газовая, 7 - нефтяная (нефтегазовая), 8 - верхняя газовая, 9 - твердобитумная. Наложением значков показывается сочетание фазовых зон

которых происходят процессы миграции, накопления и разрушения УВ, различаются НГБ торцового (центриклинального) - Т; фронтального (бортового) - Ф; всестороннего периферического - П; сложного - С и многоосного - М типов размещения склонов (рис.I). Каждому типу НГБ свойственна особая плановая зональность УВ скоплений.

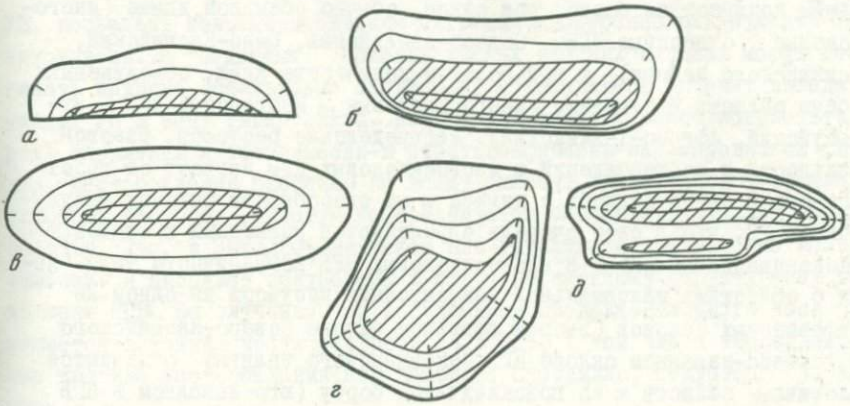
НГБ торцового типа характеризуются полуэллиптическим, фронтального - полосовым, всестороннего периферического - кольцевым, сложного типа и многоосные - сложным размещением УВ фазовых зон. Примером бассейнов торцового типа являются Западно-Сибирский и Днепровско-Донецкий НГБ. Наиболее погруженные осевые части (днища) обоих бассейнов прижаты к одному из центриклинальных окончаний НГБ: северному, приакваториальному в Западно-Сибирском НГБ и восточному, придонбасскому в Днепровско-Донецком НГБ. В днищах обоих бассейнов во всем разрезе господствуют скопления нижней газовой зоны - (НжГЗ). Центральные части этих НГБ занимают скопления нефтяной - НЗ (нефтегазовой - НГЗ)-зоны (Широтное Приобье , Леляковско-Кибинцевс-

кий район), а на поднятой краевой части западного борта Западно-Сибирского НГБ и в верхних частях разреза (в триасе, юре) Днепровско-Донецкого НГБ развиты скопления верхней газовой зоны (ВхГЗ), возникшие за счет миграции газа из нефтегенной зоны на расстояние большее, чем присуще жидким УВ.

Фронтальный тип положения склонов характерен для большинства НГБ мира, особенно пограничных и внутриорогенных (Западно-Канадский, Месопотамский, Ферганский). Днище вытянуто параллельно удлинению в средней части НГБ или прижато к одному из его бортов. Фазовые зоны протягиваются в виде полос, в целом параллельных днищу.

В округлых изометричных НГБ их склоны занимают всестороннее периферическое положение по отношению к днищу, а фазовая зональность имеет кольцевую конфигурацию (Иллинойский, Мичиганский, Уиллистонский НГБ).

В бассейнах сложного типа положение склонов по отношению к днищу не однозначно: фронтальное на одном склоне и торцовое на другом (Лено-Вилюйский, Южно-Каспийский, Северо-Каспийский). В многоосных НГБ на каждом склоне развивается различная по очертаниям фазовая зональность скоплений УВ (Чу-Сарысуйский, Афгано-Таджикский). По количеству и соотношению величин склонов первого порядка различаются НГБ односклоновые – I, двусклоновые – 2 (с двумя разновидностями: неравнодвусклоновые – 2_I, с одним редуцированным и вторым полноразвитым склонами, и равнодвусклоновые – 2_2) и многосклоновые (одноосные и многоосные) – М (рис.2). Изменение фазового состояния скопле-



Р и с. 2. Типы НГБ по количеству и соотношению величин склонов первого порядка

НГБ: а – односклоновые – I; б–в – двусклоновые: б – неравнодвусклоновые – 2_I, в – равнодвусклоновые – 2_2; г–д – многосклоновые – М: г – одноосные, д – многоосные.

Условные обозначения см.рис.I

ний УВ, планового распределения ресурсов и месторождений тесно связаны с количеством и полнотой развития склонов. В односклоновых НГБ эти изменения являются однонаправленными, в двусклоновых – двусторонне ориентированными (асимметричными (2_I) или симметричными (2_2)), в многосклоновых – разнонаправленными.

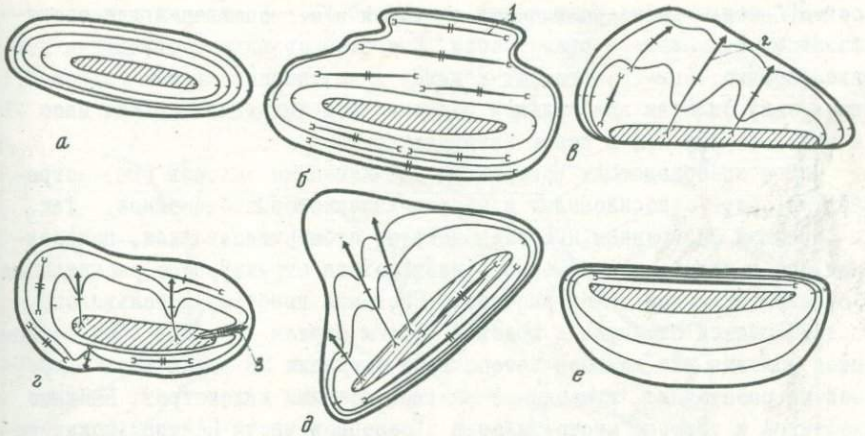
Односклоновые НГБ образуются при их периконтинентальном положении (Гвинейский) или в случае срезания днища с одной стороны горным складчатым сооружением (Западно-Канадский, Аквитанский, возможно Западно-Сибирский), а также при однородной структуре склона, занимающего всестороннюю периферическую позицию (Мичиганский).

Значительной части двусклоновых НГБ свойственна асимметрия. Один из склонов первого порядка таких неравносклоновых НГБ концентрирует в своем составе большую часть ресурсов УВ. На втором, редуцированном, склоне скопления УВ имеют подчиненное значение или отсутствуют. Обычно ведущая роль в ресурсах УВ принадлежит приплатформенному склону НГБ (Месопотамский, Пермский, Оринокский, Азово-Кубанский, Среднекаспийский, Каракумский) и, как исключение, прискладчатому склону (Центральноевропейский). Даже при равномерном развитии обоих склонов наряду с равным распределением ресурсов на обоих склонах (Тимимунский, Устюртский) отмечается преимущественное развитие месторождений на одном из склонов, обычно теснее связанном с днищем, содержащим большую часть ловушек или зон, благоприятных для нефтегазонакопления (Ферганский, Припятский).

Среди многосклоновых НГБ можно различать две разновидности: с большим количеством бортов при одном, обычно обширном, днище (многосклоновые одноосные НГБ Северо-Каспийский, Южно-Каспийский, Мексиканского залива) и при большом количестве днищ, объединенных в общую область прогибания (многосклоновые многоосные НГБ Чу-Сарысуйский, Афгано-Таджикский). Распределение ресурсов, фазовой зональности и месторождений в многосклоновых НГБ зависит от пространственной связи склонов с днищем и от способности склонов аккумулировать УВ, что в свою очередь определяется размерами и степенью дифференциации склонов. В многосклоновых НГБ пограничного типа наряду с областями максимальной концентрации ресурсов на одном из платформенных склонов (втором северном склоне Северо-Каспийского НГБ, северо-западном склоне НГБ Мексиканского залива) отмечаются аналогичные области и на прискладчатом борту (юго-западном в НГБ Мексиканского залива, южном и, вероятно, юго-восточном в Северо-Каспийском НГБ).

Условия миграции, аккумуляции, консервации и потерь УВ в значительной мере определяются региональной структурой, степенью и ориентировкой структурного расчленения склонов. В этом отношении выделяется следующий ряд НГБ (рис.3).

НГБ с плоскими (нерасчлененными) склонами (пл), обычно односклоновые (Западно-Канадский). В них широко развиты процессы рассеивания



Р и с. 3. Типы НГБ по степени и ориентировке структурного расчленения склонов

а – нерасчлененные (плоские склоны) – пл; б–г–склоны с преобладающим расчленением: б – продольным (параллельным) – пр, в – поперечным (ортогональным) – пп, г – продольно-поперечным – пр–пп; д–е – разнорасчлененные (д– на одном склоне поперечное, на другом – продольное, е – на одном склоне продольное, другой склон плоский). I–3 – гребни: I–цилиндрические, продольные, 2–3 – ныряющие: 2 – поперечные фланговые, 3 – центриклинальные

Остальные условные обозначения см. на рис.I

УВ, поскольку концентрированная миграция и особенно аккумуляция УВ затруднены. В поднятых краевых частях плоских склонов могут возникать крупные асфальтовые скопления, образующиеся за счет выведения жидких УВ в зону гипергенеза. На плоских склонах может возрастать роль скоплений литологически-и стратиграфически-экранированных типов. Месторождения рассеяны по всему склону, однако распределение основных ресурсов зачастую контролируется слабой структурной волнистостью. Так, в Западно-Канадском НГБ гигантские асфальтовые поля Атабаска и Писривер приурочены к слабо выраженному структурному носу на краю НГБ. Не случайно на погруженном продолжении этого носа размещается основная часть ресурсов УВ в НГБ, в том числе такие наиболее крупные месторождения, как Пембина, Суонхиллс, Редуотер, Джудикрик и др.

НГБ с продольным расчленением склонов (пр) наиболее характерны среди вытянутых НГБ, связанных с внутренней или внешней частями орогенов (Ферганский, Предкарпатский), реже встречаются в платформенных НГБ, особенно на краях платформ (Пермский). В таких НГБ обычно создаются благоприятные условия для аккумуляции УВ за счет большой суммарной емкости антиклинальных ловушек и региональных поднятий, образующих зоны нефтегазонакопления. Обычна полосовая, параллельная

оси НГБ зональность размещения скоплений УВ, различающихся по их фазовому состоянию и размерности. Наиболее крупные скопления и нижние фазовые зоны УВ тяготеют к днищу и внутренним частям бортов НГБ, поскольку условия для дальней региональной миграции больших масс УВ к краям бортов НГБ в целом затруднены.

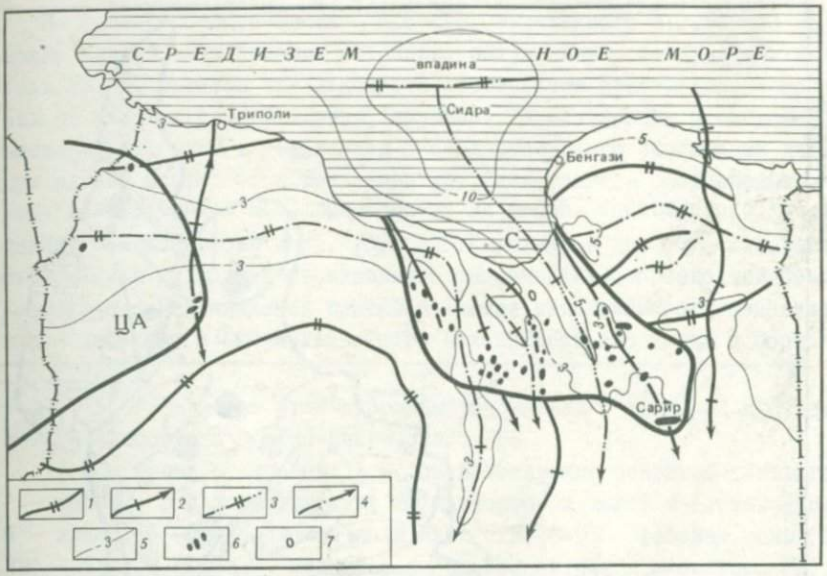
НГБ с преобладающим поперечным расчленением склонов (пп) встречаются среди односклоновых и неравнодвусклоновых бассейнов. Так, в Западном Внутреннем НГБ господствует субмеридиональная, поперечная оси и удлинению бассейна ориентировкая структурного расчленения. Основной северный склон расчленен системой грабенов и тальвегов, поднимающихся от днища к краевым частям бортов НГБ. При этом создаются условия для дальней латеральной миграции УВ вдоль таких гребней на расстояние, измеряемое многими сотнями километров. Внешние нефтяные и газовые месторождения в северной части Центральноканзасского поднятия и во впадине Форестсити отстоят на 600 км от днища Анадарко - области генерации УВ (погруженной в подошве чехла глубже 3 км)-и находятся на участках очень неглубокого (менее 0,7 км) залегания поверхности фундамента. Поперечные гребни - макровалы Амарилло, Центральноканзасский, Нимэха - осложнены локальными поднятиями и являются одновременно как главными каналами миграции УВ, так и зонами нефтегазонакопления.

НГБ с продольно-поперечным расчленением склонов (пр-пп) являются наиболее распространенными. Примерами служат Каракумский, Афгано-Таджикский, Сиртский и другие НГБ. В них зачастую создаются оптимальные соотношения между региональной миграцией и аккумуляцией УВ особенно на склонах, в нижних частях которых преобладает поперечное (способствующее региональной миграции УВ), а в верхних - продольное (благоприятствующее аккумуляции УВ) расчленение. Такая обстановка наблюдается, в частности, на северо-восточном, Мары-Бухарском склоне и в смежных с ним частях Каракумского НГБ [6]. В опущенной части НГБ широко развиты поперечные, существенно флюидоводные гребни: Учаджинско-Богаджинский, Еланско-Восточно-Унгузский,-в верхних частях НГБ - продольные, существенно флюидоносные гребни: Денгизкульский, Газлинский, Кирпичлинский, Ачакский, Даулетабадский и др. Все ундулирующие флюидоводные гребни, осложненные ловушками, одновременно являются и аккумуляторами УВ.

Большое значение ориентировки расчленения склонов на распределение месторождений может быть проиллюстрировано на примере Сиротского НГБ [I] (рис.4) Все месторождения, известные в пределах его на-

---

[I] Выделяемый обычно Сахаро-Ливийский НГБ не является единым бассейном; он состоит из нескольких обособленных центров генерации и аккумуляции УВ (Тимимунского, Центральноалжирского, Сиртского и Восточно-Средиземноморского), являющихся самостоятельными НГБ.



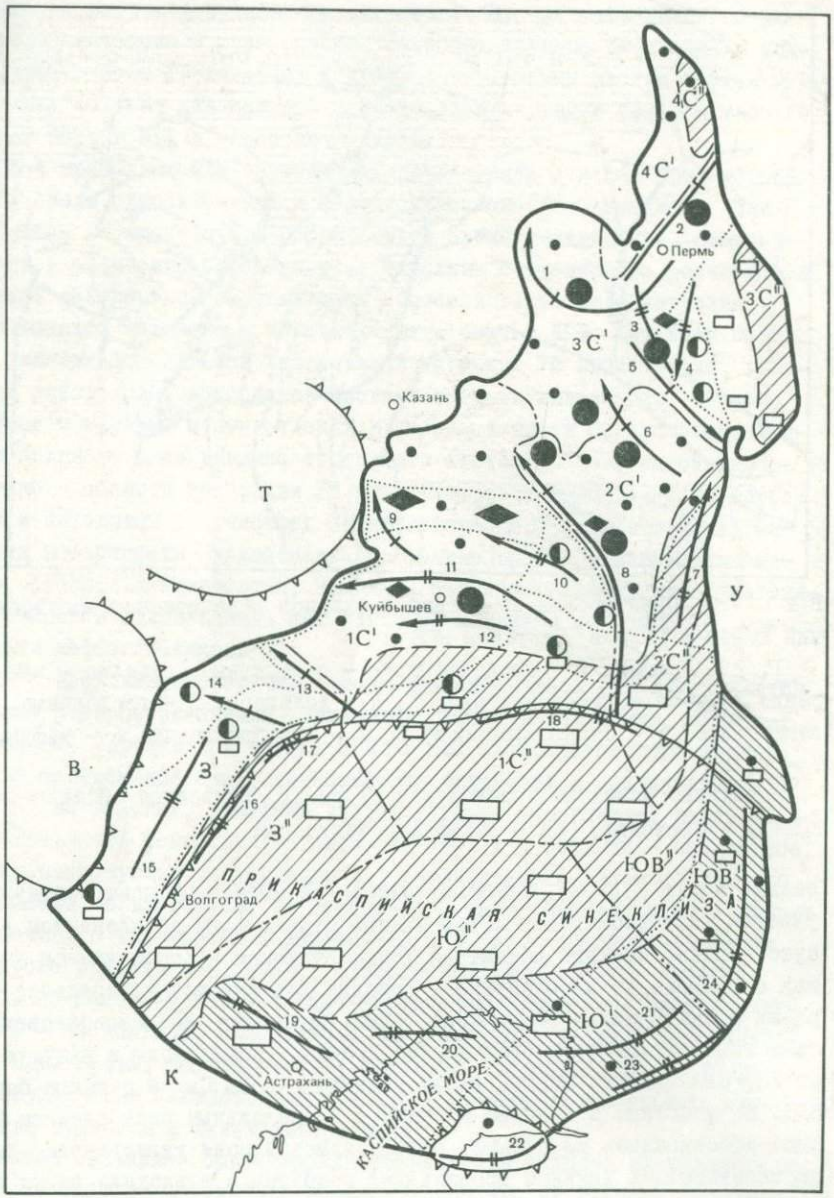
Р и с. 4. Ориентировка расчленения склонов и размещение месторождений нефти и газа в Сиртском НГБ

I, 2 - гребни: I - продольные, 2 - поперечные (стрелка - направление подъема шарнира гребня); 3, 4 - тальвеги: 3 - продольные, 4 - поперечные; 5 - стратоизогипсы; 6, 7 - месторождения: 6 - нефти, 7 - газа.

Остальные условные обозначения см.рис.I. Буквенные обозначения НГБ: С - Сиртский; ЦА - Центральноалжирский

земной части [2,7,8], концентрируются на опущенном центриклинальном участке Сахарской плиты с поперечным структурным расчленением и отсутствуют на смежных поднятиях Триполитанском и Киренаикском участках с продольным расчленением. Условия для дальней латеральной миграции и аккумуляции УВ на краю борта Сиртского НГБ существовали лишь там, где имелись протяженные гребни - флюидоводы и аккумуляторы УВ,- связывающие осевую акваториальную часть Сидра с южным бортом НГБ. На участках с плоским строением и продольным расчленением УВ либо рассеивались на склоне, уничтожались в зоне гипергенеза, либо перехватывались нижними продольными гребнями и в верхние части склона НГБ не попадали.

Разнорасчлененные НГБ с несколькими разновидностями преобладающего расчленения склонов: продольного в днище и на одном борту и поперечного на другом (Тимано-Печорский); продольного на одном склоне, продольно-поперечного на другом (Азово-Кубанский, Месопотамский); продольного на одном склоне, плоского на другом (Оринокский); разноориентированного - плоского, продольного, поперечного, продольно-поперечного на разных склонах (Северо-Каспийский).



1 4 7 10

2 5 8

3 6 9

На примере Северо-Каспийского НГБ, выделенного И.О.Бродом [1], можно видеть, что условия миграции, аккумуляции, консервации и потерь УВ, их фазовая зональность и особенности размещения месторождений на склонах разной ширины, крутизны, ориентировки и степени расчленения гребнями и тальвегами оказываются резко различными даже при единой осевой зоне генерации УВ. Размещение и обозначение склонов, днищ и бортов НГБ, приведенное на рис.5, составлено с учетом данных С.П.Максимова и др. [3], Л.Г.Кирюхина и др. [9], Э.В.Чайковской [10] и др. Одной из главных специфических особенностей Северо-Каспийского НГБ является противоположная направленность изменений генерационного и аккумуляционного потенциалов его днища и бортов.

Р и с. 5. Размещение углеводородных скоплений в пределах многосклонового одноосного Северо-Каспийского НГБ

I, 2 – границы склонов: I – соответствующие основным тальвегам, 2 – прочие; 3 – контуры днищ, их прибортовых долей и бортов НГБ; 4 – днища; 5 – прибортовые доли днищ НГБ; 6-9 – фазовые зоны (крупные значки – большая, мелкие – малая концентрация скоплений УВ): 6 – нижняя газовая, 7 – нефтегазовая, 8 – нефтяная, 9 – твердобитумная; I0 – контуры некоторых тектонических элементов.

Остальные условные обозначения см. на рис. I, 4. Склоны НГБ: 3' + 3" – западный; IC' + IC" – I-й северный; 2C' + 2C" – 2- й северный; 3C' + 3C" – 3-й северный; 4C'+ 4C" – 4-й северный; ЮВ'+ ЮВ"- юго-восточный; Ю'+ Ю" – южный. Борта НГБ: 3' – Доно-Медведицкий (D_2-C_2 нг, нжг, P_1 вхг . Здесь и ниже в скобках обозначены возраст и фазовое состояние УВ скоплений: нгж – нижней газовой, нг – нефтегазовой, н – нефтяной, вхг – верхней газовой, тб – твердобитумной фазовых зон); IC' – Куйбышевский (D_2-P_I нг, нжг, P_2 вхг, C_3P_1 тб);2C' – Альметьевский (D_2-C_2 н Р тб); 3C' – Верхнекамский (D_3-P_I н, нг, нжг, P_I тб); 4C' – Чермозский (D_3-C_2 н, P_I тб). Осевые части склонов (днища) НГБ: 3" – Эльтонская (D-P_I нг, нжг); IC" – Челкарская (C-P_I нжг);2C" – Бельская (C_2-P_I нг, нжг); 3C" – Юрюзано-Сылвенская (C_I-P_I нжг, P_I тб); 4C" – Соликамская (D_3-C_2 н, нг); ЮВ" – Уильская (PZ нжг); Ю" – Индерская (PZ нжг). Прибортовые доли днищ НГБ: Ю' – Северо-Каспийская (C нжг, P-MZ н); ЮВ' – Жаркамысская (C-P-MZ н). I-24 – гребни: I – Киенгопский; 2 – Пермский; 3 – Осинский; 4 – Кокуйский; 5 – Кушкульский; 6 – Арланский; 7 – Кинзебулатовский; 8 – Оренбургско-Альметьевский; 9 – Зимницкий; I0 – Большекинельский; II – Жигулевский; I2 – Кулешовский; I3 – Балаковский; I4 – Степновский; I5 – Доно-Медведицкий; I6 – Лободинский; I7 – Ровенский; I8 – Уральский; I9 – Астраханский; 20 – Северо-Каспийский; 21 – Шукатский; 22 – Бузачинский; 23 – Южно-Эмбенский; 24 – Жаркамысско-Енбекский. Тектонические элементы на обрамлениях НГБ: Т – Токмовский свод; В – Воронежская антеклиза; К – гряда Карпинского; У – Уральское складчатое сооружение

Генерационный и аккумуляционный потенциал днища увеличивается с севера на юг по мере углубления и расширения последнего от северного (Соликамского) звена Предуральского краевого прогиба к центральному (Сылвенскому), южному (Бельскому) звеньям прогиба и далее к Прикаспийской синеклизе. Аккумуляционный потенциал бортов растет с увеличением их ширины и дифференциации с юга на север.

На большей части Северо-Каспийского НГБ преобладает продольная ориентировка структурного расчленения. На втором северном (Альметьевско-Бельском) и в поднятой части третьего северного (Верхнекамско-Юрюзано-Сылвенского) склонов развиты преимущественно поперечные гребни, контролирующие пути миграции и зоны аккумуляции УВ. Наибольшей емкостью ловушек обладают второй, третий северный (Альметьевский, Верхнекамский) борта и Прикаспийская часть днища НГБ, особенно ее южные и юго-восточные прибортовые доли.

В соответствии с этим изменяется размещение основных фазовых зон и ресурсов УВ в НГБ. НжГЗ господствует в Прикаспийской синеклизе и развита в двух южных звеньях днища Предуральского прогиба. Из днища НГБ НжГЗ распространяется на смежные части бортов: западного, первого, второго и третьего северных. Сохранение НЗ в НГБ зависит от степени вытеснения ее НжГЗ и от аккумулирующих возможностей бортов и прибортовых долей днища. Оптимальные условия в этом отношении создаются на Альметьевском и Верхнекамском бортах. Они прилегают к умеренно погруженным Бельской и Юрюзано-Сылвенской осевым частям НГБ, в которых не образовалось большой массы нижнего высокотемпературного газа. Оба борта осложнены системами поперечных дифференцированных гребней, выводящих жидкие УВ из днища НГБ в верхние части склонов и одновременно обладающих большим аккумуляционным потенциалом. Основная доля нефтяных скоплений связана с Альметьевским бортом. Этому способствовали два обстоятельства. Во-первых, на втором северном склоне общая масса генерированных УВ была большей по сравнению с третьим, особенно четвертым северными склонами за счет относительно большей емкости и степени преобразования нефтегазопроизводящих отложений в Бельском прогибе и крайней северо-восточной части Прикаспийской синеклизы, связанных с этим бортом Оренбургско-Альметьевским грабеном /4/. Во-вторых, в отличие от всех остальных склонов Северо-Каспийского НГБ, раскрывающихся на крыльях крупных поднятых элементов обрамления бассейна, второй северный склон носит закрытый, тупиковый характер. На его верхней кромке, приуроченной к Альметьевской вершине Татарского свода и к вершине Бирской седловины, происходит смена регионального наклона слоев всего чехла с юго-восточного направления на северо-западное, что препятствовало дальнейшей, ориентированной на северо-запад региональной миграции УВ и обусловило возникновение значительных зон нефтенакопления (Ромашкинской, Арланской) и вертикальных перетоков УВ на этих участках. В слабо погруженном четвертом северном - Соликамском - звене днища НГБ гене-

рировалось небольшое количество в основном жидких УВ, не распространявшихся на большое расстояние за пределы днища.

На широком Куйбышевском борту НЗ оказалась вытесненной к его центральной части и северной окраине за счет двух факторов: малого аккумуляционного потенциала и широкого проникновения НжГЗ на борт из прилегающей северной части Прикаспийской синеклизы. В процессе дальней диагональной миграции на поднятых северном и северо-восточном краях Куйбышевского борта значительная часть жидких УВ перераспределилась из подстилающих образований в верхнепермские отложения, вошла в зону гипергенеза и образовала мощный Мелекесский асфальтовый пояс, принадлежащий твердобитумной фазовой зоне(ТБЗ).

На узком и крутом западном Доно-Медведицком борту, отличающемся общей моноклинальной структурой и осложненным небольшим числом малоемких гребней, большая часть НЗ оказалась вытесненной за пределы НГБ и была уничтожена на высоко поднятой восточной периклинали Воронежской антеклизы. Поэтому на Доно-Медведицком борту преимущественным распространением пользуются скопления НжГЗ и нижней нефтегазовой составляющей НГЗ (НжГЗ).

В Прикаспийской части днища Северо-Каспийского НГБ НЗ сохранилась в надсолевом пермско-мезозойском комплексе, а в подсолевых палеозойских отложениях - лишь на относительно поднятых внешних долях днища, отличающихся наибольшей шириной на юго-востоке (Жаркамысская доля) и отчасти на юге (восток Северо-Каспийской доли). В наиболее опущенной юго-западной части днища НЗ полностью выведена за пределы НГБ и в подсолевых отложениях развиты лишь скопления НжГЗ (Астраханская группа месторождений). Общие ресурсы газовых скоплений Прикаспийской части днища Северо-Каспийского НГБ в значительной мере определяются ее аккумуляционным потенциалом, большая величина которого обусловливается сочетанием крупных региональных поднятий с развитием рифовых массивов на периферии Прикаспийской синеклизы /9/.

Подытоживая изложенное, следует подчеркнуть, что анализ региональной структуры во многом проливает свет на размещение УВ скоплений на склонах НГБ. По положению и числу склонов выделяются следующие основные разновидности НГБ: торцовые односклоновые - Т I, фронтальные односклоновые - Ф I, фланговые неравнодвусклоновые - $Ф\ 2_I$, фронтальные равнодвусклоновые - $Ф\ 2_2$, всесторонне периферические - П I, сложные многосклоновые одноосные - СМ, многосклоновые многоосные - ММ. Дальнейшее подразделение НГБ может производиться по другим показателям, в том числе по ориентировке структурного расчленения склонов (продольного - пр, поперечного - пп)и плоская разновидность - пл . Отмеченные особенности могут быть четко зафиксированы формулами, в которых первые буквы отражают положение склона по отношению к оси, цифры - число склонов, буквы в конце - ориентировку расчленения. Ниже приводятся примеры формул некоторых типи-

чных НГБ: Днепровско-Донецкий - Т I пп, Западно-Канадский - Ф I пл, Каракумский - Ф 2_I пр-пп, Ферганский - Ф 2_2 пр, Мичиганский - П I пл, Северо-Каспийский - С М пл-пр-пп.

Литература

I. Брод И.О. Осравнительной оценке перспектив нефтегазоносности Северного и Северо-Восточного Прикаспия. - В кн.: Геология и нефтегазоносность юга СССР. Закаспий и Северный Прикаспий. Л.: Гостоптехиздат, I962, с.7-26.(Тр.Комплекс.южной геол.экспедиции АН СССР; Вып.8.)

2. Высоцкий И.В., Кучерук Е.В. Современное состояние учения о нефтегазоносных бассейнах. М.: ВИНИТИ, I976. I02 с.

3. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / С.П.Максимов, В.А.Киров, В.А.Клубов и др. М.: Недра, I970. 89I с.

4. Кравченко К.Н. Роль тектонических исследований в развитии нефтяной геологии. - В кн.: Вопросы теории и практики нефтегазовой геологии. М.: I970, с.72-I0I. (Тр.ВНИГНИ; Вып.96.)

5. Кравченко К.Н. Схема классификации нефтегазоносных бассейнов по соотношению их осевых зон (днищ) и бортов. - В кн.: Осадочные бассейны и их нефтегазоносность. IУ Всесоюз.семинар МГУ: Тез.докл. М.: Изд-во МГУ, I98I. 43 с.

6. Кравченко К.Н., Смирнов Л.Н. Склоны, гребни, тальвеги как составные элементы нефтегазоносных бассейнов. - Тр.ВНИГНИ,I980, вып.220, с.I28-I42.

7. Нефтегазоносность морей и океанов / Б.А.Соколов, А.Г.Гайнанов, Д.В.Несмеянов, А.М.Серегин. М.: Недра, I973. 230 с.

8. Нефти и газы месторождений зарубежных стран / Под ред. В.И.Высоцкого, А.Н.Гусевой. М.: Недра, I977. 327 с.

9. Особенности формирования зон региональных поднятий в подсолевом комплексе Прикаспийской впадины / Л.Г.Кирюхин, И.Н.Капустин, В.П.Сметанина и др. - Геология нефти и газа, I98I, № 4, с.I-8.

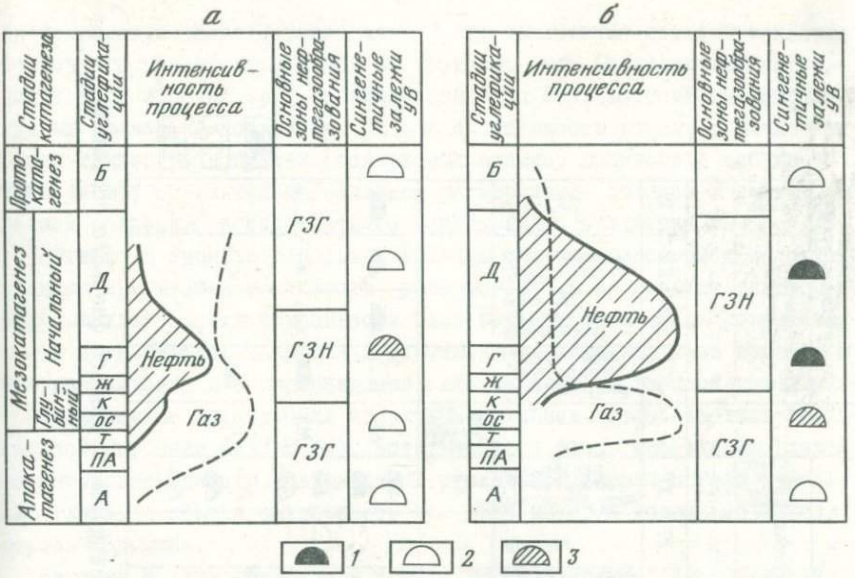
I0. Чайковская Э.В. Прогноз нефтегазоносности больших глубин в разновозрастных бассейнах по данным глубокого бурения в СССР и США: Обзор. М.:ВИЭМС, I973. 58 с.

УДК 553.98.2.06I.I5

В.Ф.Раабен

ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ МИРА

В настоящее время преобладает представление о вертикальной зональности образования нефти и газа, о наличии главных зон нефтеобразования и газообразования (ГЗН, ГЗГ). На рис.I. представлены

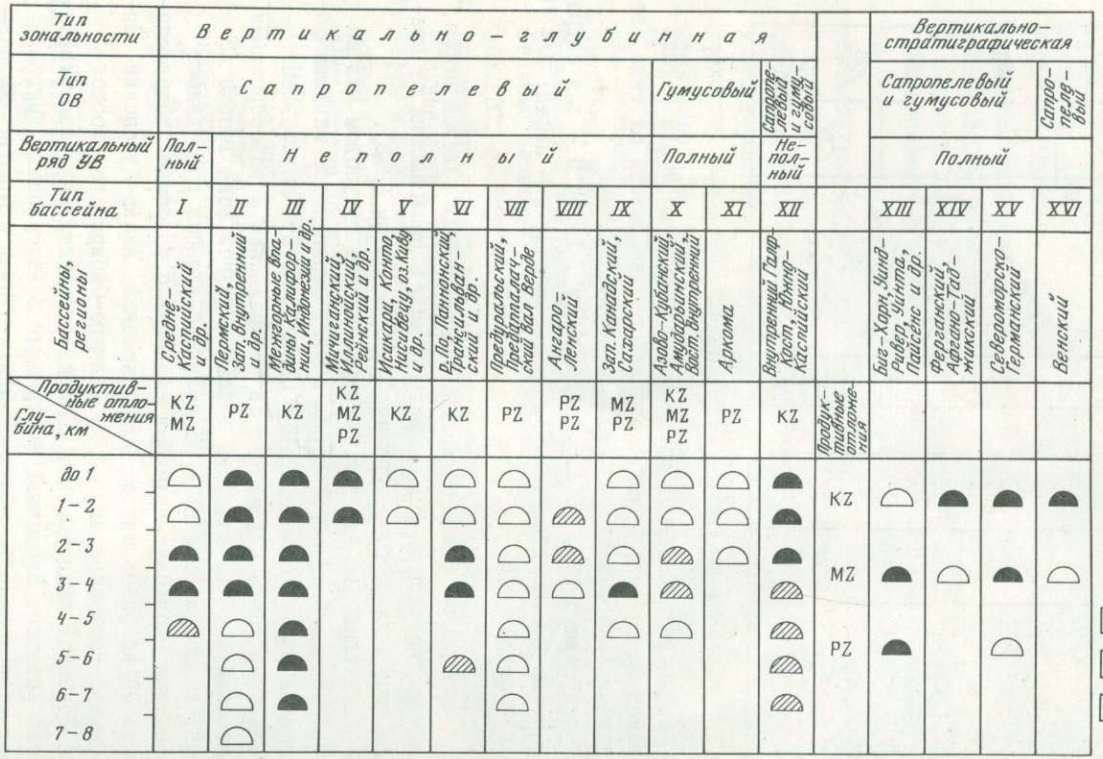


Р и с. I. Графики вертикальной зональности генерации нефти и газа и формирования их сингенетичных скоплений в зависимости от типа рассеянного органического вещества (РОВ) материнских толщ

а – для гумусового РОВ, по А.Э.Конторовичу , 1973; б – для сапропелевого РОВ, по С.Г.Неручеву, 1973. I-3 – залежи: I – нефти; 2 – газа; 3 – газоконденсата

зональность генерации углеводородов и сингенетичных залежей нефти, газа и газоконденсата в генерализованном виде в зависимости от преобладающего типа рассеянного органического вещества (РОВ). Необходимо подчеркнуть, что при преимущественно гумусовом РОВ на средних глубинах (в зоне образования нефти) формируются главным образом сингенетичные газоконденсатные скопления. Это обусловлено меньшими объемами генерации жидких УВ по сравнению с газообразными. Из этого не следует, что нефтяные залежи в данной зоне вообще не формируются; но количественно и по величине запасов преобладают газоконденсатные скопления. Примеров регионов с подобным распределением залежей УВ довольно много: Амударьинский, Азово-Кубанский, Вилюйский, Северо-Черноморский, север Западно-Сибирского, восток Днепровско-Донецкой впадины, палеозойский продуктивный этаж Северо-Европейского региона, Восточный Внутренний в Австралии и другие.

В природных условиях полные вертикальные ряды скоплений УВ разного фазового состояния сохраняются редко (рис. 2). Примерами регионов I типа являются южная часть Западно-Сибирского, Среднекаспийский, внешняя часть Галф Коста и другие (обычно такие регионы приурочены к молодым платформам, причем продуктивными являются главным образом мезозойские отложения). Следующие основные причины обусловли-



Р и с. 2. Основные типы природных вертикальных рядов залежей углеводородов разного фазового состояния. Залежи: I – нефти; 2 – газа; 3 – газоконденсата

ли сохранение полного ряда залежей УВ: достаточно большая мощность осадочного чехла, повышенная прогретость недр (обеспечивающие развитие всех вертикальных генерационных зон УВ); постоянство структурных планов, относительно слабая нарушенность пород, наличие хороших глинистых покрышек (содержащих большое количество набухающих минералов); сравнительно недавнее формирование залежей УВ, способствовали сохранности сингенетично образованных скоплений УВ.

Регионы П типа, выполненные главным образом палеозойскими отложениями значительной мощности, распространены на древних платформах. Плохие условия сохранности газа верхней зоны из-за негерметичности аргиллитовой покрышки и длительности диффузии газа привели к его рассеиванию и к преобладанию залежей нефти в верхней части разреза (нередкие перестройки структурных планов способствовали вертикальной миграции жидких УВ). Встречающиеся здесь газовые скопления формировались чаще в результате вертикальной миграции газа с больших глубин и обычно сохранились там, где имеются гидрохимические породы-покрышки.

Регионы Ш типа приурочены к молодым складчатым зонам. Сильная нарушенность осадочного чехла обусловила значительное рассеивание газа верхней генерационной зоны. Нижняя газовая зона находится на больших глубинах в распространенных здесь, преимущественно кайнозойских отложениях и в настоящее время чаще не вскрыта бурением.

Регионы IУ типа встречаются на древних платформах, выполненных палеозойскими отложениями небольшой мощности. В этих регионах отсутствуют верхняя и нижняя газовые зоны. Залежи газа верхней зоны сформировались давно и вследствие длительной диффузии газа многие из них оказались разрушенными. Нижняя газовая зона не развита потому, что осадочный чехол имеет мощность обычно не более 4-4,5 км, вследствие чего генерация высокотемпературного газа не происходила или была ограниченной.

У тип регионов характеризуется распространением специфических скоплений водорастворенного газа, образующихся обычно в молодых плиоцен-четвертичных отложениях. Газ в основном биохимического происхождения.

УI тип регионов чаще представляет собой молодые, наложенные на складчатые зоны, впадины, сформировавшиеся на срединных массивах или фрагментах платформ, менее сложного тектонического строения. Для впадин характерно мощное развитие молодых плиоцен-четвертичных отложений (до 2-4 км), чем обусловлен широкий диапазон распространения залежей газа верхней генерационной зоны. В более древних породах преобладают нефтяные скопления, а на больших глубинах - и газоконденсатные.

Регионы УП типа обычно приурочены к древним герцинским прогибам, особенно к их складчатым бортам. В палеозойских породах сформировались в основном газовые и газоконденсатные залежи нижней газовой

зоны, что обусловлено высокой степенью катагенеза пород и РОВ даже на сравнительно небольших глубинах (главным образом из-за динамометаморфизма).

Газоносность регионов УШ типа является преимущественно следствием сильного окисления в диагенезе сапропелевого РОВ древних материнских пород.

Повышенная газоносность регионов IX типа обусловлена тем, что после накопления палеозойских отложений имел место значительный подъем и размыв пород, уничтоживший большинство образовавшихся залежей нефти и газа. Последующее погружение палеозойских отложений, ранее прошедших главную зону нефтеобразования, привело к генерации в них по большей части газа и формированию в повышенном количестве газовых и газоконденсатных скоплений.

Распространение главным образом газовых и газоконденсатных залежей в регионах X типа определяется тем, что генерировавшие УВ породы содержат в основном гумусовое РОВ.

Наличие преимущественно чисто газовых скоплений в регионах XI типа определяется большим количеством углей в осадочных породах.

В регионах XII типа смена пород, содержащих в основном сапропелевое или гумусовое РОВ происходит по простиранию. В общем объеме образовавшихся УВ преобладает газ. Вследствие значительной нарушенности осадочного чехла верхняя часть разреза сильно дегазирована, что и привело к распространению здесь по большей части скоплений нефти, хотя много и газовых залежей. На значительных глубинах закрытость недр улучшается. Вследствие повышенного количества образовавшегося газа на этих глубинах сформировались преимущественно газоконденсатные залежи, аномально широким диапазоном развития которых и характеризуются рассматриваемые регионы.

Для XIII–XV типов регионов характерна стратиграфическая зональность размещения скоплений нефти и газа, что определяется фациальными изменениями пород и типов РОВ по разрезу и соответственным распространением толщ, генерировавших в основном или жидкие, или газообразные УВ.

В регионах XVI типа также фиксируется стратиграфическое распределение залежей нефти и газа. Однако это определяется не разным исходным РОВ, а различием в степени его катагенеза: меньшим в верхних стратиграфических комплексах (при условии его существенной дегазации) и большим – в нижних.

В вышеприведенных материалах выделены разные типы регионов мира, каждый из которых характеризуется или полным вертикальным рядом скоплений УВ или отсутствием залежей УВ той или иной генерационной зоны или аномально широким развитием скоплений УВ отдельной зоны. Отмечается и стратиграфическая зональность распределения залежей нефти и газа. При этом приводятся основные условия, которые привели к тому или иному набору залежей УВ разного фазового состояния в регио-

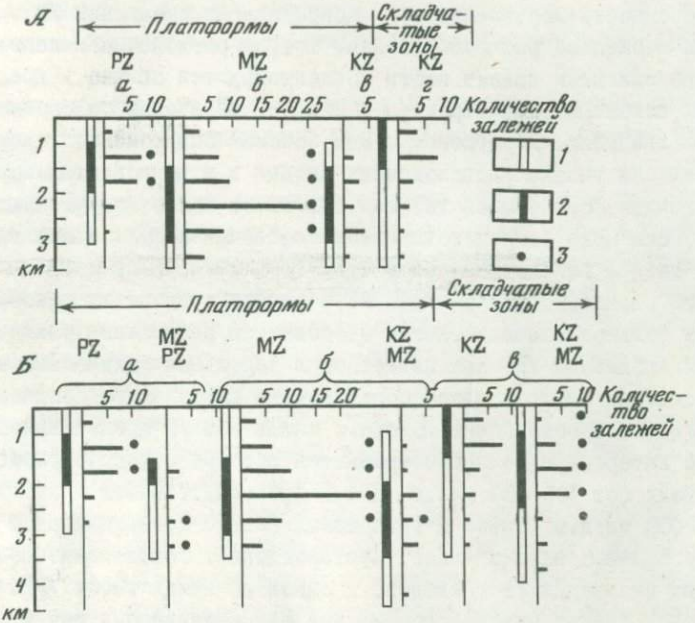
не. Особенности вертикального распределения скоплений УВ сказались и на их площадном распространении. Так, в регионах с палеозойским осадконакоплением залежи нефти концентрируются обычно в пределах крупных положительных структур (сводов, мегавалов), а скопления газа - во впадинах. В регионах с мезозойским осадконакоплением на гипсометрически высоко расположенных сводах и в приподнятых бортовых зонах впадин формируются газовые залежи, в более погруженных частях впадин, синеклиз сосредоточиваются скопления нефти, а еще глубже - залежи газа и газоконденсата и т.д.

Кроме распределения залежей УВ в зависимости от их фазового состояния большое значение имеют особенности размещения различных по запасам скоплений УВ. Как известно, в небольшом количестве крупных месторождений нефти и газа сосредоточено подавляющее количество запасов УВ. Распространение подобных скоплений УВ представляет наибольший интерес. Ниже рассматривается пространственное размещение крупнейших (от 300-400 млн.т до 1,5-1,8 млрд.т нефти и от 100-150 до 500-600 млрд.м^3 газа) и гигантских (свыше 1,5-1,8 млрд.т нефти и более 500-600 млрд.м^3 газа) месторождений. Обоснование подобной градации скоплений УВ приведено в одной из наших работ [2].

На рис. 3,А указано распределение рассматриваемых групп нефтяных месторождений по глубинам. На платформах от бассейнов, выполненных главным образом палеозойскими отложениями, к бассейнам с преимущественно мезозойским и далее с кайнозойским осадконакоплением устанавливается погружение интервалов, к которым приурочено наибольшее количество месторождений (рис.3,А,а,б,в). Подобное глубинное размещение скоплений нефти отражается и на особенностях их площадного распространения: в бассейнах с палеозойским осадконакоплением они сосредоточиваются в пределах крупных положительных структур (сводов), с мезозойским - в бортовых частях глубоких впадин и центральных участках неглубоких впадин, с кайнозойским - в центральных частях глубоких впадин.

Подобное пространственное размещение месторождений можно объяснить тем, что от палеозойских к кайнозойским отложениям в указанных бассейнах происходит закономерное погружение главной зоны нефтеобразования [2].

Следует отметить, что в платформенных бассейнах, переживших молодое интенсивное прогибание, распределение месторождений иное, чем в регионах, где подобного прогибания не было. Если регион был ареной активного погружения не только в палеозое, но и в мезозое, то интервал концентрации скоплений нефти существенно снижается в сопоставлении с регионом, выполненным только палеозойскими отложениями (рис. 3,Б,а). Аналогичное явление отмечается при сравнении бассейнов, формировавшихся в основном в мезозое, с бассейнами с интенсивным мезозойским и кайнозойским погружением (рис.3,Б,б). Причина указанного, очевидно, в том, что сформировавшиеся в нижнем стратиграфиче-



Р и с. 3. Распределение крупнейших и гигантских по запасам месторождений нефти, по интервалам глубин в регионах мира

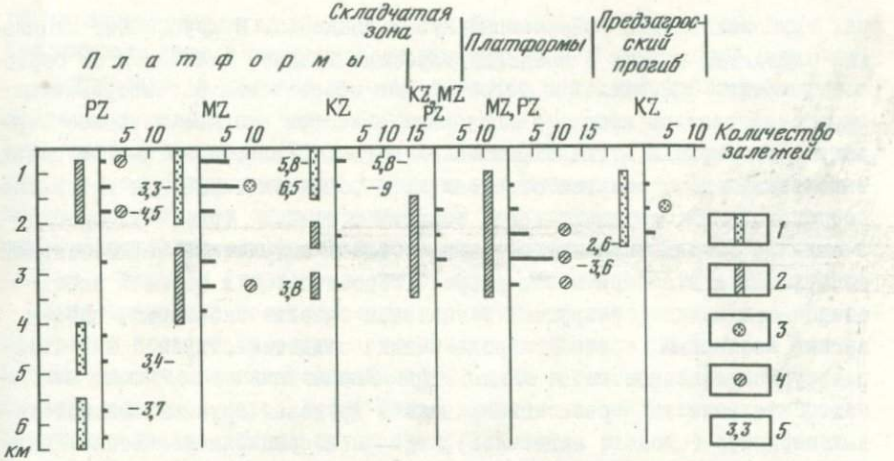
Бассейны: А – неглубокого (до 3,5 км), Б – глубокого погружения (до 5 км). I–3 – интервалы глубин распространения месторождений: I – крупнейших и гигантских; 2 – наибольшего количества рассматриваемых; 3 – гигантских. PZ – возраст основных продуктивных комплексов

ском комплексе пород залежи нефти вследствие более молодого интенсивного погружения оказались на больших глубинах, чем первоначально.

В складчатых зонах гигантские месторождения нефти обычно не образуются. Это обусловлено главным образом сильной нарушенностью осадочного чехла и, как следствие, значительной вертикальной миграцией УВ и их рассеиванием. Крупнейшие скопления формируются редко и концентрируются по большей части в верхнем 2 километровом интервале разреза (рис.3,А,г).

Другое распределение месторождений отмечается в ряде бассейнов складчатых зон (рис.3,Б,в). Эти регионы представляют собой межгорные впадины, сформировавшиеся на срединных массивах, а потому для них характерны более спокойные условия развития и залегания пород, чем в типичных складчатых областях. Примером такого региона является Маракаибская впадина.

Кроме того в ряде передовых прогибов, сформированных в краевых частях платформ, нижний структурный этаж характеризуется более спокойным залеганием пород, поднятиями платформенного типа и благоприятными условиями для образования крупных скоплений нефти. Этим осо-



Р и с. 4. Распределение крупнейших и гигантских по запасам месторождений газа по интервалам глубин в регионах мира

Интервалы распространения крупнейших месторождений: I – газа, 2 – газоконденсата; гигантских месторождений: 3 – газа, 4 – газоконденсата. 5 – изотопный состав углерода метана. PZ – возраст основных продуктивных комплексов

бенно выделяется Предзагросский прогиб. Л.Дюберте считает, что этот прогиб представляет собой платформенную структуру, а Загрос – систему шовных образований.

Указанная специфика регионов привела к более широкому интервалу распространения рассматриваемых месторождений и их концентрации на больших глубинах по сравнению с бассейнами в типичных складчатых зонах. Кроме того в отмеченных регионах формируются не только крупнейшие, но и гигантские нефтяные месторождения.

Распределение по глубинам месторождений газа приведено на рис.4. На платформах, в бассейнах с палеозойским осадконакоплением в верхней части разреза обнаружены и крупнейшие,и гигантские месторождения, причем преимущественно газоконденсатные (рис.4). В нижней части осадочного чехла установлены главным образом газовые скопления, гигантских месторождений не обнаружено. Последнее можно объяснить прежде всего ухудшением коллекторских свойств пород и герметичности покрышек на больших глубинах, особенно в палеозойских отложениях. Возможно, подобная картина обусловлена относительно слабой изученностью глубоких горизонтов.

Характерно, что газ месторождений как в верхней, так и в нижней частях разреза имеет тяжелый изотопный состав углерода метана, что свидетельствует о высокотемпературном генезисе,т.е. об образовании его на больших глубинах во впадинах. Подобный вывод подтверждается также особенностями распространения гигантских месторождений Оренбургского и Хьюготон-Панхендл. Оба они расположены в бортовых зо-

нах глубоких впадин - Прикаспийской и Анадарко. И крупнейшие скопления находятся только в пределах глубоких впадин, включая и их бортовые участки. Обязательным условием для образования рассматриваемых скоплений газа на небольших глубинах является наличие наиболее герметичной покрышки - гидрохимических пород. В платформенных регионах, выполненных мезозойскими отложениями, отмечается также два интервала сосредоточения скоплений газа: верхний и нижний (рис.4). Однако в отличие от палеозойских бассейнов здесь гигантские месторождения обнаружены и в нижней части разреза. Кроме того в верхней части осадочного чехла формируются в основном газовые скопления, причем легкий изотопный состав углерода метана свидетельствует о низкотемпературном генезисе газа, т.е. об образовании его на небольших глубинах. Скопления газа расположены чаще в пределах крупных положительных структур (сводов, мегавалов), причем покрышками являются глинистые породы (т.е. для образования месторождений нет необходимости в таких герметичных покрышках, как это наблюдается в палеозойских отложениях). В более глубоких горизонтах бассейнов обнаружены газоконденсатные скопления, причем газ характеризуется тяжелым изотопным составом углерода метана. Таким образом, в отличие от палеозойских , в мезозойских регионах генезис газовых скоплений в верхней и нижней частях разреза различен.

В платформенных регионах с интенсивным кайнозойским осадконакоплением в этих породах крупнейшие газовые скопления обнаружены только в верхних частях разреза (рис.4). Газ этих месторождений имеет легкий изотопный состав углерода метана. Гигантских залежей не установлено. На платформах почти нет регионов, в пределах которых мощность кайнозойских отложений превышала бы 3-4 км. Поэтому будут редкими случаи обнаружения в их пределах рассматриваемых месторождений с газом высокотемпературного генезиса. Показанные на рис.4 два крупнейших газоконденсатных месторождения обнаружены в бассейне Галф Кост. Однако их образование обусловлено не высокотермальным генезисом газа, а широким распространением в этом бассейне толщ, содержащих преимущественно гумусовое РОВ.

Специфично размещение рассматриваемых месторождений в палеозойских отложениях некоторых регионов, претерпевших интенсивное прогибание в мезозое (рис.4). Обнаруженные преимущественно газоконденсатные месторождения расположены на средних глубинах, но, очевидно, до погружения в мезозое они находились на меньших глубинах. Сохранность залежей, особенно гигантских, обеспечивалась распространением хорошей покрышки - гидрохимических пород.

В складчатых зонах гигантские скопления газа обычно не формируются, что, очевидно, обусловлено прежде всего сильной нарушенностью осадочного чехла и вследствие этого значительным рассеиванием газа. Одним из исключений является Предзагросский прогиб, история развития и строения которого не типичны для складчатых областей, так как

он характеризуется во многом платформенными чертами. Кроме того сохранности газа способствовало наличие мощной соленосной покрышки.

Крупнейшие по запасам газовые месторождения иногда встречаются в складчатых зонах, но чаще всего там, где распространены гидрохимические породы-покрышки (Вуктыльское, Хангирен и др.). Приведенные данные о распространении крупнейших и гигантских месторождений газа хорошо согласуются с представлениями тех исследователей [1], которые считают, что нет главной зоны газообразования, а есть два максимума - верхний (низкотемпературный) и нижний (высокотемпературный).

Выше проведено сопоставление вертикальных генерационных зон углеводородов разного фазового состояния с установленным автором фактическим распределением залежей нефти, газа и газоконденсата в большинстве регионов мира. Кроме того выявленные особенности распространения наиболее важных групп скоплений нефти и газа - крупнейших и гигантских по запасам в различных регионах мира-сопоставлены с положением максимумов образования жидких и газообразных УВ. Сравнение данных об условиях образования УВ с фактическим распространением их скоплений с учетом причин несоответствия генерационных и аккумуляционных зон на примере многих нефтегазоносных регионов мира дает общее представление об основных принципах формирования залежей нефти и газа без учета второстепенных факторов, все многообразие которых невозможно рассмотреть в короткой статье.

Литература

1. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 249 с.
2. Раабен В.Ф. Размещение нефти и газа в регионах мира. М.: Наука, 1978. 144 с.

УДК 550.88 + 551.41(041)

Л.М.Зорькин, Е.В.Стадник, Г.А.Юрин

ГАЗОНОСНОСТЬ ПОДЗЕМНОЙ ГИДРОСФЕРЫ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ЗЕМНОЙ КОРЫ В СВЯЗИ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ НЕФТИ И ГАЗА

В подземной гидросфере осадочной оболочки земной коры содержится $n \cdot 10^{16}$ м^3 газа, при этом лишь в подземных водах нефтегазоносных бассейнов СССР до глубины 4 км находится не менее $4 \cdot 10^{15}$ м^3 газа (табл.1). Ресурсы водорастворенных газов неравномерно распределены по стратиграфическому разрезу [17]. Наиболее обогащены газами воды мезозойских отложений $2{,}1 \cdot 10^{15}$ м^3, около $1{,}1 \cdot 10^{15}$ м^3 газов растворено в водах палеозойских систем, в водах протерозоя и кайнозоя их $0{,}32 \cdot 10^{15}$ м^3 и $0{,}48 \cdot 10^{15}$ м^3 соответственно.

Газонасыщенность подземных вод находится в прямой зависимости от содержания $C_{орг.}$ в породах. Так, наибольшему количеству $C_{орг}$ в мезозое соответствуют максимальные ресурсы водорастворенных газов (рисунок). Количества $C_{орг}$ снижаются в кайнозое, уменьшаются и ресур-

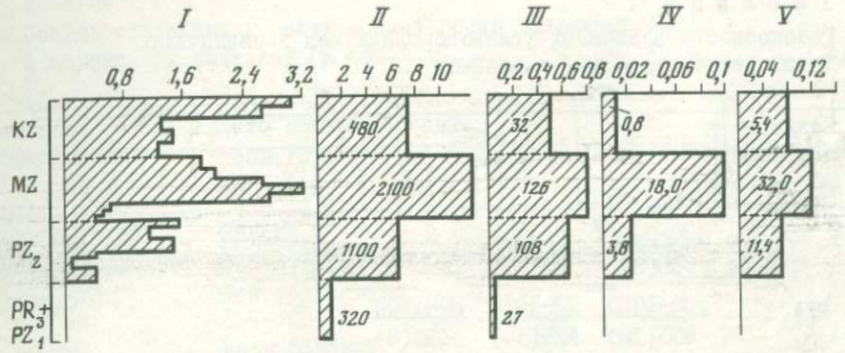
Таблица I

Ресурсы растворенных газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов

Геологическая структура	Нефтегазоносный бассейн	Возраст вмещающих пород	Ресурсы растворенных газов, трлн.м^3
Восточно-Европейская платформа	Прибалтийский	PZ	0,01
	Львовский	PZ	I7
	Средне-Русский	PR-PZ	0,3
	Тимано-Печорский	PZ-KZ	280
	Припятско-Днепровско-Донецкий	PZ	57
	Прикаспийский	KZ-PZ	980
	Урало-Волжский	KZ-PZ	I40
Сибирская платформа	Иркутский	PR-PZ	32
	Тунгусский	PR-PZ	I67
	Приверхоянско-Вилюйский	PR-MZ	355
	Анабаро-Ленский	PR-MZ	59
	Енисей-Хатангский	PR-MZ	I32
Западно-Сибирская платформа	Западно-Сибирский	MZ	I000
Скифская плита	Азово-Кубанский	MZ-KZ	I80
Скифская и Туранская плиты	Средне-Каспийский	MZ-KZ	259
	Южно-Каспийский	KZ	I20[x]
Туранская плита	Кызылкумский	MZ-KZ	44
	Чу-Сарысуйский	PZ-MZ	2I
	Каракумский (совместно с Устюртским)	MZ-KZ	86

[x] Рассчитано только для продуктивной толщи.

сы водорастворенных газов. Еще меньшим количеством $C_{орг.}$ характеризуются осадки палеозоя, соответственно снижаются и ресурсы водорастворенных газов. С учетом коэффициента газоотдачи пластовых систем суммарные прогнозные запасы углеводородов в НГБ СССР в пересчете на газ могут составить 293 трлн.м^3. Эти запасы (в трлн.м^3) распределяются по стратиграфическому разрезу следующим образом: KZ - 32; MZ - I26; PZ_2 - I08; PR_3-PZ_1 - 27. Анализ распределения запасов газа по стратиграфическому разрезу в бассейнах СССР и зарубежных стран показывает ту же тенденцию размещения по разрезу, что и распределение ресурсов водорастворенных газов. Аналогичная картина отмечается и по распределению в стратиграфическом разрезе нефти [2]. Приведенные выше данные еще раз указывают на тесную за-



Р и с. I. Распределение органического углерода, ресурсов водорастворенных газов, запасов газа и нефти по стратиграфическому разрезу, 1980 г.

Распределение по стратиграфическому разрезу: I - $C_{орг}$ (по С.Г.Неручеву, 1979 г.); II - ресурсов водорастворенных газов; III - прогнозных запасов газа, пересчитанных из водорастворенных; IУ - запасов газа в СССР; У - запасов основных газовых месторождений мира по категории $A+B+C_2$ (М.С.Бурштар, М.С.Львов, 1979 г.). Цифры на разрезе - абсолютные значения в трлн.$м^3$; штриховка - значения в трлн.$м^3$/млн.лет

висимость запасов нефти и газа от ресурсов водорастворенных газов, а тех и других-от содержания рассеянного органического вещества в породах.

Интенсивность реализации нефтегазоматеринского потенциала осадочных отложений НГБ зависит от геологических и,в первую очередь, термобарических условий. Различные типы бассейнов характеризуются различными термобарическими условиями, поэтому наблюдается зависимость газонасыщенности подземных вод от типа бассейнов, она увеличивается в системах от бассейнов платформенного типа к предгорным в палеозое и мезозое, а в кайнозое - к межгорным бассейнам современных геосинклиналей (табл.2), т.е. в направлении ужесточения термобарических условий.

Однако в пределах даже одних и тех же бассейнов наблюдается широкий размах варьирования газонасыщенности вод, что обусловлено различной глубиной отбора проб, поскольку газонасыщенность вод определяется, с одной стороны, особенностями водонапорной системы (давление, температура и минерализация вод) и зональностью нефтегазообразования, с другой стороны. В изученных НГБ СССР газонасыщенность вод меняется от 80 до 4600-5000 $см^3$/л (табл.2). Изменение ее происходит главным образом за счет метана, поскольку газонасыщенность вод другими компонентами (азот, углекислый газ) изменяется в небольших пределах - от 30 до 54 $см^3$/л и от 4 до 140 $см^3$/л соответственно.

В составе водорастворенных газов наблюдаются определенные закономерности, зависящие от возраста НГБ. Так, от кайнозоя к палеозою

Таблица 2

Газоносность подземных углеводородных вод в различных типах нефтегазоносных бассейнов

Возраст вмещающих пород	Тип бассейна					
	I[x]	П	Ш	IУ	У	УI
PR_3-PZ_1	200-960[xx] 580(8)	-	-	-	-	-
PZ_2	I90-I080 400(38)	92-I4I2 325(34)	80-I200 550(8)	-	-	-
MZ	-	200-2400 II00(24)	-	780-4600 2530(68)	-	-
KZ	-	II0-970 440(40)	-	570-I570 II00(4I)	I260-3500 I700(7)	750-2700 I700(2I)

[x] Типы нефтегазоносных бассейнов. Равнинные :I - с архейским, П - с эпигерцинским фундаментом; Предгорные: Ш - с допалеозойским, IУ - с послепалеозойским обрамлением, У - межгорные, УI - современных геосинклиналей.

[xx] Числитель - размах варьирования; знаменатель - модальная величина, в скобках - количество анализов.

Таблица 3

Состав углеводородных газов подземных вод (для глубин до 4 км)

Возраст пород	Состав газа, % об.						
	CO_2	CH_4	ТУ	H_2	N_2	He	Ar
KZ	I,8	96,5	0,3	0,5	2,5	0,0I2	0,03
MZ	I,I	85,I	5,3	4,0	5,7	0,09	0,05
PZ_2	0,5	8I,7	4,6	-	I3,2	-	-
PR_3-PZ_1	I,3	84,3	3,I	0,6	II,I	0,I99	0,I60

Примечание. Даны модальные значения.

снижается содержание метана, а содержание его гомологов и азота возрастает (табл.3).

Характер газоносности подземных вод НГБ изменяется и с глубиной, что удобно рассмотреть на примере кайнозойских водонефтегазоносных систем, характеризующихся большими мощностями и температурами, близкими к палеотемпературам. Водорастворенные газы кайнозойских отложений разнообразны по составу, однако в разрезе преобладают углеводородные (CH_4+ТУ $\geqslant$ 50%) газы [7]. С глубиной содержание метана возрастает. Характер нарастания его будет определяться параметрами

Таблица 4

Состав свободных и растворенных газов подземных вод в отложениях кайнозоя (% об.)

Бассейн, месторождение	Место взятия пробы, глубина отбора (м)	CO_2+H_2S	CH_4	C_2H_6+высш.	N_2+редк.
Северо-Устюртский, Базайское (газовое)	Залежь, 329-342	0,5	96,4	0,16	2,9
	Контурные воды, 355-360	0,3	97,3	0,25	2,3
	Воды фоновых участков	0,9	96,5	0,30	2,5
Южно-Каспийский, Кюрсангя (газоконденсатное)	Залежь, 3000-3150	Следы	93,2	6,8	Следы
	Контурные воды, 3185-3250	0,7	95,6	I,2	2,5

водонапорной системы. Изменение тяжелых углеводородов (ТУ) носит более сложный характер. Содержание ТУ так же, как и метана, плавно возрастает до глубины I,5-2,5 км (температура 50-70°С), глубже отмечается резкое увеличение его концентраций. Водонапорная система на участке разреза (до I,5-2,5 км) достаточно газоемка, но в связи с интенсивной генерацией газа зачастую существуют условия, благоприятные для их выделения из пластовых вод и формирования залежей, т.е. упругость водорастворенных газов здесь больше, чем пластовое давление (коэффициент газонасыщения вод $P_Г/P_В \geqslant I$). Такие условия существуют в эпигерцинских отложениях эоцена Северо-Устюртской, плиоцена Прикаспийской платформенных впадин до глубин 750 и I000м и в предгорных бассейнах, где условия залегания пород близки к платформенным, например водоносные горизонты хадума Ставропольского поднятия до глубины I500 м /I0/. Газы залежей, сформировавшихся в результате их выделения из пластовых вод, близки по составу к водорастворенным газам (табл.4). Изотопный состав газовых залежей и подземных вод в этом случае также близок. Например, для этого же региона изотопный состав углерода метана меняется от -6,93 до -6,45 и от -7,59 до-6,35% соответственно /I/. Близость состава газа и изотопного состава углерода метана говорит о их единой природе. С глубины I,5-2,5 км на фоне плавного нарастания газонасыщенности вод метаном наблюдается резкое увеличение ТУ, что обусловлено преобразованием РОВ по нефтяному ряду. Анализ материалов по газонасыщенности вод этой части разреза Нижнекуринской депрессии до глубины 3,5-4 км позволяет говорить о том, что система недонасыщена газом ($P_Г/P_В \leqslant I$) и только вблизи залежей общая упругость газов $\geqslant I$ /6/. В этом интервале формируются преимущественно нефтяные и газоконден-

сатные залежи. Эмиграция углеводородов обеспечивается литогенными, модифицированными водами ввиду их высокой растворяющей способности /12/, а также в виде газоконденсатных растворов. Этим обусловлена зачастую существенная разница между свободными и растворенными газами /7/. Отличие в составе газа будет тем существеннее, чем больше газов эмигрировало из нефтегазоматеринских пород путем струйной миграции газоконденсатных растворов и с модифицированными водами. Нижняя граница нефтяной зоны, вероятно, расположена на глубине 5,5-6 км. Однако в ряде случаев и в нефтяной зоне могут быть условия, благоприятные для предельного насыщения вод газами. Такие условия на этих глубинах существуют, например, в недрах Предкарпатского прогиба (температура 80-100°С , газонасыщенность вод 1,5-2 л/л при их минерализации 150-200 г/л). При интенсивно идущих процессах газообразования предельное насыщение вод создает еще более благоприятные условия для струйной миграции углеводородов, поскольку водонапорная система уже не будет "работать на себя" и растворять углеводороды. В это же время создаются благоприятные ситуации для формирования и газовых залежей путем выделения газа из воды. В более глубоких (глубже 5,5-6 км) частях разреза в связи с ростом температур и уменьшением минерализации вод /5/ газоемкость системы сильно возрастает, она способна поглотить огромные количества углеводородов не только генерируемых РОВ, но и продукты метанизации нефти. В связи с этим не следует ожидать значительных по запасам залежей газа на больших глубинах /9,19/. Исключение составляют разрезы, в которых развиты соленосные толщи. О составе газов глубоких горизонтов говорить трудно, но, судя по газам грязевых вулканов, они будут характеризоваться высоким (до 90%) содержанием метана. В ряде случаев в составе газа может преобладать углекислый газ /3,11/.

В более древних водонефтегазоносных системах границы нефтяной зоны, так же, как и глубины, благоприятные для выделения из воды в в свободные скопления газов, будут несколько иными, что связано с влиянием геологического времени /20/.

Многократное преобладание ресурсов растворенных газов над запасами газов в месторождениях показывает, что водонапорная система в большей части разреза "работает на себя" и лишь в редких случаях создаются благоприятные условия для формирования залежей углеводородных газов. По расчетным /9/ данным коэффициент коллектирования варьирует от 0,01 до 0,1.

Величина коэффициента газоотдачи определяется геологическими и гидрогеологическими особенностями региона. К числу наиболее важных геологических факторов следует отнести тектонический. Положительные движения неоген-четвертичного времени на севере Западной Сибири привели к уменьшению гидростатических давлений, что обеспечило формирование уникальных по запасам газовых месторождений Тюменской обла-

сти [14]. Значение этого фактора в процессе формирования залежей отмечается для севера Тимано-Печорского НГБ [13], для газовых залежей пермо-триаса Хапчагайского вала в Приверхоянско-Вилюйском НГБ и залежей в верхнепротерозойско-нижнепалеозойской толще южной части Иркутского НГБ Сибирской платформы [16].

Из других геологических условий важное значение имеет сочетание проницаемых и глинистых толщ. Так, для районов Ставропольского поднятия различие в газоносности хадумских и нижнепалеогеновых отложений объясняется различным соотношением песчано-алевритовых и глинистых пород [9]. В хадумском разрезе песчано-алевритовых пород в десять раз меньше, чем глинистых отложений. Небольшая песчанистость хадумского горизонта и надежная гидродинамическая (снизу и сверху) изоляция коллекторов определили возможность быстрого перенасыщения углеводородами водонапорной системы и их выделение в свободную фазу.

Соленосные толщи играют не только роль покрышек, но и способствуют выделению газов из пластовых вод и формированию залежей ввиду повышения минерализации вод. При определенных условиях за счет "высаливания" в свободную фазу из вод может выделиться до 23% растворенных в них газов [4]. Наиболее минерализованные воды (290-310 г/л), установленные в водоносном комплексе верхнего карбона-нижней перми Днепровско-Донецкой впадины в юго-восточной ее части, совпадают с областями максимальной мощности развития нижнепермской соленосной толщи. К этому же комплексу в этой зоне приурочены основные запасы газа и наиболее крупные газоконденсатные месторождения (Шебелинское, Ефремовское и др.) рассматриваемого региона. Проведенные расчеты показывают, что за счет высаливания в этом районе из пластовых вод могло выделиться не менее 120 млрд.м^3 углеводородного газа.

Роль гидрогеологических факторов в процессах формирования залежей за счет газовой составляющей вод рассматривалось уже во многих работах [7,9,10,20], поэтому остановимся только на роли аномально высоких пластовых давлений (АВПД). С увеличением давления растворимость газа увеличивается , газоемкость водонапорной системы возрастает. Опыты и расчеты показывают, что при увеличении давления от 40 до 80 МПа (для вод с температурой 150^{0}С и минерализацией вод 1 моль/л) растворимость метана возрастает с 4600 до 7200 см^3/л [9, 15]. Опытная добыча газа из воды показала, что эти расчеты правильно отражают природные условия. Так, на побережье Мексиканского залива скважиной Эдна-Делкамбр-1 , предназначенной для исследования зон АВПД, в день получают до 16000 м^3 воды из водоносного песчаника, залегающего на глубине 3800 м, где пластовое давление достигает 77,0 МПа, температура 115^{0}С. Газонасыщенность вод составила 9 м^3/м^3 против расчетной 4. В этом регионе из скважины глубиной 6000 м близ Батон-Бужа получили приток воды с дебитом газа до 90 м^3/м^3, что в пять раз выше расчетного [18]. В связи с этим зоны АВПД по сравнению с зонами нормальных пластовых давлений при прочих

равных условиях характеризуются повышенными концентрациями растворенных газов. Зоны АВПД представляют собой "суперзалежи" с огромными запасами водорастворенного углеводородного газа, практическое использование которого вполне рентабельно.

Приведенные выше материалы по газовой составляющей вод показывают следующее: I) подземная гидросфера осадочной оболочки Земли обладает огромными ресурсами растворенных в ней углеводородов; 2) отмечается прямая связь количества водорастворенных газов с распределением $C_{орг}$ в породах осадочного чехла; 3) распределение запасов газа и, в определенной мере, нефти контролируется ресурсами водорастворенных газов; 4) по газовой составляющей вод (по характеру изменения суммы гомологов метана) в вертикальном разрезе выделяется нефтяная зона; 5) обладая огромными ресурсами водорастворенных газов, при благоприятных гидрогеологических условиях из пластовых вод выделяются газы, образуя свободные газовые скопления. Количество выделившихся газов определяется геологическими особенностями региона и связанной с ними гидрогеологической ситуацией; 6)сами растворенные газы,особенно в зонах АВПД, представляют собой "суперзалежи", разработка которых в ближайшее время может стать рентабельной.

Литература

I. Алексеев Ф.А., Войтов Г.И., Лебедев В.С., Несмелова З.Н. Метан. М.: Недра, I978. 293 с.
2. Бурштар М.С., Львов М.С. География и геология нефти и газа СССР и зарубежных стран. М.: Недра, I979. 363 с.
3. Гемп С.Д., Лагунова И.А., Несмелова З.Н. Особенности формирования газового состава грязевых вулканов. - Геохимия, I979, № I2, с.I859-I868.
4. Гончаров Э.С., Кулибакина И.Б. К вопросу о связи газоносности с эвапоритовыми формациями.- ДАН СССР, I97I, т. I97, № 5, с. II50-II52.
5. Ежов В.А. О химической инверсии в подземной гидросфере. - Сов. геология, I978, № I2, с.I32-I37.
6. Зорькин Л.М., Писарев Д.С. Первые данные о газах, растворенных в пластовых водах Нижнекуринской депрессии. - Тр.ВНИИГАЗ, I970, вып.33/4I, с.507-5I2.
7. Зорькин Л.М. Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, I973. 2I6 с.
8. Зорькин Л.М., Стадник Е.В., Юрин Г.А. Гидрогеологические критерии прогноза зон нефте-и газонакопления.- Тр.ЗапСибНИГНИ, I978, вып.I370, с.58-65.
9. Корценштейн В.Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. М.: Недра, I976. 299 с.
I0. Корценштейн В.Н. Гидрогеология газоносной провинции Центрального Предкавказья. М.: Гостоптехиздат, I960. 262 с.

II. Корценштейн В.Н., Карасева А.П. Первые данные по сверхглубоким последним водам триасовых отложений Южного Мангышлака. – ДАН СССР, 1976, т.231, № 6, с.1430-1431.
12. Симоненко В.Ф. О возможности участия аномальной воды глин в процессах миграции углеводородов. – Геология нефти и газа, 1974, № 2, с.37-42.
13. Сошников В.К., Юрин Г.А. О гидрогеохимических показателях нефтегазоносности Тимано-Печорского бассейна. – В кн.: Вопросы ядерной геофизики и нефтегазопоисковой геохимии. М.: ВНИИЯГГ, 1972, с.184-191.
14. Сравнительный анализ нефтегазоносности и тектоники Западно-Сибирской и Турано-Скифской плит / В.Д.Наливкин, Н.М.Кругликов и др. – Тр.ВНИГРИ, Вып.236; Л.; М.: ГОНТИ, 1965, с.18-28.
15. Султанов Р.Г., Скрипка В.Г., Намиот А.Ю. Растворимость метана в воде при повышенных температурах и давлениях. – Газовая пром-сть, 1972, № 5, с.6-7.
16. Условия и время формирования газоконденсатных залежей в пермотриасовых отложениях Хапчагайского вала / С.П.Максимов, В.М.Ларкин, Л.М.Бридзинский, В.Е.Бакин – Геология нефти и газа, 1978, № 4, с.50-55.
17. Углеводородные газы подземных вод нефтегазоносных бассейнов – возможный источник углеводородов /Л.М.Зорькин, В.Н.Корценштейн, Е.В.Стадник и др. – ДАН СССР, 1980, т.252, № 3, с.681-683.
18. Ходжсон Брайн. Природный газ – поиски продолжаются. – Америка, 1979, октябрь, с.27-35.
19. Якуцени В.П. Закономерности размещения зон интенсивного газонакопления в осадочном чехле. – Сов.геология, 1980, № 5, с.30-40.
20. Юрин Г.А. Особенности водонапорной системы Сибирской платформы.– Изв.вузов.Геология и разведка, 1981, № 2, с.66-75.

УДК 553.98.2.078

Н.Н.Соловьев, Г.И.Амурский

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ГЛАВНЕЙШИХ УСЛОВИЙ РАЗДЕЛЬНОГО ФОРМИРОВАНИЯ ЗОН (И КОМПЛЕКСОВ) НЕФТЕ-И ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Проблема раздельного накопления жидких и газообразных углеводородов (УВ) имеет давнюю историю и решалась главным образом с генетических позиций путем исследования типа и состава органического вещества (ОВ) основных генерирующих толщ в различных термодинамических условиях, а также процессов дифференциации УВ при внутрирезервуарной миграции. Не подвергая сомнению правомерность такого подхода, авторы попытались использовать иные критерии анализа, позволяющие расширить представления о главнейших условиях раздельного формирования

зон нефте-и газонакопления (или нефте-и газоносных комплексов). Процесс лимитирования накопления нефти на путях миграции газа при дифференциальном улавливании УВ известен широко и не требует пояснения.

Влияние стадийности нефтегазообразования и наиболее позднего мощного газовыделения в зонах проявления глубинной фазы газообразования на размещение нефти и газа в масштабах целого НГБ в общем виде впервые оценил С.Г.Неручев [7]. По его мнению, интенсивное поступление газа этой генерации в толщи пород, содержащие ранее сформировавшиеся залежи нефти (или нефти и газа), может привести к полному вытеснению нефти из зон былого регионального нефтенакопления. Несколько ранее процесс подавления нефтенакопления поступающим в избытке газом на частном примере был описан при оценке результатов сравнения вероятных масштабов нефтенакопления и нефтеобразования в подсолевой карбонатной толще юры Амударьинской синеклизы Туранской плиты [4].

Анализ пространственного распределения залежей УВ разного фазового состава в крупнейших нефтегазоносных регионах мира нередко не обнаруживает закономерности, адекватной первичной генетической зональности. Поэтому НГБ (или их крупные элементы) с классическим обособлением в разрезе преимущественно нефте-и газоносных комплексов (или этажей) следует рассматривать скорее как аномальные, а не типичные.

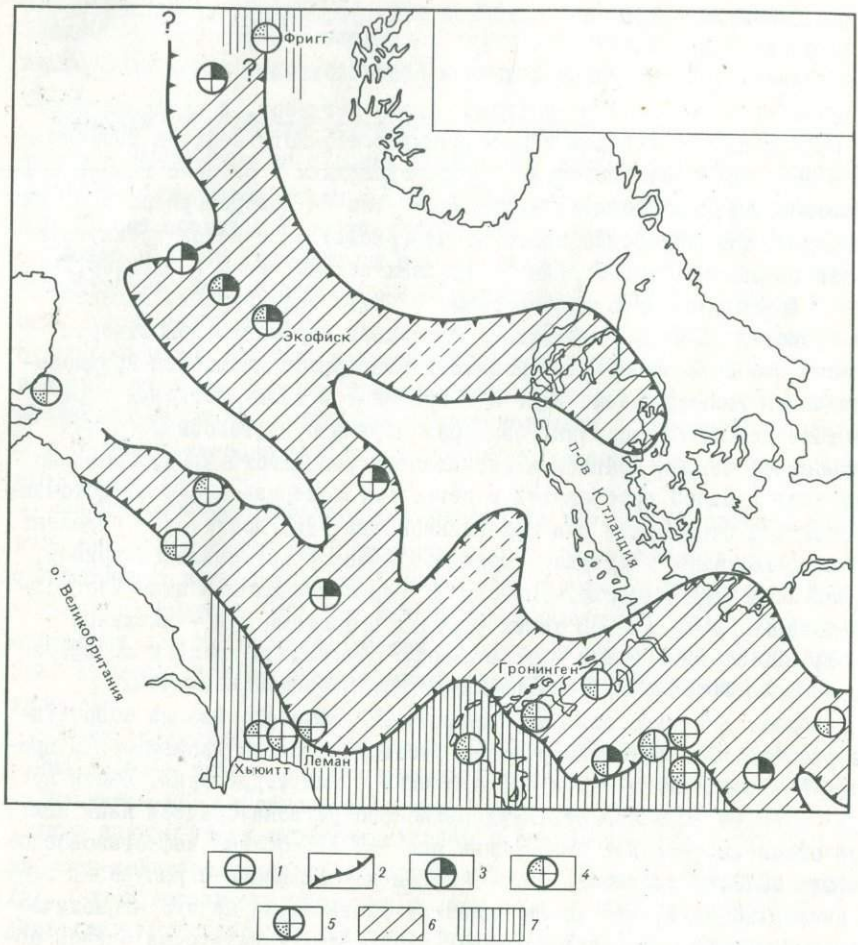
Среди нефтегазоносных регионов с четким обособлением преимущественно нефте-и газоносных комплексов (этажей) наиболее показательными являются НГБ Персидского залива и Северного моря. В первом огромные запасы нефти сконцентрированы в разновозрастных отложениях мезозоя-кайнозоя, содержащего собственные источники генерации нефти [3]. Образовавшегося в этих же толщах газа оказалось достаточно лишь для предельного насыщения нефти и в отдельных случаях образования газовых шапок. Палеозойские же отложения, отделенные от вышележащих нефтеносных толщ эвапоритовыми образованиями нижнего мезозоя, содержат богатейшие залежи газа. В пределах этого бассейна, благодаря наличию непроницаемого для газа экрана, природный газ палеозойских отложений практически не поступал в вышележащие, образуя самостоятельный автохтонный газоносный этаж [11].

Во внутренних районах Североморского бассейна аналогичную роль выполняют эвапоритовые образования цехштейна. Подстилающие их отложения верхнего палеозоя (главным образом нижней перми - ротлигендес) регионально газоносны. Источником газа здесь служило ОВ угленосных толщ карбона. В вышележащих горизонтах мезозоя и кайнозоя, обладающих собственным нефтегенерационным потенциалом, распространены преимущественно нефтяные месторождения, многие из которых относятся к категории крупных и крупнейших. Следовательно и в НГБ Персидского залива, и во внутренних районах НГБ Северного моря рас-

пределение нефте-и газоносности контролируется первичными генетическими факторами.

Количество НГБ с подобным четким обособлением в разрезе нефте-и газоносных этажей заметно уступает числу регионов, в пределах которых размещение комплексов и зон преимущественного нефте-и газонакопления не находит соответствия с распределением в разрезе газо-и нефтегазогенерирующих толщ. В частности в том же Североморском НГБ ряд периферических зон надсолевого этажа (рис.1) отличается преимущественной газоносностью. Появление крупных залежей газа (например,Хьюитт) в преимущественно нефтеносном (и нефтегенерирующем) мезозойском этаже здесь стало возможным благодаря нарушению целостности существенно сокращающихся в мощности эвапоритов цехштейна крупноамплитудными дизъюнктивами [5]. Как правило, в таких регионах в результате действия вторичных факторов первично нефтеносные (ранее газоносные) зоны и комплексы оказываются редуцированными. Особенно ярко этот процесс проявляется в регионах, содержащих мощные источники газа при отсутствии или подчиненном значении достаточно надежных для него покрышек в широком стратиграфическом интервале (например, юрский этаж Амударьинской синеклизы, пермо-карбоновый этаж Днепровско-Донецкой впадины). В таких случаях природный газ - активный агент, вызывающий полное или частичное оттеснение нефти к периферии или даже за пределы НГБ или первично нефтеносного комплекса).

Наиболее наглядно влияние "избыточных" объемов газа на современное размещение залежей УВ разного фазового состава проявилось в пределах Амударьинского НГБ и сопредельных с ним территорий. Явная преимущественная газоносность Амударьинского региона Средней Азии является одним из наиболее загадочных явлений в проблеме нефтегазоносности Юга СССР. Разведанные запасы нефти по сравнению с ресурсами газа настолько малы, что почти никак не сказываются на его экономическом потенциале. Причем в строении и развитии генетически единой обширной территории молодой платформы Юга СССР не удалось пока выявить какие-либо важные геолого-геохимические явления, которые выделили бы и поставили Амударьинский НГБ в исключительное положение. Ни малосущественные различия в положении в разрезе основных генерирующих толщ и типе исходного ОВ, ни особенности становления и истории крупнейших седиментационных бассейнов не объясняют столь разительного контраста в соотношении ресурсов нефти и газа с одной стороны в Предкавказье и на Мангышлаке и с другой - в Амударьинском регионе. В последнем практически все скопления нефти, представляющие промышленный интерес, а также большинство самых разных нефтепроявлений установлены в пределах Бухаро-Чарджоуского борта Амударьинской синеклизы и Северо-Афганского выступа, т.е. на ее северо- и юго-восточной окраинах. Все установленные разномасштабные проявления нефти приурочены к трем комплексам: угленосно-терригенному нижнесреднеюрскому, карбонатному юрскому и терригенному нижнемеловому (главным образом неокому).



Р и с. I. Схема размещения ареалов первичного и вторичного нефте-и газонакопления в мезозойско-кайнозойском этаже Североморского бассейна. Составлена на основе Международной карты месторождений природных газов Европы (1972 г.)

I - основные месторождения (или группы смежных) нефти и (или) газа; 2 - внешний контур области распространения эвапоритов цехштейна; 3-5 - залежи: 3 - нефти (в надсолевом мезозойско-кайнозойском этаже), 4-5 - газа (4 - в мезозойско-кайнозойском этаже, 5 - в подсолевом палеозойском этаже); 6 - ареал преимущественного первичного нефте-(газо-) накопления; 7 - ареал (внешний пояс) преимущественно вторичного газонакопления

Выявленные ресурсы нефти сосредоточены в основном в терригенных отложениях нижнего мела (только за пределами солевого ареала) и в карбонатной толще юры. Нефть угленосно-терригенной толщи юры в суммарном балансе имеет более чем подчиненное значение. Карбонатная толща юры явно выделяется как количеством нефтепроявления непромышленного характера, так и площадью ареала скоплений нефти промышленного значения, представленных либо нефтяными и нефтегазовыми залежами, либо нефтяными оторочками газовых или газоконденсатных залежей. Проводившиеся в течение многих лет исследования содержания и состава ОВ в мезозойских отложениях Амударьинской синеклизы (Барташевич, 1964 г.; Авазматов, Каримов, 1966 г.; Каримов, 1968 г.; Дикенштейн, и др., 1968 г.; Бордовская, 1968 г.; Арифджанов, 1968 г.; Акрамходжаев и др., 1973 г.; Четверикова и др., 1980 г. и др.) показывают, что объема нефти, которая могла быть генерирована ОВ юрских (терригенных и карбонатных) отложений, было достаточно для формирования крупных скоплений нефти и самостоятельных зон нефтенакопления. Тем не менее этот вывод, довольно надежно генетически обоснованный, до сих пор не подтвержден практикой. И даже если в будущем будут обнаружены более крупные нефтяные залежи с аномально высокими для этого региона запасами, соотношение разведанных ресурсов нефти и газа едва ли изменится. В одной из последних работ К.Н.Кравченко с соавторами /12/ рассматривают в качестве решающего фактора, определившего преимущественную нефтеносность Средне-Каспийского и газоносность Каракумского (Амударьинского) НГБ, различное время вступления нефтегазоматеринских пород (в их пределах) в зону нефтеобразования. Мы допускаем, что эта причина имела значение в формировании соотношения ресурсов нефти и газа в каждом из названных НГБ, однако не была главенствующей.

На наш взгляд, резко подчиненное значение ресурсов нефти в недрах Амударьинского НГБ можно сколько-нибудь удовлетворительно объяснить, только допустив интенсивное проявление факторов, лимитирующих не столько нефтенакопление, сколько ее сохранность в залежах. Активным агентом, почти лишившим подсолевой юрский этаж возможности содержать крупные нефтяные месторождения, являлся газ. Его избыточная (по сравнению с суммарным объемом ловушек) генерация обусловливала постоянное оттеснение нефти из занимаемых ею объемов пористых тел или опережающее заполнение их газом.

На оттеснение нефти мигрирующим газом в бортовые зоны Амударьинской синеклизы и (или) за ее пределы как на основной фактор, препятствовавший промышленному нефтенакоплению, одними из первых указывали А.В.Данов, А.И.Поливанова (1965 г.). Это явление рассматривалось в работе /6/, в которой подчеркивалось, что значительная часть нефти осталась на путях миграции "размазанной" в карбонатном коллекторе. Позднее этот вывод был конкретизирован и более аргументирован /9/ на большом фактическом материале.

Активным влиянием газа на процесс нефтенакопления в пермско-карбонатном этаже отличается формирование и Днепровско-Донецкого НГБ. Из многочисленных описаний главнейших закономерностей размещения залежей УВ различного фазового состояния в Днепровско-Донецкой впадине с излагаемыми позициями в наибольшей степени согласуются результаты анализа, проведенного Л.В.Токаревым /14/. В этом исследовании пожалуй впервые нашли удовлетворительное объяснение основные факторы, контролирующие раздельное накопление нефти и газа, в дальнейшем получившие более полное обоснование в работах В.А.Витенко и др./14/, А.Ф.Романюка и др./14/ и Ю.А.Арсирия и др./2/. Так, в центральных и юго-восточных зонах Днепровско-Донецкой впадины в условиях жесткой термодинамической обстановки под действием избыточного газовыделения преимущественно первично-нефтеносные или нефтегазоносные нижне-и среднекаменноугольные комплексы оказались редуцированными. Этому способствовало отсутствие в образованиях данного возраста региональных покрышек /2/. В результате большая часть нефти была вытеснена газом в периферические части бортовых зон впадины. В северо-западной же части Днепровско-Донецкой впадины при относительном дефиците газа в силу менее жестких термобарических условий залежи нефти в основном сохранились.

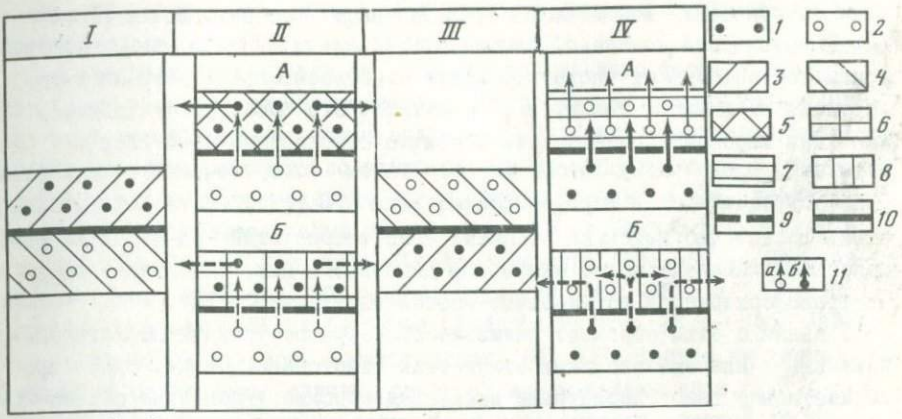
Приведенные материалы и ретроспективная оценка многочисленных исследований, обобщающих закономерности распределения нефти и газа в различных регионах [1], приводят нас к убеждению, что условия их раздельного накопления могут быть поставлены в зависимость от взаимного положения и степени сообщаемости (или взаимодействия) преимущественно нефте- и газогенерирующих толщ в разрезах НГБ.Можно выделить следующие основные типы таких соотношений.

I. Газогенерирующая толща располагается стратиграфически ниже нефтегенерирующей, но они гидродинамически не связаны - разделяются надежным флюидоупором (рис.2, I). В этом случае каждый из комплексов характеризуется первичным распределением скоплений нефти и газа, контролируемым генетическими факторами и особенностями внутри формационной миграции. Примером могут являться НГБ Персидского залива и Северного моря.

2. Газогенерирующая толща также располагается стратиграфически ниже нефтегенерирующей, но между ними отсутствует надежный регионально выдержанный флюидоупор (рис.2, П). Если ее газовый потенциал превышает нефтяной перекрывающих отложений, в последних нефть практически полностью будет оттеснена на периферию или за пределы НГБ (рис.2, ПА). Подобным соотношением газо-и нефтегенерирующих толщ характеризуется Амударьинский НГБ. Сходные условия имеют место в подсолевом этаже (по крайней мере бортовых зон) Прикаспийской впадины.

---

[1] В частности изложенных в трудах Иркутского совещания /14/.



Р и с. 2. Принципиальная схема дифференциации и интеграции нефти и газа в смежных комплексах нефтегазоносных бассейнов

А и Б – различные соотношения газо-и нефтегенерирующих толщ; I–IУ – соотношения генерирующих толщ и покрышек в разрезе; 1–8 – комплексы (толщи): I – преимущественно нефтегенерирующий, 2 – преимущественно газогенерирующий, 3 – первично-нефтеносный, 4 – первично-газоносный, 5 – вторично-газоносный (с почти полным оттеснением нефти), 6 – нефтегазоносный с аллохтонной газоносностью (с частичным оттеснением нефти), 7 – вторично-нефтеносный (иногда с остаточной газоносностью), 8 – первично-газоносный с аллохтонной нефтеносностью преимущественно в виде нефтяных оторочек под газовыми залежами; 9–10 – гидродинамическая связь между комплексами: 9 – полная или частичная, 10 – отсутствует; 11 – направление перемещения газа (а) и нефти (б) (пунктир характеризует ограниченный масштаб поступления или оттеснения флюида)

При относительно невысоком (или соизмеримым с нефтяным) газовом потенциале подстилающих отложений в верхней первично-нефтеносной (нефтегазоносной) толще распространены и газовые, и газонефтяные, и нефтяные месторождения, в соотношениях, зависящих от масштабов поступления газа из подстилающих отложений (рис.2,ПБ). В качестве примера может быть назван верхнепалеозойский этаж северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины и некоторых районов Волго-Уральской области.

3. Газогенерирующая толща располагается стратиграфически выше и изолирована от нефтегенерирующей (рис.2,Ш). В этом случае первичное соотношение УВ в нефтеносном и газоносном комплексах, обусловленное генетическими факторами и миграционными процессами внутри комплексов, полностью сохраняется. Таково, например, современное распределение нефте-и газоносности в Центральноалжирской нефтегазоносной области Сахаро-Ливийского бассейна.

4. Газогенерирующая и расположенная стратиграфически ниже нефтегенерирующая толщи гидродинамически не разобщены (рис.2,IУ). При

таком соотношении возможно поступление нефти в преимущественно первично-газоносный комплекс. Возможность ее аккумуляции в вышележащем комплексе зависит от числа и положения (относительно путей миграции) ловушек, не занятых газом, и от масштабов его последующего образования. При высокой герметичности первично-газоносного комплекса и близком к предельному заполнению его газом поступающая в него нефть будет перемещаться в периферические зоны НГБ (рис.2,IУБ). При отсутствии достаточно надежной покрышки газогенерирующий (и первично газоносный) комплекс может оказаться дегазированным, вследствие чего он трансформируется во вторично-нефтеносный (рис.2,IУА).

В связи с этим обращает внимание своеобразие условий нефтегазонакопления в нижнемезозойских отложениях Южного Мангышлака. Здесь преимущественно газогенерирующие нижнесреднеюрские угленосные образования из-за плохих изолирующих свойств перекрывающих толщ почти полностью лишились газа, место которого заняла нефть. Ее источником, по мнению Э.Н.Алиханова и других /I7, А.К.Мальцевой и Н.А.Крылова /I4/, служило ОВ триасовых отложений. Плохая герметизация недр (особенно на древних платформах) может обусловить почти полную потерю газовой составляющей УВ (например, в Мичиганском бассейне, западных районах Волго-Уральской области). Формирующиеся в таких условиях углеводородсодержащие комплексы следует рассматривать как остаточно-нефтеносные (дегазированные).

Приведенная элементарная систематизация не охватывает и не описывает значительно более многообразных вторичных явлений и состояний в разной степени взаимодействующих, генетически самостоятельных нефте-и газогенерирующих комплексов. В частности в природе нет чисто нефте-и газогенерирующих толщ, часто нефть и газ образуются в них в сопоставимых количествах. Рассмотренная принципиальная схема не учитывает искажающего влияния и ряда других факторов, уже неоднократно описывавшихся в литературе. Достижение первично-нефтеносной толщей более жестких термодинамических условий приводит к ее редуцированию, т.е. полной или частичной деградации нефтяных скоплений (например, центральная и юго-восточная части Днепровско-Донецкой впадины, Западное Предкавказье и т.д.).

Таким образом, среди вторичных факторов, обусловливающих пространственное обособление преимущественно газо-и (или) нефтеносных зон и комплексов, определяющими являются: I) взаимное положение в разрезе преимущественно газо-и нефтегенерирующих толщ; 2) качество и площадь распространения изолирующих толщ-покрышек, разделяющих газо-и нефтегенерирующие комплексы; 3) количественное соотношение жидкого и газообразного ингредиентов УВ, приходящих во взаимодействие в НГБ или составляющих их нефтегазоносных комплексах; 4) соотношение объемов (в пластовых условиях) генерировавшихся нефти и газа и ловушек в первично нефтесодержащих комплексах; 5) глубина преобра-

зования ОВ (и УВ), содержащегося в стратиграфически наинизшей генерирующей толще.

Излагаемые представления об условиях раздельного формирования комплексов и зон преимущественного нефте-и газонакопления позволяют дать иное толкование вопросу о предельных глубинах нахождения залежей нефти. Известны многочисленные случаи их существования в мезозойско-кайнозойских отложениях на глубинах, близких и даже много превышающих пятикилометровый рубеж, например в Карпатском (Делятин, интервал 4902-5061), Припятском (Золотухинская, 4451-4501), Предкавказском (Преображенская, 5204-5349; Гудермес, 5010-5020 и 5288-5368) и других регионах СССР, в Луизиане (Лейк Вашингтон, 6536-6543; Лейк Бэрр, 6059-6070) и других месторождениях США /8/. Однако на таких глубинах в большинстве случаев распространены залежи газа.

Частота встречаемости нефтяных (или газонефтяных залежей также связана с возрастом вмещающих отложений и уменьшается по мере его увеличения. Причем в палеозойских отложениях на территории США на глубинах более 4,5-5 км обнаружены только залежи газа /10/. Показательно также, что этой же тенденции подчиняется и изменчивость состава нефтей, в которых со стратиграфической глубиной возрастает доля метановых УВ /15/.

Эти данные показывают, что термодинамическая обстановка больших глубин с температурами 130-170°С [1] не запрещает существование скоплений нефти, по крайней мере в отложениях, имеющих возраст менее 30 млн.лет. Спорадичность же их распространения даже в кайнозойских отложениях на гипсометрических уровнях, превышающих 4,5-5 км, определяется главным образом "избыточной" газообильностью глубоких горизонтов и активным вытеснением нефти газом. И лишь в тех условиях, когда они лишены сколько-нибудь выдержанных покрышек для газа или газ не имел доступа к ловушкам, заполненным нефтью, ее залежи могли быть погребены на глубины более 5-6 км. Сохранность залежей нефти, сформировавшихся на более ранних этапах (например, в палеозойских отложениях), по-видимому, в основном лимитировалась процессом термокаталитической деструкции УВ нефтяного ряда.

Следовательно анализ пространственного положения и характера взаимодействия УВ преимущественно нефте-и газогенерирующих толщ может иметь важное значение при расшифровке условий раздельного формирования зон (комплексов) нефте-и газонакопления.

Литература

1. Алиханов Э.Н., Оруджева Д.С., Гусейнов Т.П. Об особенностях условий залегания газа и нефти в Среднекаспийском бассейне. - Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1978, № 6, с.21-27.

[1] При палеотемпературах до 200°С и более.

2. Арсирий Ю.А., Витенко В.А., Кабышев Б.П. Закономерности формирования, размещения и направления поисков месторождений нефти и газа В Днепровско-Донецкой впадине. - В кн.: Закономерности размещения и методика поисков и разведки залежей нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах нефтегазоносных регионов Украины. Львов: УкрНИГРИ, 1979, с.3-15.
3. Бейдун З.Р., Даннингтон Г.В. Нефтяная геология и ресурсы Ближнего и Среднего Востока. М.: Недра, 1977. 135 с.
4. Геологические предпосылки перспектив газоносности Восточной Туркмении / Г.И.Амурский, И.П.Жабрев, В.С.Гончаров и др. М.: Недра, 1976. 392 с.
5. Геология континентального шельфа Северо-Западной Европы / Пер. с англ. под ред.В.И.Высоцкого. М.: Недра, 1978. 324 с.
6. Кузьмук Л.Г., Нурбаев А.П. Некоторые особенности формирования залежей нефти и газа Амударьинской газонефтеносной области в связи со струйной миграцией. М, 1968, с.195-203. (Тр.ВНИИГАЗ; вып.42/50).
7. Неручев С.Г. Взаимосвязь между стадийностью нефтегазообразования и размещением нефти и газа в бассейнах. - В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978, с.65-75.
8. Нефтегазоносность больших глубин / Ю.Т.Афанасьев, Ю.С.Кувыкин, Н.Е.Оводов и др. М.: Наука, 1980. 119 с.
9. О возможности раздельного прогнозирования преимущественно газоносных и нефтеносных территорий (на примере Амударьинского бассейна)/Г.И.Амурский, Э.С.Гончаров, А.А.Иванова и др. - В кн.: проблемы прогноза газоносности. М.: Недра, 1978, с.98-108.
10. Ресурсы нефти и газа капиталистических и развивающихся стран / Н.А.Калинин, Ю.А.Кузнецов, И.Ш.Моделевский и др. Л.: Недра, 1977. 264 с.
11. Соловьев Н.Н. О причинах уникальной концентрации нефти (и газа) в нефтегазоносном бассейне Персидского залива. - Геология нефти и газа, 1980, № 8, с.48-54.
12. Сравнительный анализ условий нефтегазонакопления в Среднекаспийском и Каракумском бассейнах /К.Н.Кравченко,Л.Н.Смирнов, Н.И.Кошелев, Т.Н.Куницкая - В кн.: Современные проблемы геологии нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 1978, с.139-152.
13. Токарев Л.В. О зональности размещения залежей углеводородов в Днепрово-Донецкой впадине и ее причинах. - Тр.ВНИИГАЗ, 1968, вып. 42/50, с.132-145.
14. Условия раздельного формирования зон нефте-и газонакопления в земной коре. Ч.I . Тюмень,1978.152с.(Тр.ЗапСибНИГНИ;Вып.138).
15. Условия раздельного формирования зон нефте-и газонакопления в земной коре. Ч.II . Тюмень, 1978. 172 с. (Тр.ЗапСибНИГНИ; Вып. 138).

16. Чайковская Э.В. Геохимические особенности свободных газов глубоких горизонтов в разновозрастных бассейнах США. - Тр.ВНИИГАЗ. М.: Недра, 1974, вып.46/54, с.116-126.

УДК 553.981.982.836.361

Р.М.Новосилецкий

ПРОСТРАНСТВЕННОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ И ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНАХ

Анализ результатов глубокого бурения и обширных исследований по геологии и геохимии нефти и газа позволяет выяснить отдельные вопросы генезиса углеводородов (УВ), формирования залежей и их распространения по площади и разрезу нефтегазоносных бассейнов (НГБ) как единой достаточно сложной многоплановой проблемы.

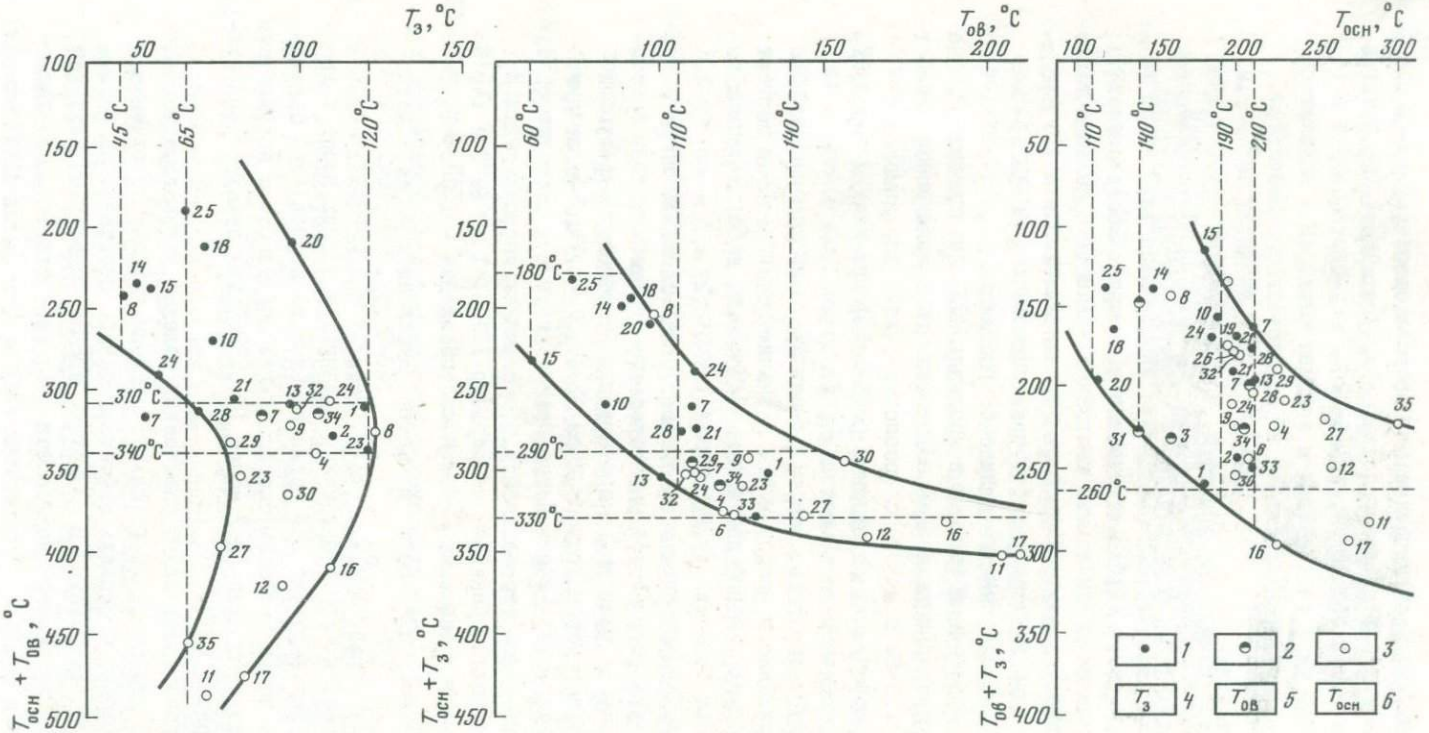
Залежи углеводородных флюидов в пределах НГБ, как правило, связаны с толщами пород с содержанием захороненного органического вещества (ОВ) более 1,5-2% и иногда с прослоями углей или находятся в вышележащих отложениях со средним (0,5-1,5%) или низким (до 0,5%) количеством органического вещества [4,6].

Однако следует отметить, что генерация УВ, формирование залежей и их распространение в пределах НГБ в значительной степени зависит от термобарических условий как в целом бассейне, так и в толщах пород с повышенным содержанием захороненного ОВ [2].

Изучение термобарических условий Днепровско-Донецкой впадины позволило установить зависимость распределения залежей по типу углеводородных флюидов от величины температуры в нефтегазогенерирующих толщах пород с повышенным содержанием ОВ ($T_{ов}$), какими во впадине являются отложения визейского яруса нижнего карбона, и от температуры в основании осадочного чехла ($T_{осн}$). Нефтяные месторождения во впадине определяются границами температур $110^{o}C > T_{ов} > 60^{o}C$ и $140^{o}C > T_{осн} > 110^{o}C$, нефтегазоконденсатные месторождения - $140^{o}C > T_{ов} > 110^{o}C$ и $210^{o}C > T_{осн} > 140^{o}C$ и чисто газоконденсатные месторождения - $210^{o}C > T_{ов} > 140^{o}C$ и $300^{o}C > T_{осн} > 210^{o}C$ (рис.1).

При более жестких термобарических условиях в толщах пород с высоким содержанием захороненной органики (нижний карбон) и в основании осадочного чехла возможны скопления газоконденсата с количеством конденсирующихся углеводородов менее 10 $см^3/м^3$ или сухого газа (высокотемпературного метана).

Изучение пространственного размещения залежей углеводородных флюидов показало, что оно в значительной степени зависит от изменения давления по разрезу и площади нефтегазоносного бассейна. По видам проявления гидростатических и аномально высоких пластовых давлений на площади НГБ выделяются четыре зоны: 1) гидростатического давления; 2) закрытая АВПД; 3)полузакрытая АВПД и 4)открытая АВПД(рис. 2).


$T_з$, °C
$T_{ов}$, °C
$T_{осн}$, °C
$T_{осн} + T_{ов}$, °C
$T_{осн} + T_з$, °C
$T_{ов} + T_з$, °C
45 °C
65 °C
120 °C
60 °C
110 °C
140 °C
180 °C
110 °C
140 °C
190 °C
210 °C
310 °C
340 °C
290 °C
330 °C
260 °C
1
2
3
$T_з$ 4
$T_{ов}$ 5
$T_{осн}$ 6

Выделенные зоны характеризуются только им свойственным распределением залежей нефти и газа, а также геогидродинамическими и геогидрохимическими особенностями.

Зона гидростатических давлений распространена в отдельных районах и целых нефтегазоносных бассейнах с мощностью осадочных образований менее 6 км и с максимальной температурой в наиболее прогнутой части бассейна до 175°С /5/. При таких условиях в отложениях отсутствуют аномально высокие пластовые давления, а залежи нефти и газа обычно приурочены к толщам пород с повышенным содержанием ОВ в пределах нижней части разреза нефтегазоносного бассейна (Припятский прогиб, Балтийская синеклиза и др.).

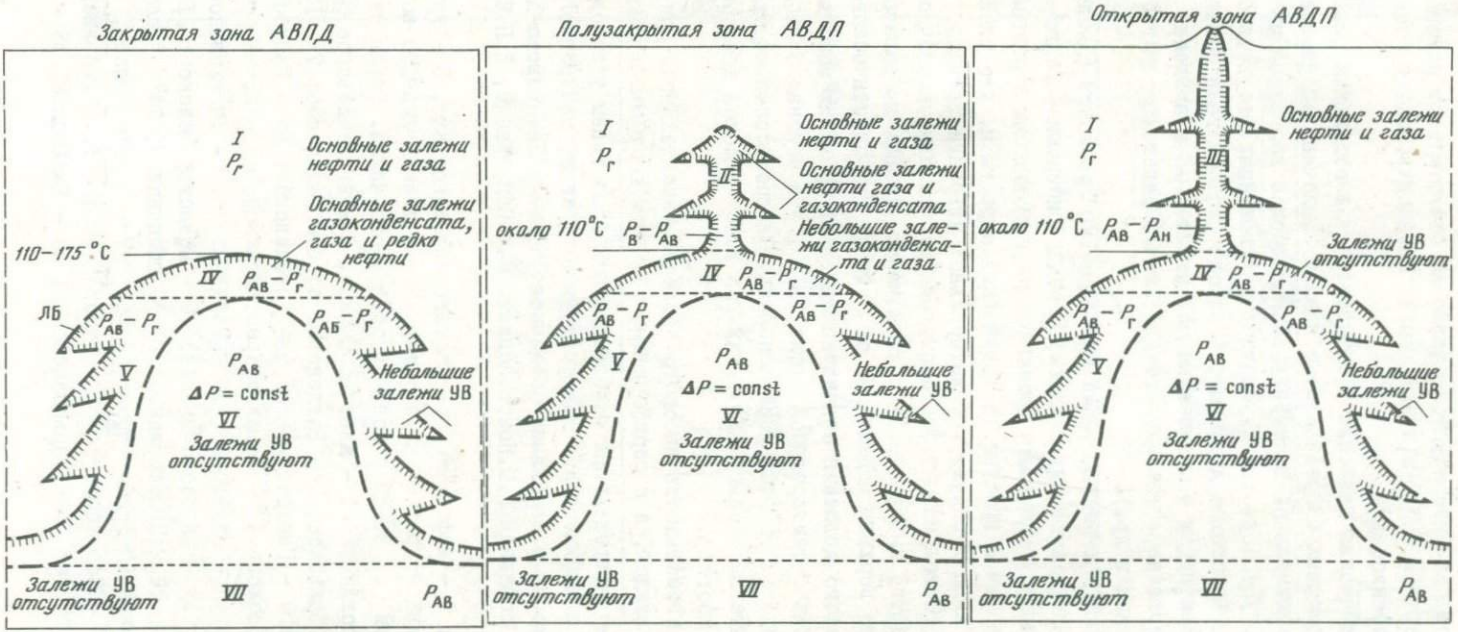
Закрытая зона АВПД характерна для платформенных регионов (Днепровско-Донецкий, Центральноевропейский, Западно-Сибирский, Волго-Уральский НГБ) с многочисленными проницаемыми горизонтами в разрезе осадочных образований и простым геологическим строением, что способствует разгрузке АВПД в результате латеральной миграции флюидов. Последнее является благоприятным фактором при формировании многочисленных залежей нефти, газоконденсата, газа, часто крупных по запасам.

В закрытой зоне верхняя переходная область от гидростатического до аномально высокого давления обычно находится в пределах небольшого интервала глубин с температурой около 110°С, а в районах с небольшой мощностью осадочных образований и начальными процессами зарождения АВПД на значительно больших глубинах при более высокой температуре (Припятский прогиб).

Относительная аномальность высокого давления максимальна в присводовых частях складок, а к периферийным участкам постепенно снижа-

Р и с I. Графики распределения основных залежей по типам углеводородных флюидов в зависимости от температуры в залежах, нефтегазогенерирующих толщах пород и основании осадочного чехла в Днепровско-Донецкой впадине. Составили Р.М.Новосилецкий, А.Ю.Полутранко, Е.П.Савка, Д.В.Шарун (1978 г.)

Месторождения: I – нефтяные, 2 – нефтегазоконденсатные, 3 – газоконденсатные; температура: 4 – в залежах, 5 – в толщах пород с повышенным содержанием ОВ, 6 – в основании осадочного чехла. Цифры на графиках – месторождения: I – Анастасьевское; 2 – Андреяшевское; 3 – Артюховское; 4 – Бельское; 5 – Богдановское; 6 – Гадячское; 7 – Глинско-Розбышевское; 8 – Гнединцевское; 9 – Гоголевское; I0 – Голубовское; II – Ефремовское; I2 – Западно-Крестищенское; I3 – Кочановское; I4 – Леляковское; I5 – Лиманское; I6 – Машевское; I7 – Мелиховское; I8 – Мильковское; I9 – Малосорочинское; 20 – Монастырищенское; 2I – Новогригорьевское; 22 – Новотроицкое; 23 – Опошнянское; 24 – Переще-пинское; 25 – Прилукское; 26 – Пролетарское; 27 – Распашновское; 28 – Рыбальцевское; 29 – Солоховское; 30 – Суходоловское; 3I – Талалаевское; 32 – Тимофеевское; 33 – Харьковцевское; 34 – Чижевское; 35 – Шебелинское



Р и с. 2. Схема распределения залежей углеводородных флюидов в зонах с различной формой распространения аномально высоких пластовых давлений (АВПД)

$P_г$ – гидростатическое давление; $P_в$ – высокое давление; $P_{АВ}$ – АВПД; $P_{АН}$ – аномально низкое давление; Р – превышение АВПД над гидростатическим; гидродинамические области: I – гидростатического давления, II – внутреннего прорыва АВПД, III – сквозного прорыва АВПД, IУ – верхняя переходная от гидростатического до АВПД, У – боковая (периферийная) переходная от гидростатического до АВПД, УI – широкого внедрения АВПД, УII – генерации флюидов с АВПД; ЛБ – литологический барьер

ется . Сводовые части антиклинальных поднятий нарушены разрывами сильнее, чем крылья и периклинальные части, что повышает проницаемость флюидоупоров в приподнятых участках структур. Все это способствует медленной вертикальной миграции флюидов, в основном газа и воды, сквозь присводовые участки структур, что создает исключительно благоприятные условия для формирования и длительного сохранения скоплений УВ. Поэтому структуры закрытой зоны распространения АВПД в области гидростатического давления и верхней переходной области от гидростатического до аномально высокого давления флюидов содержат основные залежи углеводородов. С верхней(переходной)областью в основном связаны скопления газа или газоконденсата, в составе которых часто содержится повышенное количество углекислого газа, водорода, азота и других компонентов, что указывает на связь газообразных углеводородов с зонами преобразования пород и захороненного в них ОВ на стадиях конечного катагенеза, метагенеза и метаморфизма /I/. Примером могут являться газовые и газоконденсатные месторождения Франции (Лак,3500 м,63 МПа, I30°С) и США (Галливуд-Хума, 4392м, 77,3 МПа, I28,3°С и другие) /3/.

В отложениях с высоким (более I,5%) или средним (0,5-I,5%) содержанием захороненного сапропелевого или сапропелево-гумусового ОВ, каким, например, являются породы нижнего карбона Днепровско-Донецкой впадины и верхнеюрские образования баженовской свиты Западной Сибири,которые могут в условиях верхней переходной области формироваться в нефтяные залежи (Гадячское и Салымское месторождения).

Указанные выше геогидродинамические и геологические условия в структурах закрытой зоны АВПД способствуют формированию и сохранению основных залежей газа, газоконденсата и редко нефти в верхней переходной области от гидростатического до аномально высокого давления, а также нефти, газоконденсата и газа в области гидростатических давлений. Примером может являться распределение залежей на Голицынском, Солоховском, Глинско-Розбышевском и Гадячском месторождениях Украины.

В верхней переходной области формируются массивные залежи углеводородных флюидов с этажами нефтегазоносности, зависящими от глубинного интервала самой области.

Выше переходной области на глубинах с температурой менее II0°С и гидростатическим давлением в водоносных горизонтах при благоприятных геологических условиях формируются массивные нефтяные и газоконденсатные залежи с высокими этажами нефтегазоносности (500-I450 м) (Глинско-Розбышевское, Долинское, Ефремовское месторождения). Указанные залежи сформировались частично за счет миграции легких углеводородов из области АВПД. Отсюда видна роль АВПД в формировании массивных залежей УВ и связь аномально высоких давлений глубоких горизонтов с высокими избыточными давлениями (4-I3,5 МПа).

В области широкого внедрения глубинных флюидов с АВПД отмечается одинаковое на всю глубину вскрытия превышение аномально высокого

давления над гидростатическим, что указывает на общность гидродинамической системы с хорошей сообщаемостью по всей толще пород. Все это говорит о неблагоприятных условиях формирования залежей углеводородных флюидов в области внедрения АВПД, примером чего может являться распределение залежей в разрезе Голицынского газоконденсатного месторождения (рис.3).

Полузакрытая зона распространения АВПД развита в предгорных прогибах и впадинах, выполненных большой мощностью (более 8 км) молодых (неоген-мел) осадочных образований, в разрезе которых преобладают глинистые отложения. В пределах зоны обычно имеются многочисленные нефтегазопроявления, источники минеральных вод и неглубокие залежи озокерита (Предкарпатский прогиб).

Характерной особенностью зоны является прорыв флюидов с АВПД в горизонты пород коллекторов низкой проницаемости с температурой менее 110°С, что вызывает повышение напоров пластовых флюидов от нескольких до 10-12 МПа (Мошкаревское и Космачское месторождения) и создает чередование пластов с различными значениями приведенного давления. Причем аномальность давления по мере удаления от области внутреннего прорыва уменьшается.

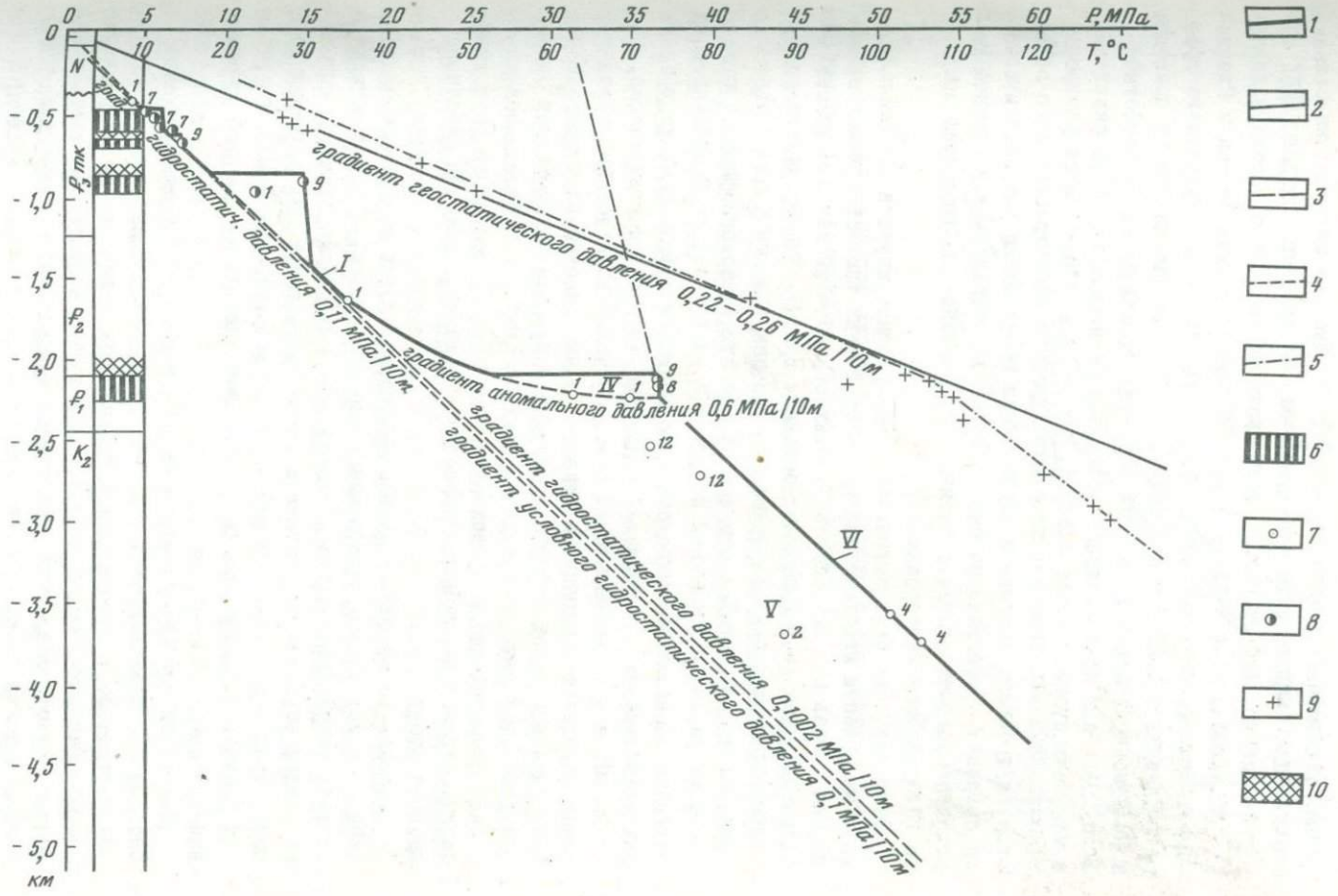
Места прорыва обычно небольшие в диаметре, но различные по высоте представляют собой гидродинамические окна, сквозь которые высоконапорные глубинные флюиды (газ, вода) мигрируют из верхней переходной области в вышележащие отложения с гидростатическим давлением.

Изучение размещения залежей УВ в структурах с внутренним прорывом флюидов с АВПД показывает, что чем выше к поверхности приподнимается область прорыва и чем выше отношение пластового давления к гидростатическому, тем хуже условия для формирования и сохранения залежей. В структурах с областью прорыва, приподнятой до глубин менее 1500 м и с отношением пластового давления к гидростатическому более 1,7, промышленные скопления УВ в присводовых частях складок, как правило, отсутствуют (Дзвинячская, Урожская, Мошкаревская, Пограничная и другие структуры).

Залежи УВ установлены лишь в структурах с верхней частью области внутреннего прорыва на глубинах свыше 1500-2500 м. Скопления УВ в подобных условиях изучены на Залуханском, Гвиздецком, Космачском и Росильнянском месторождениях.

Р и с. 3. Схема изменения аномально высоких пластовых давлений и залежей газа и газоконденсата в разрезе Галицынского месторождения

1-5 – кривые: 1 – изменения давления с глубиной, 2 – геостатического давления, 3 – гидростатического давления, 4 – условного гидростатического давления, 5 – изменения температуры; 6 – этаж газоносности; 7 – точка замера давления в водоносных горизонтах; 8 – то же в газоносных горизонтах; 9 – точка замера температуры; 10 – экранирующие горизонты; I,IУ,У,УI – гидродинамические области (см.рис.1)


P, МПа
T, °C
км
N
P_3 тк
P_2
P_1
K_2
I
IV
V
VI
градиент гидростатического давления 0,22 – 0,26 МПа/10м
гидростатич. давления 0,11 МПа/10м
градиент аномального давления 0,6 МПа/10м
градиент гидростатического давления 0,1002 МПа/10м
градиент условного гидростатического давления 0,1 МПа/10м
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

На Залужанском газовом месторождении основные запасы газа связаны с областями гидростатического давления, внутреннего прорыва АВПД и верхней переходной от гидростатического до аномально высокого давления (горизонты НД-6 - НД-15). На Космачском, Росильнянском и Гвиздецком месторождениях залежи УВ приурочены к области внутреннего прорыва флюидов с АВПД. Отсюда видно, что прорыв флюидов снизу приводит к разрушению залежей в верхней переходной области от гидростатического давления до аномально высокого и формированию новых скоплений в зоне разгрузки. Отсюда следует, что в полузакрытой зоне распространения АВПД основные залежи углеводородных флюидов связаны с областью внутреннего прорыва и окружающими горизонтами гидростатического давления. Небольшие залежи также могут встречаться в верхней переходной области от гидростатического давления до аномально высокого (Залужанское месторождение).

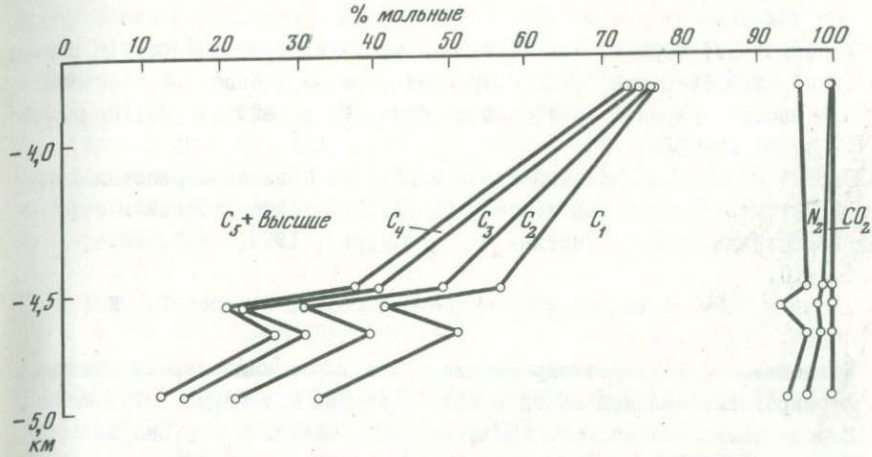
Открытая зона распространения АВПД характеризуется прорывом флюидов из области широкого внедрения глубинных флюидов с высокими напорами сквозь мощные толщи осадочных образований на поверхность (грязевые вулканы). Выделение сопочной грязи и значительного количества газа сквозь жерла грязевых вулканов указывает на обильное образование углеводородного газа в области генерации флюидов с АВПД и его аккумуляции в верхней переходной области от гидростатического давления до аномально высокого, что приводит к формированию временных скоплений газа и периодическому его выбросу на поверхность.

Сквозные гидродинамические окна, соединяющие глубокие горизонты пород, приводят к дегазации отложений, что снижает масштабы генерации нефти и создает неблагоприятные условия для формирования залежей углеводородных флюидов в глубоких горизонтах. Поэтому залежи газа и газоконденсата в верхней переходной области от гидростатического давления до аномально высокого, а также в области сквозного прорыва отсутствуют.

Основные промышленные скопления углеводородов в открытой зоне АВПД сосредоточены в периферийных экранированных участках складок в области гидростатического давления, где они сформировались, видимо, на стадии внутреннего прорыва и сохранились после его развития до поверхности. В пределах открытой зоны распространения АВПД в основном развиты нефтяные залежи, однако встречаются и единичные скопления газоконденсата и газа.

Выделение зон распространения АВПД в разрезах нефтегазоносных бассейнов и благоприятных областей для формирования и сохранения залежей углеводородных флюидов в их пределах является одним из наиболее эффективных методов прогноза перспектив нефтегазоносности в невскрытой части осадочных образований и показывает важную роль аномально высоких давлений в пространственном размещении залежей УВ в нефтегазоносных бассейнах.

Основными условиями, влияющими на процессы образования залежей



Р и с. 4. Изменение состава пластовых углеводородных флюидов Анастасьевского нефтегазоконденсатного месторождения

УВ в НГБ, как было уже отмечено, является температура в основании осадочных образований и толщах пород с повышенным содержанием ОВ, наличие флюидоупоров над этими породами и ловушек с горизонтами коллекторов.

Проблема генерации УВ и формирования их залежей в настоящее время в основном решена. Дискуссионными остались лишь частные вопросы проблемы генезиса УВ и формирования крупных залежей нефти. Высокомолекулярные УВ, основные компоненты нефти, обладающие большой вязкостью, малоподвижны и основное их количество генерируется при невысокой температуре (60-110°С) в толщах пород с повышенным содержанием ОВ на буроугольной или длиннопламенной стадиях преобразования.

Экспериментальные исследования в УкрНИГРИ и изучение гидродинамических процессов и состава пластовых углеводородных флюидов позволили прийти к выводу, что в больших масштабах генерация высокомолекулярных УВ происходит в результате взаимодействия (гидрогенизации) метана, аммония или свободного водорода с захороненным ОВ при умеренной температуре и давлении (10-50 МПа). При незначительном притоке метана или водорода с глубоких горизонтов в толщах пород с повышенным содержанием ОВ при низких температурах (20-60°С) образуются тяжелые нефти, а при значительных поступлениях этих компонентов в составе глубинных флюидов при температуре (60-110°С) формируются средние и легкие нефти, а в отдельных случаях и нефти переходного состояния с высоким газосодержанием. Примером может являться изменение состава пластовых углеводородных флюидов Анастасьевского нефтегазоконденсатного месторождения (рис.4), в разрезе которого в толще пород мощностью более 1000 м наблюдается постепенный переход газоконденсата в нефти переходного состояния с высоким содержанием метана и его гомологов, а последних в нефти с низким газосодержанием.

Литература
I. Амосов И.И., Горшков В.И. Литификация и нефтегазоносность.- В кн.: Материалы совещания "Геол. строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов".М.: Недра, I968, с.2I0-22I.
2. Глушко В.В., Новосилецкий Р.М., Шпак П.Ф. О закономерностях формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений в нефтегазоносных областях Украины. - Геол.журн., I977, т.37,вып.4, с.3-I0.
3. Нефти и газы месторождений зарубежных стран: Справочник. М.: Недра, I977. 327 с.
4. Новосилецкий Р.М. Геогидродинамические и геохимические условия формирования залежей нефти и газа Украины. М.: Недра,I975. 228 с.
5. Перспективы поисков нефтяных и газовых залежей в глубоко залегающих горизонтах нефтегазоносных областей Украины /Р.М.Новосилецкий, А.Ю.Полутранко, Е.П.Савка, Д.В.Шарун.-Геол.журн.,I980, т.40, вып.4, с.I-8.
6. Ронов А.Б. Органический углерод в осадочных породах (в связи с их нефтеносностью). - Геохимия, I958, № 5, с.409-423.

УДК 553.98I.06I.3

В.И.Ларин

ИНТЕНСИВНОСТЬ ГАЗООБРАЗОВАНИЯ И ПЕРВИЧНОЙ МИГРАЦИИ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Формирование газовых залежей на конечном этапе представляет собой аккумуляцию в ловушках избыточного газа, т.е. газа, который не может находиться в сорбированном состоянии. При формировании первичных залежей, под которыми понимаются залежи, образовавшиеся в результате аккумуляции рассеянного газа, возникновение избыточного газа происходит в следующих случаях: I) при поступлении в природный резервуар свободного газа; 2) при генерации газа в самом природном резервуаре; 3) за счет перехода поступившего в природный резервуар растворенного в воде газа в свободное состояние в результате диффузии или уменьшения давления в системе вода+растворенный газ.

В свою очередь уменьшение давления и выделение газа в свободное состояние происходит: I) при движении пластовых вод вверх по восстанию слоев; 2) при восходящих тектонических движениях; 3) при снижении регионального базиса разгрузки подземных вод.

Некоторые из этих схем были детально рассмотрены Н.М.Кругликовым /I/ и другими исследователями, которые провели количественный анализ заключительного этапа формирования залежей. В настоящей работе рассмотрена количественная сторона ранних этапов газонакопления.

Интенсивность процессов генерации газа обычно выражают количеством газа(в процентах) от массы органического вещества, генерируемого в

материнской толще при погружении ее на 0,5 км. Интенсивность генерации углеводородного газа в процессе прогрессивного литогенеза изменяется, судя по опубликованным данным [4], от 0,2 до 2,5% от органического вещества к началу стадии катагенеза.

Величину средней интенсивности генерации газа можно также представить в $см^3/см^3 \cdot с$. На основании данных [4] были рассчитаны значения средней интенсивности генерации газа для некоторых геологических условий (табл.I).

Таблица I

Интенсивность генерации газа в газоматеринских породах на различных этапах катагенеза [x]

Интервал палеоглубин погружения, м	Средняя скорость погружения вмещающих пород, м/млн. лет	Интенсивность генерации газа[xx], $см^3/см^3 \cdot с$	
		гумусовое органическое вещество	сапропелевое органическое вещество
0- I800	50	$6,5 \cdot I0^{-16}$	$6,8 \cdot I0^{-16}$
I800-3600	30	$I6,5 \cdot I0^{-16}$	$5,0 \cdot I0^{-16}$
3600-5200	20	$25 \cdot I0^{-16}$	$7,0 \cdot I0^{-16}$

Примечания: [x] Содержание органического вещества в I $м^3$ глинистых пород в начале катагенеза принято равным I00 кг.

[xx] Приведена средняя величина интенсивности генерации газа за тот или иной этап газообразования, а не реальная скорость образования газа.

Теоретически даже в условиях непрерывного и медленного погружения и нарастания температур процесс газообразования может ускоряться или замедляться на определенных температурных рубежах и интервалах. Если бы весь газ генерировался в предельно насыщенных водах и перемещался только вверх в вышележащий коллектор, тогда при мощности газоматеринского пласта в I см газ из него поступал бы в коллектор с средней интенсивностью $I0^{-16} см^3/см^2 \cdot с$, что на 4-5 порядков меньше интенсивности диффузионного потока. При мощности газоматеринских пород в I00 м/$I0^4$см интенсивность поступления газа будет соизмерима с интенсивностью диффузионного потока.

На начальных стадиях погружения (в верхних зонах катагенеза) образующийся газ расходуется на насыщение вод и сорбцию органическим веществом пород, на что требуется около I,5-3,0 $м^3$ газа (в расчете на I $м^3$ пород). Такая газопродуктивность пород наблюдается лишь в глубоких зонах катагенеза, когда газоматеринские породы опускаются на глубины более 3,5-4,0 км (табл.2).

Важно отметить особенность газообразования в глубоких зонах, проявляющуюся при температурах выше I40°С. При таких температурах, судя по данным В.А.Соколова [3] и других, процессы генерации протека-

ют столь интенсивно, что образуемый газ в условиях предельного насыщения вод выделяется в самостоятельную фазу. Так как процессы диффузии не успевают вынести избыточный газ в вышележащие отложения, первичная миграция его происходит в струйном виде. Если свободный газ в результате первичной миграции поступает из глинистого пласта в подстилающий его коллектор, то в последнем, независимо от его мощности, в прикровельной части относительно быстро наступает критическая газонасыщенность и образуются газовые скопления.

Таблица 2

Газопродуктивность глинистых пород на различных этапах погружения при содержании органического вещества в начале катагенеза 100 кг в 1 м^3 горных пород (составил В.И.Ларин по данным Е.А.Рогозиной, В.Д.Наливкина, С.Г.Неручева и др., 1977 г.)[x]

Зона погружения-этапы катагенеза (по С.Г.Неручеву, 1976,1978)	Палеоглубина подошвы зоны, м	Пористость глинистых пород в кровле и подошве зоны, %	Коэффициент газогенерации в глинистых породах, м^3/м^3
	Сапропелевое органическое вещество		
I	1800	45 25	0,6
II	3600	25 5	0,9
III	5200	5 2	21,0
IV		2 1	3,6
	Гумусовое органическое вещество		
I	1100	45 38	0,6
II	2500	38 20	1,5
III	3100	20 10	1,3
IV	4000	10 3	4,3
V		3 1	18,7

[x] См. примечание [x] к табл.1.

Условия формирования газовых залежей в пласте-коллекторе при региональном поступлении свободного газа из подстилающего пласта будут менее благоприятными. В случае, если песчаный пласт (природный резервуар массивного типа), залегающий на глинистых материнских породах, имеет большую мощность, то почти весь газ , поступающий из них, будет защемляться в нем (скорее всего по всему объему) и оставаться в рассеянном виде, пока в результате диффузии не будет перенесен в

прикровельную часть, в которой струйная миграция начнется как только в ней наступит критическое газонасыщение. Интенсивность образования газовых залежей в таких случаях будет контролироваться интенсивностью диффузионного потока в прикровельную часть пласта-коллектора (или массивного природного резервуара) и размерами газосборных площадей ловушек. В этих условиях формирование залежей охватывает значительный отрезок времени, в течение которого газ выносится диффузионным потоком и в вышележащие отложения. Масштабы (размеры) диффузионных потерь: выноса газа из пласта (массивного резервуара) и образуемых залежей в нем находится в прямой зависимости от размеров газосборных площадей ловушек и "запасов" защемленного газа в данном пласте (толще). Благоприятными для формирования залежей будут условия надежной изоляции толщ, в которые поступает струйный газ, от диффузионного рассеяния.

В пластах-коллекторах небольшой мощности критическая газонасыщенность может наступить при продолжающейся первичной миграции газа в струйном виде из подстилающих материнских отложений. В этом случае поступающий в пласт-коллектор газ будет мигрировать в нем также в струйном виде, а интенсивность образования газовых залежей в таких пластах будет контролироваться интенсивностью поступления газа из материнских пород. "Запасы" защемленного газа в пластах с незначительной мощностью и его роль в образовании газовых залежей невелики.

Таким образом, на больших глубинах формирование залежей газа происходит в результате перемещения его в струйном виде и в диффузионном потоке. Перенос газа водой в растворенном состоянии имеет подчиненное значение. Допускается образование избыточного газа при снижении давления в системе вода+растворенный газ в результате восходящих тектонических движений.

На малых глубинах (I-3 км) условия образования газовой фазы будут иными. В верхних зонах поступление газа вместе с отжимаемыми водами происходит наиболее интенсивно. Однако интенсивность поступления газа из материнских пород в коллекторы контролируется скоростью диффузии, что видно из результатов расчета средней интенсивности поступления газа вместе с отжимаемыми водами (табл.3).

В верхних зонах катагенеза образование газовых залежей происходит в результате дегазации пластовых вод при перемещении их вверх по восстанию слоев и при восходящих тектонических движениях. Существенная роль в процессах газонакопления в верхних зонах принадлежит диффузии, в результате которой газ из нижних зон поступает в верхние, насыщая в них воды. В результате диффузии, как показал В.П.Савченко [2], образуется газовая фаза в прикровельной части природных резервуаров. Струйная же миграция в неглубоких зонах имеет место на заключительных этапах формирования залежей, в основном в пределах газосборных площадей ловушек в прикровельной части пластов-коллекторов.

Таблица 3

Средняя интенсивность (γ) поступления газа при первичной миграции вместе с отжимаемыми водами (в растворенном состоянии) при различных значениях мощности h материнских пород

Зона катагенеза	Палеоглубина подошвы зоны, м	Пористость глин в кровле и подошве зоны, %	Принятая палеогазоемкость[x] поровых вод в подошве зоны, $см^3/см^3$	Время погружения, млн.лет	$\gamma \cdot 10^{12}$, $см^3/см^3 \cdot с$ [xx] при h, м			
					I	I0	50	I00
I	I800	45 25	-2,2 0,35	35	0,02 0,003	0,2 0,03	I,0 0,I5	2,0 0,3
II	3600	25 I7	4,5 0,65	60	0,0I5 0,002	0,I5 0,02	0,75 0,I	I,5 0,2
III	5200	I7 5	7,0	80	0,027	0,27	I,37	2,7

[x] В числителе для метана, в знаменателе для пропана.

[xx] В числителе для гумусового ОВ, в знаменателе для сапропелевого ОВ.

Таким образом, в результате исследования количественной стороны процессов генерации и первичной миграции газа выясняется существенная роль диффузионных процессов в формировании газовых залежей. В исследованиях В.П.Савченко впервые было показано, что диффузионные процессы выносят почти весь избыточный газ к кровле пласта и что потери его вследствие этого на защемление незначительны. Используя формулы В.П.Савченко, можно показать, что при определенных значениях скорости движения вод весь избыточный газ будет вынесен из пласта в результате диффузии в вышележащие отложения.

В имеющихся публикациях количественная оценка роли диффузионных процессов в формировании залежей носит сугубо ориентировочный характер в основном из-за отсутствия данных о коэффициентах диффузии в водогазонасыщенных породах различного литологического состава на различных глубинах их залегания. По этой же причине не в полной мере изучена роль диффузии в процессах газонакопления. Несомненно, однако, что диффузионные процессы способствуют миграции газа в вертикальном направлении, что приводит не только к рассеиванию газа (из образовавшихся залежей в периоды их разрушения), но и к концентрации его (в периоды газонакопления). Естественно, что эта миграция приводит не только к выносу газа из водогазонасыщенного пласта, но и к поступлению его в другой пласт. В одних случаях вертикальная

миграция является неблагоприятным фактором для формирования залежей (при выносе газа из нижней толщи наиболее древнего газоматеринского комплекса или осадочного чехла), в других - она способствует их образованию (в верхних частях газоматеринских комплексов и в перекрывающих их отложениях), в третьих - диффузионные процессы выступают на первый план в формировании залежей (в неглубоких зонах, в интервалах разреза с надежными покрышками, где интенсивность выноса газа меньше скорости входящего диффузионного потока).

Дальнейшие исследования по выяснению роли диффузионных процессов должны быть направлены на изучение интенсивности диффузионных потоков газа в различных геологических условиях.

Литература

1. Кругликов Н.М. Общие представления о роли подземных вод в формировании газовых залежей. - В кн.: Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа на примере платформенных областей. Л.: Недра, 1971, с.153-169.
2. Савченко В.П. Методика направленных поисков газовых месторождений. - Тр.ВНИИГАЗ, 1968, вып.42/50, с.5-55.
3. Соколов В.А. Процессы образования и миграции нефти и газа. М.: Недра, 1965. 276 с.
4. Этапы газообразования и их влияние на распределение нефти и газа / Е.А.Рогозина, В.Д.Наливкин, С.Г.Неручев и др. - В кн.: Генезис углеводородных газов и формирование месторождений. М.: Наука, 1977, с.36-43.

II. ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В БАССЕЙНАХ РАЗЛИЧНОГО СТРОЕНИЯ

УДК 550.98I:550.4(57I.I)

М.Я.Рудкевич, Л.С.Озеранская

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НГБ)

Единая Западно-Сибирская мегасинеклиза (плита) разделяется на две части: Внешний (прибортовой) пояс и Внутреннюю область. Внешний пояс имеет сокращенную мощность платформенного чехла (I,0-2,5 км) и образован незамкнутыми и "однокрылыми" крупнейшими структурами: гемиантеклизами и моноклизами. Внутренняя область - это расчлененное днище мегасинеклизы, осложненное крупнейшими структурами трех категорий: глубокими синеклизами и желобами, внутри которых мощность мезозойско-кайнозойского платформенного чехла достигает 6-7 км; относительно мелкими синеклизами (мощность чехла 3-4 км) и антеклизами. Последние характеризуются конседиментационным сокращением мощности платформенных образований до 2,5-3,5 км и широким развитием песчано-алевритовых пачек в неокоме.

Западно-Сибирская НГБ занимает центральную и северную части Внутренней области, а также погруженные зоны Внешнего пояса в Сибирском Приуралье и к югу от Таймырского кряжа.

На карте нефтегазогеологического районирования (рис.I) показаны области четырех категорий в зависимости от их принадлежности к разным типам крупнейших структур. Это области прибортовых моноклиз и гемиантеклиз (Припайхойская, Шаимская, Притаймырская(предполагаемая)); относительно мелких синеклиз (Мансийская, Нюрольская); антеклиз (Каймысовская, Васюганская, Среднеобская, Красноселькупско-Часельская); глубоких синеклиз и желобов (Среднепурская, Надым-Тазовская, Усть-Енисейская, Ямало-Гыданская). Области глубоких синеклиз являются по преимуществу газонефтеносными; области антеклиз и мелких синеклиз - нефтегазоносными.

В платформенном чехле Западно-Сибирской плиты обособляются девять проницаемых комплексов, распространенных на площади всего НГБ или его значительной части. Это нижнесреднеюрская , верхнеюрская, берриас-нижневоланжинская (ачимовская), нижневаланжинская, верхне-

валанжинская, готеривская, верхнеготерив-барремская, аптская и сеноманская терригенные (песчано-глинистые, песчано-алевритовые и песчаные) толщи, разобщенные региональными или субрегиональными глинистыми флюидоупорами.

Ареалы распространения проницаемых толщ и их продуктивность пространственно не совпадают на площади НГБ, что служит свидетельством независимости процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в каждой из них [11,37].

Газохроматографическое изучение индивидуального состава нефтей и конденсатов из разных нефтегазоносных областей (НГО) позволяет обнаружить заметные различия целого ряда геохимических характеристик углеводородных соединений.

Было проанализировано 550 поверхностных проб из 144 месторождений.

Классификация нефтей и конденсатов проведена с учетом трех показателей, принятых в качестве диагностических коэффициентов:

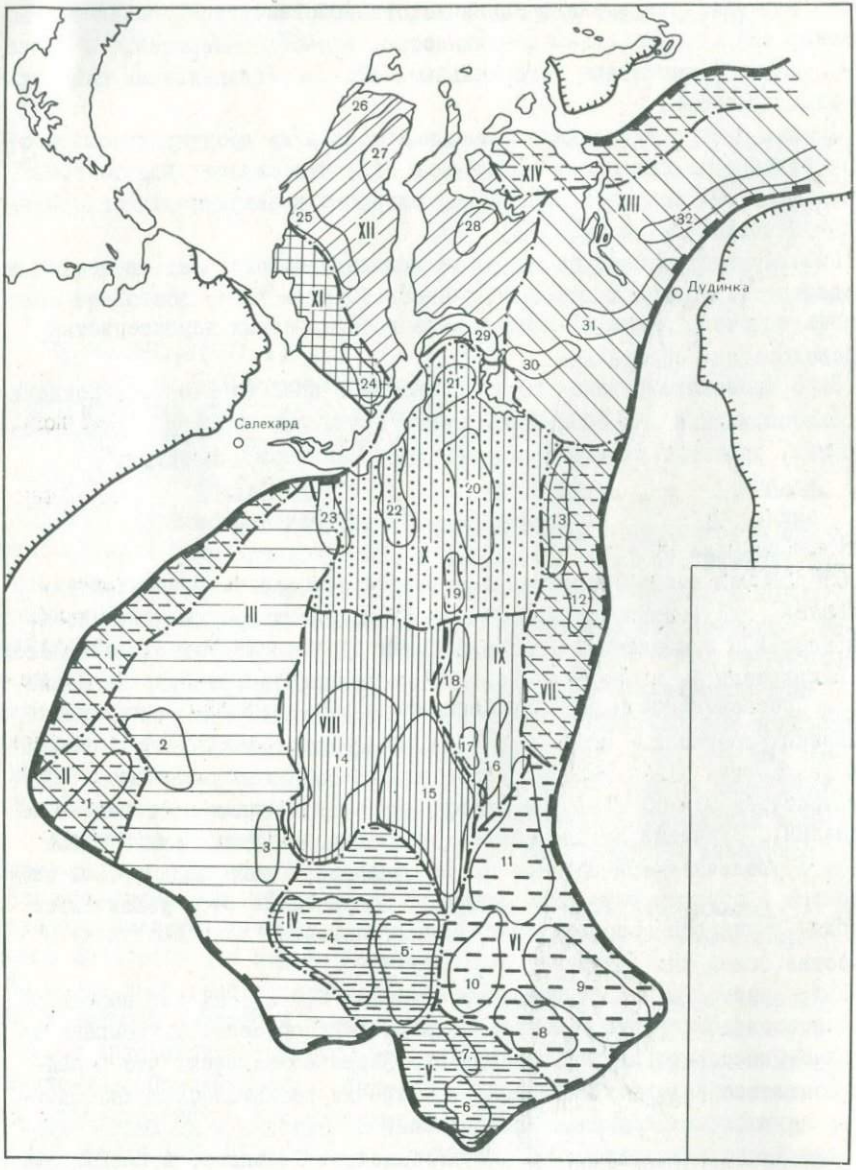
$K_1 = \frac{\text{алканов}}{\text{цикланов}}$, $K_2 = \frac{\text{н-алканов}}{\text{изо-алканов}}$, $K_3 = \frac{\text{гексациклановов}}{\text{пентациклановов}}$, - рассчитанных для фракций НК - 130°С.

От районов преимущественного нефтегазонакопления в направлении областей, где доминируют газоконденсатные залежи, K_2 и особенно K_1 для нефтей и конденсатов одновозрастных горизонтов заметно снижаются.

Показатель K_3 в Среднеобской НГО не превышает 0,8-1,0. В Салымском и Красноленинском районах Мансийской НГО значения K_3 варьируют в широких пределах - от 1,0 до 4,5, резко возрастая в зонах повышенных температур (120-130°С) на глубинах 2,8-3,0 км и уменьшаясь при температурах 90-100°С на той же глубине за границами геотермических аномалий . Значения K_3 для нефтей и конденсатов всех продуктивных пластов увеличиваются по мере их регионального погружения, т.е. от антеклиз в область глубоких синеклиз. Возрастание K_3 с увеличением глубины залегания одновозрастных нефтегазоносных толщ выступает в качестве общей тенденции для ряда НГБ [13].

Были построены карты изменения значений K_1, K_2, K_3 для нефтей и конденсатов всех верхнеюрских и нижнемеловых проницаемых комплексов Западно-Сибирского НГБ. Сравнение этих карт показывает, что в каждом комплексе латеральные изменения величин геохимических коэффициентов превосходят колебания их значений по глубине в пределах одного района или многопластового месторождения. Очевидно, в каждой НГО (в известных случаях и в отдельных районах) реализуется своя, автономная, модель вертикальной зональности в размещении нефти и газа [1,2].

Соотношения величин геохимических коэффициентов в областях преимущественного нефте-или газонакопления заметно различаются, что связано с условиями формирования нефтяных залежей из газонефтяных систем (ГНС), а нефтегазоконденсатных - из газоконденсатных систем (ГКС) [8]. Поэтому классификация углеводородных скоплений разраба-


Салехард
Дудинка
I
II
III
IV
V
VI
VII
VIII
IX
X
XI
XII
XIII
XIV
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14

Р и с . I. Карта нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирского НГБ по структурно-тектоническим и литолого-формационным критериям

I-3 – границы: I – Западно-Сибирской плиты, 2 – одноименного НГБ, 3 – нефтегазоносных областей; 4 – контуры некоторых крупных и средних поднятий (I – Шаимский вал, 2 – Красноленинский свод, 3 – Салымская зона поднятий, 4 – Верхнедемьянский свод, 5 – Каймысовский свод, 6 – Межовский купол, 7 – Лавровский вал, 8 – Пудинский свод, 9 – Парабельский свод, I0 – Средневасюганский свод, II – Александровский свод, I2 – Часельский вал, I3 – Русский вал, I4 – Сургутский свод, I5 – Нижневартовский свод, I6 – Айтульский мегавал, I7 – Варьеганский вал, I8 – Вэнгапурско-Вэнгаяхинский вал, I9 – Пурпейский вал, 20 – Уренгойский мегавал, 2I – Ямбургский купол, 22 – Медвежий мегавал, 23 – Ярудейский вал, 24 – Новопортовский вал, 25 – Нурминская зона поднятий, 26 – Северо-Ямальский мегавал, 27 – Среднеямальский свод, 28 – Гыданский купол, 29 – Северо-Тазовский мегавал, 30 – Среднемессояхский вал, 3I – Усть-Портовский мегавал, 32 – Рассохинский мегавал); 5-I4 – возраст продуктивных толщ, содержащих основную долю ресурсов углеводородов в разных нефтегазоносных областях: 5 – раннесреднеюрский, 6 – раннеюрско-оксфордский, 7 – раннесреднеюрский и поздневаланжин-готеривский, 8 – келловей-оксфордский, 6 – келловей-ранневаланжинский, I0 – берриас-валанжинский, II – поздневаланжин-готеривский, I2 – поздневаланжин-барремский, I3 – поздневаланжин-готеривский и сеноманский, I4 – готерив-аптский.

Нефтегазоносные области (в скобках название крупнейшей структуры, контролирующей область, индекс возраста главных продуктивных комплексов и фазовое состояние углеводородов в залежах): I – Березовская (восточный склон Северо-Приуральской моноклизы, $J_3к-K_Iv^1$, газ); П – Шаимская (северо-восточное погружение Среднеуральской гемиантеклизы, $J_3к-K_Iv^1$, нефть); Ш – Мансийская (Мансийская синеклиза, J_{I-2}, нефть); IУ – Каймысовская (южная часть Хантейской антеклизы, $J_I-J_3ох$, нефть); У – Нюрольская (восточная часть Среднеиртышской синеклизы, $J_I-J_3ох$, нефть); УI – Васюганская (южная и центральная части Кеть-Вахской антеклизы, $J_3к-ох$, нефть, газ с конденсатом); УП – Красноселькупско-Часельская (северо-западный склон Кеть-Вахской антеклизы, $J_3к-K_I$, газ с конденсатом, нефть); УШ – Среднеобская (центральная и северная части Хантейской антеклизы, $K_Iv^2-b_2$, нефть); IХ – Среднепурская (средняя часть Пурского желоба, K_Iv^2-h, нефть, газ с конденсатом); Х – Надым-Тазовская (Надым-Тазовская синеклиза и северная часть Пурского желоба, $K_Iv^2-h_1-K_2s$, газ с конденсатом, нефть); XI – Южно-Ямальская (северо-восточный склон Припайхойской гемиантеклизы, J_{I-2}, K_Iv^2-h, газ с конденсатом, нефть); ХП – Ямало-Гыданская (Ямало-Гыданская синеклиза, K_Ih-a, газ с конденсатом, нефть); ХШ – Усть-Енисейская (Усть-Енисейская синеклиза, K_Ib-v, газ с конденсатом, нефть); XIУ – Притаймырская предполагаемая (Притаймырская гемиантеклиза, $J_3к-K_Iv^1$)

тывалась раздельно для областей господства ГНС и ГКС с одноименным изучением их взаимосвязи.

В качестве главного критерия для выделения типов УВ приняты градации значений $К_3$. Коэффициенты $К_I$ и $К_2$, между которыми обнаруживается прямая связь, приняты в качестве показателей для выделения подтипов.

Классификация нефтей и конденсатов нефтегазоносных областей приведена в табл. I. Зоны распространения залежей углеводородов разных типов и подтипов показаны на рис.2.

Наиболее широко распространены по площади и в разрезе нефтегазоносных земель нефти подтипа $I^{б}_{н}$. На вершинах Сургутского и Нижневартовского сводов, на отдельных поднятиях Пурского желоба и в залежах с обширными газовыми шапками появляются нефти подтипа $I^{в}_{н}$. При этом конденсаты из газовых шапок принадлежат, как правило, к подтипам $I^{а}_{н}$ и $I^{б}_{н}$, что свидетельствует об их вторичности по отношению к нефтям из оторочек [9].

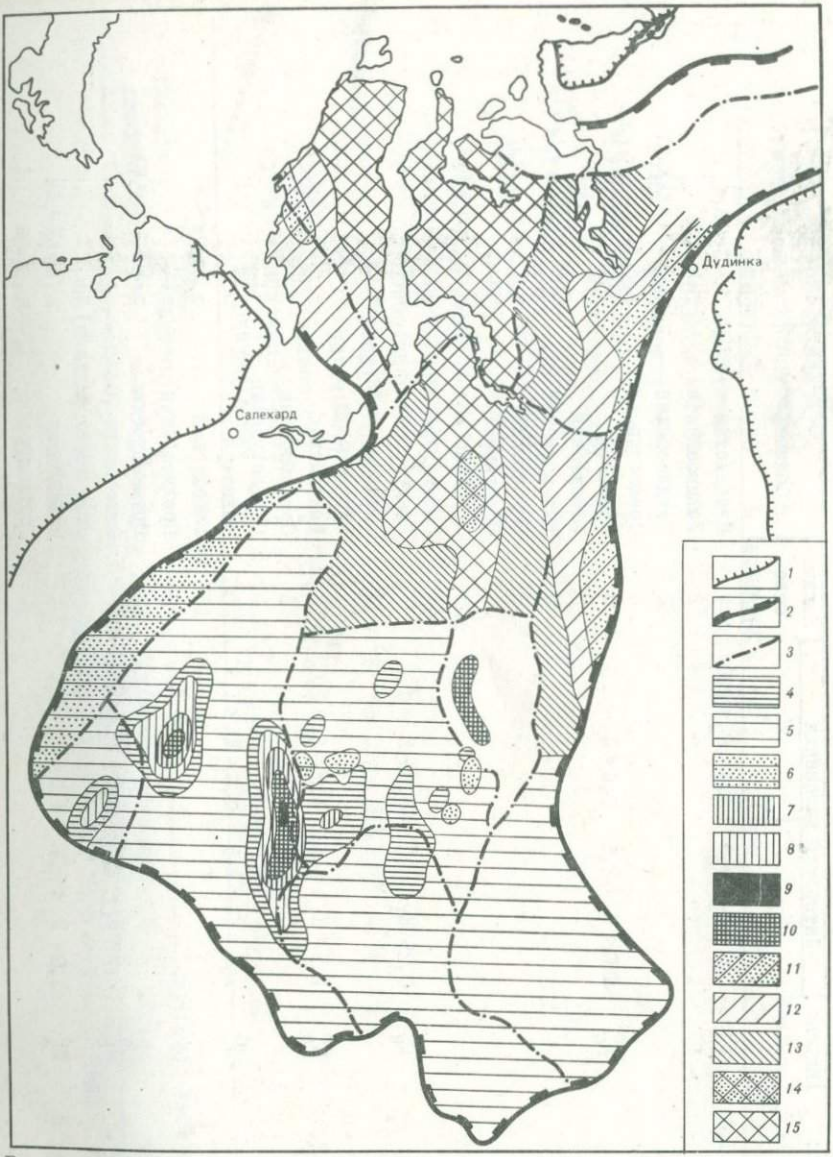
Нефти подтипа $I^{а}_{н}$ и особенно типов $П_{н}$ и $Ш_{н}$ распространены в зонах повышенных температур, связанных с глубинными разломами, с участками выклинивания доюрских осадочных пород на вершинах сводовых поднятий и выхода на поверхность фундамента верхнепалеозойских интрузий.

Нефти газонефтеносных областей по физико-химическим свойствам (низкая плотность, незначительное содержание смол и асфальтенов) и составу легких фракций близки конденсатам из газовых шапок. По-видимому, в своей основной массе эти нефти выделялись из ГКС в соответствующих термобарических условиях ловушек [12]. Их классификация приведена в табл.2.

В северных областях залежи углеводородов присутствуют в очень широком интервале глубин от 0,8 до 3,8 км, что позволяет проследить вертикальную зональность в распределении типов и подтипов конденсатов и нефтей. Так,в пределах Уренгойского района выделяются конденсаты подтипа $П^{б}_{г}$ (отложения барремского и аптского ярусов, глубины I,8–2 км), конденсаты и нефти подтипа $П^{а}_{г}$ (горизонты верхнего валанжина и готерива, глубины 2,2–3 км) и типа $Ш_{г}$ (отложения берриаса , нижнего валанжина,глубины 3,3–3,6 км). В целом.конденсаты и нефти относительно высокой катагенетической превращенности встречаются в наиболее погруженных частях северной депрессии.

Вблизи зон раскрытия региональных флюидоупоров над проницаемыми комплексами получены нефти и конденсаты, легкие фракции которых обеднены алканами, а в их составе нормальными структурами (подтип $П^{б}_{г}$). Такое явление можно объяснить процессами гипергенеза, вертикальной миграции и рассеивания наиболее подвижных углеводородов.

По величинам геохимических коэффициентов (и прежде всего $К_3$) конденсаты и нефти типа $I_{г}$ сопоставимы с нефтями и конденсатами подтипа $I^{в}_{н}$. Однако первые отличаются от вторых повышенным содержанием гемзамещенных структур как алканового, так и цикланового рядов. Это



Р и с. 2. Карта районирования Западно-Сибирского НГБ по составу легких фракций нефтей и конденсатов

I-3 – границы: I – Западно-Сибирской плиты, 2 – одноименного НГБ, 3 – нефтегазоносных областей (названия см. на рис.I); 4–I0 – типы и подтипы нефтей и конденсатов в нефтегазоносных областях (классификацию см. в табл.I): 4 – $I_н^а$, 5 – $I_н^б$, 6 – $I_н^в+I_н^б$, 7 – $П_н^а$, 8 – $П_н^б$, 9 – $Ш_н^а$, I0 – $Ш_н^б$; II–I5 – типы и подтипы конденсатов и нефтей в газонефтеносных областях (классификацию см. в табл.2): II – $I_г+П_г^б+П_г^а$, I2 – $П_г^б+П_г^а$, I3 – $П_г^а$, I4 – $П_г^б+П_г^а+Ш_г$, I5 – $П_г^а+Ш_г$. Распределение типов и подтипов показано сверху вниз по разрезу

Таблица I

Классификация нефтей и конденсатов нефтегазоносных областей

Индекс типа	Интервал изменения, K_3	Индекс подтипа	Интервалы изменения K_I	Интервалы изменения K_2	Количество анализов	Область	Возраст комплекса
$I_н$	0,5 K_3< I,0	$I_н^а$	2,5 K_I< 4,5	I,0< K_2< 2,0	7	Мансийская	J_{1-2}, J_3v, K_1a
					2	Каймысовская	$J_3к$-ox
					60	Среднеобская	J_{1-2},$J_3к$-ox,$K_1б$-v^1,K_1v^2,K_1h,K_1h^2-бг
					4	Среднепурская	K_1v^2, K_1h
		$I_н^б$	I,0< K_I< 2,5	0,6< K_2< I,5	4	Шаимская	$J_3к$ - K_1v^1
					7	Мансийская	J_{1-2}, J_3v
					4	Каймысовская	J_{1-2}, $J_3к$-ox
					2	Нюрольская	J_{1-2}, $J_3к$-ox
					6	Васюганская	$J_3к$-ox
					I29	Среднеобская	$J_3к$-ox,$K_1б$-v^1,K_1v^2,K_1h^2-бг
					33	Среднепурская	$J_3к$-ox,$K_1б$-v^1, K_1v^2, K_1h
		$I_н^в$	0,25 K_I< I,0	0,03<K_2< 0,6	9	Среднеобская	K_1h^2-бг
					6	Среднепурская	K_1v^2, K_1h
					I	Березовская	$J_3к$ - K_1v^1
$П_н$	I,0 < K_3 < 2,0	$П_н^а$	2,5< K_I< 4,5	I,0 < K_2 < 2,0	I2	Мансийская	J_{1-2},J_3v,$K_1б$-v^1,K_1h,K_1h^2-бг
					2	Среднеобская	J_{1-2}, K_1h
					I	Среднепурская	$J_3к$-ox
		$П_н^б$	I,0 < K_I< 2,5	0,6< K_2 < I,5	I	Шаимская	J_{1-2}
					I8	Мансийская	J_{1-2}, J_3v, $K_1б$-v^1
					2	Среднеобская	$K_1б$-v^1
					52	Среднепурская	$J_3к$-ox,$K_1б$-v^1,K_1v^2,K_1h
$Ш_н$	2,0 < K_3 < 4,5	$Ш_н^а$	2,5 < K_I < 4,5	I,5 < K_2 < 2,0	2	Мансийская (Салымское месторождение)	J_3v
		$Ш_н^б$	I,0< K_I < 2,5	I,0< K_2< I,5	I6	Мансийская	J_{1-2},J_3v,$K_1б$-v^1,K_1h
					4	Среднепурская	J_{1-2}, $J_3к$-ox

Таблица 2

Классификация нефтей и конденсатов газонефтеносных областей

Индекс типа	Интервал изменения, K_3	Индекс подтипа	Интервал изменения		Количество анализов	Область	Возраст комплекса
			K_1	K_2			
$I_г$	$0,5 < K_3 < 1,5$	–	$0,2 < K_1 < 1,0$	$0,01 < K_2 < 0,2$	2	Ямало-Гыданская	K_1a
					3	Усть-Енисейская	K_1v^2, K_1h
					2	Красноселькупско-Часельская	$K_1b\text{-}v^1$
$II_г$	$1,5 < K_3 < 3,5$	$II_г^а$	$0,5 < K_1 < 2,0$	$0,75 < K_2 < 1,5$	84	Надым-Тазовская	$J_{1\text{-}2}, J_3к\text{-}ox, K_1b\text{-}v^1, K_1v^2, K_1h$
					4	Южно-Ямальская	$J_{1\text{-}2}, K_1h, K_1h^2\text{-}бг$
					17	Ямало-Гыданская	$K_1h, K_1h^2\text{-}бг$
					5	Усть-Енисейская	$J_{1\text{-}2}, K_1b\text{-}v^1, K_1v^2$
					4	Красноселькупско-Часельская	$J_{1\text{-}2}, K_1b\text{-}v^1$
		$II_г^б$	$0,25 < K_1 < 0,5$	$0,01 < K_2 < 0,5$	4	Надым-Тазовская	$K_1h^2\text{-}бг, K_1a$
					3	Южно-Ямальская	K_1h
					11	Ямало-Гыданская	$K_1h^2\text{-}бг, K_1a$
					7	Усть-Енисейская	K_1v^2
					1	Красноселькупско-Часельская	$J_3к\text{-}ox$
$III_г$	$3,5 < K_3 < 5,0$	–	$0,5 < K_1 < 1,0$	$1,25 < K_2 < 1,75$	5	Надым-Тазовская	$J_{1\text{-}2}, K_1b\text{-}v^1$
					9	Ямало-Гыданская	$J_{1\text{-}2}, K_1b\text{-}v^1, K_1h$
					2	Усть-Енисейская	$J_{1\text{-}2}$

может служить указанием на образование тяжелых конденсатов типа $I_г$ из сравнительно слабо превращенного ОВ [10], что согласуется с положением в разрезе зоны $I_г$ выше зон $П_г$ и $Ш_г$.

Конденсаты и нефти подтипа $П_г^а$, по-видимому, близки к нефтям подтипа $П_н^б$, а типа $Ш_г$ – к нефтям подтипа $Ш_н^б$. Различия состоят в несколько большем значении средних величин $К_З$ и меньшем $К_I$ для конденсатов и нефтей газонефтеносных территорий по сравнению с теми же коэффициентами для углеводородов областей преимущественного нефтенакопления. В целом в нефтегазоносных областях преобладают нефти типа $I_н$ (274 из 384 анализов, что составляет 71%), а в газонефтеносных – конденсаты и нефти типа $П_г$ (140 из 163 анализов – 86%). Из проведенного сопоставления можно заключить, что степень катагенеза ОВ одновозрастных комплексов в областях глубоких синеклиз выше, чем в пределах антеклиз.

Данные по катагенезу РОВ [4] свидетельствуют о том, что конденсаты и нефти типов $П_г$ и $Ш_г$ образованы из продуктов превращения ОВ в в ГЗН. Из вышеизложенного следует, что в северных областях Западно-Сибирского НГБ при прохождении осадочных толщ через ГЗН в составе генерированных углеводородов преобладали газообразные продукты, что привело к формированию газоконденсатных и нефтегазоконденсатных скоплений во всех комплексах. Ранее повышенная газонасыщенность недр в областях глубоких синеклиз объяснялась затрудненным оттоком элизионных вод и длительным сохранением в воднорастворенном состоянии низкотемпературного метана [12]. Наряду с этим возможно учесть и другие факторы, определяющие интенсивное газообразование на всех стадиях катагенеза. Высокая скорость прогибания, компенсированная поступлением огромных масс обломочного материала со стороны Сибирской платформы, Таймыра и гипотетической суши в северной акватории, обилие растительного детрита в глинистых толщах, наличие нескольких зональных перерывов в осадконакоплении свидетельствуют о высокой подвижности шельфа северной части бассейна.

Повышенный принос арконового вещества, неоднократное возникновение субокислительной обстановки в диагенезе способствовали энергичному газообразованию. Это предположение подтверждается результатами проведенного хроматографического изучения нормальных алканов состава C_4–C_{36} и изопреноидов C_{14}–C_{20} нефтей и конденсатов различных НГО.

Было установлено, что отношение $\frac{\text{пристан}}{\text{фитан}}$ ($\frac{\text{изо } C_{19}}{\text{изо } C_{20}}$) в Среднеобской области (23 анализа) варьирует в пределах 0,42–1,95 (среднее 1,07). В Среднепурской области, переходной от нефтегазоносных к газонефтеносным территориям, указанное отношение меняется в интервале 2,0–3,27 (среднее значение 2,58 по 4 анализам). В Надым-Тазовской, Ямало-Гыданской и Усть-Енисейской газонефтеносных областях названный коэффициент колеблется в широких пределах – от 1,53 до 5,25 (среднее значение по 20 анализам 3,06).

Отношение $\frac{\text{изо-}C_{19}}{\text{изо-}C_{20}}$ отражает облик ОВ и геохимическую обстановку их преобразования в диагенезе [5,7]. В.В.Ильинская [6] отмечает, что величина рассматриваемого отношения в интервале 0,8-1,0 характерна для нефтей, образовавшихся из алинового или арконового ОВ в восстановительной обстановке диагенеза осадков. Для нефтей, образование которых связано с ОВ фаций лагуны, прибрежной равнины при господстве слабо восстановительных и субокислительных условий, значения этого коэффициента возрастают до 2-3 и более.

Проведенное нами изучение нормальных алканов и изопреноидов подтверждает также вывод о нахождении верхнеюрских и нижнемеловых комплексов северных областей в ГЗН, несмотря на преобладание в них газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей в интервале глубин 1,5-3,8 км.

Отношение $\frac{\text{изо-}C_{19}+\text{изо-}C_{20}}{\text{н-}C_{17}+\ \text{н-}C_{18}}$ рассматривается как показатель катагенеза ОВ и связанных с ними углеводородов в залежах. Чем ниже этот коэффициент, тем выше катагенетическая превращенность ОВ. В Среднем Приобье рассматриваемое отношение меняется в пределах 0,8-0,29; среднее значение по 23 анализам равно 0,72. В областях глубоких синеклиз (включая Пурский желоб) данный коэффициент варьирует в интервале 0,66-0,18 при среднем значении по 24 анализам 0,43. Отмечается также снижение этого коэффициента во всех зонах НГО вниз по разрезу - от меловых к юрским отложениям.

Литература

1. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). - Изв. АН СССР. Сер.геол., 1967, № 11, с.155-156.
2. Вассоевич Н.Б. Представления И.М.Губкина о стадийности нефтеобразования. - Изв. АН СССР. Сер.геол., 1971, № 12, с.120-127.
3. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э.Конторович, И.И.Нестеров, Ф.К.Салманов и др. М.: Недра, 1975. 580 с.
4. Гольдберг И.С., Зеличенко И.А., Черников К.А. Условия проявления главной фазы нефтеобразования в терригенных породах мезозоя и палеозоя. - Геология нефти и газа, 1976, № 3, с.57-63.
5. Гусева А.Н. Молекулярный уровень исследования - новая ступень в познании горючих ископаемых. - Вестн.МГУ.Сер.4. Геология, 1980, № 1, с.39-43.
6. Ильинская В.В. О влиянии геолого-геохимических факторов на состав реликтовых углеводородов нефтей и органического вещества пород.- Геология нефти и газа, 1980, № 2, с.39-46.
7. Максимов С.П., Сафонова Г.И. Изопреноидные углеводороды - дополнительный критерий в определении генетического типа нефтей. - Геология нефти и газа, 1971, № 10, с.38-41.
8. Максимов С.П., Чахмахчев В.А., Большаков Ю.Я. Геохимические ас-

пекты принципа дифференциального улавливания нефти и газа и газоконденсатные месторождения. – Геология нефти и газа, 1976, № 7, с.36-46.
9. Озеранская Л.С., Рудкевич М.Я., Свинтицких Л.Е. Геохимические показатели состава нефтей, отражающие условия формирования месторождений Среднеобской области. – Геология нефти и газа, 1979, № 7, с.11-14.
10. Петров А.А. Химия алканов. М.: Наука, 1974. 244 с.
11. Рудкевич М.Я. Палеотектонические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1974. 176 с.
12. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С. Классификация нефтей и конденсатов Западно-Сибирского бассейна по составу их легкой фракции. – В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978, с.128-144.
13. Шиманский В.К., Богомолов А.И. Геохимические закономерности в составе легких углеводородов нефти и пути их образования. – В кн.: Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967, с.159-165.

УДК 553.98.061.3: 551.242.51

Л.Д.Виноградов, Р.С.Сахибгареев, И.С.Аверьянов, Л.П.Ирошникова, И.Ш.Нигматин

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ КАТАГЕНЕТИЧЕСКИ ЗАПЕЧАТАННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ПО ПЛОЩАДИ И ПО РАЗРЕЗУ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ

Давно подмечено, что уплотнение и вторичная цементация коллектора проявляются значительно интенсивнее ниже водонефтяных контактов (ВНК), чем в пределах залежей нефти и газа. Это явление объясняется консервирующим, тормозящим влиянием углеводородов (УВ) на процессы катагенеза и соответственно на сохранность коллектора [7,15]. При определенных геологических условиях резкое вторичное ухудшение коллектора ниже ВНК приводит к изоляции (запечатыванию) залежей от гидродинамических систем. Запечатывание скоплений УВ может происходить как за счет образования в их подошве непроницаемого слоя, так и при региональной потере емкостных и фильтрационных свойств водонасыщенных пластов. В случае последующих тектонических деформаций и расформирования первоначальных ловушек запечатанные скопления УВ остаются на прежнем месте и в настоящее время залегают на периклиналях или моноклиналях. Местоположение таких залежей контролируется не современным, а палеоструктурным планом продуктивных горизонтов.

Методика поиска катагенетически запечатанных залежей в пределах расформированных палеоловушек включает в себя палеотектонические реконструкции продуктивного горизонта ко времени запечатывания залежей. Палеотектонические реконструкции осуществляются путем переинтерпретации данных сейсморазведки и бурения скважин [3,4,14].

Катагенетически запечатанные залежи, как выясняется в последние годы, достаточно широко распространены в пределах древних платформ: Восточно-Европейской, Сибирской, Африканской, Северо-и Южно-Американской. Для правильной ориентации работ на поиски таких залежей необходимо знание закономерностей их формирования и размещения.

Формирование катагенетически запечатанных залежей, т.е. трансформация свободно сообщающихся с природными резервуарами залежей в запечатанный тип является не случайным, а закономерным явлением эволюции залежей [4]. Образование запечатывающего слоя обязано процессам, которые очень интенсивно протекают на ВНК и ГВК. Еще на этапах прогибания территорий, повышения температуры, давления, генерации УВ и формирования залежей в ловушках по мере стадийного заполнения их УВ осуществляется восстановление железистых, сернистых и других породообразующих минералов и соответственно окисление нефтей. Под воздействием продуктов окисления (спирты, кислоты, перекиси) на уровнях стабилизации ВНК происходит интенсивное растворение и переотложение многих минералов [12]. Непосредственно под ВНК образуется зона разуплотнения пород (с повышенной пористостью), которая ниже переходит в зону цементации. При этом в зоне цементации в первую очередь выпадают труднорастворимые минералы (силикаты, алюмосиликаты). Многостадийное формирование залежей обусловливает существование нескольких зон разуплотнения и цементации на уровнях стабилизации древних ВНК. В результате в пределах залежей образуется горизонтально-полосчатое (через 3-10 м) чередование зон с аномально высокими и очень низкими коллекторскими свойствами.

В некоторых регионах ухудшение коллекторских свойств пород ниже ВНК, на этапах прогибания (прогрессивного катагенеза) весьма значительно и приводит к запечатыванию залежей. Например, на Северо-Американской платформе, в дельте р.Маккензи, в палеогеновых песчаниках, сложенных неустойчивыми минералами, изоляция залежей произошла на глубинах 2-3 км вскоре после их формирования [14].

Значительно чаще запечатывание залежей происходит на этапах прекращения прогибания или инверсии. При стабилизации территории сначала в силу тепловой инерции осуществляется дальнейший, но замедленный прогрев осадочных толщ, а затем, через 10-30 млн.лет, начинается постепенное их охлаждение, обусловленное как снижением интенсивности теплового потока, так и постепенным увеличением теплопроводности осадочного чехла [10].

Известно, что теплопроводность пластовых вод и рассолов в 3-10 раз ниже, чем минералов, растворенных в водах. Поэтому выпадение в порах и трещинах аутигенных минералов значительно повышает теплопроводность пород, что в свою очередь приводит к дальнейшему падению температуры, уменьшению растворимости солей в рассолах и вторичной цементации [6]. Уплотнению пород и повышению их теплопроводности на этапах регрессивного катагенеза способствуют также процессы ди-

намокатагенеза, диффузии, растворение под давлением на стыках зерен и минералов.

Суммарный эффект охлаждения весьма значителен. В нефтегазоносных бассейнах с завершением основного этапа прогибания в позднем палеозое для глубин 2,5 км величина падения температуры составляет примерно 50-80°С, а в бассейнах с раннепалеозойским прогибанием - 60-100°С [10]. Более значительное уменьшение температуры фиксируется в районах, где имеют место воздымания и эрозия части осадочного чехла. Уменьшение температуры и давления в породах приводит к замедлению, а затем и прекращению нефтегазогенерации [10]. Нефтегазоносные бассейны (НГБ) в своем развитии в период регрессивного катагенеза переходят в реликтовый этап или этап разрушения [13]. В залежах нефти и конденсата растворенный газ выделяется в свободную фазу. Сокращается растворимость в нефтях смолисто-асфальтеновых компонентов и тяжелых УВ, которые осаждаются в подошвах залежей. Одновременно в зоне ВНК интенсивно протекает вторичная цементация пород. Выпадение аутигенных минералов из пластовых вод и резкое ухудшение коллекторских свойств пород на ВНК (запечатывание залежей) обусловлено постепенным понижением температуры, давления и интенсивными бактериально-химическими процессами окисления УВ. Понижение давления на ВНК залежей в период охлаждения связано также с тем, что коэффициент объемной сжимаемости нефти и газа в 3-10 раз выше, чем воды. За счет диффузии и рассеивания УВ по временно существующим трещинам происходит медленное разрушение залежей и перемещение их подошв вверх. Фиксируется следующая последовательность выпадения аутигенных минералов на регрессивно смещающихся контактах залежей: силикаты и алюмосиликаты, кальцит, доломит, ангидрит, галит. Со временем процесс потери коллекторских свойств прогрессирует и постепенно охватывает весь объем природного резервуара. В областях, где на последних этапах геологической истории произошло резкое опреснение подземных вод, запечатывание залежей может также осуществляться за счет разбухания глинистого цемента в песчаных коллекторах [3].

Закономерности размещения катагенетически запечатанных залежей на древних платформах по площади и разрезу во многом определяются степенью прогрева и последующего охлаждения недр. Интенсивность прогрева находится в функциональной зависимости от скорости и длительности прогибания, а величина падения температуры зависит от продолжительности периода тектонической стабилизации [10] либо от масштаба инверсии и степени эрозии осадочного чехла. В различных регионах на общие закономерности распространения таких залежей накладываются характерные особенности, которые определяются фациальным обликом осадков, типом и эволюцией пластовых вод и многими другими факторами.

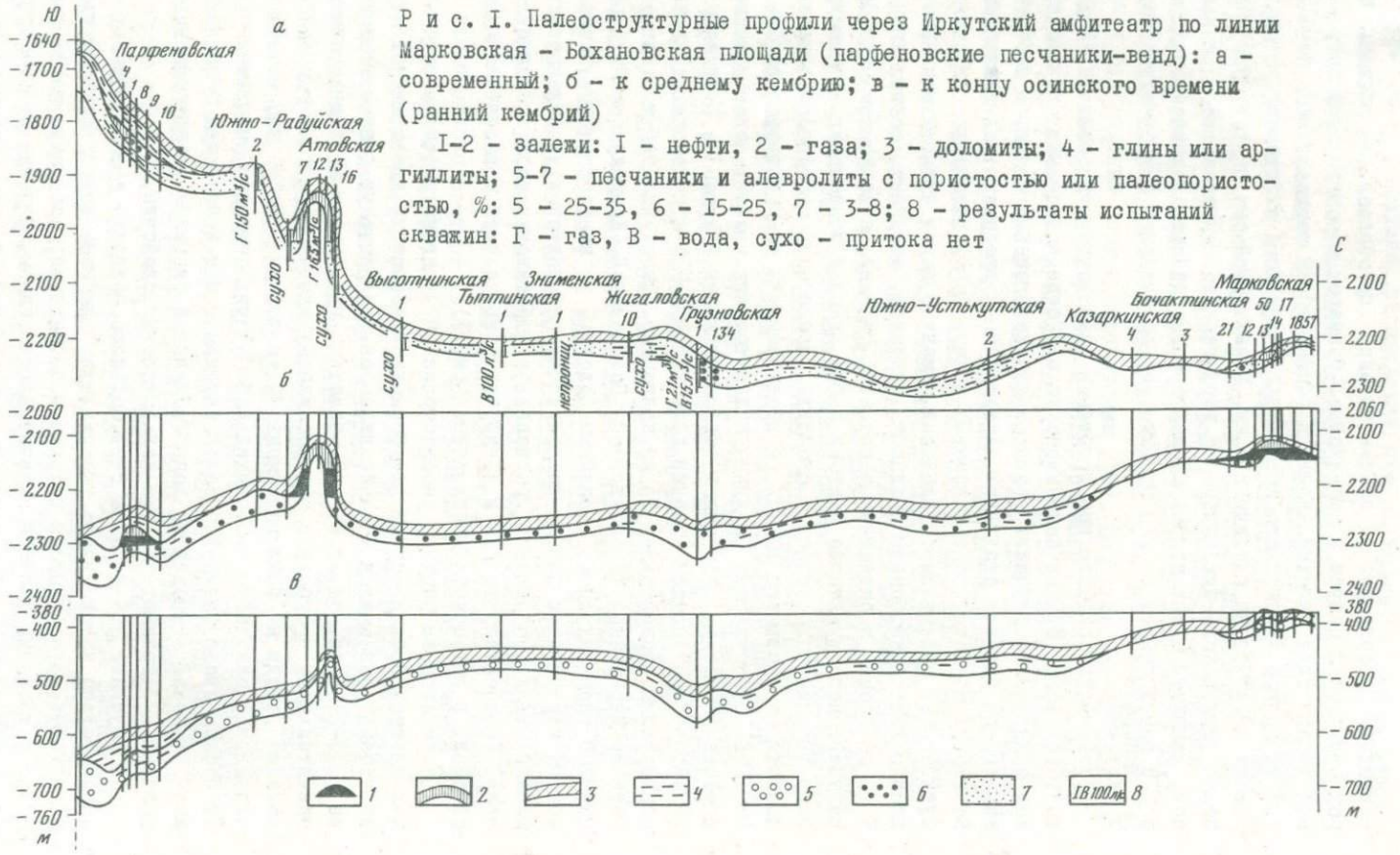
В областях, где основной этап прогибания завершился в раннем палеозое (400-500 млн.лет назад), четко фиксируются запечатывание залежей за счет региональной потери емкостных и фильтрационных свойств

природных резервуаров и соответственно преобразование активных гидродинамических систем в реликтовые. Примером широкого распространения такого типа залежей является парфеновский горизонт вендского возраста Ангаро-Киренгского междуречья Иркутского амфитеатра. Этот горизонт залегает на глубине 2-4 км. Характерной его чертой, как и в целом ушаковского-нижнемотского терригенного и карбонатного комплексов, являются очень низкие коллекторские свойства водонасыщенных пород с проницаемостью, как правило, не превышающей I мД, и пористостью 5, реже I0%.

Большинство скважин при испытании парфеновских песчаников не дали притоков воды. Низкие коллекторские свойства водонасыщенных песчаников обусловлены глубоким региональным катагенезом пород. В песчаниках широко развиты структуры растворения и внедрения под давлением. Во многих образцах поры и поровые каналы почти полностью заполнены аутигенными минералами. Основными цементирующими аутигенными минералами являются карбонаты (кальцит, доломит), ангидрит, галит, кварц. В то же время в скважинах в пределах залежей, а также там где были получены непромышленные притоки нефти, газа и конденсата, зафиксированы высокие коллекторские свойства. Пористость нефтегазонасыщенных песчаников превышает I0-25%, а проницаемость увеличивается до I0-I000 мД. Существенные различия коллекторских свойств водонасыщенных и нефтенасыщенных песчаников объясняются для Иркутского амфитеатра формированием залежей (ранний палеозой 450-500 млн.лет назад) и консервирующим воздействием УВ на коллектор. Скопления нефти и конденсата на Марковской, Касаткинской, Потаповской, Криволукской и Парфеновской площадях имеют наклонные подошвы, не контролируются современным структурным планом продуктивных горизонтов и удерживаются на моноклиналях песчаниками, регионально утратившими коллекторские свойства. Горизонтальные ВНК и приуроченность залежей к поднятиям существовали в палеоструктурном плане (рис.I).

Более сложная картина распространения катагенетически запечатанных залежей наблюдается в платформенных областях, где основной этап прогибания завершился в конце палеозоя в герцинскую фазу тектогенеза (200-250 млн.лет назад). В областях, где породы не подвергались значительному прогреву и прогрессивному катагенезу, т.е. где палеозойские породы не были погружены более чем на I,5-2,5 км, величина охлаждения оказалась незначительной. В этих регионах, например на Татарском своде Волго-Уральской антеклизы или в пределах Солигалично-Сухонской приподнятой зоны Московской синеклизы, водонасыщенные песчаники сохраняют высокие коллекторские свойства.

На глубинах 2,5-4 км за счет большого прогрева и последующего сравнительно интенсивного выстуживания активно протекающие на границе нефть-вода процессы вторичной цементации достаточно часто приводят к изоляции залежей запечатывающим слоем. Широкое распространение таких залежей, приуроченных к поднятиям, в Урало-Поволжье неод-


Ю
С
а
б
в
Парфеновская
Южно-Радуйская
Атовская
Высотнинская
Тыптинская
Знаменская
Жигаловская
Грузновская
Южно-Устькутская
Казаркинская
Бочактинская
Марковская
сухо
1 В 100 м³/с
1 В 100 м³/сут
1 Г 21 м³/с
В 15 л/с
1 Г 150 м³/с
1 Г 45 м³/с
1 Г 100 м³/с
1 Г 134 м³/с
1 Г 50 м³/с
1 Г 17 м³/с
1 Г 14 м³/с
1 В 57 м³/с
1 Г 12 м³/с
1 Г 13 м³/с
1 Г 21 м³/с
1 Г 16 м³/с
1 Г 7 м³/с
1 Г 8 м³/с
1 Г 9 м³/с
1 Г 10 м³/с
1 Г 4 м³/с
1 Г 3 м³/с
1 Г 2 м³/с
1 Г 1 м³/с
1 Г 11 м³/с
1 Г 10 м³/с
1 Г 1 м³/с
1 Г 1 м³/с
1 Г 1

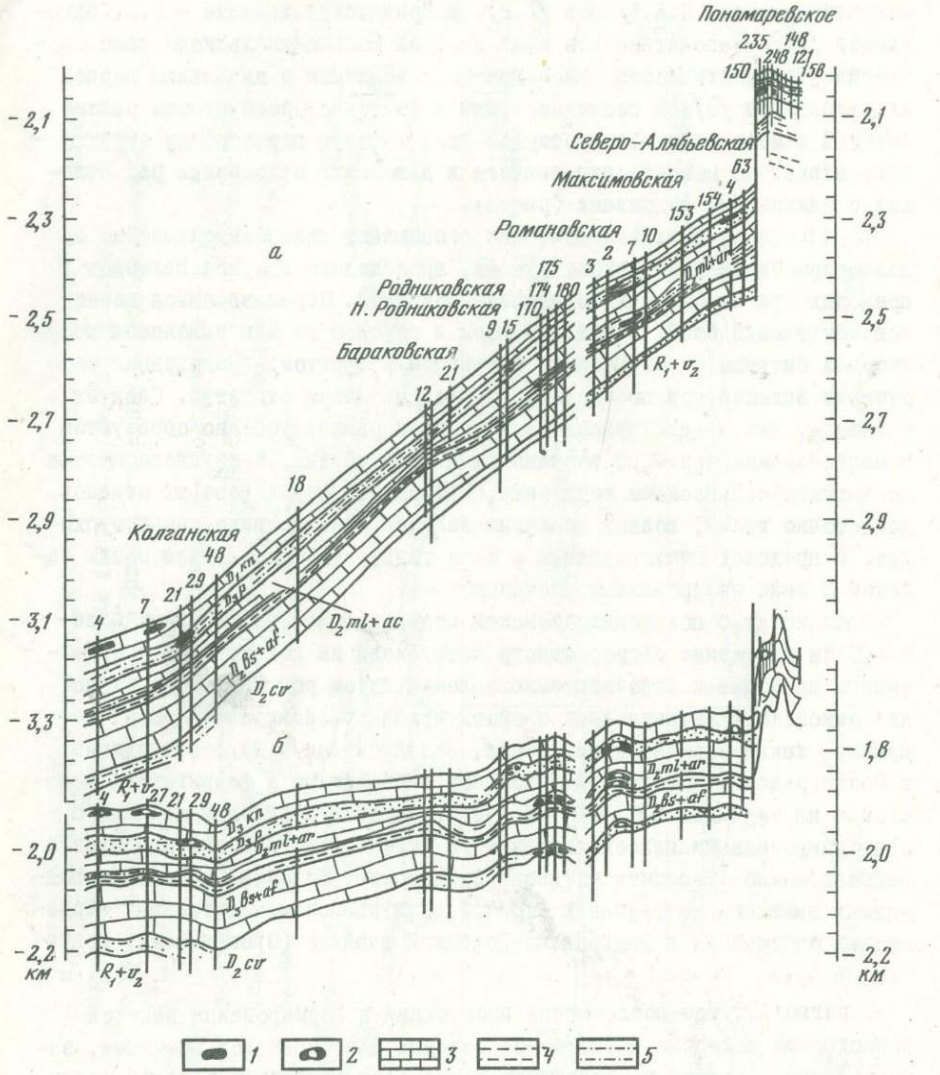
нократно отмечал К.Б.Аширов [1,2], в Припятской впадине - Р.С.Сахибгареев [11]. Запечатанность ряда залежей Большекинельского вала обусловила неэффективность законтурного заводнения в начальный период их разработки [9]. В последние годы в Восточно-Оренбургском районе, который в мезо-кайнозое претерпел значительную перестройку структурного плана, на моноклинали выявлен в девонских отложениях ряд залежей с наклонными подошвами (рис.2).

Формирование этих залежей, как показывают палеотектонические и палеотермобарические реконструкции, происходило в конце палеозоя в пределах существовавших тогда палеоподнятий. Образовавшийся позже запечатывающий слой, в котором поры и поровые каналы выполнены полутвердым битумом с подчиненным кальцитом и пиритом, предохранил разрушение залежей при последующем расформировании структур. Следует отметить, что запечатывающие слои в этом районе успешно образуются в мелко-среднезернистых песчаниках и алевролитах. В крупнозернистых песчаниках кайвенского горизонта, где размер пор и поровых каналов достаточно велик, полной изоляции залежей, как правило, не происходит. В пределах палеоподнятий в этом горизонте сохраняются следы залежей в виде закированных песчаников.

В областях с позднепалеозойской стабилизацией на глубинах более 4-4,5 км наложение регрессивного катагенеза на интенсивный прогрессивный приводит к запечатыванию залежей путем регионального ухудшения емкостно-фильтрационных свойств водонасыщенных песчаников. Например, такие залежи (Антиповская, Балыклейская и др.) обнаружены в Волгоградском Поволжье в девонских карбонатных и терригенных отложениях на глубинах 4700-5600 м. Часть из этих скоплений связана с расформированными палеоподнятиями [8]. Аномально высокие давления в залежах можно объяснить их изолированностью. Подобные залежи на поднятиях выявлены на глубинах 3,8-4,3 км в нижнекаменноугольных терригенных отложениях в Днепровско-Донецкой впадине (Опошнянское, Годячское и др.).

В регионах, где после этапа прогибания и формирования залежей происходили инверсия и замещение соленых пластовых вод пресными, запечатывание залежей в песчаниках может осуществляться за счет разбухания глинистого цемента (монтмориллонита и смешаннослойных разностей). Подобные залежи, например Тин Фуйе в девонских песчаниках, широко распространены в провинции Алжира - Иллизи [3,5]. Изоляция залежей в таких областях может происходить и при вторичной цементации приконтактного слоя битумом и за счет других аутигенных минералов, выпадающих при смешении пресных и соленых пластовых вод.

Таким образом, катагенетически запечатанные залежи достаточно широко распространены на древних платформах, и скопления УВ, которые контролируются не современным, а палеоструктурным планом, при проведении целенаправленного их поиска являются дополнительным потенциальным источником прироста запасов нефти и газа.



Р и с. 2. Палеоструктурные профили через Восточно-Оренбургский район по линии Пономоревская – Колганская площади (кайвенский-пашийский горизонты – средний-верхний девон): а – современный; б – к концу артинского века ранней перми

I – залежи нефти; 2 – палеозалежи нефти; 3 – известняки; 4 – глины и аргиллиты; 5 – песчаники и алевролиты

Литература

I. Аширов К.Б. Цементация приконтактного слоя нефтяных залежей в карбонатных коллекторах и влияние ее на разработку. - Тр.Гипровостокнефть, I959, вып.2, с.I63-I74.

2. Аширов К.Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. М.: Недра, I965. I72 с. (Тр.Гипровостокнефть; Вып.8).

3. Виноградов Л.Д. Некоторые закономерности формирования и размещения залежей в промытых пресными водами терригенных толщах. - В кн.: Происхождение нефти и газа и закономерности образования и размещения их залежей. Львов, I977, с.99-I00.

4. Виноградов Л.Д. Состояние изученности вопроса о формировании залежей нефти и газа запечатанного типа и задачи их поисков: Обзор. М.: ВИЭМС, I978. 52 с.

5. Виноградов Л.Д. Формирование залежей нефти и газа запечатанного типа и методы их поиска: Геологические и геохимические методы поисков полезных ископаемых. М.: ВИНИТИ, I979, т.3. 92 с.

6. Виноградов Л.Д., Сахибгареев Р.С., Кицис Н.А. Влияние соленосных толщ на формирование залежей углеводородов запечатанного типа.- В кн.: Соленосные формации и практическое значение их изучения. Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, I979, с.80-8I.

7. Каледа Г.А. К вопросу о перекристаллизации карбонатных пород. Вопросы минералогии осадочных образований. Львов: Изд-во Львов. ун-та,I955, кн.2, с.209-2I4.

8. Михалькова В.Н., Цимберг Д.И. Особенности формирования нефти в карбонатных отложениях Антиповско-Щербаковской зоны погребенных поднятий и критерии их прогнозирования. - Тр.ВолгоградНИПИНефть, I978, вып.32, с.37-42.

9. Поваров И.А., Макеев Н.И. О причинах слабой активности пластовых вод в начальной стадии разработки нефтяных залежей. - В кн:Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области. Саратов:Приволж. кн. изд-во, I975, с.88-I9I.

I0. Польстер Л.А., Висковский Ю.А., Садыкова П.И. Некоторые закономерности размещения скоплений углеводородов в нефтегазоносных бассейнах. М.: Недра, I976. I32 с. (Тр.НИЛЗарубежгеологии; Вып.33).

II. Сахибгареев Р.С. Геохимические особенности выпадения галита на контакте нефть-вода на примере нефтяных месторождений Припятского прогиба. - ДАН СССР, I974, т.2I9, № 3, с.70I-722.

I2. Сахибгареев Р.С., Лашкова Л.Н. О коррозии минералов нефтями и битумами. - ДАН СССР, I977, т.234, № 6, с.I452-I455.

I3. Соколов Б.А. Стадии развития осадочных бассейнов и нефтегазоносность. - В кн.: Осадочные бассейны и их нефтегазоносность. М.: Изд-во МГУ, I975. с.I4-I9.

14. Barefoot R.R., Elsberg J.N. Key to frontier expioration - Oil week, 1976, vol.27, N.6, p.10-13,16,17.
15. Lowry W.D. Factory in loss porosity by quartzose sandstones of Virginia. - Bull.Amer.Assoc.Petrol.Geol., 1956, vol.40, No. 3, p. 489-500.

УДК 553.982.061.3: [551.242.51 + 551.242.7]

Т.А.Ботнева, Н.С.Шулова

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ГЕНЕТИЧЕСКИХ ТИПОВ НЕФТЕЙ В ПРЕДГОРНЫХ ПРОГИБАХ И НА ПЛАТФОРМАХ

В основе генетической типизации нефтей, которая интенсивно стала проводиться в последние годы как в Советском Союзе, так и за рубежом, лежат теоретические представления о том, что нефти наследуют от органического вещества материнских пород (ОВ НМП) специфические черты, которые отражены в целом ряде параметров их структурно-группового и изотопного состава. В нефтях обнаружены реликтовые структуры, большую часть которых составляют алифатические УВ, перешедшие в нефти из ОВ НМП, в некоторых случаях без существенной трансформации или с незначительными изменениями. Сопоставление конкретных нефтей и ОВ нефтематеринских пород, за счет которых происходила их генерация, показывает, что такие параметры состава и структуры углеводородов, как соотношение пристана и фитана, тип метано-нафтеновых конденсированных структур, структурный "код" молекулы (наличие и соотношение различных структурных группировок по данным ИК-спектрометрии) имеют очень близкие, а иногда и идентичные значения. В некоторых случаях нефти и ОВ пород близки по набору и содержанию индивидуальных полициклических углеводородов.

В настоящее время уже можно считать доказанным, что реликтовые углеводородные структуры, встреченные в нефти, несут генетическую информацию о типе исходного органического материала, который не был одинаковым даже в одном и том же бассейне седиментации, не говоря уже о разных седиментационных бассейнах. Эволюция органического мира, изменение климатических условий и связанных с ними условий осадконакопления привело к большому разнообразию как исходной биомассы, так и органического вещества материнских пород. Различия, которые обычно отмечаются геохимиками в ОВ, чаще всего связываются с гумусовым, сапропелевым или смешанным типом органического вещества. Однако следует иметь в виду, что само сапропелевое вещество может различаться в зависимости от условий обитания биомассы. Это очень четко видно из исследований изотопного состава углерода однотипной биомассы и ее биологических фракций, обитающих в водоемах в разных климатических зонах (теплые и холодные моря), в разных частях бассейна, в разных условиях освещенности, солености и т.д. Поэтому весьма вероятны более тонкие различия в составе на первый взгляд однотипного

(например, сапропелевого) органического вещества материнских пород, образовавшихся в разное время или в разных бассейнах.

Нами был выдвинут тезис о том, что каждая нефтематеринская толща генерирует свой генетический тип нефти, особенности состава которого обусловлены спецификой органического вещества материнской для данной конкретной нефти толщи. Исследования, проведенные нами в разных регионах, показали, что "генетическим кодом", который позволяет судить о генетическом различии нефтей или их родстве, служат в первую очередь структурные особенности углеводородов, а не соотношение углеводородов различных классов.

Генетические типы нефтей разных бассейнов нефтеобразования характеризуются разным "генетическим кодом", отраженным в разном наборе информативных показателей, что связано с геолого-геохимическими и биологическими особенностями этих бассейнов. Рассмотрим эти положения на примере нефтей Предкавказья и Прикаспийской впадины.

В Предкавказье нефти залегают в мезозойско-кайнозойских отложениях Западно-Кубанского и Терско-Каспийского альпийских предгорных прогибов и в мезозойских отложениях эпигерцинской платформы. Для них генетическими показателями являются степень циклизации усредненной молекулы метано-нафтеновых УВ ($К_н$) и соотношение ароматических структур и CH_2-групп в парафиновых цепях (по данным ИК-спектрометрии), а также структура гибридных нафтено-ароматических молекул, выражающаяся в различном сочетании нафтеновых колец с ароматическими ядрами [I] (табл.I). Информативными являются и структурные особенности алифатических цепей (соотношение CH_2-групп в длинных и коротких цепях парафино-нафтеновых УВ).

Нефти, залегающие в кайнозойских отложениях предгорных прогибов Предкавказья, характеризуются меньшей ролью парафиновых структур по сравнению с ароматическими, повышенной степенью циклизации метано-нафтеновой фракции, высоким содержанием инданов и тетралинов, пониженным - мононафтенонафталинов и мононафтенофенантренов. Нефти эпигерцинской платформы Предкавказья, залегающие в юрском комплексе, характеризуются преобладанием парафиновых цепей по сравнению с ароматическими ядрами, низкой степенью циклизации метано-нафтеновой фракции и резко отличаются по углеводородному составу ароматической фракции. В них преобладают мононафтенонафталины и мононафтенофенантрены, а инданы, тетралины и алкилфенантрены отсутствуют. Вероятно, это обусловлено разным составом нафтено-ароматических УВ разных материнских пород, который определяется реакциями, протекающими в процессе созревания ОВ.

В Прикаспийской впадине генетические различия нефтей определяются содержанием парафиновых УВ, структурой алифатических цепей и нафтеновых УВ. Структурный тип гибридных метано-нафтеновых УВ для неф-

[I] Масс-спектральный анализ выполнен Э.В.Хромовой во ВНИГНИ.

Таблица I

Критерии генетического различия нефтей

Тектоническая приуроченность	Возраст вмещающих отложений	C_I [x] (по ИКС)	Метано-нафтеновая фракция		Ароматическая фракция УВ, %			Парафиновые УВ, Т кипения выше 200°С
			$K_н$ [xx]	$Ц_I$ [xxx]	бензольные C_nH_{2n-8}	нафталиновые C_nH_{2n-14}	фенантреновые C_nH_{2n-20}	
Альпийские предгорные прогибы	Среднемиоценовый	I,I8	I,9	5,5	I8,4	8,45	8,9	
	Эоцен-олигоценовый	0,6I	I,2	4,6		Не опр.		
Эпигерцинская платформа	Юрский	0,35	0,6	I0,I	Отсутствуют	I9,0	I8,5	Не опр.
Докембрийская платформа	Юрский	0,85	I,6	I,9	I8,I	I2,9	9,6	28,8
	Нижнепермский	0,42	0,9	II,0	I0,9	6,4	6,2	39,9
	Каменноугольный	0,35	I,0	5,7	I6,6	I2,I	I2,8	5I,4

[x] $C_I = D_{I6I0}/D_{720}$. [xx] $K_н$ – число нафтеновых колец в усредненной молекуле. [xxx] $Ц_I = \frac{(CH_2)n \geq 4}{(CH_2)n \leq 2}$.

тей Прикаспийской впадины оказался менее информативным. Нефти, генерируемые надсолевыми нефтематеринскими толщами (триасовой, юрской), отличаются по структуре углеродного скелета метано-нафтеновых УВ в целом от нефтей, генетически связанных с НМТ подсолевых отложений. Однако в пределах одного и того же комплекса - надсолевого или подсолевого - нефти по этому показателю близки. Отношение содержания CH_2-групп в длинных и коротких цепях очень низкое для нефтей юрского комплекса и значительно выше для палеозойских. В нефтях "юрского" генотипа меньше парафиновых УВ, а среди нафтеновых больше низкоциклических нафтенов, чем в нефтях генотипов, залегающих в подсолевых отложениях. С "генетическим кодом" связаны не только различия нефтей, генерируемых разными НМТ, но, по нашему мнению, и их общая геохимческая характеристика: свойства и структурно-групповой состав, особенности их изменения под влиянием условий залегания. Как показал корреляционно-регрессионный анализ, нефти каждого генотипа характеризуются тесными связями между параметрами состава и свойств нефтей, причем набор параметров и теснота связей для разных генотипов разные. Так, плотность нефтей юрского генотипа, формировавшегося в условиях молодой платформы, наиболее тесно коррелируется с содержанием смол ($R = 0,78$), палеоценового генотипа (предгорный прогиб) - с содержанием бензиновой фракции и степенью циклизации нафтеновых и ароматических УВ ($R = 0,94$), а для нефтей юрского генотипа Прикаспийской впадины - с содержанием бензина и смолисто-асфальтеновых компонентов ($R = 0,85$). Нефти в залежах подвергаются воздействию различных факторов, как гипергенных, так и катагенных. Наиболее существенные преобразования нефтей с изменением их структурно-группового состава происходят в зоне идиогипергенеза.

Нефти разных генотипов не одинаково изменяются под воздействием геологических факторов. Об этом свидетельствует различная теснота связи, определяемая коэффициентом корреляции, и разный набор аргументов, отражающих геологические условия залегания, для одних и тех же параметров. Масштабы изменений определяются характером тектонических процессов, воздействующих на залежь в том или ином регионе. В предгорных прогибах залежи нефти в самых молодых (среднемиоценовых) отложениях подверглись сильным гипергенным изменениям. Нефти в них тяжелые, смолистые, с низким содержанием бензина и высоким $К_н$. Чем меньше глубина залегания, тем более дегазированы и окислены нефти в залежах. В палеогеновом комплексе гипергенно измененные нефти встречены уже в немногих залежах, в основном связанных с приподнятыми по разломам блоками структур. Мезозойские нефти Терско-Каспийского прогиба в зону гипергенеза не попали. На эпигерцинской платформе в Предкавказье гипергенно измененных нефтей нет. Большинство залежей нефти в мезозойских отложениях Прикаспийской впадины (платформы) находится в зоне идиогипергенеза. О сильном влиянии состава вод и давления свидетельствуют высокие коэффициенты корреляции этих

Таблица 2

Корреляционные связи состава нефтей Прикаспийской впадины с условиями залегания

Подсолевые отложения		Надсолевые отложения	
R	Уравнения регрессии	R	Уравнения регрессии
0,68	$y_{пл}=0,924+0,000247x_t-0,000505x_{мин}$	0,82	$y_{пл}=0,949-0,000389x_{мин}+0,0000233x_{сульф}$
0,55	$y_{м}=56,59-0,25x_{мин}-0,05x_{сульф}$	0,70	$y_{м}=169,77-0,032x_{гл}+0,013x_{мин}-64,9\ln x_t$
0,92	$y_{ар}=24,69+0,2x_t-0,12x_{мин}$	0,78	$y_{ар}=2,55+0,065x_{р}$
0,70	$y_{мн}=31,63-0,0024x_{гл}+0,12x_{мин}$	0,83	$y_{мн}=72,86-0,0074x_{сульф}-0,16x_{р}+29,32\ln x_{мин}$
0,60	$y_{асф}=11,84+0,1x_t-0,00067x_{сульф}-4,22\ln x_t$	0,88	$y_{н-ар}=122,7+0,15x_{р}-21,29\ln x_{мин}-0,73\ln x_{сульф}$
0,52	$y_{пар}=3,01+0,0016x_{гл}-0,06x_t-0,005x_{р}$	0,70	$y_{см}=41,04+0,013x_{сульф}-5,94\ln x_{мин}$
		0,79	$y_{К_н}=3,29+0,00054x_{сульф}-0,32\ln x_{гл}$

Примечание

пл – плотность, пар – твердые парафины, б – содержание бензиновой фракции, м – метановые, ар – ароматические УВ в бензиновой фракции, мн – метано-нафтеновые УВ, н-ар – нафтено-ароматические УВ, см – смолы, асф – асфальтены, $К_н$ – число нафтеновых колец, мин – минерализация, сульф – сульфатность вод, гл – глубина, р – давление, t – температура.

параметров (от 0,65 до 0,88) с целым рядом характеристик нефтей (плотностью, смолистостью, групповым составом, степенью циклизации молекул). Нефти подсолевых (палеозойских) отложений, находящиеся в зоне криптогипергенеза, гораздо слабее изменялись под действием пластовых вод (R в основном 0,52-0,70). На них больше влияла температура, которая входит в качестве аргумента почти во все уравнения (табл.2).

Нефти, залегающие в юрских отложениях в Эмбенском районе и на п-ове Бузачи, имеют разный характер. По генетическому показателю (отражающему соотношение длинных и коротких парафиновых цепей) они резко отличаются друг от друга (I,37-2,45 и 3,93-5,85 соответственно). Это позволяет сделать предположение, что они генерировались разными по характеру органического вещества материнскими породами. Нефти Эмбы, залегающие на глубинах от 89 до 6I0 м, тяжелые (0,88I г/см^3), окисленные, содержат мало бензина, в котором очень много нафтеновых УВ (88%). В них также много (80%) метано-нафтеновых УВ высокой степени циклизации (I,5) и мало асфальтенов (0,4%). Нефти п-ова Бузачи, залегающие на глубине 350-8I0 м (Каражанбас, Каламкас), окисленные, полностью лишенные бензина, очень тяжелые (0,9II-0,946 г/см^3), сернистые (I,7%), с низким содержанием метано-нафтеновых (30-49%), высоким - ароматических УВ (20-30%), смол, особенно бензольных (22-25%) и асфальтенов (3,8-6,8%).

Они отличаются от нефтей юрских отложений Эмбы практически по всем показателям свойств и группового состава, что никак нельзя объяснить только влиянием вторичных факторов, так как степень их воздействия была примерно одинаковой. Кроме того в нефтях Бузачинского свода обнаружено очень высокое содержание ванадиевых порфиринов, особенно на Каражанбасе - до 55 мг/I00г нефти. Таких высоких содержаний VO порфиринов не встречено ни в одной нефти надсолевого комплекса Эмбы. Содержание ванадия в нефти Каражанбаса - одно из самых высоких для нефтей СССР. Оно превышает кларковое (I,3·I0^{-2}%) примерно в 4 раза. В нефтях этого района обнаружены также высокие содержания Ni -порфиринов (6-7 мг/I00 г нефти).Таким образом, по содержанию порфириновых комплексов нефти Бузачинского свода являются уникальными.

Вышеуказанные различия нефтей Эмбы и п-ова Бузачи очень существенны и могут быть обусловлены только своей зоной генерации для нефтей п-ова Бузачи,ОВ которой имеет специфический состав и высокое содержание V и Ni-порфиринов. Она находилась, по всей вероятности, к северу от Бузачинского свода, где мезозойские породы погружаются в сторону Каспия. На примере юрских отложений Эмбы и п-ова Бузачи видно, что генетические типы нефтей могут быть разными даже в одном и том же комлексе, если НМП имели разное по составу ОВ и формировались в различных геологических условиях. По нашему мнению, катагенные изменения генетических типов нефтей обусловлены не только температурой, но и целым комплексом взаимосвязанных факторов (типом исходно-

го ОВ нефтематеринских пород, возрастом вмещающих отложений, временем нахождения нефтей в зоне высоких температур и т.д.), по разному проявляющих себя в разных регионах.

Наибольшее влияние катагенеза на состав нефти отмечается в предгорных прогибах Предкавказья. Но и здесь сильно измененных нефтей не встречено. В верхнемеловых отложениях Терско-Каспийского прогиба встречены наиболее катагенно-преобразованные нефти (Брагуны, гл.4700м; Андреевская долина, гл.5650 м). Они отличаются пониженной плотностью (0,825 г/см^3), высоким содержанием бензина, преобладанием в нем метановых УВ, очень низким содержанием смол и асфальтенов. Нефти эпигерцинской платформы, находящиеся в зоне катагенеза (Лабинское, 4700 м; Юбилейное, 4450 м), не имеют признаков существенных катагенных изменений.

Оценка степени влияния зоны катагенеза на состав нефти была нами сделана путем выявления связей между параметрами состава нефти и современной температурой пласта, достигающей в предгорных прогибах значительных величин (150-160^{0}С).

В Предкавказье свойства и состав нефтей разных стратиграфических комплексов, отличающихся по геологическим условиям, по-разному коррелируются с температурой. Так, плотность и содержание метано-нафтеновых УВ в нефтях эоцен-олигоценовых отложений Западно-Кубанского прогиба слабо связаны с температурой (R =0,61 и 0,52), а в нефтях верхнемеловых пород Терско-Каспийского прогиба значительно теснее (R =0,73). Для нефтей некоторых комплексов (например, юрского на эпигерцинской платформе) температура вообще не входит в уравнения регрессии. В этом регионе ряд параметров состава нефтей подсолевых отложений коррелируется с температурой, но она является лишь одним из факторов, влияющих на их состав, наряду с глубиной и давлением (сера и твердые парафины), минерализацией (плотность и бензиновая ароматика) и сульфатностью пластовых вод (асфальтены) (см.табл.2).

Мы полагаем, что если нефти находятся в залежах при более низких температурах, чем температуры их образования, существенных изменений в их составе в зоне катагенеза происходить не должно. В Прикаспийской впадине температуры были недостаточно высокими, чтобы вызвать катагенные изменения нефтей. Как в Прикаспийской впадине, так и во многих других нефтегазоносных бассейнах СССР и мира, нефти в залежах находятся при более низких температурах, чем температуры их генерации. В Прикаспийской впадине залежи нефти ни в одном комплексе и районе не подвергались воздействию температур более 120^{0}С. Этим и определяется возможность существования в данном регионе нефтяных залежей на глубинах до 7 км.

Таким образом, можно сделать следующие выводы.

1. На формирование генетического типа нефти существенное влияние оказывают специфические особенности состава органического вещества нефтематеринских пород, отраженные главным образом в структуре УВ.

2. В различных седиментационных бассейнах нефти разных генотипов по разному изменяются под влиянием гипергенных и катагенных факторов.

3. Окисление и дегазация, которым подвергаются нефти в зоне идиогипергенеза, существенно меняют свойства и состав нефтей, но специфика их исходного состава, за исключением случаев сильного окисления, сохраняется.

4. Катагенетические изменения нефтей могут происходить только при попадании залежи в условия более высоких температур, чем температуры генерации УВ.

УДК 553.98.06I.3: 55I.242.5

К.Б.Аширов

О МЕХАНИЗМЕ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЛАТФОРМЕННОГО ТИПА

На основании исследований, проведенных в Среднем Поволжье и других районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [1,2,3,4], в основу представлений об условиях формирования месторождений платформенного типа данного региона приняты следующие положения. I. Формирование залежей с генетически едиными нефтями во всем разрезе палеозоя происходило за счет местных источников нефти и газа, генерировавшихся глинисто-карбонатными, окремнелыми, интенсивно битуминозными породами доманиковой фации, приуроченными к отложениям карбонатного девона - низам турне.2.Нефтесборные площади у подавляющего большинства месторождений располагались в примыкающих к поднятиям депрессиях. 3. Миграция нефти с нефтесборных площадей происходила по трещинным каналам и дизъюнктивным разломам. В пределах нефтесборных площадей миграция была в основном внутрипластовой, а на участках формирования месторождений - вертикальной, с последовательным заполнением всех благоприятных для скопления нефти и газа ловушек. 4. Время формирования месторождений принимается геологически позднее, в позднеальпийскую фазу тектогенеза.

Приуроченность нефтесборных площадей к депрессионным зонам, примыкающим к пунктам формирования месторождений, определялась тем, что по данным В.И.Тихомирова [3]в депрессиях, в материнских доманиковых породах содержание нефтяных битумоидов обычно намного выше, чем на бортовых и палеосводовых участках. К тому же в депрессиях, в породах доманиковой фации наблюдаются следы активной внутрипластовой миграции по трещинным каналам.

У платформенных структур, имеющих обычно асимметричное строение, крутые крылья осложнены сквозной трещиноватостью и разломами [1,2]. Поэтому внутрипластовый поток нефти, достигнув участков формирования, устремлялся по крутым крыльям вверх , и дальнейшая миграция приобретала характер вертикальной, межпластовой.

Для познания условий формирования месторождений важной особенно-

стью их строения является наличие у залежей наклонных водонефтяных контактов (ВНК). Анализ условий появления наклонных ВНК [1,2] подтвердил, что они приурочены к тем участкам залежей, в которые поступала нефть из нефтесборных площадей. При этом в связи с геологически поздним временем формирования залежей поступающая в ловушки нефть не успела гравитационно выровнить поверхность раздела с водой.

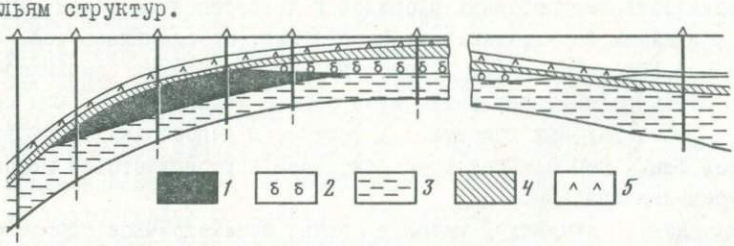
Значительный наклон ВНК вплоть до сползания залежи целиком на крутое крыло может иметь место при полном выклинивании коллектора или его запечатанности на противоположном пологом крыле. Подобный пример представляет Колвинско-Новостепановское месторождение, у которого свод занят газовой шапкой, а нефтяная залежь в отложениях верхней перми целиком сползла на крутое крыло (рис.1).

Наличие различно выраженных наклонных контактов характерно для большинства месторождений [1,4].

При этом чаще всего наклоны ВНК приурочены к крутым крыльям структур, обращенным в сторону депрессий, откуда поступала нефть.

Негоризонтальность ВНК может характеризоваться значениями его пониженного залегания чаще всего на крутых крыльях от долей до десятков метров. Например, на Ромашкинском месторождении на крутом юго-западном крыле ВНК в пласте Д I залегает ниже на 6 м, на Бавлинском и Туймазинском-на 5 м, в пласте $Б_2$ Бавлинского - на 14 м. В Куйбышевской области в пластах ДI и ДП Дмитриевского месторождения наклон ВНК достигает 9 м и больше, на Алакаевском месторождении в пласте ДI - 4 м, в пласте $Б_2$ - 19 м и т.д.

Высказанные взгляды на условия появления наклонных ВНК подтверждаются и тем, что нефть на данных участках залежей обычно более легкая, чем на участках с повышенным ВНК. На эту особенность в свое время обратила внимание А.К.Котина [5], отметившая, что на Самаролукских месторождениях нефти на крутых крыльях структур, обращенных в сторону Ставропольской депрессии, более легкие и менее вязкие, чем на противоположных пологих крыльях. Попутно отметим, что на указанных месторождениях наклон ВНК также приурочен к крутым северным крыльям структур.



Р и с. I. Поперечный геолого-литологический профиль Калиновско-Новостепновского месторождения

I-3 - доломиты: I - нефтенасыщенные, 2 - газонасыщенные, 3 - водонасыщенные; 4 - мергели; 5 - ангидриты

Аналогичная закономерность для залежи пласта Д1 Ромашкинского месторождения была установлена и А.И.Желонкиным. Здесь на крутом юго-западном крыле, где отмечено пониженное положение ВНК, нефть самая легкая с плотностью 0,854 г/см^3, вязкостью 2,2 сп и газовым фактором 71 м^3/т. В своде структуры нефть имеет плотность 0,860 г/см^3, вязкость 3 сп и газовый фактор 65 м^3/т, а на северном пологом крыле плотность нефти 0,870 г/см^3, вязкость 4,2 сп и газовый фактор 39 м^3/т.

Подтверждением механизма формирования месторождений за счет поступления нефтей из примыкающих к крутым крыльям депрессий служат данные о более высоких приведенных температурах на участках пониженных ВНК. По данным Г.В.Кострюкова и А.Л.Голикова, в Ромашкинском месторождении на приведенной единой плоскости температура в пласте Д1 была в пределах 35-38^{0}С, а на юго-западном крутом крыле-42^0.

По данным А.В.Дружинина, температурная аномалия фиксируется вдоль всего крутого крыла Жигулевской дислокации. Интересные факты наблюдались Николаевым В.М., установившим в скважинах у крутого крыла Жигулевского месторождения в нефти пласта Д0, имеющего приведенную температуру 50^0, присутствие парафина с температурой кристаллизации 63^0. Естественно, что парафин мог поступить с нефтью из примыкающей депрессии, расчетная температура в которой примерно 70^{0}С.

Доказательством поступления нефтей в ловушки по трещинным и разломным каналам со стороны крутых крыльев структур и реже по секущим структуры линейным разломам служит приуроченность выноса нефтями спор из скважин, расположенных на указанных участках. При этом миграция нефтей по трещинным и разломным каналам подтверждается размерами спор, достигающими десятков и сотен микрон, тогда как межспоровые каналы коллекторов имеют сечения в единицы микрон. Присутствие более древних спор по сравнению с возрастом вмещающих залежи пород является доказательством формирования многопластовых месторождений за счет вертикальной миграции нефтей.

Примеры, подтверждающие сделанные выводы, получены К.Р.Чепиковым, Л.П.Климушкиной и А.М.Медведевой [6] при палинологических исследованиях на месторождениях Западной Сибири. Аналогичные данные по Урало-Поволжью и Коми АССР были получены Д.А.Гроссгейм, П.И.Мотовиловым и другими.

Формирование многопластовых месторождений за счет вертикальной миграции нефтей снизу по нарушенным разломами и сквозной трещиноватостью крутым крыльям структур подтверждается наличием сплошных следов миграции по всей глубине в виде пропитки пород и заполненности трещин нефтью и вязким битумом [1]. На основании изложенного можно представить в следующем виде механизм формирования месторождений платформенного типа, приняв для удобства условия Среднего Поволжья, по которому имеется больше исходных данных. Как отмечалось, для формирования месторождений непременным условием является наличие сочетания депрессионных нефтесборных участков с примыкающими к

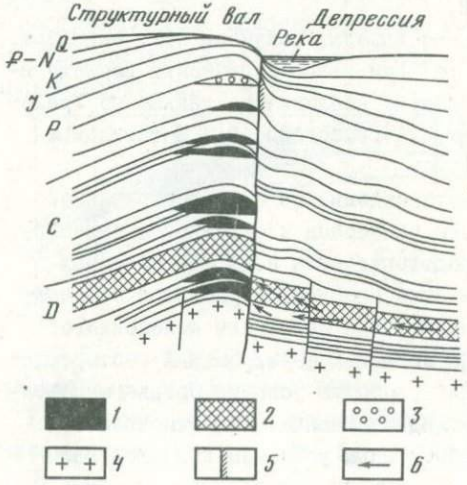
ним поднятиями-ловушками. На рис.2 показана схема формирования применительно к условиям Самаролукских месторождений на Жигулевском валу. В правой части рисунка схематично показана Ставропольская депрессия, с площади которой происходила внутрипластовая миграция к югу, к Жигулевскому валу. При этом нефтепроводящими являлись сами нефтепроизводящие породы, изобилующие следами миграции в трещинных каналах. При подходе нефтяного потока к структурному поднятию, показанному на рисунке слева, нефть начинала подниматься вверх по разломам и трещинным каналам, заполняя на пути все благоприятные для формирования залежей ловушки.

Известно, что условием для формирования месторождений является наличие в разрезе коллекторов и покрышек. При вертикальном перемещении нефтяного потока по разломным и трещинным каналам выступающие в сторону потока козырьки покрышек захватывали нефть, которая, попав в ловушку, начинала накапливаться первоначально на крыльевых участках, с чем и связано формирование наклонных ВНК (рис.3). При рассматриваемых условиях объем заполняющей ловушку нефти определяется отметкой нижней кромки козырька покрышки.

На рис.2 видно, что в осадках терригенного девона, залегающих в стратиграфическом разрезе ниже нефтепроизводящих пород доманиковой фации, залежи могли формироваться при условии, когда залегающая в депрессии нефтепроизводящая толща оказывалась гипсометрически ниже отложений терригенного девона на структурных поднятиях.

Когда амплитуда смещения нефтепроизводящей толщи, залегающей в депрессии, была недостаточна, и она не контактировала с коллекторами терригенного девона, залежи в них формироваться не могли.

В отдельных случаях нефть в ловушки могла поступать снизу не по каналам на крутых крыльях, а по секущим структуры дизъюнктивным



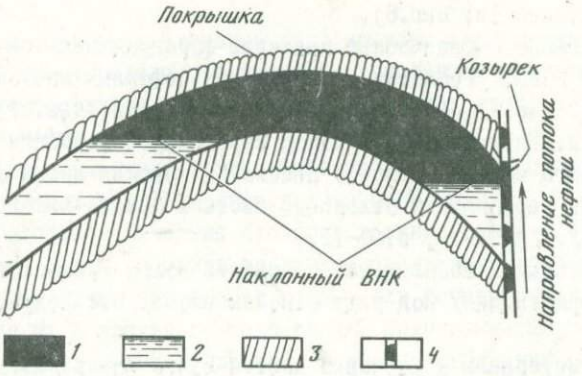
Р и с. 2. Схема формирования залежей нефти в разрезе палеозоя на структурном валу за счет миграции из нефтепроизводящей толщи с площади, примыкающей к депрессии

1-2 - залежи: 1 - нефтяные, 2 - газовая; 3 - нефтепроизводящая толща; 4 - кристаллический фундамент; 5 - зоны трещиноватости и тектонических разломов; 6 - направление миграционного нефтяного потока

разломам. При этих условиях наклонные ВНК на крутых крыльях формироваться не могли. Часто в подошвах нефтяных залежей фиксируется наличие переходных зон либо зон высокой осмоленности, прослеживаемых иногда на десятки метров. Условия формирования указанных зон связаны с характером газонасыщенности нефтей, их физико-химическими свойствами и физическими свойствами коллекторов. Причиной формирования приподошвенных зон являлась усадка пластовых нефтей, происходившая в результате потери части насыщающих их газов.

Газонасыщенность пластовых нефтей зависит от мощностей и качества покрышек [7]. При маломощных покрышках, при потерях залежами значительных количеств газа происходила ощутимая усадка нефтей. В результате происходил подъем ВНК, вызвавший образование в подошвах залежей зон остаточной нефтенасыщенности и гидрофобной обработки. Естественно, что в коллекторах с ухудшенными физическими свойствами и у более смолистых нефтей мощность остаточного нефтенасыщения будет более значительной. Поэтому индикатором на присутствие у залежей и примерные размеры переходных зон и зон засмоленности могут являться как низкие газовые факторы нефтей, так и их компонентный состав, в частности количество в них метана и азота.

Выявленные зависимости позволяют восстанавливать былые размеры залежей, которые в настоящее время из-за потери части газа уменьшились в объеме. Например, вызывало удивление наличие одинаковых отметок ВНК на минус 1484-1490 м у Ромашкинского месторождения с взаимосвязанными залежами Бавлинской - Александровской - Туймазинской. По сообщению профессора С.А.Султанова, у всех перечисленных месторожде-



Р и с. 3. Схема заполнения структурной ловушки нефтью со стороны крутого крыла

I - нефтяная залежь; 2 - водоносная часть пласта; 3 - глины; 4 - канал миграции

ний отмечается наличие древнего ВНК на 15-20 м ниже современного. Из этого следует, что к моменту формирования указанные месторождения представляли единую залежь. Но затем из-за потери части газа и последовавшей усадки нефтей месторождения разделились. Это доказывают также относительно низкие газовые факторы у перечисленных девонских залежей (от 39 до 71 $м^3/т$), которые во время формирования месторождений были значительно выше.

Интересно остановиться и на вопросе о возможности переформирования залежей. Известно, что при заполнении первично-водонасыщенных ловушек нефтью, в них за счет полярных компонентов нефтей - смол, асфальтенов и др.-происходила гидрофобизация поверхности поровых каналов, становившихся из гидрофильных в основной части объема гидрофобными. Гидрофобизующие слои являются стойкими, практически неудаляемыми [8]. Поэтому в случае, если из какой-либо залежи вся нефть переместится в новую ловушку, в прежней ловушке сохраняются целиком углеводороды-гидрофобизаторы и неохваченная вытеснением остаточная нефть. Поэтому, рассматривая вопросы переформирования залежей, необходимо иметь в виду, что в первоначальных ловушках должно было сохраниться не менее 50-70% нефти, что и подтверждается данными разработки. Имеющиеся данные позволяют утверждать, что каналы утечки в процессе формирования залежей нефтей быстро залечивались, и залежи часто восстанавливались за счет дальнейшего доформирования, примером чего может служить Зольнинское месторождение [1] в Урало-Поволжье.

Литература

1. Аширов К.Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. М.: Недра, 1965.172 с. (Тр.Гипровостокнефти; Вып.8).
2. Аширов К.Б. Геолого-физические критерии формирования залежей нефти и газа. - В кн.: Геология и разработка нефтяных месторождений. Куйбышев, 1976, с.126-130. (Тр. Гипровостокнефти; Вып.27).
3. Тихомиров В.И. Битуминозность пород карбонатной формации верхнего девона, нижнего карбона (турне) Камско-Кинельских прогибов. - В кн.: Геохимия карбонатных отложений системы Камско-Кинельских прогибов.- Тр.ИГиРГИ, 1975, с.60-71.
4. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / Под ред. С.П.Максимова. М.: Недра, 1970. 808 с.
5. Котина А.К. Материалы к изучению нефтей Волго-Уральской области: Об условиях образования нефти. - Тр.ВНИГРИ, 1955, вып.82, с.147-164.
6. Чепиков К.Р., Климушкина Л.П., Медведева А.М. Некоторые особенности процессов миграции углеводородов на примере нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности. Проблемы геологии нефти. - Тр. ИГиРГИ, 1976, вып.7, с.40-54.

7. Абрамова Л.М., Аширов К.Б. Газонасыщенность пластовых нефтей как функция от мощности покрышек над залежами нефти. - ДАН СССР,1973, т.208, № 4, с.928-931.
8. Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти. М.: Недра, 1974. 200 с.

УДК 553.98.2.061.15: 556

А.Ф.Романюк, М.И.Суббота

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ ФОРМИРОВАНИЮ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Проблема формирования залежей нефти и газа не может рассматриваться без учета гидрогеологических данных. Все процессы первичного зарождения живого органического вещества (ОВ), его развитие и совершенствование не могли бы происходить, если бы отсутствовала гидросфера на Земле. Накопление ОВ в илистых осадках, а в последующем преобразование его в углеводороды (УВ) и концентрация в виде залежей происходит в недрах Земли только в водной среде. Длительное сохранение залежей, особенно газа, невозможно в безводных породах: вода соответствующего химического состава является консервато ром углеводородов.

Подземная гидродинамика в значительной мере определяет условия миграции УВ из мест их образования до благоприятных структурных или других ловушек. Сама вода как материальное тело может переносить УВ и отдавать их залежам или,наоборот, растворять и рассеивать по пластам или выносить на поверхность Земли, способствуя их полному уничтожению.

Таким образом, подземная вода на всех этапах жизни бассейна является не просто средой, а активным участником превращений ОВ в УВ (в соответствующих гидротермодинамических условиях) и создания из них залежей нефти и газа.

Необходимыми гидрогеологическими условиями, способствующими формированию залежей УВ являются следующие.

1. Гидрогеологические бассейны должны занимать значительную площадь. Чем больше площадь осадочно-породного гидрогеологического бассейна, тем лучше условия не только для формирования крупных залежей, но и для их длительного сохранения. Примерами такого типа бассейнов могут служить Волго-Уральский и Западно-Сибирский, приуроченные к платформам. Небольшие по площади гидрогеологические бассейны, ограниченные десятками тысяч квадратных километров, характеризуются менее благоприятными условиями для образования и сохранения залежей. Это особенно относится к горно-складчатым гидрогеологическим бассейнам, многие из которых полностью потеряли сформировавшиеся ранее в их пределах залежи. Чем древнее горно-складчатые бассейны, тем меньше надежды на сохранение в них месторождений.

Для пояснения следует сказать, что гидрогеологические бассейны различаются в основном по структурной форме и характеру коллекторских горизонтов, содержащих свободные (подвижные) воды. В пределах земного шара выделяется несколько типов крупных гидрогеологических бассейнов: осадочно-породные депрессионные (в основном платформенные), осадочно-породные горно-складчатые (послегеосинклинальные), осадочно-породные океанические и породные глыбово-массивные. Наиболее богатые залежи нефти и газа приурочиваются к осадочно-породным депрессионным бассейнам и менее богатые - к осадочно-породным горно-складчатым. Газоносными могут быть океанические бассейны, пока еще очень слабо изученные. Необходимо отметить, что покрытые морями шельфы и континентальные склоны по нашей классификации относятся к осадочно-породным континентальным бассейнам, а не к океаническим.

Большие размеры гидрогеологического бассейна гарантируют сохранение в нем в погруженных пластах условий гидродинамической закрытости. Гидродинамическая закрытость обусловливается несколькими причинами. Среди них следует отметить прерывистость пластов-коллекторов и наличие сбросов со смещением пластов, препятствующих сквозному движению вод. Создание в погруженных частях бассейна собственного источника энергии, образуемого в результате уплотнения пород и высоких температур, противодействует проникновению в эти пласты инфильтрогенных вод с дневной поверхности.

Осадочно-породные бассейны, покрытые морскими и океаническими водами, и особенно осадочно-породные океанические бассейны, характеризуются гораздо лучшими условиями для сохранения в них восстановительной геохимической обстановки закрытого водообмена и залежей углеводородов.

2. Гидрогеологические бассейны, благоприятные для нефтегазообразования, должны обладать достаточной глубиной. Мощность осадочного чехла, как правило, должна превышать 2-3 км. При меньших глубинах (особенно для небольших по площади бассейнов) водоносные горизонты могут быть "промыты" инфильтрационными водами. К тому же в мелких бассейнах из-за низких пластовых температур отсутствуют условия для прохождения главной фазы нефтеобразования и глубинной фазы газообразования.

3. В истории формирования осадочно-породного гидрогеологического бассейна серьезным положительным фактором является преобладание нисходящих тектонических движений, создающих условия для проявления преимущественно элизионной гидродинамической системы. Однако ограниченные по времени положительные тектонические движения и наступление инфильтрационного гидродинамического режима не всегда сказываются отрицательно на процессе формирования и сохранения залежей УВ. Во-первых, внедрение инфильтрогенных вод происходит в основном только в верхние водоносные горизонты и не затрагивает нижние, что мы видим на примере Волго-Уральского бассейна. Во-вторых, верхние слои оса-

дочного чехла еще не прошли главной фазы нефтеобразования, и внедрившиеся воды с поверхности не способны разрушить ОВ и УВ, надежно захороненные в глинистых нефтегазоматеринских толщах.

Преобладающее большинство платформенных гидрогеологических бассейнов, имеющих площади более 20-30 тыс.км^2 и глубины осадочного чехла свыше 2-3 км, сохраняют в нижних частях разреза седиментогенные (элизионные) воды даже в условиях "инфильтрационного режима" длительное геологическое время, исчисляемое многими десятками и сотнями миллионов лет. Даже в горно-складчатых бассейнах (таких, как Карпатский), отличающихся очень сложной тектоникой и сильной нарушенностью, десятки миллионов лет сохраняется элизионный гидродинамический режим в мезозойских и кайнозойских отложениях на преобладающих территориях этой горной страны.

4. Для формирования залежей УВ необходимо совпадение этапа "созревания" УВ с этапом достаточно заметной эмиграции воды из нефтегазоматеринских толщ в пласты-коллекторы. Как известно, гидрогеология изучает условия залегания и поведение свободных вод в верхних частях земной коры. Между тем в земной коре в целом преобладают не свободные воды, а связанные. В нижних частях коры содержатся только связанные воды. Но на определенных этапах развития земной коры они могут участвовать в активных геологических процессах, в том числе в формировании углеводородных залежей. Поэтому связанные воды и особенно поровые растворы, представляющие собой полусвязанные или рыхлосвязанные воды, всегда привлекали внимание гидрогеологов-нефтяников.

Основная масса поровых растворов отжимается из нефтегазоматеринских пород на начальном этапе их уплотнения, а затем темп отжима вод замедляется. Этот этап совпадает с относительно слабым преобразованием рассеянного ОВ в легкоэмигрируемые углеводороды, вследствие чего основная масса РОВ сохраняет нефтематеринский потенциал. В период главной фазы нефтеобразования усиливается переход связанных вод в свободное состояние, и они в это время приобретают, по данным В.А.Симоненко и других, аномальные свойства агрессивного растворителя минеральных веществ и углеводородов. Агрессивные свойства "освобожденной воды" проявляются в ее способности растворять УВ в несколько раз больше, чем обычная пластовая вода. Будучи отжатой из нефтематеринской толщи в пласт-коллектор "освобожденная вода" теряет эти свойства, и ее растворимость резко снижается. Низкая растворимость нефти в обычной воде хорошо известна и это ставит в тупик исследователей, изучающих возможность первичной эмиграции нефти с водой. Теперь низкую растворимость нефти в пластовой воде по ряду причин стали считать не отрицательным, а положительным фактором. Во-первых, низкая растворимость нефти препятствует потерям на растворение в воде пласта-коллектора; во-вторых, выносимая "освобожденной водой" нефть из нефтематеринской толщи в новых термодинамических

условиях коллектора выделяется в свободную фазу в виде пленок и пузырьков и образует первичные микрозалежи. Таким образом, низкая растворимость нефти в пластовой воде не аргумент для отрицания осадочно-миграционной теории образования нефти.

5. Пористый пласт, заполненный водой, не является идеальным резервуаром для миграции углеводородов в виде пузырей и струй и их скопления в единую крупную залежь. Микротрещины и более крупные разрывные нарушения облегчают этот процесс. Вода обладает свойством упруго передавать сейсмотолчки, как бы встряхивая толщу пород, облегчая миграцию нефти по порам и трещинам. Причины сейсмотолчков (землетрясений) могут быть разные. Их можно разделить, как это сделал А.К.Курскеев (1979г.), на внутриземные и космические. К внутриземным разные авторы относят: 1) гравитационную дифференциацию вещества; 2) стремление земной коры к изостатическому равновесию; 3) метаморфизм пород; 4) электрические разряды в недрах; 5) физико-химические и фазовые процессы в недрах. К внеземным (космическим) причинам землетрясений относятся: 1) лунно-солнечные приливы; 2) колебания атмосферного давления; 3) солнечные вспышки, создающие геомагнитные бури; 4) изменение напряжения внутри Земли за счет энергии, поступающей от солнечного ветра в земную магнитосферу; 5) изменение скорости вращения Земли под воздействием космических факторов. Все эти явления оказывают воздействие на гидросферу, в том числе на подземную гидросферу и ее флюидальную систему, способствуя перемещению и концентрации нефти в водной среде.

6. Формирование газовых залежей многие исследователи связывают исключительно с подземной гидросферой. Считается, что газоматеринские толщи генерирующийся метановый газ первоначально отдают пластовым водам, в которых он и растворяется. При достижении полного насыщения воды газ способен выделиться из нее в свободную фазу и образовать газовые залежи. Критическое насыщение воды газом происходит также при снижении пластового давления, при температурах 90-120°С, при высокой минерализации воды и т.д. Предельное газонасыщение воды создает условия для микроструйной миграции газа, выделяющегося в пласт-коллектор из газоматеринской толщи, однако это не всегда подтверждается практикой. В настоящее время редко обнаруживаются предельно газонасыщенные пластовые воды даже в тех районах, где продолжает генерироваться газ. К тому же фоновая газонасыщенность вод неоднородна даже по одному пласту. По-видимому, микроструйная миграция газа возможна и в недонасыщенных газом пластах.

7. Пластовые воды несут в себе большую информацию о геохимических условиях недр, благоприятных или неблагоприятных для накопления и сохранения залежей нефти и газа. Помимо этого в водах распространены компоненты нефтяных и газовых залежей, способные непосредственно указывать на наличие или отсутствие залежи в вскрываемом скважинами водоносном горизонте. В настоящее время известны и

и испытаны многие десятки гидрогеологических показателей, определяющих благоприятные или неблагоприятные условия для сохранения залежей УВ и отвечающих на вопрос о наличии в недрах самой залежи. Гидрогеологические нефтегазопоисковые исследования проводятся практически во всех нефтегазоносных областях страны.

Все это позволяет говорить о том, что гидрогеологические данные необходимо использовать при любых исследованиях, проводимых для определения условий формирования залежей нефти и газа и при их поисках.

С целью более широкого применения гидрогеологического метода при поисках нефти и газа составлены и опубликованы Методические руководства по организации и проведению полевых работ, по методам анализа химического состава вод, микроэлементов, растворенных газов и органического вещества. Изданы руководства по методике обработки и интерпретации данных нефтегазоноисковой гидрогеологии, по методике комплексного гидрогеологического исследования локальных структур для оценки нефтегазоносности вскрываемых водоносных горизонтов. Достигнутая эффективность нефтегазопоисковых гидрогеологических работ достаточно высока, о чем свидетельствуют исследования, проведенные в Туркмении, Таджикистане, на Украине, на Северном Кавказе, в Волго-Уральской области и Западной Сибири.

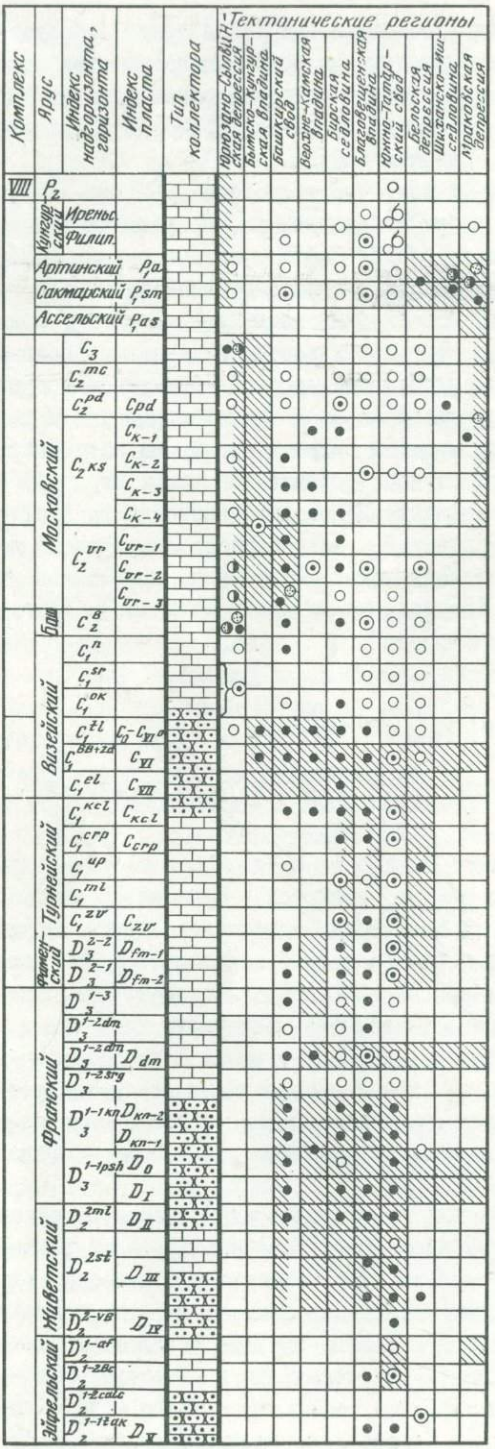
УДК 553.982.2.061.15: 552.54: 551.73 (470.57)

Н.П.Егорова, Н.Н.Лисовский

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПАЛЕОЗОЯ БАШКИРИИ

Карбонатные отложения, составляющие от 70 до 90% мощности разреза палеозоя рассматриваемого района, являются важным резервом для поддержания высокого уровня добычи нефти. В настоящее время в них выявлено более двух десятков нефтегазоносных горизонтов и 250 залежей, однако их изученность по сравнению с изученностью терригенных толщ девона и нижнего карбона остается еще низкой. Это касается и различных аспектов формирования залежей. В вопросах формирования залежей в карбонатных комплексах, как и в проблеме в целом, следует исходить из особенностей геологического строения и размещения известных залежей, наличия источников углеводородов, путей их миграции и аккумуляции с образованием залежей.

На основании изучения минералого-геохимических фаций и пространственного распределения органического вещества и битумоидов различного типа в осадочном комплексе верхнего протерозоя и палеозоя Башкирии выделяется около 25 первично-битуминозных горизонтов, составляющих вместе с рифейско-вендскими первично-битуминозными отложениями десять мощных толщ, которые можно рассматривать в качестве нефтепроизводящих [1]. Они сосредоточены в зонах длительного и устойчивого прогибания земной коры: в Калтасинско-Осинском прогибе и пе-



Р и с. I. Стратиграфическое распределение нефтегазоносности и первично-битуминозных толщ

I–4 – залежи: I – нефтяные, 2 – газонефтяные, 3 – газовые, 4 – непромышленные; 5 – нефтепроявления; 6 – газопроявления; 7 – карбонатные породы; 8 – теригенные породы; 9 – первично-битуминозные толщи

рикратонной области Урала для рифейско-вендских отложений; в Мраковской депрессии, Салмышской, Благовещенской, Верхнекамской впадинах и прилегающих склонах Южно-Татарского и Башкирского сводов по терригенному девону, в Актаныш-Чишминской и Шалымской депрессиях Камско-Кинельской системы прогибов для глинисто-карбонатных депрессионных фаций верхнего девона, турнейского яруса и терригенной толщи нижнего карбона и в Предуральском прогибе для среднего карбона-нижней перми (рис.I).

Изучение физико-химических свойств нефтей различных горизонтов палеозоя позволило выделить три типа нефтей, в общих чертах отражающих степень метаморфизма органического вещества в нефтепроизводящих толщах различных зон нефтегазообразования. Первый тип нефтей характерен для терригенных отложений девона южной и юго-восточной частей Южно-Татарского свода и Благовещенской впадины. По средним показателям нефти этого типа относительно легкие и средние, с пониженной величиной отношения ванадия к никелю, низким коэффициентом метанизации, пониженным содержанием ароматических углеводородов в масляной и повышенным в легких фракциях (табл.I). Второй тип приурочен к терригенным толщам девона и нижнего карбона Бирской седловины, Верхнекамской впадины и прилегающих частей Башкирского и Южно-Татарского сводов. Он характеризуется высокой плотностью, низким содержанием ароматических углеводородов в легких и повышенным в масляных фракциях, повышенной величиной отношения V / Ni и повышенным коэффициентом метанизации. Третий тип - нефти среднего карбона и нижней перми Предуральского прогиба, для которых характерна пониженная плотность, более высокое содержание ароматических углеводородов в легких фракциях, чем в двух предыдущих типах, пониженный коэффициент метанизации и преимущественно низкая величина отношения V / Ni.

Прослеживание различных типов нефтей по разрезу и по площади за пределами зон нефтегазообразования дает представление о видах и масштабах миграции в процессе формирования залежей. Рассмотрим геологические особенности размещения и условия формирования залежей по отдельным комплексам.

В верхнедевонско-турнейском комплексе (П) промышленная нефтеносность установлена во всех структурно-тектонических зонах (см.рис.I). Контролируется она мелкими биогермами, осложняющими локальные поднятия по нижележащим терригенным отложениям девона, и барьерными рифами, развитыми в бортовых зонах Актаныш-Чишминского и Шалымского прогибов. Залежи приурочены к восьми коллекторским пластам. Максимальная нефтеносность в разрезе определяется наличием региональных и зональных покрышек, представленных глинисто-карбонатными отложениями верхнефаменского подъяруса и глинисто-алевролитовыми - кизеловского, елховского и радаевского горизонтов.

Данные о пространственном распределении залежей и направленности изменения физико-химических свойств нефтей указывают на возможность

Таблица I

Изменение физико-химических свойств нефтей и состава их фракций по разрезу (средние показатели)

Тип нефти	Стратиграфический горизонт	Плотность при 20°С, г/см³		Углеводородный состав, % вес.							
				фракция НК - 200°С				масляная фракция, по Хазельвуду			
		нефти	масляной фракции	ароматическая	нафтеновая	метановая	метан / аром. + нафтен.	C_A	C_H	C_P	$C_P / C_A + C_H$
Ш	Нижняя пермь	0,872	0,942	I7,7	26,5	55,6	I,25	26,9	20,7	53,I	I,II
	Средний карбон	0,890	0,935	II,5	28,8	55,4	I,37	28,8	I7,7	52,6	I,I3
	Каширский горизонт	0,893	0,934	II,0	27,I	54,4	I,46	29,8	I9,4	50,8	I,03
	Верейский горизонт	0,883	0,934	I4,I	29,8	55,6	I,26	26,8	I4,9	55,8	I,33
II+Ш	Башкирский ярус	0,89I	0,940	II,8	30,7	56,8	I,33	30,0	I8,8	5I,2	I,04
II	Терригенная толща нижнего карбона	0,900	0,960	5,2	24,5	69,9	2,35	35,3	23,5	62,4	I,05
I+II	Турнейский ярус	0,899	0,952	6,9	24,3	66,4	2,I2	30,7	20,9	48,3	0,93
	Фаменский ярус	0,898	0,95I	8,5	22,4	69,I	2,23	28,9	23,I	47,9	0,92
I	Кыновский горизонт										
	Южно-Татарский свод, Благовещенская впадина	0,869	0,938	8,9	32,8	57,3	I,37	-	-	-	-
II	Башкирский свод, Бирская седловина	0,909	-	9,2	33,0	57,7	I,36	-	-	-	-
I	Пашийский горизонт										
	Южно-Татарский свод, Благовещенсая впадина	0,874	0,939	I0,9	28,I	62,6	I,6	26,7	I7,5	55,7	I,26
II	Башкирский свод, Бирская седловина	0,902	-	9,2	3I,0	59,3	I,47	24,8	24,4	50,6	I,02
I	Живетский ярус	0,844	0,9I7	I0,08	25,3	64,6	I,85	25,4	I8,0	56,6	I,3

формирования залежей за счет двух источников углеводородов: терригенной толщи девона и глинисто-карбонатных отложений депрессионных фаций верхнедевонско-турнейского возраста некомпенсированных прогибов. На возможность формирования залежей за счет вертикальной миграции указывает тот факт, что 65% залежей в верхнедевонско-турнейском комплексе выявлено на месторождениях с промышленной нефтегазоносностью терригенной толщи девона, а также сходство нефтей фаменского, а во многих месторождениях Южно-Татарского свода и Благовещенской впадины и турнейского ярусов с нефтями терригенной толщи девона. При этом сходство выражается не столько в общих физико-химических показателях, сколько по групповому углеводородному составу и соотношению металлоорганических комплексов, а также по составу спорово-пыльцевых комплексов нефтей, среди которых преобладают формы, характерные для терригенного девона [3]. Различия по этим показателям отмечаются лишь в узкой полосе в области Южно-Татарского свода, прилегающей к юго-западному борту Актаныш-Чишминского некомпенсированного прогиба (Туймазинское, Серафимовское месторождения), где изоляционные свойства покрышки кыновского горизонта более значительны и формирование залежей могло происходить за счет поступления нефти из некомпенсированного прогиба (табл.2).

В пределах Бирской седловины и Башкирского свода размещение залежей в верхнедевонско-турнейском комплексе в большей мере совпадает с размещением залежей в вышележащем терригенном комплексе нижнего карбона, что, по всей вероятности, обусловлено как наличием единого источника углеводородов, так и совпадением структурных планов упомянутых комплексов. Поступление нефти в ловушки могло происходить как из подстилающих толщ, так и за счет локальной боковой миграции из депрессионных фаций межкупольных пространств.

Исходя из вышеизложенного, есть основание считать, что наиболее распространенной миграцией является вертикальная за счет перетоков нефти в виде струй. Об этом свидетельствует наличие нефтепроявлений во всех стратиграфических горизонтах. Путями вертикальной миграции являлась система трещин, соединяющих пачки коллекторов, литологические и палеокарстовые окна, которые имеют место вследствие широкого стратиграфического распространения палеокарстовых пустот, в верхнефранском и нижнефаменском подъярусах, доманике и турнейском ярусе Южно-Татарского и Башкирского сводов, Благовещенской впадины и Бельской депрессии [2]. Латеральная миграция вследствие невыдержанности коллекторских пластов и низкой проницаемости их могла осуществляться в зоне развития палеокарстовых коллекторов в западной части Южно-Татарского свода и в кизеловском горизонте турнейского яруса, где пористые известняки имеют региональное развитие.

Процессы формирования залежей в окско-башкирском (IУ), верейском (У) и каширско-гжельском (УI) комплексах взаимосвязаны. Промышленная нефтегазоносность во всех перечисленных комплексах приурочена к одним

Таблица 2

Изменение физико-химических показателей нефтей по разрезу месторождений

Тектонический район	Тип нефти	Месторождение	Ярус, горизонт	Плотность, г/см³	Метановые УВ / Ароматические+нафтеновые УВ во фракции НК-200°С	Содержание ароматических УВ во фракции НК-200°С, %вес	$\frac{V}{N_i}$	Газовый фактор, м³/т
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Южно-Татарский свод	П	Шкаповское	Бобринский + рад	0,936	I,2	6,4	I,I	9,4
			Турнейский	0,913	–	–	2,8	II,5
	I	Хомутовское	$Д_I$	0,870	I,88	I,I	I,8	4I,6
			$Д_{Iу}$	0,825	2,25	I0,8	I,8	I2,5
	I		Фаменский	0,883	I,6	9,5	0,7	52
			$Д_I$	0,876	I,64	9,6	I,0	6I
			$Д_{Iу}$	0,868	I,78	II	I,0	–
	П	Туймазинское	Бобринский + рад	0,889	2,85	5,2	2,9	25
			Турнейский	0,892	2,26	6,4	3,8	20
			Фаменский	0,9I9	–	–	2,4	–
	I	Серафимовское	$Д_I$	0,848	I,75	I0,0	2,0	69
			$Д_П$	0,853	I,74	I0,0	I,8	64
			$Д_Ш$	0,87I	I,62	II,4	I,I	55
	I		$Д_I$	0,85I	I,67	I0,3	I,3	55,7
			$Д_П$	0,887	–	–	0,9	62,4
			$Д_{Iу}$	0,874	I,89	6,7	I,5	8,3

Таблица 2 (продолжение)

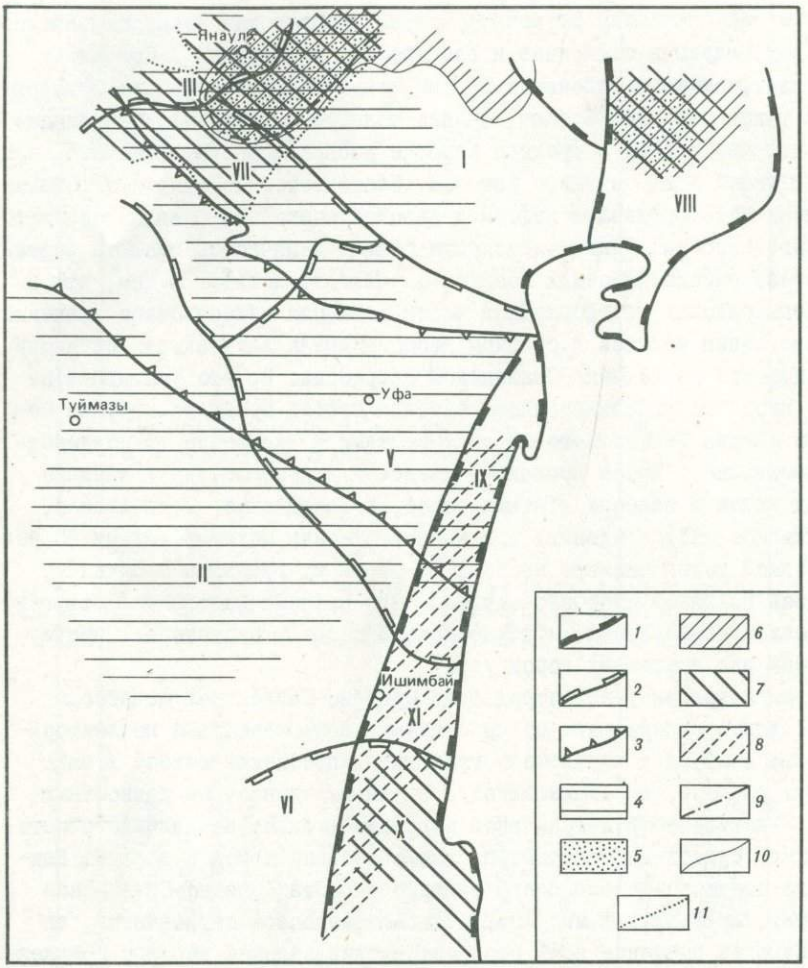
I	2	3	4	5	6	7	8	9
Благовещенская впадина	I	Тавтимановское	Бобринский + рад	0,882	2,0	5,9	2,0	-
			Турнейский	0,883	I,92	7,8	I,7	-
			Фаменский	0,870	2,0	6,6	-	-
			Аск.+Менд.	0,892	2,06	6,3	I,3	-
			Доманиковский	0,887	I,55	5,9	-	-
			Кыновский+паш.	0,879	2,4I	8,0	I,7	86,4
	П	Сергеевское	Бобринский + рад	0,9I3	-	-	2,7	-
			Турнейский	0,882	I,96	7,3	2,4	42,3
	I		Кыновский	0,868	2,I0	6,I	I,2	-
			Кыновский+паш.	0,878	2,I9	6,3	I,5	60
			$Д_I$	0,874	-	-	I5	-
Бирская седловина	Ш	Арланское	Каширский	0,888	I,5	I2,0	2,6	-
	П	Манчаровское	Бобринский + рад	0,897	2,I5	5,9	3,I	
			Каширский	0,897	2,6	5,9	-	-
			Бобринский + рад	0,900	2,8	6,6	2,7	-
			Турнейский	0,906	-	-	3,6	-
			Фаменский	-	-	-	2,4	-
	П	Карача-Елгинское	Верейский	0,932	-	-	4,2	I5,0
			Башкирский	0,92I	I,89	7,4	3,I	-
			Бобринский + рад	0,905	-	-	2,8	I7,0
			$Д_I$	0,9I9	I,96	6,9	4,6	-

Таблица 2 (окончание)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Башкирский свод	Ш	Татышлинское	Верейский	0,873	1,77	13,2	1,4	-
	П+Ш		Башкирский	0,902	1,48	8,5	1,4	31,9
	П		Тульский	0,894	1,5	5,8	-	-
			Бобринский + рад	0,904	1,65	7,0	2,1	-
			Турнейский	0,924	1,3	8,1	3,4	-
			Фаменский	0,971	2,53	7,3	1,6	-
			$Д_I$	0,900	0,9	9,2	1,6	-
			$Д_П$	0,918	1,4	8,2	1,2	-
	Ш	Четырманское	Верейский	0,879	1,47	11,3	1,5	30
	П+Ш		Башкирский	0,889	1,4	9,1	1,2	30
	П		Тульский	0,900	1,9	5,4	2,0	36,5
			$Д_I$	0,897	1,8	5,3	2,2	35
	Ш	Чераульское	Каширский	0,881	1,18	14,0	1,8	24,4
			Верейский	0,885	-	-	1,8	24,4
			Тульский	0,897	2,16	6,0	2,0	23,3
			$Д_I$	0,894	-	-	0,8	23,8
Верхнекамская впадина	Ш	Воядинское	Каширский	0,896	1,99	13,7	1,4	-
			Верейский	0,889	1,16	14,5	2,0	-
	П		Бобринский + рад	0,920	-	8,9	1,3	15,4
			Турнейский	0,926	-	-	1,3	-

и тем же тектоническим регионам (Юрюзано-Сылвенская депрессия, Башкирский свод, Бирская седловина и Благовещенская впадина). Совпадает она в платформенных районах с максимальной нефтегазоносностью терригенной толщи нижнего карбона, однако полного совпадения не наблюдается, так как залежи в среднем карбоне распространены восточнее, чем в терригенной толще нижнего карбона. Несоответствие отмечается также в степени метаморфизации нефтей и фазовом состоянии флюидов среднего и нижнего карбона. Данные изменения физико-химических свойств нефтей по разрезу рассматриваемых комплексов свидетельствуют о том, что в восточных районах платформенной части Башкирии существенное значение в формировании залежей в среднем карбоне имела латеральная миграция углеводородов из Юрюзано-Сылвенской депрессии. На это указывают не только сходство углеводородного состава нефтей среднего карбона северного склона Башкирского свода с нефтями и особенно с конденсатами башкирского яруса Юрюзано-Сылвенской депрессии, но и наличие газовых шапок в залежах (Татышлинское, Казанчинское, Усть-Айское, Кубиязинское месторождения) при низкой степени метаморфизации нефтей терригенной толщи нижнего карбона и смена их газовыми залежами с небольшой нефтяной оторочкой, увеличение степени заполнения ловушек в восточном направлении, а также комплекс спор, характерный преимущественно для вмещающих пород [3].

Путями миграции углеводородов из Юрюзано-Сылвенской депрессии могли служить выдержанные по простиранию палеокарстовые коллекторы башкирского яруса и верейского горизонта, прослеживающиеся в виде пористых пластов, перемежающихся с плотными глинистыми разностями пород. О возможности латеральной миграции флюидов на далекие расстояния можно судить по распространению опресненных вод с вершины Башкирского свода в пределы всего западного борта Юрюзано-Сылвенской депрессии. Латеральная миграция местами сменялась ступенчатой, на что указывает смещение зоны распространения залежей верхних комплексов по сравнению с нижележащими (рис.2). Осуществляться она могла вдоль бортовой зоны Шалымского прогиба с последующей миграцией по валообразным поднятиям в южном направлении. Наряду с приведенными выше данными, свидетельствующими о возможной латеральной миграции из Юрюзано-Сылвенской депрессии, такие данные, как наличие нефтепроявлений по всему разрезу окско-намюрских отложений, подстилающих башкирские, можно рассматривать как следы вертикальной миграции из терригенной толщи нижнего карбона. С точки зрения сходства общих физико-химических свойств нефтей, углеводородного состава их и соотношения металлоорганических комплексов, масштабы вертикальной миграции в восточных районах ограничивались башкирским ярусом, в котором нефти по составу занимают промежуточное положение между нефтями нижнего карбона и вышележащих верейского и каширского горизонтов. Формирование залежей за счет вертикальной миграции из нижележащих комплексов происходило в пределах Бирской седловины (Саузбашево, Карача-



Р и с. 2. Карта распространения залежей в карбонатных комплексах палеозоя Башкирии

I-3 - границы: I - Предуральского краевого прогиба, 2 - сводов, впадин, 3 - Камско-Кинельской системы прогибов; 4-8 - зоны распространения залежей в карбонатных комплексах: 4 - верхнедевонско-турнейском, 5 - окско-башкирском, 6 - верейском, 7 - каширско-гжельском, 8 - нижнепермском; 9-II - границы распространения залежей в карбонатных комплексах: 9 - окско-башкирском, IO - верейском, II - каширско-гжельском. Крупные структурные элементы: I - Башкирский свод, П - Южно-Татарский свод; впадины: Ш - Верхнекамская, IУ - Бымско-Кунгурская, У - Благовещенская, УI - Салмышская, УП - Бирская седловина; депрессии Предуральского краевого прогиба: УШ - Юрюзано-Сылвенская, IX - Бельская, X - Мраковская (Нугушская), XI - Шиханско-Ишимбайская седловина

Елга,Манчарово), где нефти во всех горизонтах среднего карбона сходны с нефтями нижнего карбона, а местами и девона (см.табл.2). Вертикальной миграции способствовало наличие трещиноватости, особенно в ослабленных зонах, приуроченных к глубинным разломам или грабенообразным прогибам, а также широкое развитие палеокарста, особенно в намюрском ярусе, где карстовые полости часто не имеют определенной стратиграфической приуроченности и сообщаются между собой по трещинам.

Для ассельско-кунгурского (УП) и верхней части каширско-гжельского (УI) комплексов характерной является локализация всех известных промышленных скоплений нефти и газа в пределах Предуральского прогиба, где размещение их контролируется пористо-кавернозными коллекторами рифовых массивов и трещиноватыми коллекторами глинисто-карбонатных отложений центральной зоны депрессии.

В платформенных районах (по данным структурного бурения) зафиксированы обширные зоны нефтегазопроявлений, прослеживающиеся на десятки километров, площадь их в отдельных случаях достигает более тысячи квадратных километров (Бижбуляк-Абдуллинская, Киргиз-Миякинская, Урманская и другие зоны). Нефтепроявления связаны с пористыми и трещинными коллекторами, залегающими в виде невыдержанных линз и пластов. Местами они закарстованы, о чем свидетельствует сильное поглощение раствора в процессе бурения скважин. Нефтепроявления отмечаются по всему разрезу - от сакмарского яруса нижней перми до казанского и уфимского ярусов верхней перми, однако наиболее интенсивны они в нижней части кунгурского яруса под гипсово-ангидритовыми отложениями иреньского горизонта, выполняющего роль покрышки. В территориальном отношении нефтепроявления концентрируются в относительно погруженных зонах, уменьшается их интенсивность в области Башкирского свода, где отсутствуют гипсово-ангидритовые отложения кунгурского яруса и отмечается гидрогеологическая раскрытость. Характерным для платформенных районов является отсутствие связи нефтепроявлений с локальными поднятиями по нижнепермским отложениям и приуроченность их как к зонам грабенообразных прогибов, так и глубинным разломам в кристаллическом фундаменте.

Формирование залежей в ассельско-кунгурском комплексе Предуральского прогиба, вероятно, происходило за счет двух источников. Одним из них является органическое вещество депрессионных глинисто-карбонатных фаций мячковского горизонта - нижней перми осевой зоны прогиба. На это указывают следы миграции нефти в восточных подножьях рифовых массивов, высокое содержание ароматических углеводородов как в битумоидах первично-битуминозных фаций нижней перми, подвергшихся еще на ранней стадии литификации процессам динамометаморфизма, сопровождающимся глубоким преобразованием органического вещества, так и в нефтях ассельско-кунгурского комплекса, в то время как нефти девона и нижнего карбона Предуральского прогиба (пласт $Д_У$ фаменского

и турнейского ярусов) отличаются от нижнепермских нефтей пониженным содержанием ароматических углеводородов в легких фракциях.

В качестве второго источника могли служить флюиды, поступающие по трещинам из более глубоких горизонотов (шкаповская свита, афонинский и доманиковый горизонты). При этом в небольших масштабах вертикальная миграция, по всей вероятности, осуществлялась в зонах развития брахиантиклинальных складок, нарушенных дизъюнктивными дислокациями. В этих зонах по сравнению с рифовыми массивами в нефтях снижается содержание легкой ароматики и увеличивается нафтеновая цикличность масляных фракций, т.е. по составу они приближаются к нефтям девона тех же районов. Следы вертикальной миграции фиксируются также в зоне развития рифогенных массивов в виде нефтепроявлений в различных горизонтах и наличия твердых битумов и окисленных нефтей под рифовыми массивами на расстоянии до 200 м ниже современного водонефтяного контакта, а также смешанным комплексом спор в нефтях - от додевонских до нижнепермских.

Особенности распределения нефтепроявлений в нижнепермских отложениях платформенных районов свидетельствуют о том, что формирование залежей в этих районах происходило за счет вертикальной миграции углеводородов. Образование обширных зон нефтепроявлений в нижнепермских отложениях следует рассматривать как процесс разрушения залежей в девонских отложениях. Масштабы латеральной миграции вряд ли были существенными, так как поровая проницаемость карбонатных пород низкая.

Резюмируя все вышеизложенное, следует отметить, что общим для всех карбонатных комплексов палеозоя Башкирии является тесная связь их нефтегазоносности как с нефтегазоносностью нижележащих терригенных толщ, так и с депрессионными глинисто-карбонатными фациями некомпенсированных прогибов: Камско-Кинельского для верхнедевонско-турнейского и Предуральского для окско-башкирского, верейского, каширско-гжельского и ассельско-кунгурского комплексов.

Прерывистый характер развития коллекторов первично-седиментационного происхождения, изолированность или тонкая перемежаемость их плотными, быстро консолидирующимися породами, дает основание предполагать, что формирование залежей могло происходить в основном на стадии позднедиагенетического и эпигенетического изменения пород, сопровождающегося образованием трещиноватости и формированием палеокарстовых коллекторов.

Литература

1. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области.- В кн.:Геология СССР.Т.4 /Н.П.Егорова, Э.М.Халимов, Б.В.Озолин и др. М.:Недра,1975, 230 с.
2. Лерман Б.И., Мартин В.И. Особенности распространения современного и древнего карста на территории Башкирии и его районирование.- В кн.: Карст Урала и Приуралья. Уфа: Башк.кн.изд-во,1978,с.59-67.
3. Медведева А.М.Полинологическое изучение нефти. М.: Наука, 1978.90с.

УДК 553.98.2.061.15 + 553.98.2.078 (574.1)

А.А.Рабинович, В.П.Паламарь, В.И.Попков

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПРЕДЕЛАХ МАНГЫШЛАКА

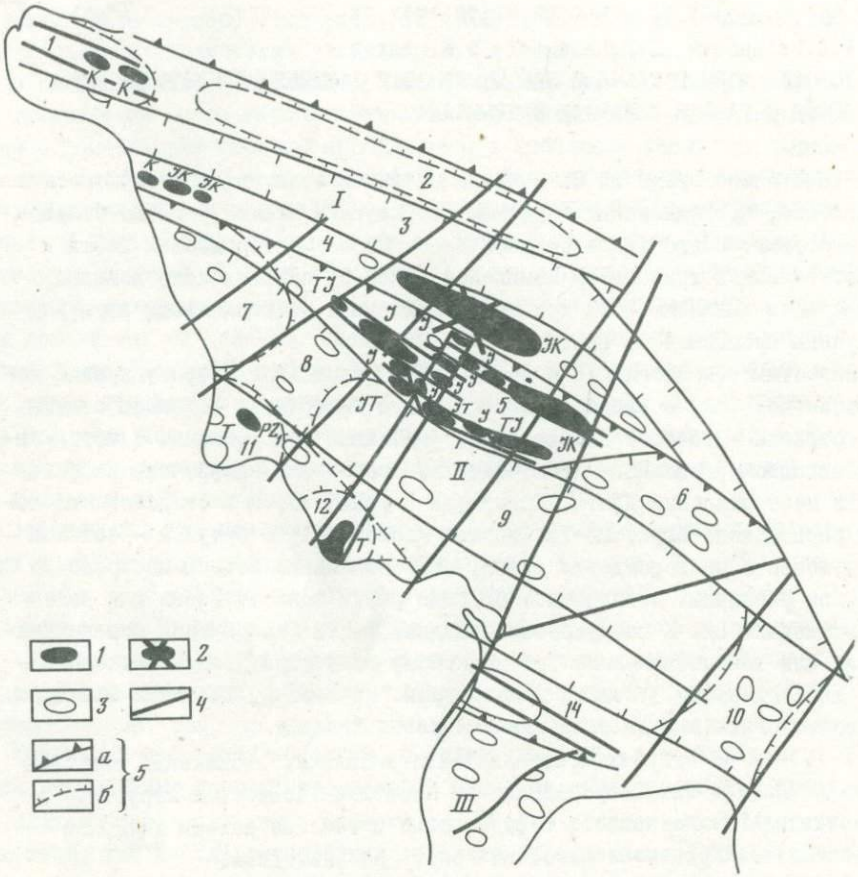
В настоящее время на Мангышлаке разведываются два нефтегазоносных комплекса, принадлежащих к разным структурным этажам,- юрско-меловой и триасовый. Всего здесь открыто более 20 месторождений нефти и газа. Разведка триасового комплекса началась сравнительно недавно, в нем пока выявлено лишь три месторождения и на нескольких площадях получены промышленные притоки УВ.

Известные скопления УВ расположены по площади и разрезу крайне неравномерно. Так, в пределах Центрального Мангышлака выявлены залежи УВ, связанные почти исключительно с меловыми отложениями. К погруженной западной периклинали Беке-Башкудукского вала приурочены нефтегазовые месторождения Дунга, Еспелисай и Жоласкан, а в сводовой его части расположено Карасязь-Таспасское месторождение битумов - остатки разрушенного месторождения нефти, первоначальные запасы которого по оценкам различных исследователей были равны запасам Узени или даже превосходили их. К погруженной западной части Каратауской мегантиклинали, или так называемому Тюбеджикскому валу, приурочены месторождения тяжелой нефти Тюбеджик и Джангурши. На площади Тюбеджик выявлены многочисленные выходы закированных меловых пород.

В юрских отложениях Центрально-Мангышлакских дислокаций известны лишь небольшие битумопроявления на Карасязь-Таспасской структуре и незначительные по запасам нефтегазовые и газовые залежи на Дунге и Еспелисае. Триасовые отложения здесь не разведаны.

В пределах северного борта Южно-Мангышлакского прогиба все месторождения установлены исключительно на территории Жетыбай-Узеньской тектонической ступени (рис.I). Здесь расположены практически все юрские месторождения, открытые на Мангышлаке и содержащие более 90% разведанных запасов УВ всего региона. В меловых отложениях известны лишь газовые залежи на Узени, образование которых всеми исследователями объясняется перетоком газа из юрских залежей этого месторождения.

Для месторождений Жетыбай-Узеньской ступени отмечается достаточно отчетливая тенденция к снижению стратиграфического уровня основных по запасам горизонтов в южном направлении [10]. В полном согласии с этой тенденцией находится и факт открытия в пределах южной Тенге-Тасбулатской антиклинальной зоны триасового месторождения Южный Жетыбай и получения промышленных притоков УВ из триаса на площадях Западный Тасбулат, Тасбулат и Тенге. В пределах осевой части Южно-Мангышлакского прогиба месторождений УВ в юрско-меловых отложениях не обнаруже-



Р и с. I. Схема размещения месторождений нефти и газа Мангышлака

I – промышленные скопления УВ, знак обозначает возраст продуктивных горизонтов; 2 – месторождения битумов; 3 – площади, на которых велись поиски залежей УВ в юрско-меловых отложениях; 4 – разломы; 5 – границы тектонических элементов: а – первого порядка, б – второго порядка.

Цифры на схеме: I – Мангышлакская система дислокаций, 2 – Южно-Мангышлакский прогиб, Ш – Карабогазский свод; I – Тюбеджикский вал, 2 – Каратауский вал, 3 – Чакырганский прогиб, 4 – Беке-Башкудукский вал, 5 – Жетыбай-Узеньская ступень, 6 – Кокумбайская ступень, 7 – Сегендыкская депрессия, 8 – Карагиинская седловина, 9 – Жазгурлинская депрессия, I0 – Карынжарыкская седловина, II – Песчаномысский свод, I2 – Ракушечномысский свод, I3 – Токмакский свод, I4 – Кендырлинская ступень

но, а триасовый комплекс из-за больших глубин залегания и сложных условий бурения остался практически не изученным.

На южном борту прогиба и Северо-Западном Прикарабогазье, несмотря на весьма значительный объем глубокого бурения на юрско-меловой комплекс, залежей УВ, имеющих самостоятельное промышленное значение, не установлено. Триасовый комплекс здесь изучен еще слабо. Месторождения УВ в триасе установлены пока в пределах Песчаномысско-Ракушечной зоны сводовых поднятий (Ракушечное и Оймаша). На Оймашинской площади получены промышленные притоки УВ из коры выветривания гранитов кристаллического фундамента.

Таким образом, в масштабе всего Мангышлака проявляется четкая закономерность в распределении скоплений УВ по разрезу, выражающаяся в последовательном снижении стратиграфического уровня выявленных месторождений с севера на юг от меловых отложений : в районе Центрального Мангышлака до коры выветривания палеозойского фундамента в пределах Песчаномысско-Ракушечной зоны сводовых поднятий. Важное значение имеет и другая закономерность: сосредоточенность практически всех юрских месторождений УВ в пределах одного лишь тектонического элемента второго порядка - Жетыбай-Узеньской ступени. Эти закономерности должны найти объяснение в любой из схем формирования зон нефтегазонакопления Мангышлака.

На первых этапах освоения Мангышлака, когда в юрско-меловом комплексе были открыты промышленные скопления УВ, источником последних большинство геологов считало юрскую толщу терригенных отложений преимущественно континентального генезиса. Осевая зона Южно-Мангышлакского прогиба принималась в качестве области генерации УВ, а его северный и южный борта в качестве областей аккумуляции. Формирование меловых залежей обычно объяснялось вертикальными перетоками из юрских отложений в местах, где региональная верхнеюрская покрышка обладала ухудшенными экранирующими свойствами или же отсутствовала совсем.

Представлению о терригенных отложениях юры как единственно возможном нефтематеринском комплексе Мангышлака способствовало и то обстоятельство, что в те годы большинство исследователей относили подстилающие пермотриасовые отложения к складчатому герцинскому основанию Туранской плиты и не связывали с ними никаких перспектив нефтегазоносности.

По мере открытия новых месторождений и всестороннего изучения юрской толщи становилось все более очевидным количественное несоответствие ее генерационных возможностей и разведанных запасов УВ. В этой связи некоторые исследователи в формировании выявленных залежей УВ стали допускать возможность участия также и доюрских отложений, хотя роль основного источника УВ по-прежнему отводилась юрскому комплексу.

В 70-е годы были принципиально пересмотрены условия формирования месторождений УВ на Мангышлаке. Была доказана промышленная нефтега-

зоносность триасовых отложений. Это способствовало переориентации поисково-разведочных работ на пермо-триасовый комплекс.

Полученная в последующем довольно обширная геолого-геофизическая информация позволила пересмотреть структурное положение пермо-триасового комплекса в разрезе и его роль в процессах нефтегазообразования. Он стал рассматриваться как самостоятельный структурный этаж осадочного разреза, отложения которого претерпели существенные эпигенетические преобразования (но не метаморфизм). Нефтематеринский потенциал пермо-триаса был оценен во много раз большим, нежели таковой юрских отложений. Все это позволило большинству исследователей в настоящее время рассматривать доюрские осадочные образования как либо основной, либо даже единственный источник УВ для всех месторождений Мангышлака, а формирование юрско-меловых залежей связать прежде всего с вертикальной миграцией нефти и газа из подстилающих отложений [3,5,7,9 и др.].

Ревизии представлений о роли юрского и триасового комплексов в генерации УВ способствовали и следующие обстоятельства.

Со старых позиций логически не объяснима избирательная направленность миграционного потока УВ из осевой зоны Южно-Мангышлакского прогиба и тем более из впадины Казахского залива в пределы северного борта. В то время южный борт, а также неотделенное от него каким-либо барьером Северо-Западное Прикарабогазье вплоть до начала олигоцена занимали более высокое гипсометрическое положение, чем Жетыбай-Узеньская ступень [4] и характеризуются ничем не худшими коллекторами в юрской толще.

Вызывает глубокие сомнения и сама возможность латеральной миграции в этих отложениях, поскольку юрский водоносный комплекс в настоящее время характеризуется застойным режимом [6] и, по мнению гидрогеологов ВНИГРИ, не мог быть иным и во все предшествующие периоды. Следовательно не существовало и периодов элизионных режимов, благоприятных для латеральной миграции УВ. Резкая литолого-фациальная невыдержанность нижнесреднеюрской континентальной толщи подкрепляет подобные выводы.

Наиболее весомым аргументом против концепции, предполагавшей широкое развитие процессов латеральной миграции УВ в юрских отложениях, явились результаты поисково-разведочных работ: на 30 площадях Южно-Мангышлакского прогиба (исключая Жетыбай-Узеньскую ступень) поиски закончились безрезультатно.

Большое значение имели и исследования В.И.Кордус [5], установившей генетическое единство всех нефтей Мангышлака, что требует признания единого источника их образования.

Исходя из представлений о доюрских осадочных отложениях как о едином источнике УВ нами была разработана схема формирования зон нефтегазонакопления региона [1] и, в отличие от других исследователей, высказывающихся за вертикальные перетоки УВ из триаса, продуктивность

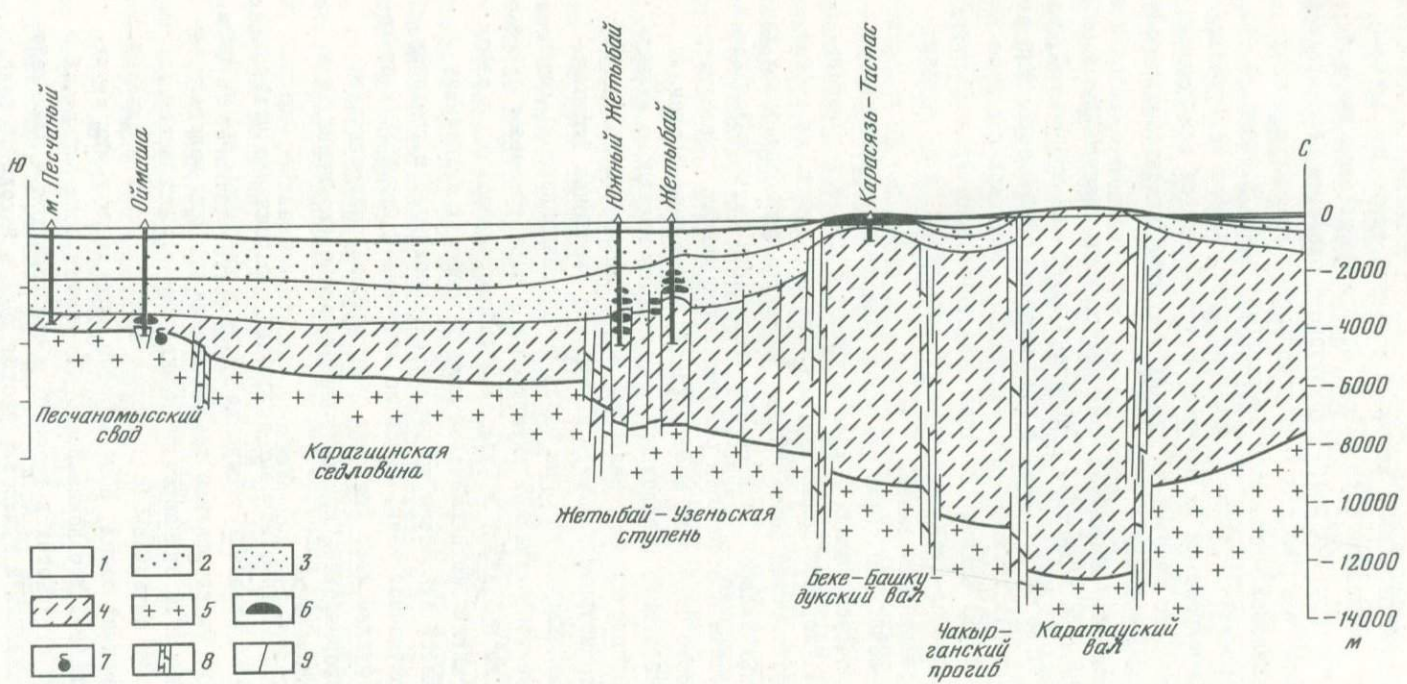
разреза была жестко увязана с историей развития структуры региона и прежде всего разломной тектоникой. Стратиграфический диапазон нефтегазоносности того или иного структурного элемента определяется его тектонической активностью в послетриасовое время и степенью проникновения разломов - основных каналов миграции- в осадочный чехол. При этом главным является признание ведущей роли вертикальной миграции УВ в формировании их залежей, а установленные закономерности пространственного размещения юрских и меловых месторождений объясняется следующим образом.

В пределах наиболее мобильной зоны Центрального Мангышлака в ряде случаев на дневную поверхность выведены породы не только юры, но и пермо-триаса, а некоторые раломы разрывают осадочные отложения на всю мощность (рис.2). Несмотря на значительные масштабы подтоков УВ, о чем свидетельствует наличие некогда существовавшего гигантского месторождения Карасязь-Таспас, залежи УВ сохранились лишь в пределах западных периклиналей валов.

Оптимальное сочетание таких факторов, как широкое развитие разрывных нарушений, проникающих в юрскую толщу, большое количество локальных поднятий, хорошие коллекторские свойства юрских отложений, ненарушенная верхнеюрская региональная покрышка, способствовало концентрации основных запасов УВ в юрских отложениях Жетыбай-Узеньской ступени. Наблюдаемые особенности распределения жидких и газообразных УВ в разрезе отдельных месторождений могут быть объяснены качеством верхнеюрского флюидоупора и различным масштабом их вертикального перераспределения, наличием нескольких фаз миграции /2, 5/. Остальные структурные элементы Мангышлака (исключая Восточно-Мангышлакские дислокации, которые здесь не рассматриваются) характеризуются низкой тектонической активностью в послетриасовое время. Крупные разломы не проникают в отложения моложе триасовых, в связи с чем залежи УВ могли сформироваться лишь в доюрских отложениях, что и подтверждается открытием триасовых месторождений в пределах Песчаномысско-Ракушечной зоны. Здесь же получены притоки УВ и из коры выветривания фундамента. Лишь газ как наиболее миграционная часть УВ смог сформировать крайне незначительные скопления УВ в более молодых отложениях.

Что же касается пермо-триасовых отложений, то пока нет четких представлений ни об областях генерации УВ,ни о направлениях их миграционных потоков. Высказываемые предположения по этим вопросам носят общий характер и не опираются на конкретные геологические данные и прежде всего на материалы по изучению коллекторских и фильтрационных свойств доюрских пород, особенностям нахождения в них нефти.

Материалы последних лет показывают, что практически вся нефть в триасовых породах содержится в трещинах и сообщающихся с ними кавернах, а в порах матрицы и тупиковых частях трещин находится вода. Проницаемость матрицы составляет 0,01-0,1 Мд /8/. Это указывает на



Р и с. 2. Геологический разрез

I–4 – осадочные отложения: I – палеогена и неогена, 2 – мела, 3 – юры, 4 – триаса и палеозоя; 5 – кристаллический фундамент; 6 – скопления УВ; 7 – промышленный приток УВ; 8 – зоны региональных разломов; 9 – разрывы

то, что миграция УВ в поровом пространстве пластов не имела места. Микроскопическое исследование нефтенасыщенных пород показало, что нефть заполняет лишь трещины и каверны наиболее поздней генерации, а полости более раннего происхождения заполнены неподвижным битумоидом и минеральными веществами (Куприн, 1979 г.). Несомненно, что наиболее поздняя трещиноватость имеет тектоническое происхождение, поскольку все другие трещины были заполнены ранее.

Проницаемость пород триаса находится в прямой зависимости от интенсивности развития трещиноватости. Зоны повышенной трещиноватости распространены локально, вне этих участков фильтрационные параметры пород крайне низки, что подтверждается результатами опробования скважин. В связи с этим формирование залежей УВ путем латеральной миграции представляется нереальным. Об ограниченных возможностях латеральной сообщаемости пластовых флюидов свидетельствует и пестрота химических составов и типов триасовых вод.

Изложенное позволяет считать, что известные скопления УВ в триасе являются вторичными и были сформированы путем вертикальной миграции по разломам и зонам повышенной тектонической трещиноватости. Этот вывод подтверждается значительным количеством определений спор и пыльцы палеозойского возраста в триасовых нефтях при отсутствии их во вмещающих породах (определения К.В.Виноградовой, 1979 г.). Получение притоков нефти из красноцветов индского яруса также указывает на переток УВ из более глубоко залегающих отложений.

Формирование залежей УВ в низкопроницаемых породах можно представить следующим образом. УВ, поступающие по разломам и зонам повышенной тектонической трещиноватости при условиях, затрудняющих вертикальную разгрузку, поступают в пласт. Величина их проникновения в пласт определяется соотношением давления в каналах миграции и сопротивляемости пласта гидроразрыву. Залежи в этих условиях будут иметь сложную конфигурацию, определяемую характером развития участков повышенной трещиноватости и могут сочетать элементы как пластового, так и жильного залегания. Вдоль региональных разломов возможно открытие протяженных зон нефтегазонакопления жильного типа.

Таким образом, в мезозойском разрезе Мангышлака трудно выделить какую-либо толщу отложений, залежи УВ в которой не являлись бы вторичными. В то же время крайне незначительная информация о дотриасовом осадочном комплексе не позволяет судить ни о его нефтематеринском потенциале, ни о степени его реализации. Вопрос о выделении в осадочном разрезе Мангышлака отложений, генерировавших нефть и газ, следует признать открытым и требующим дальнейших исследований и фактического материала. Очевидно лишь то, что источником УВ являются дотриасовые отложения. В связи с этим перспективными становятся поиски месторождений УВ в осадочном палеозое, а также в коре выветривания и трещиноватых выступах фундамента.

В пределах Центрального Мангышлака перспективны юрские и меловые

отложения, залегающие в относительно опущенных зонах, каковыми являются уходящие под воду Каспия западные периклинали Беке-Башкудукского и Тюбеджикского валов, а также Чакырганский прогиб. Открытие месторождений УВ возможно здесь и в доюрских отложениях в зонах трещиноватости. В пределах Жетыбай-Узеньской ступени перспективны любые структурные и неструктурные ловушки в юрской толще, а в северной приразломной ее части - и в меловой. Доюрские отложения перспективны на всей территории ступени, но больше всего в южной ее части. В пределах Кокумбайской ступени возможно открытие залежей УВ в приразломных зонах как в юрских, так и в пермо-триасовых отложениях.

В пределах остальной территории и прежде всего Песчаномысско-Ракушечной ступени поиски залежей следует вести в доюрских отложениях, а также в коре выветривания и трещиноватых зонах фундамента, на участках, прилегающих к зонам разломов, активных на последних этапах развития территории.

Литература

1. Влияние разломно-блоковой тектоники на формирование зон нефтегазонакопления в пределах Южного Мангышлака / Л.П.Дмитриев, В.И. Попков, В.П.Паламарь, А.А.Рабинович. - Нефтегазовая геология и геофизика, 1979, № 1, с.8-11.
2. Влияние тектонических факторов на характер размещения залежей углеводородов в пределах Жетыбай-Узеньской зоны нефтегазонакопления / А.А.Рабинович, В.И.Попков, Я.Д.Нугманов, И.П.Кольвах. - Тр. КазНИПИнефти, 1979, вып.6, с.3-9.
3. Дмитриев Л.П., Рабинович А.А. Нефтегазопроизводящие толщи Южного Мангышлака. - Тр. КазНИПИнефти, 1976, вып.3, с.9-15.
4. История формирования структуры Южного Мангышлака / Л.П.Дмитриев, В.П.Паламарь, В.И.Попков, А.А.Рабинович. - Геология нефти и газа, 1979, № 1, с.17-22.
5. Кордус В.И. Геохимические закономерности в составе нефтей Мангышлака и Устюрта в связи с вопросами формирования их залежей. Автореф.дис. ... канд.геол.-минерал.наук. Л.: ВНИГРИ, 1977. 24 с.
6. Крайчик М.С. Палеогидрогеология Арало-Каспийской территории в связи с формированием, сохранением и размещением залежей углеводородов. - Тр.ВНИГРИ, 1974, вып.348, с.120-126.
7. Крылов Н.А. Геологические критерии выделения нефтегазопроизводящих свит (на примере эпипалеозойских плит Юга СССР): Обзор. информ. М.: ВНИИОЭНГ, 1979. 32 с. (Сер. Нефтегазовая геология и геофизика).
8. Нефтегазовые коллекторы продуктивных триасовых отложений Южного Мангышлака / В.В.Кузнецов, В.А.Проняков, А.В.Инюткина, Ю.А.Вандюк, В.П.Котов. - Тез.Всесоюз.совещ."Оценка параметров карбонатных коллекторов и геометризации залежей нефти в различных геотектонических условиях на территории СССР". Пермь, 1978, с.36-37.

9. Силич А.М. О нефтегазоносности отложений мезозоя в пределах Мангышлака. – Нефтегазовая геология и геофизика, 1976, № 10, с.9-14.
10. Юферов Ю.К., Аронсон В.Е., Рабинович А.А. Размещение залежей нефти и газа в пределах Жетыбай-Узеньской зоны нефтегазонакопления. – Геология нефти и газа, 1973, № 5, с.30-36.

УДК 553.98.2.078 (470.4+574.1)

Л.Г.Кирюхин, В.В.Пайразян, А.А.Размышляев, Ю.Г.Такаев

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ПРЕИМУЩЕСТВЕННОЙ НЕФТЕ-ИЛИ ГАЗОНОСНОСТИ ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

В подсолевых отложениях Прикаспийской впадины по данным геолого-геофизических исследований и результатам поисково-разведочного бурения, осуществленного в небольшом объеме, выделяются четыре крупные зоны нефтегазонакопления: Карачаганак-Кобландинская, Кенкияк-Жанажольская, Каратон-Тенгизская и Астраханская. Основной особенностью геологического строения этих зон является широкое распространение карбонатных отложений верхнедевонско-нижнепермского возраста, слагающих различные по размерам и морфологии тектоно-седиментационные структуры: карбонатные бортовые уступы, осложненные мелкими и средними органогенными постройками; громадные "карбонатные платформы" (термин Д.Уилсона, 1980) полуостровного и островного типов, в двух из которых развиты крупные рифогенные массивы размером 400-500км^2 при амплитуде 800-1000 м.

Карбонатные отложения бортовых зон в глубь Прикаспийской впадины, судя по материалам сейсморазведки, замещаются маломощными, относительно глубоководными глинисто-карбонатно-кремнистыми сильно уплотненными породами доманикового типа, что создает определенные препятствия широкому развитию латеральной миграции УВ к зонам нефтегазонакопления.

К а р а ч а г а н а к - К о б л а н д и н с к а я з о н а охватывает одноименную зону выступов фундамента на северо-восточном борту Прикаспийской впадины. Промышленная нефтегазоносность зоны связана с крупной "карбонатной платформой" полуостровного типа верхнедевонско-каменноугольного возраста, осложненной нижнепермскими высокоемкими рифогенными массивами.

В рассматриваемой зоне выявлено Карачаганакское газоконденсатное месторождение, приуроченное к нижнепермскому и частично каменноугольному рифогенному массиву площадью около 300 км^2 и высотой до 1500 м. Залежь массивная, со сложным строением карбонатного резервуара. Дебиты газа составляют 500-600 тыс.м^3/с. Содержание конденсата в газе достигает, очевидно, 1000 см^3/м^3, что косвенно свидетельствует о вторичной природе конденсатной системы в залежи. Присутствие асфальтенов (в виде следов) и увеличение плотности конденсата от 0,78г/см^3

в верхах залежи до 0,80 г/см^3 вниз по разрезу указывают на вероятность обнаружения здесь нефтяной оторочки.

В результате палеотектонических построений и анализа палеотемпературного режима недр Карачаганак-Кобландинской зоны было установлено, что на протяжении кунгура, поздней перми и триаса эта территория испытала устойчивое погружение, и кровля подсолевых карбонатных отложений нижней перми к концу триаса была погружена на глубину 4,5км, где пластовая температура достигала 80-90^0. Таким образом, нефтематеринские каменноугольные и нижнепермские образования находились в условиях ГЗН, а девонские, возможно, на более глубоких стадиях катагенеза. На рубеже триасовой и юрской эпох произошло общее воздымание зоны. Последующее погружение в юрско-палеогеновое время сопровождалось инверсионными положительными движениями. В целом, начиная с юры Карачаганак-Кобландинская зона погрузилась на 800 м, и общая амплитуда инверсионных положительных движений в мезо-кайнозое, по расчетам А.А.Голова, составляла 300-400 м.

Формирование современного фазового состояния Карачаганакской залежи, очевидно,связано со стадийностью преобразования пластовых флюидов, заполнявших ловушку на различных этапах геологического развития зоны.

В кунгурский век (начальная стадия формирования залежи) в рифогенную ловушку, по-видимому, в небольшом объеме поступали газы ранней генерации. К концу триаса, когда весь комплекс нефтематеринских пород вступил в ГЗН, залежь пополнялась преимущественно жидкими УВ. Вместе с тем следует допустить и возможность поступления газообразных УВ в ловушку из терригенной толщи нижнего карбона (бобриковский горизонт) и нефтематеринских образований девонского возраста, испытавших более глубокое катагенетическое преобразование. Возникновение конденсатной системы в залежи, вероятно, обусловлено процессами растворения легких компонентов нефти в превалирующем первоначально объеме газообразных УВ. Этому процессу во многом способствовало вовлечение сформированной залежи в неоднократные инверсионные движения, что приводило к дегазации пластовых вод и выделению газа в свободную фазу (С.П.Максимов и др., 1979 г.).

Таким образом, в Карачаганак-Кобландинской зоне, где прогнозируется развитие достаточно многочисленных высокоемких рифогенных ловушек, следует ожидать обнаружение преимущественно газоконденсатных залежей.

К е н к и я к - Ж а н а ж о л ь с к а я з о н а н е ф т е г а з о н а к о п л е н и я расположена на восточном борту Прикаспийской впадины. Здесь выявлены два нефтяных месторождения (Кенкияк, Бозоба) и одно газонефтяное (Жанажол), промышленная нефтегазоносность которых связана с отложениями карбона и нижней перми.

Образование углеводородных залежей в каменноугольном комплексе пород (по данным палеотектонических построений и реконструкции гео-

термической обстановки) началось в позднекаменноугольное время. На этом этапе средне-и нижнекаменноугольные отложения находились в верхней зоне газообразования. Сформированные в позднем карбоне газовые залежи в западной части этой зоны (Кенкиякский р-н) впоследствии были разрушены предпермским региональным размывом, приведшим к денудации на различных участках зоны верхнекаменноугольных и верхов среднекаменноугольных отложений.

В кунгурский век сохранившаяся от размыва толща каменноугольных карбонатных пород погрузилась до глубины 2-4, а к концу пермской эпохи - до 4-5 км. С этим этапом геологического развития территории связано формирование преимущественно нефтяных залежей, так как нефтематеринские породы каменноугольного возраста вступили в ГЗН.

Мезозойская история развития Кенкияк-Жанажольской зоны характеризуется чередованием этапов кратковременных воздыманий и погружений. К концу палеогена каменноугольные нефтематеринские породы достигли глубин 5,5-7 км. В связи с невысоким геотермическим градиентом, свойственным восточному борту, большая часть каменноугольного разреза не вышла из стадии $МК_3$. Следовательно в карбонатных каменноугольных отложениях зоны, учитывая сапропелевый тип РОВ, генерация жидких УВ превалировала над газообразными.

Преимущественная нефтеносность каменноугольных отложений Кенкияк-Жанажольской зоны связана главным образом с ухудшением экранирующих свойств покрышек как терригенной нижнемосковской толщи, удерживающей залежи нефти в башкирско-нижнемосковских карбонатах, так и терригенной нижнепермской. В последней, как известно, установлены многочисленные конусы выноса, грубообломочные толщи которых могли выполнять в определенной мере роль "дренажной" системы для миграции газообразных УВ как из подстилающих каменноугольных, так и собственно нижнепермских отложений (В.П.Строганов и др., 1982 г.). В целом нижнепермская толща может рассматриваться как классический пример "ложной покрышки" (В.Д.Ильин и др., 1982 г.). На востоке Кенкияк-Жанажольской зоны, где в терригенной нижнепермской толще появляются экранирующие пачки сульфатно-карбонатных пород, формируются газоконденсатные залежи с нефтяной оторочкой (месторождение Жанажол).

Большое влияние на процесс формирования залежей в Кенкияк-Жанажольской зоне оказало наличие АВПД, приведшее к повышенной растворимости газообразных УВ в нефти и к высокому (до 900 $м^3/м^3$) газовому фактору в залежах. Наоборот, снижение пластовых давлений до гидростатических приводило к формированию трехфазных пластовых систем на месторождении Жанажол в московско-гжельских карбонатных отложениях. Здесь установлена газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой. В нижней же части залежи этого месторождения нефти опять-таки характеризуются повышенным газовым фактором.

Для Кенкияк-Жанажольской зоны наиболее вероятны нефтяные (однофазные) залежи в пластово-сводовых резервуарах нижнепермского воз-

раста в прибортовых частях впадины, а в массивных средне-верхнекаменноугольных резервуарах - газонефтяные (двухфазные) и в башкирско-нижнемосковских - нефтяные залежи. Учитывая низкий геотермический градиент, распространение нефтяных залежей прогнозируются и в более глубоких частях каменноугольного и девонского разреза (до глубин 6-7 км).

К а р а т о н - Т е н г и з с к а я з о н а н е ф т е г а з о н а к о п л е н и я расположена на юго-востоке впадины. В ее пределах на глубинах около 4 км открыты два месторождения нефти и газа, связанные с карбонатными породами нижне-среднекаменноугольного возраста. На месторождении Тажигали встречены сравнительно тяжелые (0,89 г/см^3) и высокосернистые (I,25%) нефти. Газ здесь преимущественно метановый с содержанием сероводорода до II,6%. На Тенгизском месторождении нефть легкая (0,79-0,82 г/см^3), малосернистая; газ жирный с большим содержанием кислых компонентов, в том числе сероводорода до 7,6%.

Условия формирования этих месторождений во многом неясны в связи с их слабой геологической изученностью. Можно лишь предположить, что генерация жидких и газообразных УВ в карбонатном комплексе началась в позднем карбоне. Размыв, имевший место на рубеже карбона и нижней перми, привел к уничтожению палеозалежей, на что указывают реликты окисленной нефти на Каратонской площади.

На протяжении позднепермского, мезозойского и палеогенового времени рассматриваемая зона испытывала устойчивое погружение. Учитывая высокую напряженность палеотемпературного режима в зоне, можно предположить, что к концу триаса НМП каменноугольного возраста находились в условиях ГЗН, а в конце мезозоя вошли в нижнюю газогенную зону. В соответствии с этой обстановкой и были сформированы выявленные здесь нефтегазовые месторождения. Гораздо менее интенсивные, чем в остальных зонах, нефтегазонакопления, инверсионные движения в новейший этап геологической истории обусловили, как указывалось выше, меньшие масштабы дегазации пластовых вод. Это привело к формированию нефтяных залежей с высоким газовым фактором.

На юго-западе Прикаспийской впадины в теле относительно плоской "карбонатной платформы" выявлено Астраханское газоконденсатное месторождение.

Проведенные палеотектонические (с позиций глубоководной модели развития Прикаспийской впадины), геотермические и геохимические исследования показывают, что формирование залежи в каменноугольных отложениях могло происходить в конце карбона. Проявившийся на рубеже карбона и перми глубокий размыв, по-видимому, привел к разрушению ранее сформированных залежей и дегазации пластовой системы. К концу поздней перми нефтематеринские породы каменноугольного возраста вошли в нижнюю газогенную зону, а верхняя часть разреза карбона продолжала находиться в условиях ГЗН.

Проведенные расчеты количества эмигрировавших жидких и газообразных УВ из каменноугольных нефтематеринских пород (на стадиях $МК_3$-$МК_4$) показали, что на протяжении мезозоя основной объем нефтематеринских пород находился в нижней газогенной зоне. Поступающие в залежь дополнительные порции газа приводили к переформированию нефтяной палеозалежи в газоконденсатную. Особенно интенсивный подток газов происходил в этапы инверсий за счет снижения пластовых давлений и дегазации пластовых вод. Формирование газоконденсатных залежей закончилось в новейший этап геологической истории, т.е. формирование Астраханского месторождения, по-видимому, аналогично Карачаганакскому.

Изложенное позволяет заключить, что определяющими факторами для формирования и пространственного размещения крупных зон нефтегазонакопления в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины являются следующие.

I. Пространственное совпадение крупных зон нефтегазонакопления с очагами генерации УВ, обусловленное генетической связью крупных зон нефтегазонакопления с высокоамплитудными и значительными по площади тектоно-седиментационными и седиментационными структурами древнего заложения , сложенными карбонатными девонско-каменноугольными, каменноугольными и каменноугольно-нижнепермскими отложениями.

2. Формирование в массивных карбонатных резервуарах первоначально нефтяных палеозалежей и их последующие переформирования за счет подтока газообразных УВ в газоконденсатные или нефтяные залежи с высоким газовым фактором. Направленность процесса переформирования залежей связана с историей геологического развития зон нефтегазонакопления в мезозойско-кайнозойское время и во многом обусловлена развитием явлений АВПД, способствующих образованию углеводородных скоплений различного фазового состава.

УДК /55 : 519 : 681.3/ : 553.98.061.3 (477.6)

В.А.Витенко, Б.П.Кабышев, Д.И.Чупрынин, А.Ф.Шевченко

ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЕ

Анализ распределения скоплений углеводородов (УВ) в нефтегазоносных регионах посредством статистической обработки геологической информации с учетом генетических условий в последние годы находит все большее применение и позволяет синтезировать адекватные модели формирования месторождений [1,4].

При разработке геолого-математической модели формирования залежей УВ в Днепровско-Донецкой впадине на основе систематизации существующих представлений о процессах образования месторождений в этом регионе [2,3, 5-9, II] были сформулированы пять схем (эскизных моделей). Три из них базируются на положениях осадочно-миграционной теории, но различаются по относительной роли латеральной и верти-

кальной миграции УВ: первая модель предусматривает сингенетичность нефтегазоносности залежей вмещающим отложениям, сформировавшихся в результате преимущественно латеральной миграции УВ при погружении отложений в условиях ГЗН и ГЗГ; вторая модель характеризует формирование залежей в комплексе, лишенном собственного нефтегазопродуцирующего потенциала и происходившем в результате вертикальной (реже ступенчатой) миграции УВ из нижележащего питающего комплекса; третья модель предусматривает комбинированные условия формирования скоплений УВ по моделям первой и второй. Основу двух остальных эскизных моделей составляют представления о глубинных (ниже осадочного чехла) источниках УВ в предположении разного времени формирования месторождений: неоген-четвертичное (модель четвертая) или в периоды нескольких фаз региональных восходящих движений - предпозднепермский, предмеловой, предпалеогеновый перерывы (модель пятая).

Проверка адекватности каждой из пяти схем фактическому распределению УВ осуществлялась раздельно для верхневизейско-серпуховского, турнейско-нижневизейского, среднекаменноугольного и нижнепермско-верхнекаменноугольного продуктивных комплексов.

Для выбора критериев исходные геологические признаки разделялись на четыре группы в соответствии со стадиями процесса образования месторождений согласно осадочно-миграционной теории генезиса УВ: показатели, определяющие г е н е р а ц и ю УВ, м и г р а ц и ю, а к к у м у л я ц и ю нефти и газа в ловушках и с о х р а н н о с т ь их. Кроме того, ряд признаков выбирался исходя из условий формирования месторождений с позиций неорганического синтеза УВ.

В качестве признаков, характеризующих условия генерации УВ, использованы следующие: содержание органического вещества в породах ($С_{орг}$) и хлороформенных битумоидов ($Б_{хл}$), степень катагенеза пород по витриниту, мощность продуктивного комплекса, мощность толщи непрерывной седиментации в палеозое (карбон-картамышских отложений), скорость осадконакопления, глубина залегания поверхности фундамента и продуктивных комплексов, палеоглубина залегания продуктивных комплексов, температура пород, плотность эмиграции УВ и обобщенный признак генерации УВ. Последний определялся как произведение $С_{орг}$ (в %), $Б_{хл}$ (в %), степени катагенеза пород по витриниту (в ед · 10^{-2}) и скорости осадконакопления (в м/млн.лет).

В качестве показателей миграции УВ использованы градиент наклона каменноугольных отложений, превышение ловушек над депрессией и удаление от нее, удаление ловушки от близлежащих краевых и поперечных глубинных разломов, песчанистость разреза, пористость и параметр класса коллекторов. Последний определялся как произведение средних значений пористости и проницаемости по каждому классу коллекторов по классификации А.А.Ханина.

В качестве признаков аккумуляции УВ использованы амплитуда, площадь и интенсивность локальных структур, палеоамплитуда и палеоин-

тенсивность к предпозднепермскому времени, прирост амплитуды за палеозойское и неоген-четвертичное время, нарушенность структур сбросами. Палеоамплитуда определялась как разность между амплитудой структуры по продуктивному комплексу и подошве верхней перми; прирост амплитуды в палеозое - как отношение палеоамплитуды к современной амплитуде (в %), палеоинтенсивность - как произведение интенсивности на прирост амплитуды структуры в палеозое.

В качестве признаков, характеризующих условия сохранности (эволюции) УВ, использованы метаморфизм (отношение Na/Cℓ), сульфатность ($SO_4/C\ell \cdot 100$) подземных вод, общая газонасыщенность их, упругость водорастворенных газов и содержание в них углеводородов. Признаками сохранности являются также мощность и качество региональных покрышек, величина предпозднепермского и предпалеогенового размыва пород, глубина залегания подошвы верхней перми, величина суммарной амплитуды неотектонических движений и градиент ее. Показателем качества покрышки принято значение давления прорыва газа (в кг/см^2) для соответствующих классов покрышек (по А.А.Ханину). Общее количество использованных признаков по каждому комплексу составило 50-55.

Геолого-математический анализ выполнялся раздельно для двух частей Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области - Западной и Восточной субобластей. В качестве локальных объектов анализа изучались продуктивные и непродуктивные по соответствующим комплексам антиклинальные ловушки.

Выбор адекватной модели формирования месторождений осуществлялся на этапе геологической интерпретации результатов статистической обработки путем их сопоставления с каждой из эскизных схем. На первом этапе статистического анализа была оценена одномерная информативность геологических признаков при классификации структур на продуктивные и непродуктивные, а также при разделении скоплений УВ на их типы по фазовому состоянию. При этом в качестве меры информативности выбрана оценка Стьюдента $t=(\bar{X}_1-\bar{X}_2)/\sqrt{\sigma_1^2/N_1+\sigma_2^2/N_2}$ для степеней свободы, вычисляемых как $F=(N_1+N_2-2)(0{,}5+\sigma_1\cdot\sigma_2/\sigma_1+\sigma_2)$,

где N_1 и N_2 - число структур в первой и второй выборках, $\bar{X}_I$ и $\bar{X}_2$ - средние значения признака в первой и второй выборках σ_1 и σ_2 - соответствующие среднеквадратические отклонения.

Признак считается информативным, если значение оценки Стьюдента превышает ее критический уровень (0,95).

Второй этап статистической обработки преследовал цель оценить информативность генетических групп геологических признаков и сравнить их для различных комплексов. В качестве меры в этом случае использовался критерий Кульбака для проверки гипотезы о равенстве математических ожиданий двух случайных величин без ограничения на их ковариационные матрицы [10] $D=(\bar{X}_1-\bar{X}_2)(S_1/N_1+S_2/N_2)^{-1}(\bar{X}_1-\bar{X}_2)$,

где $\bar{X}_I$ и $\bar{X}_2$ - многомерные векторы (средние) - первого и второго классов, S_1 и S_2 - несмещенные оценки ковариационных матриц.

Группа признаков считается информативной, если значение статистики Кульбака превышает критическое значение X^2 - распределения при заданном уровне значимости.

Для количественной оценки связей геологических признаков с показателями нефтегазоносности (запасы, плотности запасов, суммарные запасы комплекса и вышележащих отложений, доля газа, нефти и конденсата) определены парные коэффициенты корреляции и их критические значения.

В качестве критериев для выбора адекватной модели формирования месторождений принимались признаки, являющиеся информативными при разделении структур на продуктивные и непродуктивные и имеющие значимую статистическую связь с показателями нефтегазоносности, каковыми являлись запасы УВ в ловушках по различным комплексам, проценты запасов по комплексу от всех запасов в ловушке, процентное содержание газа, нефти и др.

Выбор совокупности критериев, необходимых для количественной оценки признаков нефтегазоносности, осуществлялся построением на ЭВМ пошаговых регрессионных моделей [15]. При этом в качестве меры информативности использовался множественный коэффициент корреляции и и многомерная статистика Фишера. Наилучшими комплексами критериев считались совокупности, обеспечивающие максимальные значения этих статистических оценок. Вычислительные процедуры осуществлялись на ЭВМ МИНСК-32 под управлением пакета прикладных программ, разработанного Д.И.Чупрыниным.

Не останавливаясь из-за небольшого размера статьи на изложении полученных связей геологических признаков с показателями нефтегазоносности и не приводя весьма громоздких таблиц с этими зависимостями, охарактеризуем основные полученные выводы.

При проверке эскизных моделей на адекватность установлено, что в разных комплексах Днепровско-Донецкой впадины формирование скоплений нефти и газа характеризуется неодинаковыми условиями, однако все они находятся в рамках современных представлений осадочно-миграционной теории.

Для отложений верхневизейско-серпуховского и турнейско-нижневизейских подкомплексов установлены: высокая информативность и прямая связь с нефтегазоносностью большинства признаков группы генерации при оценке продуктивности, фазового состояния УВ и запасов (катагенез пород, мощность, палеоглубина комплексов, плотность эмиграции УВ, скорость осадконакопления, обобщающий признак генерации); отсутствие влияния на нефтегазоносность подстилающих отложений; низкая информативность признаков группы миграции и аккумуляции при характеристике современных параметров ловушек; влияние на продуктивность и запасы возраста и конседиментационности структур; довольно низкий (в среднем 0,42) коэффициент заполнения ловушек и повышение его в древних малоамплитудных поднятиях; высокие требования к условиям сохранности

УВ (метаморфизм, сульфатность, газонасыщенность вод, содержание в них УВ).

С учетом высоких нефтегазогенерирующих свойств пород [9,12] это свидетельствует о том, что скопления нефти и газа в отложениях нижнего карбона образовались по эскизной модели I, предусматривающей сингенетичность их вмещающим отложениям и формирование в палеозойское время в результате преимущественно латеральной миграции УВ при погружении отложений в ГЗН и ГЗГ.

Для нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса Западной субобласти Днепровско-Донецкой впадины установлено: неинформативность признаков группы генерации при оценке продуктивности структур, фазового состояния УВ и корреляции их с запасами или обратная связь с ними; тяготение залежей к структурам с большей амплитудой, интенсивностью, нарушенностью сбросами, расположенным на валах, малых валах и участках с большим градиентом наклона пород; приуроченность основных запасов УВ к молодым и реже - комбинированным ловушкам; высокие значения коэффициентов заполнения ловушек. Эти данные в совокупности с отрицательной качественной характеристикой нефтегенерирующих свойств пород свидетельствуют о формировании залежей в этом комплексе по эскизной модели 2 в результате вертикальной миграции УВ из нижнекарбонового питающего комплекса в мезозойские фазы постседиментационного тектогенеза.

По особому проявляют себя отложения среднего карбона в Западной субобласти и нижней перми - верхнего карбона - в Восточной. С точки зрения качественной характеристики они обладают определенными генерирующими свойствами и, следовательно, в принципе способны образовывать сингенетичные залежи. Однако геолого-математический анализ параметров нефтегазоносности уже выявленных скоплений показывает, что они в общих чертах подобны таковым охарактеризованного выше нижнепермско-верхнекаменноугольного комплекса Западной субобласти, за исключением проявления несколько большего влияния на нефтегазоносность признаков генерации, а для среднего карбона - и фактора древности ловушек. Поэтому в целом в указанных комплексах и зонах формирование залежей происходило по модели 3, характеризующей комбинацию условий эскизных моделей I и 2.

О формировании залежей УВ в отложениях среднего карбона и нижней перми - верхнего карбона за счет разрушения и вертикального перераспределения первичных скоплений нижнего карбона свидетельствуют также установленные в Западной субобласти обратные связи доли запасов в верхневизейско-серпуховских отложениях от суммарных с признаками, характеризующими активность проявления вертикальной миграции (амплитуда и интенсивность структур, градиент наклона пород, повышение ловушки над депрессией, величина позднепермского и предпалеогенового размывов и др.).

Эскизные модели 4 и 5, основанные на образовании месторождений

за счет глубинных (ниже осадочного чехла) источников УВ, но отличающиеся временем этого процесса (неоген-четвертичное или в несколько фаз активизации инверсионных движений региона) отклоняются, так как не соответствуют установленным эмпирическим закономерностям размещения месторождений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине: I) частота встречаемости месторождений по отношению к непродуктивным структурам увеличивается с удалением от глубинных разломов (краевых и поперечных) к оси впадины, а не наоборот; 2) средние запасы структур также статистически значимо увеличиваются с удалением, а не с приближением к разломным; 3) независимость нефтегазоносности от структур второго порядка по поверхности фундамента; 4) отсутствие связи продуктивности и запасов с неотектонической активностью зон и ловушек для отложений нижнего карбона и незначительная связь для вышележащих комплексов; 5) уменьшение доли запасов в нижнекарбоновом комплексе с увеличением интенсивности инверсионных движений.

Таким образом, общая для всего разреза генетическая модель формирования месторождений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине предусматривает генерацию УВ в широких масштабах и образование (под действием преимущественно латеральной миграции) первичных скоплений в отложениях нижнего карбона и, вероятно, девона (в Восточной субобласти также в отложениях верхнего и среднего карбона), происходивших в основном в конседиментационные фазы тектогенеза палеозоя, и вертикальное перераспределение УВ с образованием вторичных залежей в верхних частях разреза, происходившее в постседиментационные фазы тектогенеза (предпозднепермскую, предмеловую, предпалеогеновую).

Литература

I. Анализ схем формирования месторождений и прогноз нефтегазоносности структур /Под ред.К.А.Черникова, Г.П.Сверчкова. Л.: Недра, I977. I80 с. (Тр.ВНИГРИ; Вып.389).
2. Витенко В.А., Кабышев Б.П. История развития и нефтегазоносность структур Днепровско-Донецкой впадины. М.: Недра, I977. I9I с.
3. Витенко В.А., Кабышев Б.П., Шевченко А.Ф. Критерии раздельной оценки нефте-и газоносных зон и ловушек в ДДВ. - В кн.: Условия раздельного формирования нефте-и газонакопления в нефтегазоносных бассейнах СССР и зарубежных стран. Тюмень, I978, ч.2, с.35-42. (Тр.ЗапСибНИГНИ; Вып.I38).
4. Геолого-математические методы прогноза нефтегазоносности локальных структур молодых платформ /Под ред.И.П.Жабрева, В.Д.Наливкина. М.: Недра, I980. 260 с.
5. Глушко В.В., Новосилецкий Р.М., Шпак П.Ф. О закономерностях формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений в нефтегазоносных областях Украины.- Геол.журн. I977, № 4, с.3-I0.
6. Глушко В.В., Старинский В.А. О влиянии разломной тектоники на размещение месторождений нефти и газа в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области. - Геол.журн. I978, № I, с.38-45.

7. Гончаров Е.К., Кабышев Б.П., Шевченко А.Ф. К вопросу об отсутствии связи месторождений нефти и газа с глубинными разломами в ДДВ. - В кн.: Вопросы геологии нефтегазовых регионов Украины. Киев: Техника, 1972, с.22-24.
8. Закономерности размещения месторождений нефти и газа Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции / Г.Н.Доленко, С.А.Варичев, Н.И.Галабуда и др. Киев: Наукова думка, 1968. 214 с.
9. Максимов С.П., Анцупов П.В., Гончаренко Б.Д. Некоторые закономерности размещения, формирования и сохранения залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине. - В кн.: Результаты и направление нефтепоисковых работ на территории Украинской ССР. М.: 1976, с.19-31. (Тр.ВНИГНИ; Вып.193).
10. Нефтегазопроизводящие свойства нижнекаменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины и прилегающих районов Донбасса / В.В.Ильинская, Т.П.Кулаева, Е.А.Никитина, Н.М.Галактионова. - В кн.: Результаты и направление нефтепоисковых работ на территории Украинской ССР. М.: 1976, с.114-125. (Тр.ВНИГНИ; Вып.193).
11. Новосилецкий Р.М. Геогидродинамические и геохимические условия формирования залежей нефти и газа Украины. М.: Недра,1975. 227с.

УДК 553.981.2.061:553.98.041(575.3)

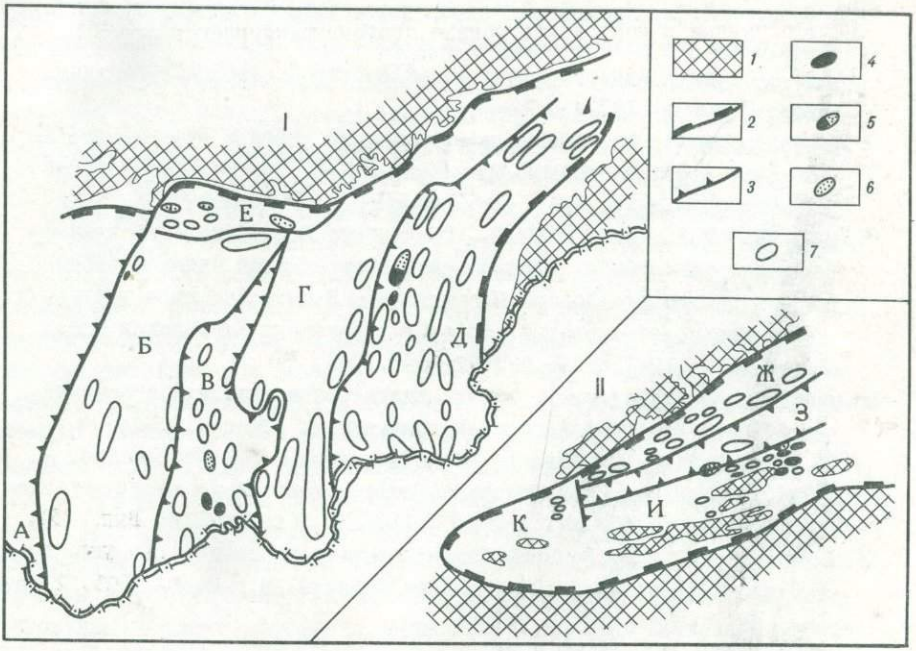
Г.С.Волос, Р.У.Каломазов, В.С.Коробка, Ю.С.Юртаев, Ю.А.Яковец

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УСЛОВИЙ РАЗМЕЩЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЯХ ТАДЖИКИСТАНА

В Таджикской ССР располагаются части двух нефтегазоносных областей (НГО) Средней Азии: западная часть Ферганской НГО (Северный Таджикистан) и восточная половина Сурхан-Вахшской НГО (Юго-Западный Таджикистан), приуроченных соответственно к Ферганской И Афгано-Таджикской впадинам (рис.1).

При решении вопросов по дальнейшему рациональному направлению геологоразведочных работ в пределах этих областей особое значение придается выяснению основных закономерностей формирования и размещения известных скоплений углеводородов (УВ). Размещение залежей УВ в значительной степени обусловлено особенностями геологического строения региона, а условия формирования - историей развития ловушек, а также геохимическими особенностями накопления и преобразования ОВ пород, нефтей и самих осадочных отложений.

В строении этих территорий принимают участие геосинклинальные, эпигеосинклинальные, платформенные и постплатформенные образования. Геосинклинальный комплекс осадков слагает консолидированный фундамент (нижний структурный этаж), эпигеосинклинальный - промежуточный комплекс, платформенный и постплатформенный - верхний структурный этаж (чехол).



Р и с. I. Тектоническая карта Таджикской ССР

I – Таджикская часть Афгано-Таджикской впадины (Сурхан-Вахшская НГО); II – Таджикская часть Ферганской впадины (Ферганская НГО); I – выходы на поверхность палеозойского фундамента; 2 – граница впадин; 3 – структуры II порядка и их границы: А – Сурхандарьинская синклинальная зона, Б – Кафирниганская антиклинальная зона, В – Вахшская синклинальная зона, Г – Обигармская антиклинальная зона, Д – Кулябская синклинальная зона, Е – Душанбинский прогиб, Ж – Северо-Ферганская зона, З – Центрально-Ферганская зона, И – Южно-Ферганская зона, К – Западная, окраинная зона. 4–6 – месторождения: 4 – нефтяные, 5 – нефтегазовые, 6 – газовые; 7 – структуры, числящиеся в фонде

Фундамент рассматриваемых впадин, по аналогии с обрамлением, имеет сложное глыбово-блоковое строение и представлен кристаллическими образованиями, среди которых присутствуют метаморфизованные первично-осадочные породы палеозойского возраста. Абсолютные отметки поверхности фундамента по данным геофизики составляют в западной части Ферганской впадины от 0 до минус 7 км, в таджикской части Афгано-Таджикской впадины – от 0 до минус I8 км.

Промежуточный комплекс (пермь-триас?) с размывом залегает на отложениях фундамента и несогласно перекрывается отложениями осадочного чехла.

Платформенные и постплатформенные орогенные комплексы отложений представлены терригенными, карбонатными, хемогенными породами морского, лагунного и континентального происхождения. Суммарная мощность осадочного покрова колеблется от 3 до 12 км. Платформенный и постплатформенный этапы развития характеризуются значительными скоростями накопления осадков в Сурхан-Вахшской НГО (мел – 20–36, палеоген – 20–25 и неоген – 269 м/млн.лет) и более пассивными – в Ферганской НГО (мел – 2–7, палеоген – 3,5–9 и неоген – 205 м/млн.лет). Морское осадконакопление в Афгано-Таджикской впадине началось раньше (келловей-оксфорд), чем в Ферганской (альб).

Для постплатформенного орогенного этапа развития регионов характерны значительные амплитуды вертикальных движений и интенсивные дислокации мезозойско-кайнозойского чехла с образованием и возрождением сложной системы разрывных нарушений. Это – надвиги и взбросы с амплитудой до 5 км в Ферганской НГО и до 10–15 км в Сурхан-Вахшской НГО. В обеих областях параллельно основным структурам обрамления впадин были сформированы высокоамплитудные крупные – субмеридионального (Сурхан-Вахшская НГО) и мелкие (Ферганская НГО) – субширотного простирания положительные структуры.

В Ферганской НГО субширотные разрывные нарушения играли роль экрана и способствовали сохранению скоплений УВ [1,3], а в Сурхан-Вахшской НГО – частичному, а иногда и полному разрушению скоплений нефти и газа в мел-палеогеновом комплексе отложений.

Доказанный стратиграфический диапазон нефтегазоносности таджикской части Ферганской НГО – отложения мела и палеогена, в которых выявлено 12 продуктивных пластов. Главной продуктивной толщей разреза является палеоген. Из девяти открытых месторождений семь относятся к числу многопластовых.

В Сурхан-Вахшской НГО диапазон нефтегазоносности охватывает отложения юры, мела и палеогена Душанбинского района (шесть горизонтов), а на остальной территории открыты мелкие залежи только в палеогене (пять горизонтов). Все девять установленных залежей приурочены к приподнятым участкам синклинальных зон.

Скопления УВ флюидов как в Сурхан-Вахшской, так и в Ферганской НГО являются в основном сводовыми, контролируемыми разрывными нарушениями и литологической изменчивостью пород. Большинство ловушек заполнено углеводородами на 25–45%.

Предпосылки формирования нефтегазовых месторождений рассмотрены, исходя из структурных особенностей, геохимической обстановки, гидрогеологических, гидродинамических и литофациальных условий [2,3].

Ферганская впадина с момента ее возникновения в позднем палеозое до недавнего прошлого представляла собой область устойчивого погружения, что обусловило накопление мощной толщи мезозойских и кайнозойских отложений. Центральная погруженная часть впадины служила основной зоной нефтегазообразования, а зоны нефтегазонакопления охва-

тывали полосы распространения локальных поднятий, расположенных на путях миграции УВ, осуществляемой в основном от центра к периферии. Наличие регионального наклона пластов создало благоприятные условия для латеральной миграции УВ, а присутствие в мезозойских и кайнозойских отложениях хороших карбонатных и терригенных коллекторов способствовало вертикальному перемещению УВ и формированию многопластовых залежей нефти и газа.

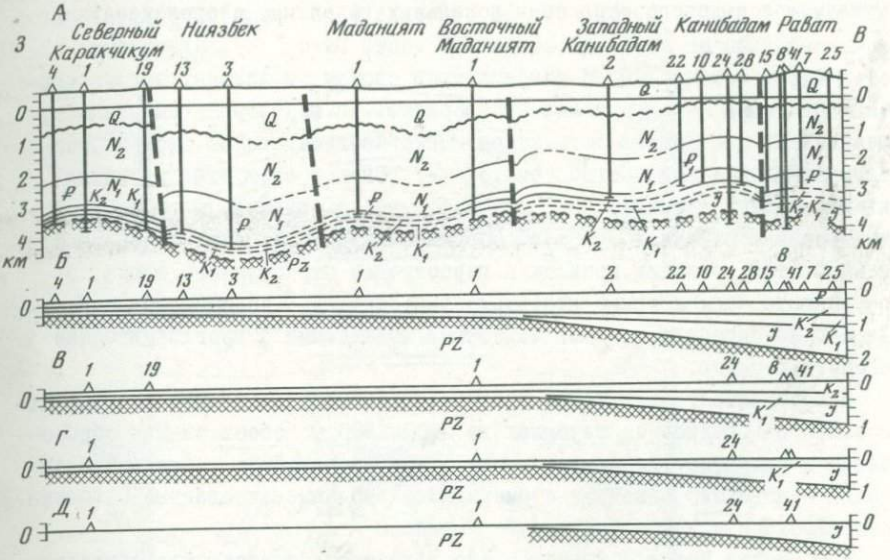
Анализ накопленного материала по западной части южного борта Ферганской впадины позволяет выделить здесь две структурно-фациальные зоны: восточную и западную. Восточная - Рават-Канибадамская характеризуется полнотой стратиграфического разреза юрской и меловой систем. Общая мощность мезозойских и палеогеновых отложений достигает 700-1400 м. В западной, Ниязбек-Каракчикумской зоне, отмечено сокращение мощностей и выклинивание отдельных стратиграфических комплексов. Общая мощность мел-палеогеновых отложений составляет 160-220 м.

Увеличение мощности осадков в восточной части района связано с более интенсивным компенсационным прогибанием седиментационного бассейна в мезозое. Так, к началу накопления неогена в пределах Рават-Канибадамского участка только юрские отложения оказались погруженными на глубину 1500 м. Продуцирующие породы верхнего мела Ниязбек-Каракчикумского и Рават-Канибадамского участков оказались погруженными на эту же глубину только к началу накопления верхнего неогена. Латеральная миграция УВ осуществлялась из наиболее погруженных районов в направлении интенсивных поднятий. Углеводороды в их пределах постепенно заполняли относительно высокоподнятые ловушки (Северный Каракчикум) (рис.2).

Результаты палеотектонических исследований по ряду складок Ферганской впадины указывают на конседиментационное их развитие [3]. Совместное рассмотрение результатов палеотектонического анализа и данных нефтегазоносности свидетельствует о зависимости диапазона нефтегазоносности от времени формирования ловушек [1,3]. Основной этап формирования углеводородных залежей на локальных поднятиях Северного Таджикистана связан с неоген-антропогеновым временем.

Прямой зависимости скоплений УВ от современной гипсометрии ловушек не наблюдается: залежи нефти и газа во втором пласте сумсарских слоев выявлены на абсолютных отметках от плюс 600 м (Ким) до минус 3989 м (Ниязбек). В направлении от периферии впадины к центру наблюдается облегчение нефти и метанизация газа, увеличение их запасов и диапазона нефтегазоносности. Совокупность всех рассмотренных критериев нефтегазоносности показывает, что глубокопогруженные структуры Северного Таджикистана представляют значительный интерес для поисков в них залежей нефти и газа.

Анализ состава, строения и условий образования осадочных отложений мезозоя-кайнозоя Сурхан-Вахшской НГО приводит к выводу о том, что и здесь в течение мезозойского и кайнозойского времени существовали



Р и с. 2. Геологические профили по линиям Северный Каракчикум – Равват

А – современный план. Палеотектонические профили к началу накопления: неогена (Б), палеогена (В), верхнего мела (Г), нижнего мела (Д)

благоприятные условия для генерации углеводородных флюидов. Об этом свидетельствует наличие обогащенных ОВ мощных толщ глинистых и карбонатных пород, образовавшихся в мелководном эпиконтинентальном море. Практически непрерывное погружение субстрата впадины на глубину 3–5 км и более создавало благоприятные условия для катагенетического преобразования ОВ и интенсивной эмиграции генерируемых УВ.

В разрезе мезо-кайнозоя Сурхан-Вахшской НГО выделяется более 20 нефтематеринских толщ. Чередование этих толщ с горизонтами высоких и низких фильтрационных свойств обеспечило необходимые условия для миграции и консервации нефти и газа. Нефтегазогенерирующие способности выделенных толщ оцениваются высоко. Например, плотность УВ, эмигрировавших из юрских толщ, составляет 150–750 тыс.т/км^2, из палеогеновых она также превышает 100 тыс.т/км^2. Промышленная нефтегазоносность почти всего осадочного чехла доказана открытием месторождений в изучаемой НГО и сопредельных районах.

Геотектонический режим изучаемых НГО во время формирования месторождений, судя по изменчивости мощностей отложений мезозоя и палеогена, был достаточно дифференцированным. Изучение истории развития Сурхан-Вахшской НГО , большая половина которой в течение мезозоя и палеогена представляла собой восточное окончание Туранской плиты,

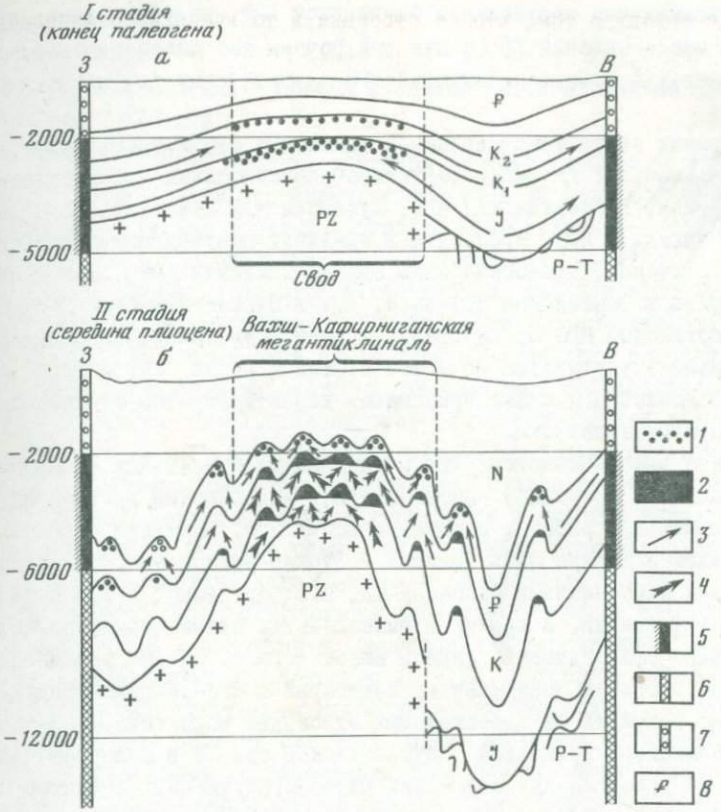
приводит к выводу о том, что ее строение в то время не отличалось принципиально от строения остальной части плиты [4]. Здесь были структуры, соизмеримые с современными сводами и валами, осложненными локальными складками низшего порядка. На платформенном этапе существовали две крупные структуры: Вахш-Кафирниганский свод и Предпамирогиндукушский прогиб (рис.3) [2]. Свод в этот этап развития являлся зоной преимущественного нефтегазонакопления, а прогиб - зоной преимущественного нефтегазообразования. В постплатформенный орогенный этап развития произошла перестройка структурного плана, в результате чего крупные платформенные структуры осложнились субмеридионально ориентированными линейными поднятиями и прогибами более низкого порядка.

В Предпамирогиндукушском прогибе верхнемеловые и палеогеновые отложения находились на глубинах до 2000-2500 м, обеспечивших образование и миграцию УВ флюидов. Зоны преимущественного нефтегазонакопления - новейшие линейные субмеридионально ориентированные поднятия, сформированные в платформенном прогибе.

В пределах Вахш-Кафирниганского палеосвода происходило образование вторичных залежей за счет переформирования скоплений УВ, образованных в платформенный этап в отложениях юрского и нижнемелового возраста, и первичное накопление нефти и газа в отложениях верхнего мела и палеогена. Дисконформность строения подсолевого (юрского) и надсолевого (мел-антропогенового) структурных этажей позволяет надеяться, что крупные ловушки в юрских карбонатных отложениях остались мало измененными и образовавшиеся в них скопления УВ могли сохраниться. Что же касается скоплений в меловых и палеогеновых отложениях, то они должны были переформироваться в соответствии с перестройкой структурного плана. Следует ожидать, что часть УВ осталась в погребенных локальных структурах в пределах синклинальных зон, а другая, возможно большая, мигрировала в сторону антиклинальных поднятий и в значительной мере потеряна из-за того, что в них меловые и палеогеновые отложения выведены на дневную поверхность. Поэтому крупные скопления могут быть связаны лишь с ловушками, уцелевшими (или вновь образованными) в поднадвиговых условиях.

Таким образом, отмеченные выше черты строения и истории развития рассматриваемых нефтегазоносных областей Таджикистана позволяют сделать следующие выводы по размещению и условиям формирования в них углеводородных флюидов:

I. В обеих НГО формирование месторождений совпадает с периодами максимальной активности тектонических движений в постплатформенный орогенный этап. Причем эта активность в большей мере характерна для Афгано-Таджикской впадины по сравнению с Ферганской, чем объясняется довольно широкое развитие в пределах первой процессов разрушения скоплений нефти и газа в мел-палеогеновых отложениях.



Р и с. 3. Принципиальная схема истории формирования, миграции и накопления углеводородных флюидов

I – первичные залежи УВ флюидов в отложениях палеогена и верхнего мела и участки повышенной их концентрации в отложениях юры и нижнего мела; 2 – вторичные залежи, образованные в отложениях нижнего мела и юры в результате переформирования УВ; 3 – боковая миграция, образующая зоны первичных залежей; 4 – боковая и вертикальная миграция УВ флюидов, определяющая их перераспределение с образованием вторичных залежей; 5 – зона, физико-химические условия которой наиболее благоприятны для образования УВ в промышленных количествах, их первичной миграции в пласты-коллекторы и боковой миграции из области образования в область накопления; 6 – зона, физико-химические условия которой определяют преимущественное отсутствие возможности формирования УВ; 7 – зона, физико-химические условия которой допускают в ряде случаев образование и миграцию УВ флюидов в непромышленных количествах; 8 – возраст отложений, в пористо-проницаемых комплексах которых осуществляется миграция и накопление УВ флюидов

2. Дизъюнктивные нарушения в Ферганской НГО способствовали формированию месторождений УВ (к ним приурочены все выявленные залежи нефти и газа), а в Сурхан-Вахшской НГО - частичному или полному разрушению.

3. Выявлена связь между временем заложения структурных ловушек и их продуктивностью. Диапазон нефтегазоносности складок конседиментационного развития (Ферганская НГО, Душанбинский нефтегазоносный район Сурхан-Вахшской НГО) шире, чем в складках постседиментационного развития (Вахшская, Кулябская зоны Сурхан-Вахшской НГО). Заполненность ловушек в Ферганской НГО выше, чем в Сурхан-Вахшской НГО.

4. В Ферганской НГО от периферии к центру увеличиваются запасы месторождений и улучшается качество нефтей и газов. Установлено, что в Сурхан-Вахшской НГО этими признаками характеризуются относительно более погруженные ловушки.

Указанные выше закономерности в размещении и условиях формирования скоплений УВ позволяют прогнозировать направления дальнейших нефтегазопоисковых работ в рассматриваемых НГО. Основная стратегия поисков залежей должна быть связана в Сурхан-Вахшской НГО с подсолевыми юрскими карбонатными отложениями, а в Ферганской НГО - с палеогеновыми отложениями. В юрских и палеогеновых отложениях сосредоточены основные геологические запасы нефти и газа. Однако в ближайшие годы прирост запасов промышленных категорий в Юго-Западном Таджикистане можно получить из палеогеновых отложений погруженных (3-5 км) структур Вахшской, Кулябской и Душанбинской зон, а в Северном Таджикистане - из палеогеновых отложений глубокопогруженных структур Южной, Центральной и Северной зон, где имеются надежные условия для консервации углеводородов.

Литература

1. Акрамходжаев А.М., Сайдалиева М.С. Ферганский нефтегазоносный бассейн. М.: Недра, 1971. 280 с.
2. Условия и время формирования скоплений нефти и газа в орогенной области Юго-Востока Средней Азии / Г.С.Волос, Я.Р.Меламед, Л.М. Сафьян, Ю.А.Яковец. - В кн.: Время формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1976, с.175-182.
3. Каломазов Р.У., Газарян Г.Н. О некоторых геологических особенностях скоплений нефти и газа на территории Северного Таджикистана - В кн.: Проблемы нефтегазоносности Таджикистана. Душанбе: Дониш, 1972, № 4, с.40-46. (Тр.ВНИГНИ; Вып.133).
4. Лебзин Е.В. Палеотектонические условия формирования крупных структурных элементов и связанных с ними зон нефтегазонакоплений Афгано-Таджикской впадины и смежных областей. - В кн.: Проблемы нефтегазоносности Таджикистана. Душанбе: Дониш, 1972, с.3-34. (Тр. ВНИГНИ; Вып.133).

УДК 551.243: 553.98: 551.242.51

В.И.Лукинов

ПОПЕРЕЧНЫЕ ПРОГИБЫ - ОСНОВА СТРОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ

Если из площадей древних платформ вычесть площади, занимаемые продольными краевыми системами, состоящими из перикратонных прогибов и наложенных на них краевых прогибов, непосредственно связанных с геосинклинальным обрамлением, то остается, как правило, 95-98% всей территории платформ, занятой авлакогенами, синеклизами, щитами и антеклизами, на первый взгляд, не связанными непосредственно с геосинклиналями. В геологической литературе имеется даже направление, доказывающее авторазвитие платформ, независимое от геосинклинального процесса. Однако еще А.П.Карпинский установил в общей форме зависимость прогибания на Восточно-Европейской платформе от активности окружающего геосинклинального обрамления. Иногда эту зависимость называют правилом Карпинского. Оно выражается в явлении погружения тех частей платформ, которые примыкают к активно функционирующей в данный отрезок геологического времени геосинклинали. Правило Карпинского многократно было подтверждено последующими исследователями [5].

Новым этапом в изучении взаимоотношения геосинклиналей и платформ явилась серия работ Н.С.Шатского [6,7,8], который впервые обнаружил, что протяженные грабены (и наследующие их синеклизы), которые осложняют внутренние области платформ, одним из своих окончаний подходят к границе платформы с геосинклиналью, там же имеют максимальные мощности, пригеосинклинальный характер формаций и преемственность в этапности развития от хода событий в геосинклинали и тем самым являются прямым следствием воздействия геосинклинали на платформу. Таким образом была найдена конкретная форма влияния геосинклиналей на центральные области платформ.

Все эти структуры были названы поперечными по форме их расположения относительно границы платформы с геосинклиналью. Было установлено также, что все поперечные структуры образуются во внутренних углах платформ, в тех местах, где геосинклиналь дугой входит в тело платформы. Н.С.Шатский делал попытки классифицировать поперечные структуры, но уровень изучения древних платформ был в то время очень низким и не позволил ему осуществить всеобъемлющую классификацию. Поиски в этом направлении привели Н.С.Шатского к выводу о необходимости выделить в составе общего класса поперечных структур узкие грабенообразные прогибы, наследующиеся в своем развитии синеклизами, заходящие особенно далеко от геосинклиналей и осложняющие самые центральные области платформ. Таким поперечным прогибам было присвоено название авлакогены.

Последующее изучение платформ привело к открытию многочисленных авлакогенов на всех древних платформах, были раскрыты многие стороны

их строения, развития и механизма образования. Однако далеко не все поперечные прогибы к настоящему времени изучены, по-прежнему отсутствует их классификация и вряд ли она может быть осуществлена в окончательном виде из-за недостатка сведений по многим из них, хотя сама потребность в изучении поперечных структур, часто нефтегазоносных, диктует необходимость поисков такой классификации.

Среди поперечных прогибов выделяются несколько тектонотипов, обязанных своим возникновением разным взаимотношениям участков платформы с инициирующей их формирование подвижной областью.

Так можно выделить перигеосинклинальный и периплитный типы поперечных структур. Поперечные структуры перигеосинклинального типа инициируются геосинклиналями и берут свое начало от их дуг, входящих в тело платформ. Сами перигеосинклинальные структуры можно разделить на элементарные или односторонние и двойные или двусторонние.

Наиболее часто встречающаяся разновидность элементарных поперечных прогибов перигеосинклинального типа - это широкие, близкие к изометричной форме, относительно неглубокие двубороздые авлакогены, слепо заканчивающиеся в теле платформы. Характерным свойством их строения является наличие двух периферических депрессий и разделяющего их срединного выступа фундамента (алакоген Западного Техаса, Пермский, Калтасинский, Серноводско-Абдулинский, Палеовилюйский и др.). Для примера укажем на размеры Западно-Техасского авлакогена, длина которого 385 км, ширина в пригеосинклинальной части 150 км, а во внешней - 315 км. Глубина пригеосинклинальной части 7-9 км, а во внешней - 1,5-2 км. Форма выклинивания в теле платформы у элементарных авлакогенов разная. Одни из них при этом расширяются (Западно-Техасский), другие сохраняют ширину пригеосинклинальной части (Калтасинский), третьи сужаются (Серноводско-Абдулинский).

По-видимому, более редкой разновидностью односторонних поперечных структур перигеосинклинального типа являются узкие авлакогены (Уджинский, Иркинеевский, Вичита и др.), которые также слепо заканчиваются в теле платформы и также имеют тенденцию к расширению (Вичита) или сужению (Уджинский, Иркинеевский). Параметры авлакогена Вичита: длина 700 км, ширина в пригеосинклинальной части 150 км, во внешней - до 500 км. Глубина в пригеосинклинальной части 9-12 км, во внешней - 2-3 км.

Односторонние поперечные прогибы располагаются (берут начало) против средних, наиболее древних частей геосинклинальных систем. Быстрое их выклинивание, очевидно, связано с тем, что на платформу в данном случае воздействует только одна геосинклинальная система в одном направлении.

Другая изученная нами [17] разновидность перигеосинклинальных поперечных прогибов - двусторонние или двойные поперечные прогибы характеризуется как раз тем, что на участок платформы воздействуют две геосинклинальные системы с противоположных концов авлакогена. Такие

условия создаются в районах сближения двух геосинклинальных систем (в Тимано-Печорском, Прикаспийском, Польско-Германском, Украинско-Черноморском и других районах).

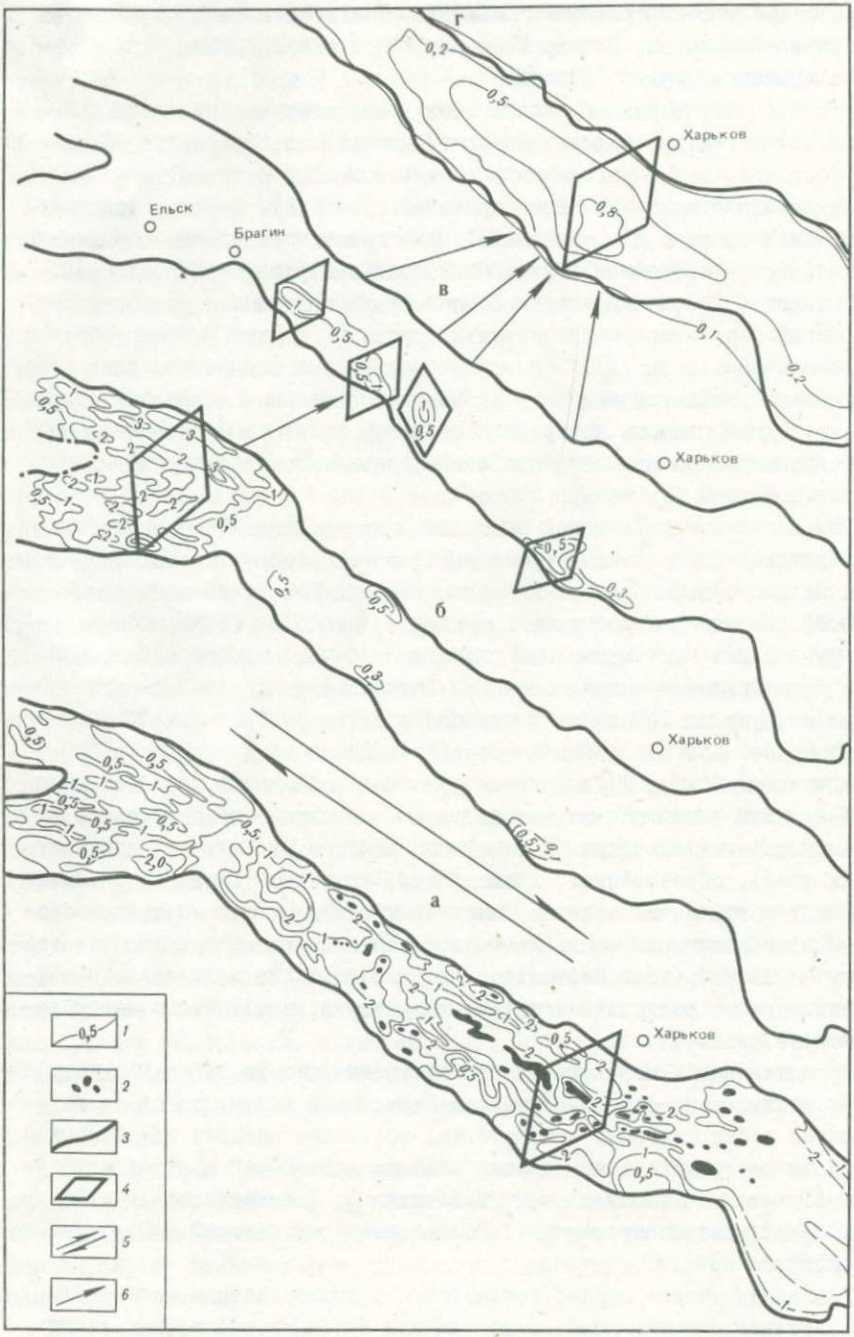
Примером двусторонних авлакогенов может служить Припятско-Днепровский авлакоген, в пределах которого имеются две девонские соленосные формации, выклинивающиеся в противоположные стороны, максимально развитые около одного из его окончаний (рис.I,2). На этом основании был сделан вывод о двойном воздействии геосинклинального обрамления на Украинско-Черноморский участок Восточно-Европейской платформы.

Сближение геосинклинальных поясов создает возможность формирования целой серии поперечных структур, которые в совокупности образуют поперечные плиты /I7/. Все входящие в состав поперечных плит структуры пока плохо изучены за исключением Припятско-Днепровского авлакогена. Однако теория поперечных структур может способствовать расшифровке строения этих глубоко погруженных высокоперспективных в нефтегазоносном отношении районов.

Так являющаяся предметом длительной дискуссии Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция может быть представлена как система рифейских авлакогенов, одним из которых является Тиманский авлакоген (рис.3). Широко распространенное представление о байкальском возрасте фундамента этой провинции глубоко ошибочно. Известный метаморфизм пород рифейских авлакогенов и насыщенность провинции магматическими интрузиями обусловлены близостью этого участка архейско-среднепротерозойской платформы к геосинклинальным сооружениям уралид и скандинавид. Пример Тиманского авлакогена показывает, что все входящие в состав плиты поперечные прогибы - сквозные, ориентированы поперек к границе платформы с геосинклиналями и отходят от мелких входящих углов, образованных, в частности, уралидами (например, Тиманский авлакоген начинается от Полюдова Камня). Выяснение взаимоотношений в пределах плиты авлакогенов и разделяющих их приподнятых массивов со своеобразной нефтегазоносностью позволит в дальнейшем дифференцированно подходить к оценке территории, в том числе акваториальной ее части.

Представляется обнадеживающим применение теории поперечных структур к расшифровке строения Польско-Германской плиты. Здесь также выделяется серия сквозных авлакогенов, все более внешние из которых изломаны посередине и направлены изломом в "вакуум" центральных областей платформы (Молвернский, Брабантский, Нижнерейнско-Английский, Эмско-Центральносевероморский, Гессенско-Северодатский и Осло-Нижнеодрский).

Указанная теория хорошо согласуется с дискордантным положением относительно границы Урала с платформой крупных структурных элементов Прикаспийской поперечной плиты(Заволжско-Узенско-Илекская, Аральсорско-Хобдинская, Северо-Каспийская и Южно-Эмбенская зоны). Возможно, что здесь имеются и более мелкие зоны аналогичного простирания,


г
в
б
а
Харьков
Ельск
Брагин
1
2
3
4
5
6

которые еще предстоит выявить и идентифицировать. На пути выделения и изучения этих зон, по-видимому, наиболее обоснованными и осмысленными могут стать и основные направления поисков месторождений нефти и газа в Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Отметим еще здесь, что каждая более внешняя зона, благодаря изломам структуры, оттесняется в тот же "вакуум" центральных областей платформы.

Наконец, область, отсекаемая от Восточно-Европейской платформы Припятско-Днепровским авлакогеном, также может быть представлена как поперечная плита, состоящая из изломанных авлакогенов и разделяющих их приподнятых вытянутых массивов. С теорией поперечных структур хорошо согласуется давно бытующее среди украинских геологов представление о негеосинклинальной, авлакогенной природе Горного Крыма. По нашим представлениям последний представляет собой фрагмент изломанного посредине Тулчинско-Горнокрымского сквозного авлакогена, соединяющего входящие дуги Карпат и Кавказа. Аналогичное происхождение имеют и другие параллельные этому авлакогену зоны, а также зоны так называемой Мизийской плиты, большая часть которой скрыта под водами Черного моря. Породы, выполняющие авлакогены Мизийско-Добруджинского района, метаморфизованы по той же причине, что и аналогичные образования Тимано-Печорской поперечной плиты. На примере Украинско-Черноморской поперечной плиты можно видеть, как расхождение геосинклинальных поясов приводит к соответствующему направлению изломов авлакогенов (Припятско-Днепровский - на север, Тулчинско-Горнокрымский- на юг).

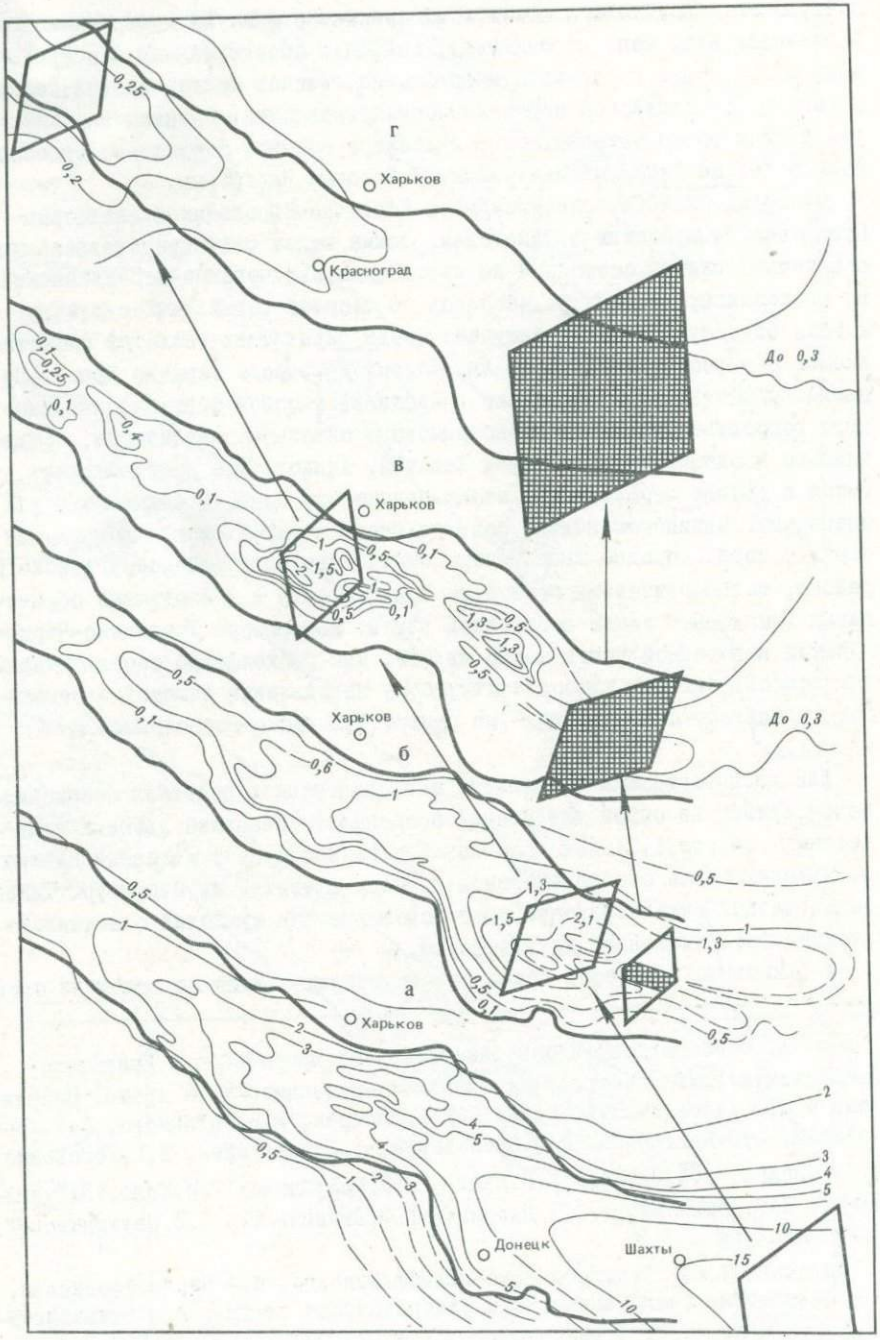
Для характеристики следующего типа поперечных прогибов необходимо остановиться на одной интересной особенности развития двойных авлакогенов (см.рис.I,2). Эта особенность заключается в миграции центров погружения вдоль оси авлакогенов по мере развития их структур. Такая эмпирическая закономерность дает основание для суждения о механизме влияния геосинклиналей на платформы.

И действительно, если после своего возникновения на одном из окон-

---

Р и с I. Схема миграции зон максимального прогибания в Припятско-Днепровском авлакогене в позднедевонско-ранневизейское время. Составлена с использованием материалов Р.М.Пистрак, И.В.Галицкого, З.Г. Волошиной, А.Д.Бритченко, Л.П.Алексеевой, Р.В.Передерей, Л.П.Кононенко, Н.Е.Чуприна, А.А.Билыка, А.В.Буцик, В.К.Голубцова, Г.И.Кедо, П.Т.Павленко, И.С.Романовича, С.Е.Черпака, Л.Г.Винниченко, Н.В.Неутриевской, Г.И.Вакарчука

Отложения: а - верхнефранско-нижнефаменские, б - верхнефаменские, в - заволжские (видельцевская и зачепиловская свиты), г - нижневизейские (зоны C_I). I - изопахиты, км; 2 - мощности, превышающие 4 км; 3 - краевые разломы авлакогена; 4 - зоны максимального прогибания; 5 - направление выклинивания отложений; 6 - направление миграции зоны максимального прогибания


г
Харьков
Красноград
До 0,3
в
Харьков
До 0,3
б
Харьков
а
Харьков
Донецк
Шахты

чаний авлакогена центры погружения мигрируют к более внутренним областям платформы, то это может означать латеральные перетоки ответственных за деформации земной коры магматических масс из геосинклиналей в том же направлении. По сути дела это явление представляет собой иллюстрацию давно известного [4] эмпирического закона Гроссувра-Ога, согласно которому замыкание и поднятие геосинклиналей сопровождается опусканием и трансгрессией на смежной территории платформы. В советской литературе это явление известно еще и в представлении о запаздывании трансгрессий на платформах.

Очевидно, запечатывание выводящих каналов для магмы, происходящее в процессе частной и общей инверсии геосинклиналей, приводит к необходимости латеральных ее перетоков на прилежащие участки платформ. Наиболее вероятный уровень перетоков - кровля астеносферного слоя, хотя возможны и другие уровни. Самые благоприятные условия для таких перетоков существуют в районах вхождения геосинклиналей в тело платформ. В пределах последних магма в основании литосферы (или коры) находит на своем пути ловушки, которые становятся центрами формирования диапиров, растягивающих верхние горизонты земной коры и производящих грабенообразование, а позже "скрытое" грабенообразование, выражающееся в пликативном погружении территории авлакогенов [2].

По мере заполнения ловушки магма перетекает дальше, образуя серию центров погружения. Направление миграции центров погружения может измениться в противоположную сторону (рис.2). Тогда можно говорить о появившейся активности противоположной геосинклинальной системы. Если же принять случай обоюдной активности двух противоположных геосинклинальных систем в одно и то же время, то придется предположить, что магматические потоки, встретившись в центральной области авлакогена, могут иметь "излишек" магмы, не умещающийся в ловушку. Тогда, очевидно, магма будет искать выход в свободное пространство (вакуум) по латерали, т.е. в сторону излома двустороннего авлакогена. По-видимому, именно такой случай мы имеем при образовании Пачелмского и

Р и с. 2. Схема миграции зоны максимального прогибания в Припятско-Днепровском авлакогене в поздневизейско-пермское время. Составлена с использованием материалов М.Л.Левенштейна, О.Д.Билыка, Л.Г.Винниченко, Г.И.Вакарчука, И.В.Галицкого, Р.М.Пистрак, Е.И.Пашкевич, Н.Т. Пашовой, К.С.Супронюка, З.Г.Волошиной, Г.Д.Киреевой, Е.В.Мовшовича, А.Е.Лукина

Отложения: а - верхневизейско-среднекаменноугольные, б - верхнекаменноугольные (свиты C_3^2 и C_3^3), в - нижнепермские (никитовская, славянская, краматорская свиты), г - верхнепермские (кореневская свита). Условные обозначения см. на рис.I. Заштрихованный четырехугольник - - центр инверсии Донбасса

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33

Балтийского авлакогенов, которые расположены против входящих в тело платформы изломов самых внешних поперечных прогибов Прикаспийской и Польско-Германской поперечных плит, в створе биссектрис углов этих изломов.

Далее можно предположить, что после образования первоначальной рифейской структуры Пачелмского и Балтийского авлакогенов активность одной из противоположных геосинклинальных систем снижается или исчезает совсем. Тогда магматический поток, идущий из поперечной плиты, должен отклоняться от первоначальной оси Пачелмского или Балтийского авлакогена в сторону "вакуума", т.е. в сторону потерявшей активность геосинклинальной системы; в таком случае надавлакогенная синеклиза должна смещаться в боковом направлении и не наследовать свой авлакоген. И действительно, оба названных авлакогена имеют смещенную от оси синеклизу.

Р и с. 3. Тектоническая схема Восточно-Европейской платформы. Использованы материалы В.С.Журавлева, Г.Х.Дикенштейна, Б.А.Соловьева, Л.Ф. Солонцова, Е.М.Аксенова, Т.Д.Ивановой, А.Г.Кузнецова, Н.В.Неволина, П.Хейброека, Ф.К.Волколакова, И.А.Поливко, А.И.Левина, И.А.Гаркаленко, В.П.Гончарова, В.И.Корнеева, Я.П.Маловицкого, Ю.П.Непрочнова, М.Р. Пустильникова, В.Б.Соллогуба, А.Л.Цагарели, А.В.Чекунова, М.В.Чирвинской, Б.С.Черноброва, С.Е.Петрова

I – эпикарельский фундамент платформы; 2-4 – геосинклинальное обрамление платформы: 2 – каледониды, 3 – герциниды, 4 – альпиды; 5 – продольные краевые прогибы: а – герцинид, б – альпид; 6 – внешняя граница поперечных плит; 7 – краевые ограничения авлакогенов; 8 – границы смещения синеклиз-авлакогенов; 9 – контуры внеплитных авлакогенов; I0 – граница древней платформы

Цифры на схеме – односторонние авлакогены перигеосинклинального типа: I – Пермский, 2 – Калтасинский, 3 – Серноводско-Абдулинский, 4 – Самарский, 5 – Волыно-Полесский, 6 – Куяво-Поморский, 7 – Верхнесилезский; двусторонние авлакогены перигеосинклинального типа: 8 – Молвернский, 9 – Брабантский, I0 – Нижнерейнско-Английский, II – Эмско-Центральносевероморский, I2 – Гассенско-Северо-Датский, I3 – Осло-Нижнеодринский, I4 – Тиманский, I5 – Малоземельско-Печорский, I6 – Печоро-Колвинский, I7 – Заволжско-Узенско-Илекский, I8 – Аралсорско-Хобдинский, I9 – Южно-Эмбенский, 20 – Припятско-Днепровский, 2I – Придобруджинско-Каркинтско-Североазовский, 22 – Тулчинско-Горнокрымский, 23 – Центральнодобруджинско-Северочерноморский; внеплитные авлакогены: 24 – Рейнский, 25 – Туаркыр-Мангышлакский, 6 – Куяво-Поморский, 7 – Верхнесилезский; вторичные периплитные авлакогены: 26 – Балтийский, 27 – Беломорский, 28 – Лешуконско-Сафоновский, 29 – Солигаличско-Яренский, 30 – Казанско-Кажимский, 3I – Пачелмский; смещенные надавлакогенные синеклизы-авлакогены: 32 – Балтийская, 33 – Самаролукско-Альметьевская

Смещение оси надпачелмской синеклизы в свое время установил А.А. Бакиров. В работе [3] показано, что эта синеклиза "распылена" по большой территории Урало-Поволжья, где она уже образует самостоятельный веерообразный авлакоген третьей производной от процессов в геосинклинальном обрамлении. Он был назван по главной оси Самаролукско-Альметьевским. Многочисленные "троги" этого авлакогена, заложившиеся в старооскольско-пашийское время, инверсировали в муллинско-кыновско-саргаевское время и образовали тем самым огромные по протяженности и площадному перекрытию зоны нефтегазонакопления, некоторые из них сливаются в одно месторождение (Ново-Елховско-Акташская, Миннибаевско-Ромашкинская, Байтуганско-Туймазинская, Мухановская, Кулешовская и др.).

Такое же соотношение, по-видимому, имеют Балтийский рифейский авлакоген, занимающий акваторию Балтийского моря, и каледонская Балтийская синеклиза. Это обстоятельство открывает возможности для сравнительного анализа рассматриваемых территорий для выявления их нефтегазоносности. Возможно также, что подобное происхождение имеет Усть-Черемшанско-Мухановско-Ероховский прогиб Урало-Поволжья по отношению к описанному в работе [3] Самарскому рифейскому авлакогену, представленному в современной структуре Соль-Илецким выступом.

Описанные выше поперечные прогибы (Пачелмский, Балтийский) составляют большую группу структур, которую можно назвать вторичными периплитными, образующимися против внешнего излома краевой части поперечной плиты. Явление смещения синеклизы относительно материнского авлакогена надо признать характерным и отличительным признаком вторичных периплитных авлакогенов.

Не исключено, что периплитные авлакогены могут быть как односторонними (Пачелмский, Балтийский, Казано-Кажимский), так и двусторонними, двойными (имеется возможность соединения в центральных областях платформы таких авлакогенов как Солигаличско-Яренский и Волыно-Полесский, а также Солигаличско-Яренский и Пачелмский). Все периплитные вторичные авлакогены Восточно-Европейской платформы являются узкими. Ширина Казанско-Кажимского авлакогена, например, 30-80 км при длине 850 км и глубине до 2,5 км.

Характерным свойством осадков, выполняющих периплитные авлакогены, является их обедненность органическим веществом, что хорошо увязывается с механизмом их образования. Их формирует разубоженная в поперечных плитах магма, подающая на поверхность незначительное количество углерода, являющегося питательным веществом для органической жизни. Поэтому для формирования скоплений углеводородов здесь необходимы посторонние источники углеводородов, как это имеет место в Урало-Поволжье. Этот же пример показывает, что синеклизные образования этих авлакогенов обладают идеальными условиями нефтегазонакопления и сохранения залежей от разрушения. Здесь имеются регионально выдержанные коллекторские и экранирующие толщи, а

также рано возникающие ловушки, способные перехватить мигрирующие углеводородные потоки практически с момента образования первой трансгрессивной толщи пород. Что касается территорий поперечных плит, то здесь резко повышаются возможности генерации углеводородов, а условия накопления и сохранности становятся многообразными, и решающим фактором становится наличие покрышек. Нам представляется, что подход к изучению строения структур поперечных плит, да и вообще территорий платформ с позиций теории поперечных прогибов может способствовать выявлению новых перспективных районов.

Литература

1. Буялов Н.И., Лукинов В.И. Поперечные прогибы Восточно-Европейской платформы. - Сов.геология, 1979, № 3, с.47-62.
2. Лукинов В.И. Рифтовая гипотеза и механизм тангенциальной складчатости в Днепровско-Донецком авлакогене. - В кн.: Тектоника провинций горючих ископаемых. Киев: Наук.думка, 1977, с.44-52.
3. Лукинов В.И. Авлакогены Урало-Поволжья и формирование региональных зон нефтегазонакопления. - Тр.ВНИГНИ, 1981, вып.231, с.155-165.
4. Ог Э. Геология . М.,Л.: Госгеолиздат, 1932. Т.1. 406 с.
5. Пистрак Р.М. Фации девонских и каменноугольных отложений Русской платформы и связь их со структурой. М.: Изд-во АН СССР, 1950. 200 с. (Тр.Ин-та геол.наук АН СССР. Геол.сер; Вып.3. № 39).
6. Шатский Н.С. Большой Донбасс и система Вичита. Сравнительная тектоника древних платформ. - Изв.АН СССР. Сер.геол., 1946, № 6, с. 3-34.
7. Шатский Н.С. О структурных связях платформы со складчатыми геосинклинальными областями. - Изв.АН СССР. Сер.геол., 1947, № 5, с.3-23.
8. Шатский Н.С. О прогибах донецкого типа. - Избр. тр. М.: Наука, 1964, т.2, с 544-553.

УДК 553.98.2.061.15 (470.13)

Б.Я.Вассерман, В.И.Богацкий, Н.Д.Матвиевская, Ю.А.Панкратов

ГЛАВНЫЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Месторождения нефти, газа и газоконденсата Тимано-Печорской провинции находятся в пределах самых различных структурных элементов платформы и в Предуральском прогибе. На платформе известны Ярегское нефтяное (тиманская антеклиза), Западно-Тэбукское нефтяное и Пашнинское нефтяное (Ижма-Печорская впадина Печорской синеклизы), Усинское и Возейское нефтяные и Лаявожское газоконденсатное (Печоро-Колвинский авлакоген Печорской синеклизы), а в Предуральском прогибе - Вуктыльское и Интинское газоконденсатные месторождения и Лемвинское газовое со значительным содержанием сероводорода.

Нефтегазоносные комплексы провинции выделяются практически по всему осадочному чехлу, начиная от верхнего ордовика - нижнего силура до триаса включительно. Фазовые состояния углеводородных флюидов не зависят от стратиграфической принадлежности этих комплексов, типа резервуара и коллектора, а также принадлежности к тектоническим элементам провинции.

Литолого-фациальный анализ нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции показал наличие в них природных резервуаров. Особое значение для формирования залежей углеводородов имеют резервуары, выдержанные по площади. К их числу принадлежат резервуары среднедевонско-нижнефранской терригенной толщи и, в первую очередь, песчаники старооскольского горизонта, роль которых при далекой латеральной миграции неоспорима, а также резервуары, сложенные карбонатами верхнего девона и визейско-раннепермского возраста. Среди региональноо выдержанных покрышек следует выделить глины кыновско-саргаевской толщи верхнего девона, сульфаты кунгурского яруса, аргиллиты кунгурско-уфимского возраста и глины триаса.

В Восточной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на протяжении палеозойской эры в субаквальных условиях накапливались осадки, способные реализовать свои нефтегазопродуцирующие возможности. Следы миграции углеводородов обнаружены во всех нефтегазоносных комплексах. Наиболее уверенно они фиксируются в поддомаников терригенном комплексе на глубинах 2-3,5 км и менее четко в верхнедевонском карбонатном и нижнекаменноугольном терригенном комплексах. Нижнепермские терригенные отложения в Предуральском прогибе характеризуются наращиванием степени битуминизации, в том числе, и увеличением содержания легких подвижных битумоидов с глубиной. Относительно высокое содержание сингенетичных битумоидов свидетельствует об имеющемся, но еще не до конца реализованном углеводородном потенциале артинских терригенных отложений. То же самое, очевидно, можно сказать про морские кунгурские и верхнепермские терригенные отложения, появляющиеся на севере Печорской синеклизы.

Первичная миграция углеводородов была вызвана постепенным уплотнением и прогревом осадков по мере их погружения в области Печоро-Колвинского авлакогена и в Предуральском прогибе. Уплотнение сопровождалось вытеснением в породы-коллекторы седиментационных вод, а вместе с последними - и ранее рассеянных в виде микронефти углеводородов, а также в виде водных и газоконденсатных растворов. Максимального развития процессы первичной миграции достигали на глубинах 2-2,5 км и более.

Вторичная латеральная миграция нефти и газа по регионально выдержанным пластам-коллекторам происходила из зон наибольшего погружения бассейнов седиментации с движением седиментационных вод вверх по восстанию пород в сторону меньших гидродинамических напоров. Такими бассейнами являлись: среднедевонско-раннерифейский прогиб на месте

Печоро-Колвинского авлакогена и северной половины Верхне-Печорской впадины, верхнефранско-турнейско-средневизейский Вуктыло-Джебольский погребенный прогиб, раннепермский краевой Предуральский прогиб с серо-цветной молассой и угленосными толщами, прогибы кунгурско-позднепермского возраста с морскими терригенными отложениями на севере Печорской синеклизы.

Миграция углеводородов в поддоманиковом терригенном комплексе происходила в виде струйных потоков в однофазном жидком состоянии на значительные расстояния из области среднедевонско-раннефранского прогиба как в сторону современной территории Ижма-Печорской впадины и Тимана, так и в сторону Усино-Колвинского мегавала и структур Печорской гряды. Миграция углеводородов в газообразном состоянии, очевидно, более вероятна для нижнепермско-каменноугольного карбонатного и средне-верхнедевонского терригенного комплексов в Предуральском прогибе и Денисовской впадине. Это подтверждается соотношением в нем объемов газа и нефти и отсутствием тех многочисленных прямых признаков первичной миграции жидких углеводородов, которые присущи девонским терригенным отложениям в Ижма-Печорской впадине и на Усино-Колвинском мегавале.

Особое значение при процессах формирования залежей нефти и газа в поддоманиковом комплексе провинции занимали зоны стратиграфического экранирования терригенных пластов эйфельского и живетского ярусов. Доказана их огромная роль в формировании поддоманиковых залежей Ярегского и Западно-Тэбугского месторождений на Тимане и в Ижма-Печорской впадине, а также Усинского, Возейского и Харьягинского месторождений Усино-Колвинского мегавала в Печоро-Колвинском авлакогене. История развития Тимано-Печорской провинции дает основание также считать, что стратиграфически и литологически экранированные залежи со значительными запасами углеводородов не являются привилегией девонских отложений. Они могут быть и в терригенных нижнекаменноугольных толщах вдоль границ их распространения (западный борт Верхне-Печорской впадины, юго-восточная периклиналь Усино-Колвинского мегавала).

Формирование залежей нефти и газа во многом зависело от соотношения давлений: пластового и насыщения. В ловушках с пластовым давлением, превышающим давления насыщения, образуются нефтяные залежи; при пластовом давлении, меньшем давления насыщения - газонефтяные; а в случае неспособности покрышки удерживать газ - чисто нефтяные.

Большую роль при формировании залежей углеводородов провинции играло развитие структурного плана во времени. Наиболее интенсивные фазовые переходы углеводородных флюидов с образованием нефтяных, газонефтяных и газоконденсатных месторождений происходили при высокоамплитудных вертикальных тектонических подвижках как локальных структур, так и зон нефтегазонакопления в Предуральском прогибе и Печоро-Колвинском авлакогене.

При формировании залежей провинции, наряду с широкой латеральной миграцией углеводородов, признается возможной и вертикальная миграция нефти и газа, но в меньших масштабах, зависящих от наличия в разрезе непроницаемых покрышек и степени дизъюнктивной нарушенности локальных структур. Наблюдаемую глубинную зональность свойств нефтей разных залежей в пределах одного и того же месторождения можно объяснить гипергенными изменениями в результате вертикальной миграции.

Под влиянием перечисленных выше условий в современной структуре Тимано-Печорской провинции образовались следующие зоны нефтегазонакопления с крупными месторождениями:

а) зона нефтегазонакопления, контролируемая линией "срезания" среднедевонских песчаников на территории юго-восточного склона Тимана, в Ижма-Печорской впадине и на Усино-Колвинском мегавалу. Для этой зоны характерны структурно-стратиграфические и стратиграфические экранированные залежи (Ярегское, Западно-Тэбукское, Усинское, Возейское и Харьягинское месторождения);

б) зоны нефтегазонакопления в среднедевонско-нижнефранских отложениях, связанные со структурами допермского заложения (Мичаю-Пашнинский и Лыжско-Кыртаельский валы).

Для зон, указанных в пунктах "а" и "б", особое значение имело дифференциальное улавливание газа и нефти при переформировании образовавшихся ранее залежей, когда при понижении пластового давления ниже давления насыщения в сводах структур скапливались газовые шапки за счет выделения в свободную фазу газа, ранее полностью растворенного в нефти. Нефть при этом вытеснялась вверх по восстанию пластов до следующей ловушки, а оставшаяся часть ее в случае последующего погружения первоначальной ловушки переходила в конденсатное состояние. В рассмотренных зонах встречаются как нефтяные, так и газовые и газоконденсатные залежи;

в) зоны нефтегазонакопления, приуроченные к верхнедевонским карбонатным образованиям рифогенного происхождения. Они известны в Ижма-Печорской впадине и в Печоро-Колвинском авлакогене. Фаменско-турнейские рифогенные образования предполагаются также в Верхне-Печорской и Хорейвер-Моренской впадинах. Поскольку формирование залежей указанных зон в платформенных районах происходило в значительной мере за счет вертикальной миграции с присущими ей процессами гипергенеза, для них наиболее характерный тип флюида - утяжеленная нефть.

В Верхне-Печорской впадине рифогенные образования находятся на борту турнейско-средневизейского прогиба, т.е. непосредственно примыкают к нефтегазосборной площади. Формирование залежей происходило, вероятно, за счет латеральной миграции углеводородов, преимущественно в газовой фазе. Косвенным доказательством присутствия здесь газоконденсатных залежей является приток газоконденсата из турнейских отложений поднадвигового блока Вуктыльского месторождения;

г) зоны нефтегазонакопления, испытавшие на протяжении своей геологической истории неоднократные движения различного знака и большой амплитуды. Они являются перспективными для поисков крупных газовых и газоконденсатных залежей по всему разрезу палеозойско-мезозойской толщи, где существовали условия для их сохранения. Эти зоны известны в Предуральском прогибе (Вуктыльское, Интинское, Лемвинское месторождения), в Денисовской впадине и Печоро-Колвинском авлакогене (Лаявожское месторождение и другие).

Таким образом, главными условиями для формирования залежей нефти и газа в Тимано-Печорской провинции являлись:

1. Наличие в разрезе осадочного чехла нескольких НГМТ, прошедших благоприятные термобарические условия, которые обеспечили интенсивную реализацию процессов генерации и эмиграции углеводородов.

2. Образование природных резервуаров с высокими фильтрационными и емкостными свойствами, обеспечившими возможность далекой латеральной миграции углеводородов и вовлечение в этот процесс больших нефтегазосборных площадей.

3. Заложение крупных структурно-стратиграфических и литолого-стратиграфических зон палеонефтегазонакопления, в том числе таких автономных систем как барьерные рифы и дельты, обеспечивших значительные концентрации углеводородов уже на первых этапах миграции.

4. Интенсивное развитие структурного плана провинции во времени с высокоамплитудными вертикальными подвижками как локальных структур, так и зон нефтегазонакопления, предопределивших фазовые переходы углеводородных флюидов, которые привели к образованию нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей.

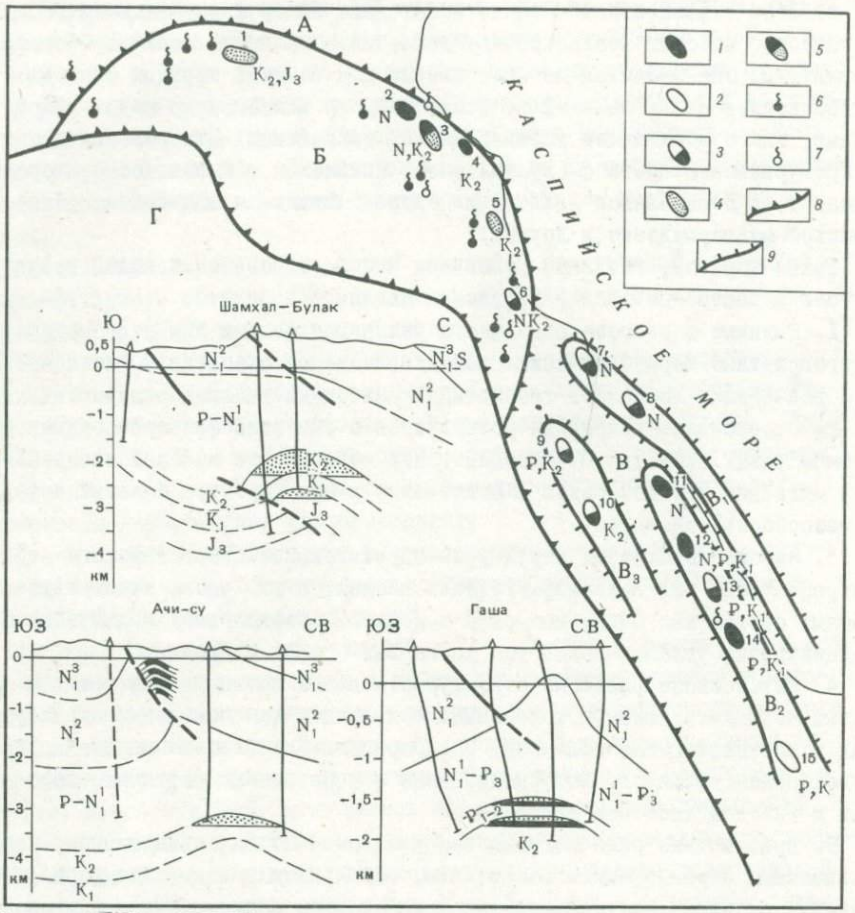
5. Присутствие ряда регионально или зонально выдержанных покрышек с высокими экранирующими свойствами, создавшими условия для формирования нескольких нефтегазоносных комплексов и преимущественно многопластовых месторождений.

УДК 553.98.2.078 (470/67)

Д.А.Мирзоев, В.М.Пирбудагов, Е.М.Ланда, Ф.Г.Шарафутдинов

РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО РАЗРЕЗУ И ПЛОЩАДИ В ДАГЕСТАНСКОМ СЕКТОРЕ ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО ПРОГИБА И ОСОБЕННОСТИ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ

В заключенном между Предкавказской эпигерцинской платформой и мегантиклинорием Большого Кавказа дагестанском секторе Терско-Каспийского передового прогиба (ТКПП), являющимся западной частью обширного Средне-Каспийского нефтегазоносного бассейна, выделяются три нефтегазоносных района (НГР) в пределах складчатого склона прогиба (Предгорный Дагестан): Южнодагестанский, Дагестанский клин и Сулакский район (возможно нефтегазоносный), приуроченный к наиболее прогнутой его части. В пределах этих районов выделены зоны нефтегазонакопления и связанные с ними месторождения нефти и газа (рис.I).



Р и с. I. Схема распространения залежей и проявлений УВ в Предгорном Дагестане

Нефтегазоносные районы: А – Сулакский (возможно нефтегазоносный), Б – Дагестанский клин, В – Южнодагестанский (зоны нефтегазонакопления: B_I – Приморская, B_2 – Восточная, B_3 – Западная), Г – область мезозойской складчатости Большого Кавказа. Цифры на схеме – месторождения: I – Шамхал-Булак, 2 – Тернаир, 3 – Махачкала, 4 – Тарки, 5 – Димитровское, 6 – Ачису, 7 – Избербаш, 8 – Инчхе-море, 9 – Гаша, I0 – Селли, II – Каякент, I2 – Берикей, I3 – Дузлак, I4 – Дагестанские Огни, I5 – Хошмензил. Индексами указан возраст установленной нефтегазоносности.

Месторождения: I – нефтяные, 2 – газовые, 3 – нефтегазовые, 4 – газоконденсатные, 5 – нефтегазоконденсатные; естественные проявления: 6 – нефти, 7 – газа, 8 – контуры районов и зон нефтегазонакопления; 9 – граница Терско-Каспийского прогиба

Изученная бурением осадочная толща ТКПП подразделяется на четыре структурно-формационных комплекса: нижне-среднеюрский - терригенный, мальм-эоценовый - терригенно-карбонатный, олигоцен-миоценовый - мелкообломочная моласса и плиоцен-антропогеновый - крупнообломочная моласса. Общая мощность осадочного выполнения составляет 8-12 км. В разрезе развиты образования, способные как генерировать УВ (средняя юра, апт-альб, олигоцен, нижний и средний миоцен), так и аккумулировать их (верхняя юра, нижний и верхний мел, палеоген, средний миоцен).

Промышленные скопления УВ выявлены пока только в Предгорном Дагестане, где широко развиты и естественные нефтегазопроявления (рис.1). Всего здесь открыто 15 месторождений нефти, газа и конденсатов (Шамхал-Булак, Тернаир, Махачкала, Тарки, Ачису, Димитровское, Избербаш, Гаша, Селли, Инчхе-море, Каякент, Берикей, Дузлак, Дагестанские огни, Хошмензил). Стратиграфический диапазон промышленной нефтегазоносности охватывает верхнюю юру - средний миоцен. Основные продуктивные горизонты связаны с мальм-эоценовым комплексом, где в низах, в доломитах оксфордского яруса (Шамхал-Булак) содержатся газовые залежи, а в верхах (верхнемеловые отложения) - преимущественно нефтяные и газоконденсатные. Для олигоцен-миоценового комплекса характерны нефтяные залежи с незначительными газовыми скоплениями. Промышленных залежей в нижне-среднеюрском комплексе не открыто, однако проходка его скважинами на всех площадях сопровождалась разнообразными газопроявлениями. Незначительные газопроявления отмечались и при разбуривании плиоцен-антропогеновых отложений. Таким образом, для вскрытого скважинами разреза ТКПП характерно распространение газовых скоплений в нижней части (юра, неоком), загазированность верхов разреза (сармат, плиоцен, антропоген) и преимущественная нефтенасыщенность средней части (мел, олигоцен-средний миоцен).

Распределение нефти и газа контролируется структурным фактором, все известные залежи Предгорного Дагестана, исключая литологически экранированную залежь в среднем миоцене на площади Тернаир, приурочены к антиклинальным поднятиям. Залежи УВ обычно связаны со сводовыми пластовыми и массивными ловушками, в значительной мере пространственно обособленными друг от друга. Нефтяные и газовые скопления сосредоточены в коллекторах гранулярного (средний миоцен, апт-альб) и трещинного типа (верхний мел, верхняя юра). Месторождения УВ часто многопластовые, небольшие по размерам и запасам. По направлению к осевым частям прогиба расширяется стратиграфический интервал нефтегазоносности и возрастают запасы УВ, что обусловлено особенностями палеотектонического развития (большей полнотой разреза, увеличением мощности пород), изменением генерирующих способностей нефтепроизводящих толщ, спецификой формирования залежей УВ и более благоприятными условиями для сохранения скоплений нефти и газа. Закономерностей в распределении фазового состава УВ по площади установить не удается (видимо, из-за слабой изученности центральных час-

тей прогиба), но проявляется тенденция преимущественного распространения газа в периферических областях и возрастания доли нефти и газоконденсата по мере приближения к наиболее прогнутым участкам прогиба.

Основным фактором образования залежей нефти и газа Предгорного Дагестана является геотектонический, обусловливающий многие другие благоприятные предпосылки для скопления УВ. Благодаря тектоническим движениям формируются структурные ловушки, создаются гидродинамические и геотермические условия, способствующие миграции флюидов, образуются покрышки и т.д. Формирование залежей нефти и газа – это непрерывный процесс, начинающийся вместе с образованием ловушки и более активно протекающий в моменты усиления тектонической деятельности, однако в эти периоды не менее интенсивно идут и процессы разрушения и перераспределения скоплений УВ.

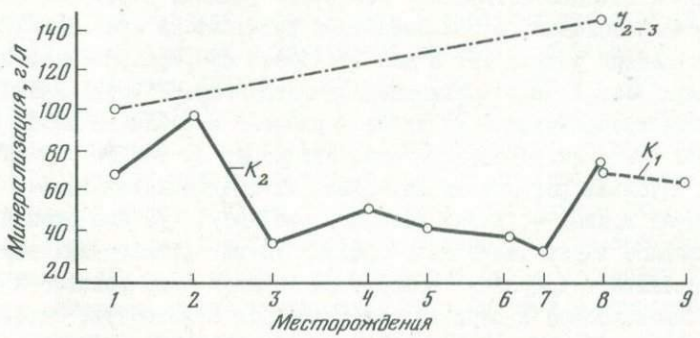
Характеристика физико-химических свойств флюидов позволяет наметить пути их миграции. В целом нефти меловых отложений легкие, малосмолистые, малосернистые, парафинистые. По составу наиболее близки между собой нефти месторождений Чечено-Ингушетии и Дагестанского клина [1]. Последние несколько отличаются повышенным содержанием алканов в бензинах (Махачкала, Тарки, Шамхал-Булак), что, видимо, связано с лучшими условиями катагенеза (t 145°С) для первой и газоконденсатным типом залежи – для второй. Нефти Южнодагестанского НГР характеризуются снижением содержания легких фракций и повышением асфальтено-смолистых соединений и парафина, что обусловлено намного худшими условиями сохранности здесь залежей. Плотность газоконденсатов увеличивается обычно с погружением вмещающих их пород .

Для выявления генетических связей УВ в разрезе мезокайнозоя ТКПП интересны данные о свойствах нефтей олигоцен-нижнемиоценовых (майкопских) отложений. Нижнемайкопские нефти, находящиеся в непосредственной близости от трещиноватых известняков верхнего мела и часто образующие с ними единый природный резервуар, близки с нефтями верхнемеловых отложений, что позволяет предполагать общность их генезиса. Верхнемайкопские нефти резко отличаются от них по своим физическим свойствам (цвету, плотности), низким содержанием парафина и по составу ближе к нефтям среднего миоцена.

Газы мел-палеогеновых отложений относятся к углекисло-углеводородным. Газы газоконденсатных и газовых месторождений представлены в основном метаном. В газах нефтяных залежей меловых и нижнемайкопских отложений (стадия катагенеза глин нижнего майкопа $МК_I$) наблюдается снижение количества метана и повышение содержания тяжелых УВ. Газы из сульфатно-доломитовых пород верхней юры характеризуются повышенными концентрациями H_2S , что при значительном содержании сульфатов в породах и пластовых водах и низких значениях отношения $\frac{RSH}{H_2S}$ подтверждает существующее мнение о невозможности образования

скоплений УВ в верхнеюрских отложениях только за счет рассеянного в них ОВ. Формирование скоплений газообразных УВ под сульфатной покрышкой, в частности на месторождении Шамхал-Булак, следует связывать с поступлением из нижележащих высокообогащенных преимущественно гумусовой органикой отложений юры. На вертикальную миграцию УВ из этих отложений указывает также повышенное содержание гелия (0,04%) в газах верхней юры, что характерно для мезозойского разреза и Восточной антиклинальной зоны (0,04–0,06%), где вертикальная миграция флюидов подтверждается многочисленными геолого-геохимическими показателями [4].

Воды юрских отложений Предгорного Дагестана можно рассматривать как высокоминерализованные и метаморфизованные рассолы, в них установлено повышенное содержание сульфатов (42,3 мг-экв/л). Воды нижнемеловых горизонтов, изученные на месторождениях Южного Дагестана, аналогичны по своей минерализации (60–75 г/л) водам одновозрастных отложений месторождений Чечено-Ингушетии [6]. Минерализация вод верхнемелового карбонатного комплекса изменяется в широких пределах: 26–97 г/л, наиболее высокая их минерализация приурочена к районам новейшей тектонической активности (Дагестанский клин и Восточная антиклинальная зона), где имеется гидродинамическая связь верхнемелового комплекса с высокоминерализованными юрскими водами, вместе с которыми происходила миграция газообразных УВ и их накопление под майкопским региональным флюидоупором, как это мы имеем на примере месторождения Шамхал-Булак. На участках отсутствия надежной покрышки (Дагестанские Огни) происходит дегазация недр и на современном этапе. На более погруженных участках (Махачкала, Избербаш) минерализация верхнемеловых вод приближается к средним значениям по всему Восточному Предкавказью и не превышает 40–50 г/л (рис.2).



Р и с. 2. Изменения минерализации пластовых вод мезозойских отложений Предгорного Дагестана

I – Шамхал-Булак; 2 – Истису; 3 – Махачкала; 4 – Ачису; 5 – Избербаш; 6 – Гаша; 7 – Селли; 8 – Дузлак; 9 – Хошмензил

Рассматривая распределение известных скоплений УВ в разрезе осадочного чехла и по площади складчатого склона ТКПП, можно констатировать, что, с одной стороны, мы имеем значительные мощности осадочного чехла с довольно высоким нефтегазопроизводящим потенциалом слагающих его пород, с другой - небольшие по размерам залежи нефти и газа, что является следствием сложного процесса их формирования, выразившегося в концентрации УВ на одних этапах геологической истории и рассеивания, а иногда и полного разурушения - на других. Сохранившиеся при этом скопления УВ преимущественно в верхнемеловом и в меньшей мере - нижнемеловом и юрском природных резервуарах являются конечным результатом сложного процесса формирования УВ.

На основании структурно-палеотектонических реконструкций выделяются этапы стабильного тектонического развития, благоприятные для накопления нефтегазогенерирующих толщ: раннесреднеюрский, меловой, олигоцен-миоценовый и др. Этапы стабильного, преимущественно нисходящего развития территории сменялись фазами коренной перестройки структурных планов, когда происходило формирование основных природных резервуаров: мальм-неокомского, верхнемелового-палеогенового, среднемиоценового и др. Для раннесреднеюрского времени характерно интенсивное компенсированное прогибание седиментационного бассейна, накопление глинисто-алевролитовых пород с повышенным содержанием РОВ. Эти отложения, рассматриваемые большинством исследователей в качестве основной нефтегазоматеринской толщи Восточного Предкавказья, продуцировали по мере их погружения во времени УВ различного фазового состава [2,3,5]. Нефтегенерирующий потенциал (ГФН закончилась для них в конце доггера) эти отложения реализовали в неблагоприятных для сохранения залежей условиях, когда в позднеюрское (предкелловейское) время произошла интенсивная складчатость, сопровождающаяся разрывными деформациями. В поздней юре и частично в неокоме это привело к гидрогеологической разгрузке флюидов пластовых систем среднеюрских отложений, и они оказались практически лишенными промышленных скоплений жидких УВ. В меловое время сформировавшиеся юрские складки были вовлечены в неравномерное погружение с периодическими этапами складкообразования на рубеже раннего и позднего мела. На современном этапе нижне-среднеюрские отложения по термобарическим условиям, глубинам погружения находятся на стадии катагенеза - $МК_5$ и продуцируют преимущественно газообразные УВ [3,4]. При этом наиболее интенсивное перемещение газообразных УВ из среднеюрских пород в сформировавшиеся природные резервуары верхней юры, раннего и позднего мела происходило в периоды тектонической активности, особенно в предакчагыльскую и более молодые фазы складчатости. Миграция УВ сопровождалась одновременным ростом структур, развитием в их пределах тектонической трещиноватости, что способствовало улучшению емкостных свойств верхнемелового карбонатного резервуара, перекрытого региональным флюидоупором - майкопскими отложениями.

Природа содержащихся в верхнемеловых породах УВ явно аллохтонная. В этой связи поступление УВ могло происходить из подстилающих нижнесреднеюрских и апт-альбских отложений или из перекрывающей майкопской толщи. Вероятность миграции УВ из мезозойских отложений подтверждается сходством физико-химических свойств нефтей и других флюидов по разрезу, наличием гидрохимических аномалий пластовых вод верхнемелового комплекса, а также многочисленными источниками высокоминерализованных термальных вод, выраженным составом и минерализацией вод по вертикальному разрезу и т.д. Все приведенное свидетельствует о заполнении трещиноватого резервуара верхнего мела вплоть до майкопского флюидоупора за счет вертикальной миграции УВ. Там, где майкопские отложения частично размыты, а вышележащие неоген-антропогеновые отсутствуют, наблюдается естественная разгрузка на поверхность пластовых вод и дегазация недр, усиливающаяся в периоды новейшей тектонической активности, землетрясений, что, в частности, и наблюдается на месторождениях Восточной антиклинальной зоны (Дагестанские Огни). Сингенетично-нефтегазоносные майкопские отложения, характеризующиеся отсутствием благоприятных коллекторов, могли также служить источником поступления УВ в карбонатный резервуар верхнего мела. На это указывает, прежде всего, сходство нефтей верхнего мела и нижнего майкопа. Нефтепроизводящий потенциал майкопских отложений мог реализоваться в процессе уплотнения глин в результате латеральной миграции УВ в верхнемеловой резервуар с крыла в сводовую часть структур, обычно опрокинутых на северо-восток, в сторону оси передового прогиба, и осложненных разрывными нарушениями, что привело на ряде площадей (Шамхал-Булак) к непосредственному контакту верхнемеловых и находящихся в условиях проявления ГФН майкопских отложений (рис.I). С этих позиций вполне объяснимо наличие нефтяной оторочки на газоконденсатном месторождении Шамхал-Булак и притоков нефти в наиболее погруженных поднятиях (Махачкала-Тарки).

Формирование залежей нефти и газа в пределах складчатого склона ТКПП - довольно сложный и длительный процесс, связанный со всей геологической историей развития региона, где выделяются два основных этапа формирования залежей УВ: мезозойский (доолигоценовый) и миоцен-антропогеновый (послеолигоценовый). На первом этапе преобладали тенденции разрушения над аккумуляцией, на втором (после накопления мощной глинистой толщи майкопа, являющейся региональным флюидоупором) произошло окончательное формирование и перераспределение залежей как по разрезу, так и по площади со значительной активизацией этого процесса в плиоцене, когда поступление УВ в ловушки компенсировало их рассеивание. На последнем этапе формирование газовых скоплений происходило в основном за счет поступления УВ из подстилающих нижнесреднеюрских образований, нефтегазовых - из нижнемеловых, а нефтяных - преимущественно из глинистых пород олигоцен-миоцена.

Дальнейшие перспективы дагестанского сектора ТКПП связываются с

поисками сводовых залежей УВ в наиболее погруженных участках складчатого его склона (Приморская, Акташская и другие антиклинальные зоны), ловушек неструктурного типа и изучением строения Сулакского, возможно нефтегазоносного района.

Литература

1. Ботнева Т.А. Цикличность процессов нефтегазообразования. М.: Недра, 1972. 256 с.
2. Геология нефтяных и газовых месторождений Северного Кавказа / М.С.Бурштар, А.Д.Бизнигаев, Г.Г.Гасангусейнов и др. М.: Недра, 1966. 423 с.
3. Мирзоев Д.А., Пирбудагов В.М., Саидова С.А. Органическое вещество и геохимические условия образования мезозойских отложений Восточного Предкавказья.- Тр.ИГИРНиГМ. Ташкент, 1975,вып.234, с.233-244.
4. Мирзоев Д.А., Ланда Е.М. О времени формирования залежей углеводородов в Дагестане. - В кн.: Время формирования залежей нефти и газа. М.: Недра, 1976, с.138-142.
5. Мусаев С.Э., Пирбудагов В.М. Некоторые особенности формирования залежей нефти и газа в верхнемеловом карбонатном комплексе Дагестана. - Тр.ИГ Даг.ФАН СССР, 1972, вып.8, с.126-131.
6. Справочник по подземным водам нефтяных и газовых месторождений Северного Кавказа / Под ред. А.Н.Никонорова и М.В.Мирошниченкова. Орджоникидзе; Ир, 1970, с.84-90.

УДК 553.98.2.061.15 (477.6)

Н.И.Галабуда, И.В.Высочанский

О РОЛИ ФЛЮИДОУПОРОВ И ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД В ФОРМИРОВАНИИ МАССИВНО-ПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Среди основных критериев, способствующих формированию залежей нефти и газа в осадочной толще, определенная роль отводится структурам-ловушкам.

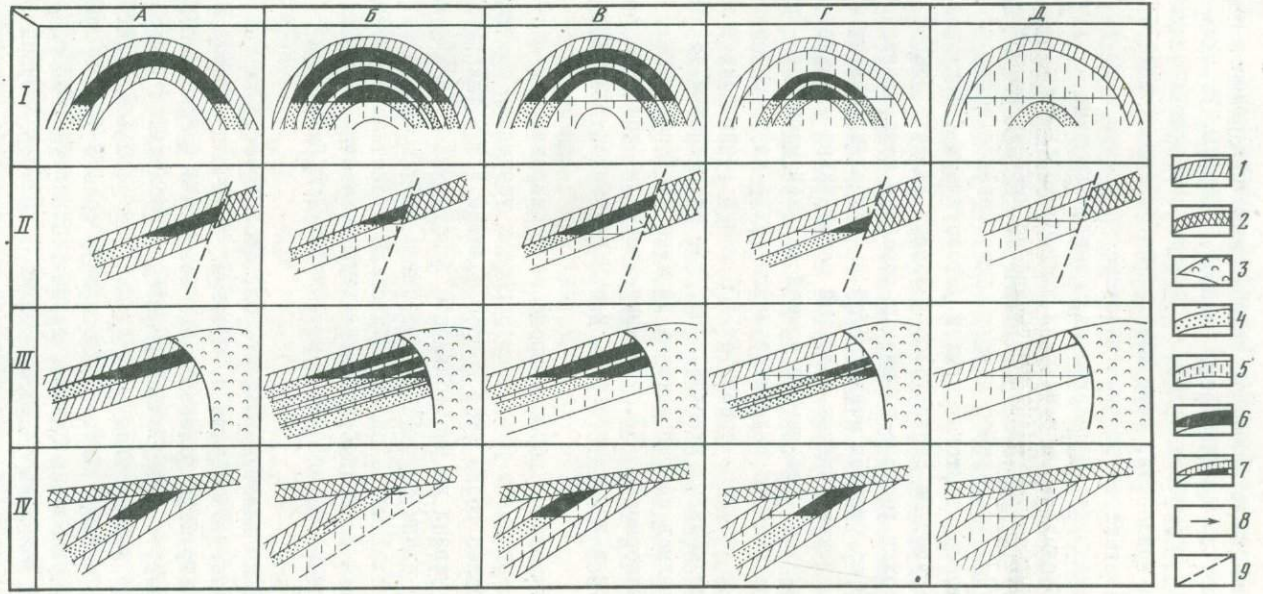
Объектом нашего исследования были ловушки пластовых природных резервуаров Днепровско-Донецкой впадины, образованные переслаиванием проницаемых и непроницаемых, но часто трещиноватых пород, возникшие в результате перегиба пластов (сводовые) или в результате экранирования пластов-коллекторов вверх по восстанию моноклинали разрывными нарушениями или соляными штоками. Изучались условия формирования, морфологические особенности, размеры, степень нарушенности разрывами, коллектирующие и экранирующие способности пород, образующих ловушки, нефтегазонасыщение и степень заполнения ловушек углеводородами.

На территории Днепровско-Донецкой впадины развиты преимущественно природные резервуары пластового типа [1]. На фоне этих резервуаров ловушки нефти и газа сводового типа выглядят как перевернутые артезианские (напорные) бассейны, у которых область питания находится ниже области разгрузки. В юго-восточной части региона пластовые при-

родные резервуары на отдельных участках гидродинамически связаны между собой через плотные, но трещиноватые глинистые породы. Вследствие этого залежи нефтяных углеводородов, возникшие в ловушках таких резервуаров, имеют ряд признаков, характерных для массивных залежей (единый газо-водяной контакт, избыточное пластовое давление и пр.), но отличаются от последних неравномерным насыщением флюидами отдельных частей разреза, обусловленным различной их пористостью и проницаемостью. В связи с этим такие залежи получили на Украине название "массивно-пластовых" /2/. Их формирование и существование обусловлено благоприятным сочетанием тектонических и литологических факторов. Это прежде всего благоприятные структурные условия, наличие мощной циклично построенной толщи песчано-глинистых пород, в которой проницаемые песчаные пласты сообщаются между собой по трещинам, развитым в глинистых породах, а также наличие надежной регионально выдержанной покрышки, представленной хемогенной толщей большой мощности. При этом массивно-пластовые газовые залежи развиты только на территории, где мощность хемогенной покрышки превышает 400 м и в ее разрезе имеется большое количество соляных пластов. Там, где это условие не выдерживалось, сформировались многопластовые газовые месторождения с большим диапазоном газоносности /3/. Массивно-пластовые нефтяные месторождения сохраняются и под хемогенной, и под глинистой покрышкой мощностью 50-100 м.

На важную роль трещиноватых пород в процессе формирования и сохранения залежей углеводородов в различных регионах указывали многие исследователи, но наиболее полно этот вопрос освещен у Б.В.Филиппова /8/. Он впервые четко указал на необходимость всестороннего изучения пород, отличающихся по своим физическим свойствам и от коллекторов, и от покрышек. Эти переходные по своим физическим свойствам разновидности пород Б.В.Филиппов предлагает именовать "промежуточным комплексом", другие исследователи используют термины "полупокрышка" или "селектор" /5,7 и др./.

Изучение распределения пластов-коллекторов, особенностей их газонасыщения, площади нефтегазоносности и, наконец, величины запасов в пределах определенных структур показало, что ловушки с трехкомпонентным строением (коллектор, промежуточный комплекс, кровельный флюидоупор) могут значительно различаться по величине содержащихся в них запасов нефти и газа. Такие различия для структур одного типа с близкими геометрическими параметрами (длина, ширина, амплитуда) иногда достигают значительной величины (целого порядка). Емкость ловушки в резервуарах подобного типа, а следовательно и количество накопившихся в ней нефтяных флюидов, равно как и тип залежи, обусловлены прежде всего характером экранирования залежи снизу и с боков. Кроме того, для залежей, связанных с пластовыми природными резервуарами, очень важно наличие трещиноватых глинистых пород промежуточного комплекса, обусловливающих гидродинамическую сообщаемость проницаемых



Р и с. I. Модели залежей нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины в ловушках с трехкомпонентным строением (покрышка, коллектор, промежуточный комплекс). Составили И.В.Высочанский, Н.И.Галабуда

I - кровельный и подошвенный флюидоупоры; 2 - другие экранирующие толщи; 3 - соляные штоки; 4 - пласты-коллекторы; 5 - пласты трещиноватых пород промежуточного комплекса; 6 - залежь нефтяных углеводородов; 7 - контакт вода-газ (нефть); 8 - направление эмиграции углеводородов из пласта-коллектора; 9 - разрывные нарушения

пластов. В связи с этим представляется, что понятие "покрышка" должно включать кроме кровельного также подошвенный и боковой флюидоупоры. С учетом этих элементов наиболее общая модель ловушки в резервуарах пластового типа состоит из: коллектора (одного или нескольких слоев), кровельного флюидоупора, подошвенного флюидоупора, бокового флюидоупора (в случаях тектонического, литологического и стратиграфического экранирования) и слоев промежуточного комплекса пород (полупокрышек). В случае отсутствия последних резервуар в пределах одной структуры содержит несколько обособленных ловушек.

Рассмотрение моделей единичных пластовых залежей нефтяных углеводородов, известных в Днепровско-Донецкой впадине, показало, что существование именно таких их типов обусловлено наличием не только кровельного, но и подошвенного, а часто и бокового флюидоупоров (рис.I,А). Нарушение хотя бы одного из них ведет к изменению типа залежи или к полному ее исчезновению. Так, нарушение целостности подошвенных флюидоупоров (образование промежуточного комплекса пород) обусловило формирование в Днепровско-Донецкой впадине месторождений массивно-пластового типа.

Все известные и возможные случаи взаимного расположения пород-коллекторов и пород промежуточного комплекса в ловушках Днепровско-Донецкой впадины нами сгруппированы в 20 моделей. Это позволило сделать выводы о перспективности структур с близкими размерами (параметрами), но с различным расположением пород-коллекторов и пород промежуточного комплекса в разрезе продуктивной толщи.

В левой части рисунка показана функциональная значимость кровельного, подошвенного и бокового флюидоупоров для существования (сохранения) любой единичной пластовой залежи нефти и газа независимо от ее генетической разновидности.

Если в пределах ловушки, образованной структурой антиклинального типа, развит только кровельный флюидоупор, а подстилающая его толща представлена проницаемыми горизонтами, разделенными слоями пород промежуточного комплекса (рис.I,Б), то такие условия оказываются благоприятными для формирования залежей массивно-пластового тина с общим газо-водяным контактом, как это имеет место на Шебелинском, Крестищенском, Ефремовском и других месторождениях Днепровско-Донецкой впадины. Роль кровельного флюидоупора на этих месторождениях выполняют соленосные породы нижней перми. Под ними находятся мощные песчано-алевролитовые пачки, перемежающиеся с трещиноватыми аргиллито-алевролитовыми слоями, относимыми к промежуточному комплексу.

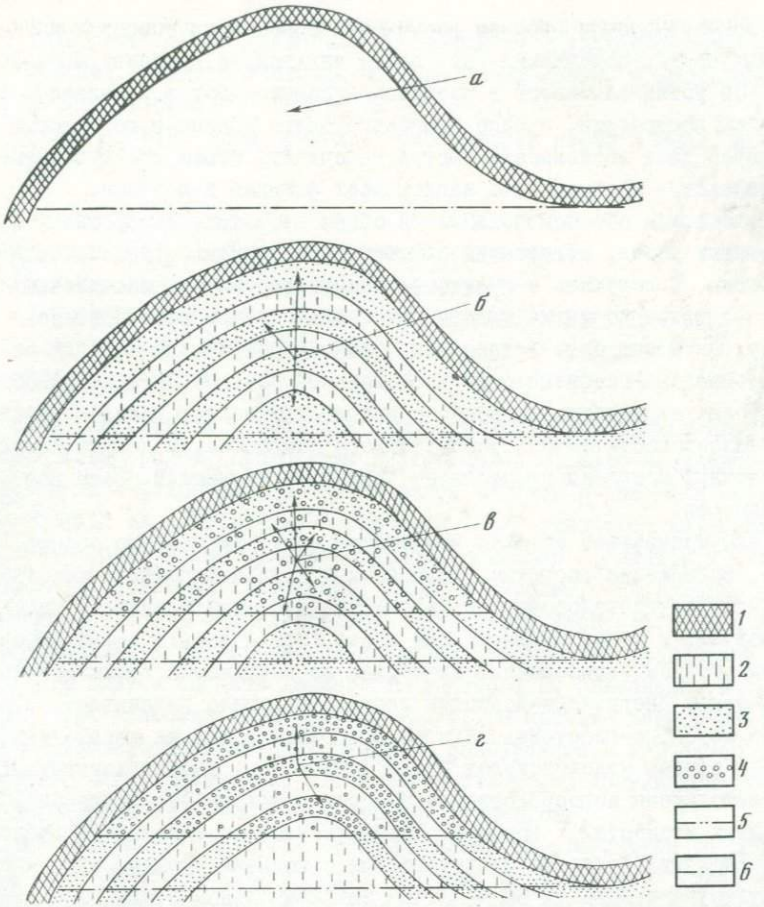
Рассмотрение моделей таких ловушек наглядно демонстрирует зависимость величины залежей в ловушках от взаимного распределения в разрезе пород коллекторов и пород промежуточного комплекса и от характера флюидоупора (рис.I, Б,В,Г).

Наиболее благоприятные условия для формирования массивно-пластовых залежей с единым нефте-или газо-водяным контактом возникают в

случае, если под региональным флюидоупором развиты преимущественно песчаные толщи, разделенные породами промежуточного комплекса (рис. I, Б,В). Если же под региональным нефтегазоупором находятся породы промежуточного комплекса, а коллекторы ближе к ядру складки, то и размеры залежи, а соответственно и величина запасов, будут невелики (рис.I,Г). И, наконец, в случае очень большой мощности пород промежуточного комплекса залежь промышленного значения может и не возникнуть, хотя разрез под региональным флюидоупором в значительной степени газонасыщен (рис.I, Д). Примером такой структуры в Днепровско-Донецкой впадине является Котляровское поднятие. В его своде пробурена скв.I, которая под хемогенной толщей нижней перми вскрыла отложения нижней перми и верхнего карбона, представленные алевролитами, аргиллитами и песчаниками с очень низкими коллекторскими свойствами. Вся эта толща пород мощностью более 900 м (интервал 3800-4700 м) по данным промыслово-геофизических исследований газонасыщена, однако промышленного притока газа получить из нее не удалось. Это явление характерно для пород промежуточного комплекса, к которому мы и относим этот разрез. Следует сказать, что если бы трещиноватость пород в своде этого поднятия была более интенсивной, то небольшая залежь газа тектоклазового типа могла бы иметь место.

Для ловушек, связанных с моноклинальным залеганием слоев, основные из отмеченных особенностей сохраняются. Следует только указать, что при стратиграфическом экранировании залежей в случае большой мощности пород промежуточного комплекса, залегающего в подошве (равно как и в кровле) газоносного (продуктивного) горизонта, также могут возникнуть условия, неблагоприятные для сохранения залежи в коллекторе в результате рассеивания нефтяных углеводородов в большом объеме пород промежуточного комплекса (рис.I, Б-IУ). При соразмерных мощностях пластов-коллекторов и пластов промежуточного комплекса условия для сохранения залежи преимущественно благоприятны (рис.I, В-IУ,Г-IУ)Отмеченные особенности пластовых ловушек (в строении которых принимают участие породы промежуточного комплекса)вызывают необходимость специального подхода к их характеристике. Это обусловлено прежде всего тем,что подобные ловушки,связанные с однотипными структурами близких размеров, могут существенно отличаться по величине залежей в зависимости от взаимного расположения коллектирующих и промежуточных пород.

Наиболее информативной характеристикой ловушек с трехкомпонентным строением является их объем. Поэтому предлагается ввести для них некоторые новые понятия, которые дадут наиболее четкое представление о ловушке и облегчат подсчет запасов нефтяных углеводородов, содержащихся в ней. Предлагается ввести понятия - объемы ловушек: видимый (общий), коллектирующий, вмещающий и аккумулирующий (эффективный) (рис.2). При этом два первых понятия будут характеризовать ловушку в целом, а два вторых - только нефтегазонасыщенную ее часть.



Р и с. 2. Схема деления объема ловушки с трехкомпонентным строением (кровельный флюидоупор, пласт-коллектор, промежуточный комплекс)
1 - региональный флюидоупор; 2 - породы промежуточного комплекса; 3 - коллектирующие породы; 4 - нефтегазонасыщенная часть ловушки; 5 - контакт газ-вода (нефть); 6 - структурный порог

Под видимым объемом понимается объем всех пород и пустот, заключенный между региональным кровельным флюидоупором и структурным порогом, образуемым этим флюидоупором в замке синклинали со стороны приподнятого крыла складки или литологическим ограничением бокового флюидоупора, обеспечивающего гидродинамическую закрытость ловушки. В случае стратиграфического экранирования видимый объем ловушки соответствует объему природного резервуара. Видимый объем ловушки устанавливается на начальных этапах поисково-разведочных работ по материалам геофизических исследований и сравнительного геологического анализа в результате определения размеров структур, мощности флюидоупора и нефтегазосодержащей толщи.

Под коллектирующим объемом понимается объем всех пористых и кавернозных пород, содержащих газ, нефть или воду в пределах видимого объема. Он устанавливается в процессе буровых работ в результате геологических построений. Знание коллектирующего объема и пористости коллекторов даст возможность быстро подсчитать объем коллектирующего пространства и определить запасы всех флюидов в ловушке.

Под вмещающим объемом понимается объем пористых, кавернозных и трещиноватых пород, содержащих нефтегазовые флюиды в пределах видимого объема. В ловушках с трехкомпонентным строением, заполненных нефтью или газом до замка складки, вмещающий объем соответствует видимому. Он может быть установлен только в результате буровых работ и промыслово-геофизических исследований. Знание вмещающего объема позволит определить в процессе разработки залежи долевое участие в нефтегазоносности слоев промежуточного комплекса. В ловушках, где промежуточный комплекс отсутствует, выделять вмещающий объем нет необходимости.

Под аккумулирующим объемом понимается часть вмещающего объема ловушки, содержащая пористые, кавернозные, сильно трещиноватые породы и нефтяные углеводороды. Он характеризуется коэффициентом заполнения ловушки и может включать как часть, так и весь видимый объем.

Таким образом, приведенные материалы по ловушкам с трехкомпонентным строением Днепровско-Донецкой впадины наглядно показывают, что в случае массивно-пластовых залежей при одних и тех же параметрах структуры запасы углеводородов будут больше там, где коллектирующие толщи расположены непосредственно под региональным флюидоупором и при сходных мощностях с породами промежуточного комплекса занимают большие площади. Введение представлений о коллектирующем, вмещающем и аккумулирующем объемах облегчит на заключительном этапе подсчет запасов нефтяных углеводородов.

Литература

1. Брод И.О., Еременко Н.А. Основы геологии нефти и газа. М.: Гостоптехиздат, 1957. 478 с.
2. Воробьев Б.С. О новом типе нефтяных и газовых залежей и некоторых вопросах их классификации. – Геология нефти и газа, 1962, № 10, с.17-23.
3. Высочанский И.В., Галабуда Н.И., Сердюков В.В. Типы залежей углеводородов и их размещение в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины.– В кн.: Закономерности образования и размещения залежей нефти и газа. Киев: Науков.думка, 1978, с.89-99.
4. Геологический словарь: В 2-х т. М., 1973. Т.I. 397 с.
5. Козлов В.Ф., Двали М.Ф. Опыт применения последовательного статистического анализа для выявления комплекса критериев оценки промышленной нефтеносности локальных структур. – Геология нефти и газа, 1967, № 2, с.1-7.
6. Леворсен А. Геология нефти и газа. М.: Мир, 1970. 640 с.

7. Строганов В.П. О динамическом состоянии и взаимодействии газовых залежей на многопластовом месторождении Газли. – Нефтегазовая геология и геофизика, 1966, № 6, с.23–26.
8. Филиппов Б.В. Типы природных резервуаров нефти и газа. Л.: Недра, 1967. 123 с.

УДК 553.98.061.3: [551.248.1+550.4] (575.4+53)

В.И.Ермолкин, Е.И.Сорокова, А.С.Филин

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЕНЕРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРЕДЕЛАХ АРАВИЙСКОЙ И ТУРАНСКОЙ ПЛИТ

В исследованиях, связанных с пространственным размещением скоплений углеводородов, проводимых в отраслевой геолого-геохимической лаборатории кафедры теоретических основ поисков и разведки нефти и газа МИНХиГП им.И.М.Губкина, особое значение отводится изучению взаимосвязи формирования углеводородных скоплений с режимом и направленностью тектонических движений. Подобный анализ, как правило, эффективней проводить в сравнительном аспекте. В этой связи была предпринята попытка сравнить палеотектоническое развитие Аравийской и Туранской плит и оценить влияние тектогенеза на размещение в пространстве этих плит фазоворазличных зон УВ, по крайней мере в меловом нефтегазоносном этаже как наиболее разбуренном и изученном на Туранской плите. Известно, что меловые отложения Аравийской плиты преимущественно нефтеносны, Туранской – газоносны.

Аравийская и Туранская плиты значительно отличаются по возрасту, составу и внутренней структуре фундамента. Аравийская плита – древняя платформа, Туранская – молодая. Фундамент Аравийской плиты сложился к началу палеозоя. Он состоит из интенсивно дислоцированных глубоко-метаморфизованных и гранитизированных пород. Нижне-среднепалеозойский складчатый фундамент Туранской плиты образован метаморфизованными осадочно-вулканогенными породами. Не исключено, что эти породы имеют более древний возраст. Вместе с тем вертикальный разрез осадочного чехла изучаемых плит с наступлением мезозойского этапа развития приобретает целый ряд весьма сходных черт.

Характерной особенностью осадочного разреза как Аравийской, так и Туранской плит является повторяемость однотипных литофациальных комплексов во времени, что свидетельствует о цикличности тектогенеза. Каждый из циклов начинается быстрым опусканием и заканчивается воздыманием дна седиментационного бассейна. В истории геологического развития этих территорий выделяется пять циклов тектогенеза: пермо-триасовый, юрский, меловой, палеогеновый и неогеновый. Для одновозрастных циклов Аравийской и Туранской плит наблюдается асинхронность колебательных тектонических движений. Размах колебательных движений, равно как и скорости осадконакопления разновеликие.

Однако изменение палеогеографической обстановки во времени в обоих регионах приурочено к одним и тем же временным рубежам.

В тектогенезе Туранской плиты наиболее активно проявились пермотриасовый, юрский, меловой циклы, когда территория испытала наиболее интенсивные и устойчивые прогибания. Большой размах колебательных движений в это время приводил к быстрой и частой смене фациальных условий.

В пределах Аравийской плиты темпы прогибания возрастали от древних циклов к молодым, при сравнительно устойчивой палеогеографической обстановке. Максимум тектонической напряженности после неогенового цикла падает на меловой.

Разработка представлений о взаимосвязи процессов нефтегазообразования с режимом тектонических движений дана в трудах С.П.Максимова, Н.А.Еременко, Т.А.Ботневой, Р.Г.Панкиной и других исследователей на основе данных о запасах месторождений и распределения их по стратиграфическим комплексам пород.

Цикличность тектогенеза предопределила периодичность процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления и позволила выделить в изучаемом временном интервале развития Аравийской плиты четыре цикла нефтегазообразования и нефтегазонакопления, которым в разрезе отвечают нефтегазоносные комплексы: пермотриасовый, юрский, меловой и палеоген-неогеновый. Неогеновые отложения, залегающие над межэтажной эвапоритовой покрышкой свиты фарс в самостоятельный нефтегазоносный этаж не выделяются - они лишены нефтегазопроизводящих отложений и толщ-покрышек.

Размещение скоплений углеводородов по этажам нефтегазоносности неравномерное. По распределению разведанных запасов нефти и газа и соотношению выявленных залежей нефти и газа по этажам нефтегазоносности установлено, что самые богатые нефтегазоносные комплексы приурочены к отложениям мелового и юрского возраста. В меньшей степени разведанные запасы нефти и газа связаны с отложениями палеоген-неогенового возраста. Пермо-триасовый нефтегазоносный этаж мало изучен, хотя в последние годы здесь обнаружены скопления газа на глубинах около 4 км.

В пределах Туранской плиты наблюдаются те же нефтегазоносные комплексы, что и в странах Ближнего Востока. Основные концентрации УВ связаны с юрскими и мел-палеогеновыми отложениями и приурочены к четырем стратиграфическим комплексам: нижне-среднеюрскому, верхнеюрскому, нижнемеловому и верхнемеловому. Пермо-триасовый комплекс еще слабо изучен. Нижне-среднеюрский комплекс является преимущественно нефтеносным. В нем содержится 80% разведанных запасов нефти провинции. Верхнеюрский комплекс содержит 28% разведанных запасов газа и 17% нефти. Нижнемеловой комплекс является основным в провинции по

первоначальным разведанным запасам газа. С ним связано более половины этих запасов (53%), причем 60% из них приходится на Мургабскую впадину. Верхнемеловой комплекс является чисто газовым и содержит более 12% разведанных запасов газа.

Тесная генетическая связь процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления с циклами тектогенеза способствовала скоплению углеводородов с максимальными запасами в наиболее тектонически активных циклах и, в первую очередь, в меловом нефтегазоносном цикле как на Аравийской, так и на Туранской плитах.

Однако обращает на себя внимание тот факт, что меловые отложения Аравийской плиты преимущественно нефтеносны и содержат относительно небольшие залежи свободного газа, тогда как одновозрастные отложения Туранской плиты преимущественно газоносны. Нефти этих отложений характеризуются преимущественно метановым составом. Отношение цикланов к алканам составляет 0,15-0,2 фракции до 200°С, нефти легкие и средние по плотности, сернистые. Нефтяные залежи характеризуются значительными давлениями насыщения, которые увеличиваются от 5 до 20 МПа, пропорционально росту глубин от 500 до 3000 м.

Однако с увеличением глубин залегания залежей в меловых продуктивных горизонтах наблюдается возрастающий дефицит газонасыщенности. Так, если на глубине 1500 м разность между величиной пластового давления и давлением насыщения составляет 10-15 МПа, то на глубине 3000-3500 м эта разность увеличивается до 20-25 МПа, что свидетельствует об опережающем темпе нарастания пластового давления над давлением насыщения нефтей.

В немногочисленных газовых залежах, содержащихся в меловых комплексах, в газовом составе преобладает метан в количествах до 80-85%, однако отмечается и значительное содержание тяжелых углеводородов до 15-20%, что является обычно характерным для зон с преобладающей нефтеносностью.

Многочисленные газовые залежи нижнемелового комплекса Туранской плиты отличаются однотипным легким метановым составом, содержание которого достигает 96-98%, тяжелых углеводородов до 1-2%. Все газы отличаются низким содержанием азота и углекислоты.

Большинство месторождений не содержит газоконденсата или содержит его в небольшом количестве (20-40 $см^3/м^3$). Следовательно, тектоническая напряженность циклов тектогенеза, определяя количественное размещение нефти и газа в разрезе литосферы, не отвечает на вопрос о фазовых соотношениях УВ в пространстве и по вертикали.

Разработка теоретических принципов прогнозирования зон различных фазовых состояний УВ позволила установить, что фазовая зональность формируется главным образом в процессе генерации углеводородов. Одним из основных факторов генерации различных типов УВ является геологическое время воздействия нарастающих палеотемператур на рассеян-

ное ОВ в осадке, которое контролируется режимом и направленностью тектонических движений (таблица).

Генетический ряд фазовой зональности

Зона нефтегазообразования	Время воздействия нарастающих температур на ОВ	
	Геологическое время, млн.лет	Палеотемпературы, ^{o}C
Газовая	0 - I5	65
Газонефтяная и нефтяная	I5 - 50	65 - I20
Газоконденсатная	50 - I00	I20 - I50
Газовая	I00 - I20	I50 - I60 и более

В палеотектоническом развитии Аравийской и Туранской плит проявляются существенные отличия, которые предопределяют возникновение различных геотермических условий в одновозрастных отложениях для генерации углеводородов различных фазовых состояний. Особенностью развития Аравийской плиты является смещение в пространстве и во времени зон интенсивных прогибаний (палеовпадин) в сторону складчатой системы Загроса. На Туранской плите, главным образом в Мургабской впадине, зоны интенсивных прогибаний развивались унаследованно.

Сравнительный анализ размещения ареалов нефтегазоносности различных нефтегазоносных комплексов в зависимости от режима и направленности тектонических движений в рассматриваемый отрезок времени показывает, что скопления УВ на территории Аравийской и Туранской плит приурочены к тем зонам, где данный регионально-нефтегазоносный комплекс характеризуется развитием интенсивных прогибаний и имеет максимальные мощности осадков. С наступлением последующего этапа развития и иного характера регионального распределения мощностей перемещаются в ту или иную сторону и зоны регионального нефтегазонакопления.

В связи с тем, что на Аравийской плите зоны интенсивных прогибаний (палеовпадины) в юрское, меловое и палеогеновое время не совпадают в пространстве, имеет место и несовпадение ареалов нефтегазоносности в соответствующих комплексах, сдвинутых к востоку, в сторону Загроса. Смещенное развитие палеовпадин привело к тому, что на юрском, меловом и палеогеновом этапах зоны нефтегазообразования и нефтегазонакопления оказались приуроченными к одним и тем же глубинам I-3 км. При погружении нефтематеринских толщ на данные глубины в палеовпадинах юрского, мелового и палеогенового времени отложения и юрского, и мелового, и палеогенового возраста оказались прогретыми в одинаковых пределах 62-95^{o}C.

Таким образом, идентичная геотермическая обстановка в палеовпадинах юрского, мелового и палеогенового времени, вызванная смещением зон интенсивных прогибаний в сторону складчатых сооружений Загроса

и отвечающая, согласно разработанным критериям (см.таблицу), условиям генерации нефти, способствовала преимущественному нефтеобразованию и нефтенакоплению в соответствующих комплексах Аравийской плиты.

Другая картина наблюдается на Туранской плите. Ее юго-восточная часть (Мургабская впадина) претерпела устойчивые, интенсивные и, главное, унаследованные прогибания на протяжении всей истории развития. Унаследованные прогибания приводят к беспрерывному, направленному погружению нефтегазоматеринских свит на большие глубины, что способствует нарастанию в них высоких палеотемператур, причем в течение большого отрезка геологического времени. Большая длительность воздействия высоких нарастающих температур на ОВ в осадке - это геотермические условия генерации газового конденсата и высокотемпературного газа (см. таблицу).

Кроме того, следует отметить, что геологические структуры докембрийских областей консолидации имеют в 1,5-1,7 раза меньшие величины плотностей теплового потока по сравнению со структурами в областях мезозойской складчатости. Очевидно, большие величины тепловых потоков на молодой Туранской плите, большая длительность воздействия нарастающих температур обусловили ее преимущественную газоносность.

Останавливаясь детальнее на нижнемеловом газоносном комплексе, следует подчеркнуть, что оценка перспектив газоносности комплекса и его фазовая зональность базируются на том, что в пределах Мургабской впадины неокомские отложения обладают самостоятельным газогенерирующим потенциалом (А.А.Бакиров, М.В.Бордовская, 1977 г.).

В центральной части впадины в зоне Сандыкагинских прогибов нижнемеловые отложения погружены на глубины более 3 км, а мощности их превышают 1000 м. Высокие темпы прогибания Мургабской впадины при незначительных воздыманиях способствовали быстрому росту палеотемператур в нижнемеловых нефтегазоматеринских отложениях. В течение 95-120 млн.лет палеотемпературы достигли значений 140-160^{0}С. В подобной геотермической обстановке в условиях нормальных пластовых давлений могла происходить генерация только резко превращенного газового конденсата и высокотемпературного газа.

В пределах Угаджинского поднятия нижнемеловые нефтегазоматеринские отложения не сумели реализовать свои потенциальные нефтепроизводящие возможности. Замедленные темпы прогибания не способствовали быстрому росту температур. Неокомские отложения были прогреты всего лишь до 80-110^{0}С. Указанные палеотемпературные пределы отвечают газонефтяной генетической зоне, но длительность нарастания этих температур, растянутая от 80 до 100 млн.лет, характерна для газоконденсатной зоны. Эта геотермическая несовместимость позволяет думать о низких нефтегазопроизводящих возможностях отложений в районе Учаджинского поднятия.

И вместе с тем установление промышленной газоносности этой зоны делает ее высокоперспективной для обнаружения залежей на структурах,

расположенных в пределах Елчилекского, Южно-Учаджинского и Учаджинского валов. Благоприятное структурное положение этих валов, возрастание во времени уклонов кровли хорошо проводимых красноцветных готеривских песчаников в сторону погружения позволяют сделать вывод о латеральной миграции газа из Сандыкачинской зоны прогибов. Высокая газонасыщенность пластовых вод, инверсионное развитие на новейшем неоген-четвертичном этапе, способствующие выделению газа в свободное состояние и заполнению им ловушек крупноамплитудных валов, сформированных к этому времени, являются важными факторами, обеспечивающими промышленную газоносность нижнемеловых отложений.

Однако суммарного объема выделившегося газа, по-видимому, было недостаточно для заполнения всех емкостей ловушек нижнемелового комплекса, расположенных к северу от Репетек-Донгузсыртской зоны разломов, о чем свидетельствуют уменьшение коэффициентов заполнения ловушек по мере удаления от очагов генерации углеводородов в Сандыкачинской зоне прогибов и низкие величины фоновой газонасыщенности, не превышающие 600-850 $см^3/л$ при коэффициентах насыщения 0,3-0,4. Для заполнения всех ловушек, расположенных севернее зоны разломов, миграционный поток должен был заполнить до замка ловушки собственно Мургабской впадины и высокоамплитудного (до 800 м) Учаджинского поднятия, а также преодолеть тектонический барьер в виде системы региональных разломов. Собственного же генетического потенциала нижнемеловые отложения в этой зоне не имели.

Нижнемеловые нефтегазоматеринские отложения испытали воздействие нарастающих температур до 70-90°С при длительности их воздействия в 60-70 млн.лет. В данных геотермических условиях генерация углеводородов в широком масштабе, по-видимому, происходить не могла, так как температуры близки генетической зоне низкотемпературного газа, а временные пределы характерны для газоконденсатной зоны.

Эти положения убедительно находят свое подтверждение в отрицательных результатах поисково-разведочных работ на многочисленных структурах, расположенных к северу от Репетек-Донгузсыртской зоны разломов в ареале распространения подстилающей соленосной толщи. Таким образом, данная территория по нижнемеловому комплексу не может рассматриваться в качестве зоны, благоприятной для концентрации сколько-нибудь значительных количеств углеводородных скоплений.

Однако на Чарджоуской ступени и в Балкуинском прогибе за пределами выклинивания соленосной верхнеюрской покрышки в нижнемеловых отложениях наблюдаются скопления углеводородов. Очевидно, формирование многопластовых газоконденсатных залежей на Наипской, Ачакской, Северо-Ачакской площадях, приуроченных к нижнемеловым отложениям, следует связывать с вертикальной миграцией углеводородов из юрских отложений, благодаря выклиниванию в данном районе верхнеюрской соленосной покрышки. На месторождениях Кирпичли, Балкуи, Северные Балкуи

и других, где верхнеюрские отложения бронированы соленосным экраном, залежи углеводородов отсутствуют.

Таким образом, размещение зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления в пределах Аравийской и Туранской плит контролировалось с одной стороны - цикличностью тектогенеза, с другой - направленностью тектонических движений. Цикличность тектогенеза предопределила периодичность процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления и способствовала скоплению УВ с максимальными запасами в тектонически активных циклах. Унаследованное и смещенное развитие зон интенсивных прогибаний в пространстве и во времени определило фазовое состояние углеводородов в зонах нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

УДК 553.981.061.3

В.Е.Бакин, В.А.Маренин, Ю.И.Яковлев

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ФОРМИРОВАНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ХАПЧАГАЙСКОГО МЕГАВАЛА

Хапчагайский мегавал - наиболее крупная положительная структура Вилюйской гемисинеклизы. Он характеризуется в целом согласным залеганием верхнепермских, триасовых и юрских отложений, составляющих верхнепалеозойско-мезозойский терригенный продуктивный мегакомплекс, пользующийся региональным распространением в пределах всей Лено-Вилюйской газонефтеносной области. Общие размеры мегавала составляют 200 х 50 км, амплитуда - около 1000 м.

В пределах Хапчагайского мегавала на общем приподнятом цоколе выделяется два кулисообразно расположенных вала: Средневилюйско-Мастахский и Неджели-Бадаранский, осложненные в свою очередь локальными структурами третьего порядка. По сейсмическим данным на северном крыле мегавала выделяется Хатырык-Хомская структурная терраса, в пределах которой предполагается наличие малоамплитудных локальных структур. Палеотектонический анализ показывает,что все высокоамплитудные локальные структуры Хапчагайского мегавала были в основном сформированы в позднеюрскую-нижнемеловую эпохи. Наряду с этим, по данным В.В.Забалуева, структуры Неджели-Бадаранского вала продолжали развиваться и в более поздние эпохи.

К началу 1980 г. в пределах мегавала пробурено 144 глубоких поисково-разведочных скважины общим метражом около 436 тыс.м.Это позволило изучить строение всех основных локальных структур (с запада на восток): Средне-Вилюйской, Толонской, Мастахской, Соболохской,Неджелинской, Бадаранской, Нижне-Вилюйской. К указанным структурам приурочено пять газоконденсатных месторождений: Средне-Вилюйское, Толон-Мастахское, Соболох-Неджелинское, Бадаранское, Нижне-Вилюйское. Все месторождения многозалежные. К настоящему времени на глубинах от 700 до 3500-4000 м выявлено и в значительной мере разведано 30

газовых и газоконденсатных залежей, большинство из которых относится к трем основным продуктивным комплексам: пермо-триасовому, нижнетриасовому и нижнеюрскому.

Следует отметить, что ряд небольших по размерам залежей в нижнетриасовом и нижнеюрском продуктивных комплексах контролируется локальными структурными формами четвертого порядка, осложняющими вышеназванные структуры. Наряду с этим некоторые залежи в пермо-триасовом продуктивном комплексе имеют высоту до 600-700 м, превышающую амплитуды локальных структур третьего порядка, и контролируются общей структурой Хапчагайского мегавала и литологическими факторами.

Пермо-триасовый продуктивный комплекс залегает на глубинах 2800-3000 м и более и контролируется наличием регионального аргиллито-глинистого флюидоупора неджелинской свиты нижнего триаса. Он включает залежи в пластах P_2-Ш, P_2-П, P_2-I, T_I-IУв, T_I-IУб и в целом характеризуется аномально высокими пластовыми давлениями, превышающими нормальные гидростатические на 6-I2 МПа. Залежи, как правило, имеют большую высоту (несколько сот метров), но при значительных размерах по площади отличаются небольшой эффективной мощностью коллекторов и невыдержанностью их в пространстве [I].

Нижнетриасовый продуктивный комплекс включает залежи в пластах T_I-IУа, T_I-х, T_I-Ш, T_I-П, T_I-I и охватывает таганджинскую и значительную часть мономской свиты нижнего триаса. Комплекс характеризуется близкими к нормальным гидростатическим пластовыми давлениями (на 0,5-I МПа выше нормальных). Мономский флюидоупор, контролирующий нижнетриасовый продуктивный комплекс, в районе Соболохской, Неджелинской и частично Мастахской структур теряет свои экранирующие свойства в результате фациального выклинивания в южном направлении. На Средне-Вилюйском месторождении и в пределах Хатырык-Хомской структурной террасы I70-метровая глинистая толща мономской свиты замещается песчано-алевролитовыми разностями пород.

Залежи в нижнетриасовом продуктивном комплексе в большинстве своем имеют относительно небольшую высоту (от первых десятков до I50-I70 м), которая во многих случаях ограничивается экранирующими свойствами флюидоупоров. По данным ранее выполненных исследований [2] установлено, что максимальные значения высоты газовых залежей ($h_{зал.}$) в мезозойских отложениях Вилюйской гемисинеклизы хорошо коррелируются с суммарной мощностью прослоев, способных к набуханию глин ($\Sigma h_{гл.}$) соответствующего флюидоупора и определяется выражением: $h_{зал.} \leq 2,I \Sigma h_{гл.}$

Нижнеюрский продуктивный комплекс, включающий залежи в пластах J_I-П и J_I-I, характеризуется нормальными гидростатическими давлениями. Высота залежей в этом комплексе не превышает первых десятков метров, что объясняется, по-видимому, ограниченными экранирующими свойствами контролирующего комплекс сунтарского флюидоупора (суммарная мощность набухающих глин в сунтарской свите не превышает 25-30м).

Широкое распространение залежей в пространстве, резкая литолого-фациальная изменчивость продуктивных комплексов, невыдержанность экранирующих свойств основных флюидоупоров, различные уровни приведенных давлений в продуктивных толщах, наличие крупных резковыраженных структурных форм в осадочном чехле – все эти характерные для Хапчагайского мегавала факторы представляют богатейший и интереснейший материал для выяснения условий формирования залежей, процессов миграции и дифференциации углеводородов.

Процессы формирования месторождений рассматривались с различных позиций. В первую очередь анализировались материалы, раскрывающие историю тектонического развития территории и основные этапы формирования ловушек, контролирующих залежи [3].

Установлено, что небольшие амплитуды тектонических движений и, соответственно, ограниченные объемы ловушек, существовавших на территории современного Хапчагайского мегавала вплоть до конца юрского периода, отрицательно сказались на процессах аккумуляции углеводородов и степени заполнения существующих в настоящее время ловушек. Вторым важным направлением исследований было выяснение закономерностей размещения залежей и взаимосвязи основных параметров залежей с некоторыми свойствами осадочного бассейна [4]. Установлено, что в пределах Хапчагайского мегавала распространены газовые и газоконденсатные залежи четырех основных типов: пластовые сводовые, структурно-литологические, сводовые водоплавающие и пластовые сводовые, литологически экранированные на погружениях структур. По всем залежам были проанализированы размеры ловушек, степень их заполнения, рассмотрено соотношение площади газоносности с площадью структур, высоты залежей – с экранирующими свойствами флюидоупоров, соотношения параметров средней эффективной газонасыщенной мощности – с общей эффективной мощностью резервуаров, пластового давления – с глубиной залегания залежи.

Были установлены достаточно четкие корреляционные связи между указанными параметрами для залежей различного типа. Учитывая низкий коэффициент заполнения большинства ловушек и ограниченные экранирующие свойства флюидоупоров, предполагается преимущественная роль вертикальной миграции углеводородов при формировании месторождений Хапчагайского мегавала. Наряду с этим на отдельных участках территории по комплексу признаков, очевидно, имела место и латеральная миграция на расстояние первых десятков километров. В частности, в нижнетриасовом продуктивном комплексе имела место и, по-видимому, продолжается вплоть до настоящего времени латеральная миграция в западном направлении в районе Толонской структуры. В нижнеюрском комплексе установлена вероятность латеральной миграции в восточном направлении от Соболохской структуры. На путях латеральной миграции ловушки, как правило, заполнены до замка. Высокоамплитудные структуры, такие как Средне-Вилюйская, Неджелинская и другие, характеризующие-

ся коэффициентами заполнения ловушек в пределах первых десятых долей единицы, являются естественным барьером для дальней струйной миграции газа. При этом имеется в виду, что дополнительные объемы мигрирующего газа, поступающие в так называемые высокие ловушки (по В.П.Савченко), при увеличении высоты залежей и достижении давления "прорыва" соответствующих флюидоупоров поступают в более высокие стратиграфические горизонты, где в условиях ограниченных экранирующих свойств разреза в значительной мере рассеиваются или концентрируются в новых залежах.

Латеральной миграции газа в пределах Хапчагайского мегавала препятствует также резкая изменчивость пластов-коллекторов и сложная морфология нижней поверхности флюидоупоров, в "карманах" которой задерживаются значительные объемы углеводородов. Не случайно во многих законтурных скважинах на крыльях и периклиналях структур получены притоки газа непромышленного характера.

Большое значение для выяснения процессов формирования месторождений имеют детальные исследования пластовых углеводородных систем [5] и гидродинамических условий осадочного бассейна. Изучение составов пластовых газов Хапчагайского мегавала показало их генетическое единство по всей вскрытой глубокими скважинами части осадочной толщи. Некоторое "облегчение" газов вверх по разрезу и явные признаки природного хроматографического эффекта (при сравнении состава пластовых газов ниже-и вышележащих по разрезу продуктивного комплекса залежей) подтверждают широкие масштабы процессов вертикальной миграции углеводородов при формировании месторождений. Генетическое единство газов подтверждается близким содержанием в газах и соотношением инертных компонентов (азота, гелия, аргона), а также идентичным изотопным составом углерода метана (по данным В.С.Лебедева). Следует заметить, что наличие вертикальной миграции углеводородов и природный хроматографический эффект были установлены еще в 1967 г. А.Э.Конторовичем и другими исследователями при изучении свободных газов, битумов и нефтей Хапчагайского газоносного района [6]. Выводы этих исследователей, сделанные на ограниченном фактическом материале, подтвердились дальнейшими результатами геологоразведочных работ и исследованиями пластовых углеводородных систем.

Находящийся под аномально высоким пластовым давлением (АВПД) (порядка 36-43 МПа) пластовый газ пермо-триасового продуктивного комплекса, значительно недонасыщенный тяжелыми углеводородами (давление начала конденсации равно 27-32 МПа), в процессе вертикальной миграции попадает в таганджинский резервуар, где пластовые давления близки к давлению насыщения газоконденсатной смеси. По составу пластовые газы залежей нижнетриасового продуктивного комплекса практически идентичны пластовым газам пермо-триасового комплекса, но в ряде случаев они оказываются предельно насыщенными тяжелыми углеводородами, и тогда залежи сопровождаются небольшими по высоте нефтяны-

ми оторочками, которые, вероятно, образовались в результате фазово-ретроградных процессов ограниченного масштаба. При этом выпадающие из газоконденсатной смеси высшие углеводороды, в соответствии с выводами И.С.Старобинца [7], образуют своеобразные по составу нефти, отличающиеся низким выходом бензиновых фракций, что полностью подтверждается исследованиями свойств нижнетриасовых нефтей Хапчагайского мегавала. Так, по данным института геологии ЯФ СО АН СССР (А.И. Изосимова, Е.И.Бодунов), нефть из горизонта T_I-Ш Толон-Мастахского месторождения (скв. № 7, интервал 2737-2742 м) имеет следующую характеристику: плотность - 0,8679 г/см^3, выход фракций до 150°С - 4%, до 200°С - 7%, до 250°С - 12%, до 300°С - 19%, остаток - 81%. Групповой углеводородный состав бензиновых фракций этой нефти и стабильного конденсата залежи T_I-Ш на Толонской структуре практически идентичны (алканов 36-38%, цикланов - 41-43%, аренов - 22-21%).

Пластовые газы нижнеюрских залежей Хапчагайского мегавала характеризуются большим разнообразием по составу, но отличаются от газов пермских и триасовых отложений значительно более низким содержанием тяжелых углеводородов. Залежи, как правило, сопровождаются нефтяными оторочками непромышленного значения. Многими исследователями обосновывается смешанное происхождение нижнеюрских нефтей и газов за счет поступления газообразных УВ из пермских и триасовых и жидких из нижнеюрских отложений. Признавая этот важный вывод, а также не исключая предполагаемую С.С.Филатовым [8] возможность анаэробного окисления и микробактериальной деструкции парафинов нефтей нижнеюрских отложений, можно считать достаточно аргументированными выводы о формировании всех газовых залежей в нижнеюрском продуктивном комплексе на месторождениях Хапчагайского мегавала преимущественно за счет вертикальной миграции газа из нижезалегающих триасовых и пермских отложений.

В пользу преимущественно вертикальной миграции углеводородов при формировании залежей Хапчагайского мегавала свидетельствует также увеличение степени недонасыщенности пластовых вод углеводородами по мере удаления от контуров залежей, что было установлено Л.А.Грубовым [9].

Таким образом, всесторонний анализ результатов предшествовавших исследований и новых, более полных фактических материалов, полученных при детальной разведке газоконденсатных месторождений Хапчагайского мегавала, показал, что все выявленные залежи обязаны своим происхождением общему источнику генерации углеводородов, характеризуются сравнительно молодым временем формирования (по сравнению с возрастом вмещающих пород) и довольно строгими закономерными изменениями состава пластовых углеводородных систем в зависимости от глубины залегания и принадлежности к определенному продуктивному комплексу.

Формирование большинства залежей преимущественно связано с процессами вертикальной миграции углеводородов в благоприятной для этого

гидродинамической обстановке и в условиях ограниченных экранирующих свойств основных флюидоупоров.

Результаты выполненных исследований показывают, что крупные высокоамплитудные структуры Хапчагайского мегавала, особенно в его восточной части, по времени своего развития и изолирующим свойствам флюидоупоров оказались неблагоприятными для формирования крупных залежей газа в мезозойских отложениях. Наряду с этим представляется оправданным продолжить поиски малоамплитудных структур на северном крыле мегавала, так как даже при ограниченных размерах ловушек в этой зоне последние могут контролировать средние и даже крупные по запасам газоконденсатные залежи. Учитывая глубинный источник углеводородов, рекомендуется заложение глубоких параметрических скважин на Средне-Вилюйском и Соболох-Неджелинском месторождениях с целью изучения разреза осадочных пород на максимально технически доступную глубину.

Литература

1. Пермо-триасовый продуктивный комплекс Хапчагайского газоносного района /В.Е.Бакин, Е.И.Бодунов, В.А.Маренин, В.А.Пантелеев. – Тр. Ин-та геологии ЯФ СО АН СССР, 1976, с.115-123.
2. Бакин В.Е. Характер распространения и экранирующие свойства основных газоводонефтеупоров в центральной части Вилюйской гемисинеклизы. – Тр.СНИИГГИМС, 1979, вып.271, с.161-167.
3. Развитие локальных поднятий Хапчагайского вала и дальнейшее направление поисково-разведочных работ /В.Н.Ларкин, В.А.Козаков, А.М.Бриндзинский, В.Е.Бакин. – Геология нефти и газа, 1977, № 8, с.18-22.
4. Бакин В.Е. Изучение и возможности использования корреляционных зависимостей основных параметров залежей и некоторых свойств нефтегазоносных бассейнов. – Тр.СНИИГГИМС, 1980, вып.283, с.65-71.
5. Бакин В.Е., Хорошун Н.П., Яковлев Ю.И. Характеристика газоконденсатных систем месторождений Хапчагайского мегавала в связи с условиями их формирования. – Тр.ВНИГНИ, 1980, вып.219, с.68-82.
6. Геохимическая характеристика нефтей и газов Хапчагайского поднятия Вилюйской синеклизы /В.В.Казаринов, А.Э.Конторович, Р.Е.Мачинская и др. – Тр.СНИИГГИМС, 1967, вып.63, с.149-167.
7. Старобинец И.С. Геолого-геохимические особенности газоконденсатов. Л.: Недра, 1974. 151 с.
8. Филатов С.С. О геохимических условиях формирования газоконденсатных залежей в терригенных отложениях Вилюйской синеклизы и Предверхоянского прогиба. – Тр.ВНИГНИ, 1976, вып.385, с.41-52.
9. Грубов Л.А., Солдатов А.С. Некоторые геохимические показатели формирования газовых месторождений на Хапчагайском поднятии. – В кн.: Нефтегазоносность Западной Якутии. Новосибирск: Недра, 1973, с.130-135.

УДК 553.98.2.061.15 (470.4/5)

В.В.Поповин, Е.С.Ларская, М.И.Островский, А.А.Зиновьев

ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В УРАЛО-ПОВОЛЖЬЕ

Рассматриваемая территория Восточно-Европейской платформы ограничена с севера и востока складчатыми сооружениями Тимана и Урала, с юга - Прикаспийской синеклизой, с запада - Сысольским, Токмовским сводами и восточным склоном Воронежской антеклизы.

Платформенный чехол сложен отложениями рифея, венда, ордовика, силура, девона, карбона, перми, нижнего триаса и спорадически, на отдельных участках - неогена и четвертичной системы. Распространение рифейских отложений контролируется авлакогенами и грабенами в структуре фундамента. Вендские толщи слагают основание чехла во впадинах за пределами авлакогенов.

Отложения ордовика, силура развиты в единичных грабенообразных структурах на юго-восточном склоне платформы. Но отложения девона, карбона и перми, содержащие основные скопления нефти и газа, распространены повсеместно.

Наиболее устойчиво в течение протерозоя и палеозоя развивались Северо-Татарский, Южно-Татарский, Башкирский и Жигулевско-Пугачевский своды, в венде и позднем палеозое формировались Верхнекамская, Мелекесская и Бузулукская впадины. В северной части Бузулукской впадины и на месте Омутнинской существовали только в позднем протерозое и раннем палеозое Оренбургский и Коми-Пермяцкий своды. То же можно сказать о Восточно-Оренбургском структурном выступе.

Одним из существенных элементов, обусловливающих сложность геологического строения и поисков нефти в Урало-Поволжье, является Камско-Кинельская система прогибов (ККСП).

Наибольшее количество открытых месторождений нефти и газа размещается в центральных и южных районах Урало-Поволжья (Бузулукская впадина, Альметьевская вершина Южно-Татарского свода, Бирская седловина). К настоящему времени выявлено около 700 месторождений и более 2000 залежей нефти и газа; 83% выявленных месторождений - нефтяные и лишь 17% - газовые и нефтегазовые; 70% залежей приурочено к каменноугольным отложениям, которые содержат около 60% всех известных в Урало-Поволжье запасов нефти. В пределах сводов сконцентрировано 62% первоначальных запасов нефти и 93% свободного газа. Во впадинах сосредоточено 81% месторождений газа, но лишь 7% от общих запасов свободного газа.

В девонских отложениях установлены только нефтяные залежи, содержащие около 40% всех запасов нефти провинции. Центральное место в структуре девонских отложений занимает Южно-Татарский свод, к которому приурочены наибольшие скопления нефти. В периферийной его части развиты значительно меньшие по размерам залежи. Продуктивными являются эйфельские, живетские, нижнефранские и фаменские отложения.

Ареал распространения залежей нефти в отложениях девона ограничен с запада и севера Мелекесской впадиной, Северо-Татарским, Пермо-Башкирским сводами и Верхнекамской впадиной. В центральной части Урало-Поволжья девонские нефти, как правило, многопластовые, сводовые, с большим диапазоном нефтеносности от эйфельского яруса до кыновского горизонта включительно. В северных и северо-восточных районах в основном развиты однопластовые залежи, приуроченные к верхним горизонтам терригенного девона.

На юго-восточном склоне платформы (Уфимская моноклиналь) развиты грабенообразные прогибы, по-видимому, раннефранского времени заложения, протягивающиеся в северо-восточном направлении на 200-250 км при ширине 0,5-2 км с амплитудой в несколько десятков метров. Приуроченные к этим структурам залежи небольшие по запасам, но суммарные ресурсы их достаточно велики и сконцентрированы в единых зонах.

Нижнекаменноугольный нефтегазоносный комплекс является вторым по значимости. Скопления нефти приурочены к карбонатным отложениям турнейского яруса и терригенным породам нижне-и средневизейского подъярусов. Распространенность залежей нефти в нижнекаменноугольных отложениях отличается от девонского ареала. Нижнекаменноугольных залежей намного больше, чем девонских, однако удельный вес каждой залежи значительно меньше. Большинство залежей приурочено к ловушкам, развитым по бортам ККСП.

В карбонатных отложениях нижнего карбона залежи нефти массивные. Карбонатный коллектор неоднороден, будучи расслоен плотными породами, что придает сложную неоднородность коллектору. В терригенных отложениях залежи нефти пластовые сводовые. Продуктивные пласты в них так же характеризуются неоднородностью коллектора вплоть до полного замещения на плотные разности пород, в связи с чем довольно широкое развитие получили залежи структурно-литологического типа. В рассматриваемых отложениях имеются не только нефтяные, но и газонефтяные и газовые залежи. Они установлены на отметках 1800-1200 м в Соликамской и Юрюзано-Сылвенской впадинах Предуральского прогиба и в зоне передовых складок Урала.

В средне-верхнекаменноугольном терригенно-карбонатном комплексе основные скопления нефти и газа приурочены к отложениям башкирского яруса, представленным исключительно карбонатными породами, и верейского горизонта, представленным в южных районах Урало-Поволжья терригенными, а на всей остальной территории карбонатными породами.

Доминирующее положение в структуре среднекаменноугольных отложений занимает Южно-Татарский свод, где сосредоточено 35% залежей и 14% суммарных запасов нефти от суммы запасов среднего карбона по всему Урало-Поволжью. В то же время по бортам и во внутренних зонах Камско-Кинельской системы прогибов открыто 80% залежей, в которых содержится около 90% запасов нефти и газа среднего карбона. На большей части Урало-Поволжья установлены нефтяные, а в восточных краевых

участках платформы (Бузулукская впадина и Предуральский прогиб) нефтегазовые (Кулешовская, Батырбайская)и газовые (Цепельская, Беркутовская и др.) залежи. Залежи нефти и газа верхне-среднекаменноугольных отложений в подавляющем большинстве мелкие, реже средние по запасам, наиболее крупные приурочены к бортам ККСП. В северной половине Верхнекамской впадины нефтяные залежи по бортам ККСП имеют газовые шапки, состоящие на 98-99% из азотного газа (Чутырско-Киенгопское, Красногорское и другие месторождения). Можно предположить, что азотный газ является показателем разрушения нижних залежей и вертикальной миграции флюидов.

Пермский нефтегазоносный комплекс содержит скопления углеводородов на значительно меньшей территории, распространяясь главным образом в Бузулукской впадине и Предуральском прогибе. Залежи в основном газовые, газоконденсатные и нефтегазовые. Связаны они с нижнепермскими карбонатными породами сакмарского, артинского, кунгурского ярусов и верхнепермским терригенным и карбонатными породами уфимского яруса и калиновской свиты. Размеры и запасы залежей обычно небольшие. Исключением является Оренбургское газоконденсатное месторождение с этажом газоносности около 500 м (карбонатные пласты нижней перми и верхнего карбона). Залежи нефти сосредоточены в основном в относительно повышенных участках, а по мере увеличения глубин чаще встречаются газонефтяные, газовые и газоконденсатные залежи.

Несмотря на закономерную связь приведенных нефтегеологических данных, изученность только современного облика структуры и нефтегазоносности еще не дает уверенности в объективной оценке перспектив, тем более дифференцированной по разновозрастным комплексам. В целях установления генетических причин вышерассмотренных особенностей размещения нефтегазовых скоплений Е.С.Ларской были проведены исследования нефтематеринских толщ, вероятного потенциала и масштабов генерации.

К числу нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) в порядке убывания величины и плотности генерационного потенциала отнесены верхнедевонские карбонатные - среднефранская, верхнефранская и фаменская; карбонатно-терригенные - эйфельская и турнейская; терригенные визейские - малиновская, бобриковская и тульская, карбонатная визейская (окско-серпуховская); терригенные - живетская, верейская, кыновская, пашийская и карбонатная - башкирская. Кроме того, верейская терригенная и башкирская карбонатная толщи, судя по характеру заключенного в них ОВ и его катагенетическим трансформациям, также должны быть нефте-и газогенерирующими.

Региональными НГМТ являются среднефранская и визейские, среднедевонские и нижнефранские толщи, локализующиеся в основном в пределах Бузулукской впадины. Верхнефранские, фаменские и турнейские отложения являются нефтегазоматеринскими преимущественно в пределах Камско-Кинельской системы прогибов. В пределах Бузулукской впадины НГМТ являются и среднекаменноугольные отложения. Нижнепермские отложения

обладают свойствами НГМТ только в Предуральском прогибе и Прикаспийской впадине. В пределах рассматриваемой провинции для большинства НГМТ не известен полный замкнутый контур очага генерации. Наиболее богатые по содержанию промышленных запасов нефти пашийско-кыновские отложения отличаются относительно невысоким генерационным потенциалом. Интенсивное возрастание масштабов генерации и эмиграции битумоидов и жидких УВ наблюдается в среднедевонских НГМТ, начиная с глубины 2000 м, в верхнедевонских карбонатных - с 800-1000 м, в визейских терригенных - с 1700 м, в визейских карбонатных - 1200 м.

Интересны соотношения запасов нефти и газа и количества эмигрировавших битумоидов и углеводородов, варьирующие в широких пределах. В эйфельской толще первоначальные геологические запасы нефти даже в пределах самого центра очага генерации оцениваются на порядок ниже по сравнению с количеством эмигрировавших битумоидов. В кыновском и пашийском горизонтах очевиден резкий дефицит эмиграции. В то же время в верхнедевонских карбонатных толщах запасы нефти на 2-2,5 порядка ниже, чем суммарное количество эмигрировавших из них углеводородов (УВ). Турнейские и нижневизейские толщи обладают многократным превышением количества УВ над запасами нефти в то время, как в вышележащих толщах оно имеет почти десятикратный дефицит по сравнению с геологическими запасами нефти и газа.

В южной части региона наблюдается тесная связь между очагами генерации и нефтеносностью для большинства рассмотренных толщ. В центральной и северной она сохраняется только для карбонатной толщи верхнего девона - турне и терригенного визе. Ареалы нефтеносности среднедевонских толщ в значительной мере подчинены областям генерации одновозрастных НГМТ; франских и фаменских - зоне генерации среднедевонских, кыновско-пашийских очагов генерации и доманиковых фаций верхнего девона; турнейских и нижневизейских - Камско-Кинельскому очагу генерации.

Зоны газонакопления явно тяготеют к областям глубокого позднепалеозойского прогибания (Предуральский прогиб, Прикаспийская синеклиза) и таким образом проявляют слабую связь с контурами размещения НГМТ.

Вместе с тем в отдельных структурных зонах могут быть выделены оценочные комплексы, снабжающиеся за счет одного мощного источника нефти и газа. К числу таких комплексов в пределах Бузулукской впадины можно отнести терригенный девон, карбонатный девон плюс турне, визейско-нижнепермский комплекс (источники: НГМТ терригенно-карбонатных, визейских, башкирских, верейско-каширских отложений). На сезере в пределах Верхнекамской впадины выделяются верхнедевонский (с основной карбонатной НМТ), турнейский, визейско-нижнепермский (основной источник - визейская терригенная НГМТ, дополнительный - верейская НГМТ).

Применительно к газу выделен единый визейско-пермский оценочный

комплекс с основным источником газа в терригенном визе и дополнительным – в среднем карбоне (верейская и башкирская толщи).

Формирование крупных газовых скоплений по представлениям С.П. Максимова связано с процессом выделения газа из пластовых вод при резком снижении пластовых давлений в моменты смены знака колебательных движений. Именно такие благоприятные тектонические условия для создания газовых и газоконденсатных месторождений должны были проявляться во время тектонических перестроек раннепермской эпохи в бортовой зоне Прикаспийской синеклизы в Предуральском прогибе и в прилегающих к ним территориях Русской плиты.

На основании вышеизложенного отчетливо прослеживаются четыре геологические эпохи с благоприятными условиями формирования нефтегазогенерирующих толщ: эйфельско-нижнефранской, среднефранско-турнейской, визейской, башкирско-верейской.

Первая из них характеризуется одновременно устойчивым прогибанием Бузулукской впадины, развитием регионального наклона к югу, заложением крупных тектонических структур по западной окраине Урало-Поволжья.

Среднефранско-турнейская эпоха ознаменовалась структурной дифференциацией региона на своды: Северо-и Южнотатарские, Немский, Пермский, Жигулевско-Пугачевский, Токмовский, Башкирский и впадины: Мелекесская, Верхнекамская, Бирская седловина, также Камско-Кинельская система прогибов. На бортах прогибов широко развивались биогермы и формировались биогермные рифовые структуры, послужившие началом образования локальных и валообразных нефтеперспективных структур.

Визейская и башкирско-верейская эпохи примечательны компенсацией прогибов Камско-Кинельской системы, дальнейшим облеканием ее бортовых рифогенных нефтеносных ловушек.

Пермская эпоха характеризовалась интенсивным формированием Предуральского прогиба, прогибанием северной и южной частей Урало-Поволжья (Омутнинская, Бузулукская впадины), четким обособлением Южно-Татарского и Башкирского сводов на фоне сохранившегося общего южного регионального наклона.

Таким образом, в палеозойское время были созданы благоприятные условия для генерации углеводородов, главным образом, в южной половине Урало-Поволжья и миграции их в северном направлении. Поперечные конседиментационные структуры Бузулукской впадины, располагаясь в самом начале пути миграции флюидов естественно первыми заполнялись нефтью, создавая залежи в эйфельских и более молодых образованиях. В северных районах углеводороды продуцировались в меньшем количестве. В позднефранско-турнейское время процессы нефтеобразования стали, видимо, развиваться на широких пространствах. Во вторую половину раннего карбона более резко обозначился региональный наклон, началась компенсация ККСП огромным количеством терригенного материала с быстрым захоронением органики. В дальнейшем в ходе тектонического

развития рассеянные углеводороды в терригенных толщах девона и визе продолжали мигрировать в северном направлении, заполняя ловушки различной формы. Для углеводородных потоков в терригенных отложениях девона роль ловушек в основном играли крупные тектонические структуры и поднятия древнего заложения, в терригенных отложениях нижнего карбона определяющее значение имели ловушки на бортах Камско-Кинельских прогибов.

Характер размещения залежей в среднекаменноугольных отложениях указывает, что преимущественное влияние на формирование и распределение залежей в них, как было показано ранее, имела вертикальная миграция нефти из нижнекаменноугольных отложений. Кроме того, не исключено наличие собственной генерации в Верхнекамской и Бузулукской впадинах. Раннепермское время, как это уже отмечалось, ознаменовалось началом формирования Предуральского прогиба, Вятской системы дислокаций и интенсивным прогибанием северных районов Урало-Поволжья (север Верхнекамской, Омутнинская впадина, Камская моноклиналь). В результате Южно-Татарский, Северо-Татарский и Башкирский своды, а также Нижнекамская зона дислокаций и древняя структура северной части Бузулукской впадины оказались доминирующими среди структур с благоприятными условиями консервации углеводородов в терригенных отложениях девона. Со стороны Камской моноклинали и Верхнекамской впадины начался отток углеводородов в сторону названных сводов. Поэтому северные районы Урало-Поволжья (Немский свод, Камская моноклиналь, Омутнинская и северная часть Верхнекамской впадины) рассматриваются как менее перспективные в отношении нефтеносности терригенного девона.

Перспективы нижнекаменноугольных терригенных отложений в северных районах Урало-Поволжья ограничены северным и западным бортами ККСП, служившими серьезным препятствием для более широкой миграции углеводородов и разрушения залежей. Карбонатные отложения девона и нижнего карбона перспективны повсеместно в контурах областей и зон нефтегазообразования, выходящих далеко на север за пределы зон нефтегазоносности терригенных отложений девона и карбона. Верхне-среднекаменноугольные и нижнекаменноугольные карбонатные отложения перспективны в пределах бортов ККСП, а также в зонах собственной генерации.

УДК 553.98.2.078: 552.54 (476)

А.И.Кононов, В.Г.Дробышева

ПРИНЦИП ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО УЛАВЛИВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЯХ С КАРБОНАТНЫМИ КОМПЛЕКСАМИ ПОРОД (НА ПРИМЕРЕ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА)

Как известно принцип дифференциального улавливания нефти и газа был описан практически одновременно и независимо друг от друга С.П. Максимовым [4] и У.К.Гассоу [2] для терригенных, достаточно хорошо проницаемых пород и ловушек любого типа, расположенных на различных

гипсометрических уровнях в пределах сопряженных друг с другом зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления, в едином крупном нефтегазоносном районе. В дальнейшем этот принцип был уточнен и детализирован в работах С.П.Максимова [5] и других авторов, но опять-таки для нефтегазоносных областей с терригенными продуктивными отложениями.

Применительно к нефтегазоносным регионам с продуктивными карбонатными комплексами пород, перекрытыми и разделенными мощными галогенными толщами, принцип дифференциального улавливания УВ практически не рассматривался в связи с своеобразными нефтегеологическими особенностями данных регионов.

Главные из этих особенностей можно охарактеризовать по материалам хорошо изученной глубоким бурением Припятской нефтегазоносной области и оценить возможность использования указанного выше принципа формирования залежей нефти в условиях широкого развития карбонатных комплексов пород.

Основными нефтесодержащими и нефтепроизводящими толщами в рассматриваемой нефтеносной области, по данным геохимических исследований пород, органического вещества (ОВ) и битумов, являются две карбонатные толщи - подсолевая и межсолевая, соответственно франского и фаменского ярусов верхнего девона. В них и содержатся все без исключения промышленные скопления нефти. Эти толщи разделены между собой и перекрыты мощными отложениями ливенского и лебедянского горизонтов.

Благодаря такому положению обоих продуктивных комплексов в разрезе обеспечивается достаточно надежная сохранность залежей от разрушения и изолированность подсолевых и межсолевых скоплений друг от друга как на современном, так и на палеоэтапах геологической истории. О том же свидетельствуют разные физико-химические свойства и состав нефтей этих продуктивных комплексов.

Нефти межсолевых залежей по сравнению с подсолевыми характеризуются в среднем большей плотностью и вязкостью (исключение составляет лишь одно газоконденсатное скопление, выявленное в восточной части прогиба), увеличенным содержанием смол и асфальтенов, меньшим процентом выхода светлых фракций. Отличаются нефти обоих комплексов и по изотопному составу серы. Следует отметить, что в терригенных породах среднего девона и верхнего протерозоя с хорошими коллекторскими свойствами, залегающих ниже по разрезу, на образованиях фундамента, залежей нефти не выявлено.

Небольшие редкие нефтяные скопления в верхах терригенного комплекса (верхний девон), исходя из особенностей их пространственного распространения (в виде узких зон непосредственно у разломов большой амплитуды, в пределах относительно крупных месторождений), а также на основании близкого сходства состава и свойств нефтей этих скоплений и залежей подсолевого карбонатного комплекса, мы относим к вторичным, образованным за счет перетока нефти из опущенной по разлому части залежи подсолевого карбонатного комплекса.

Описанный выше характер размещения залежей нефти по разрезу, состав и свойства нефтей свидетельствуют о латеральной форме миграции УВ при их образовании, о незначительной роли вертикальной миграции в этом процессе.

Что касается пространственного размещения выявленных промышленных залежей, укажем прежде всего на приуроченность их к северной части прогиба – к одноименному нефтеносному району. В Центральном и Южном районах изучаемой нефтеносной области установлены небольшие притоки тяжелой вязкой нефти в единичных скважинах в основном из межсолевых отложений; из подсолевого карбонатного комплекса получен приток нефти только в одной скважине, пробуренной в переходной зоне между Северным и Центральным нефтеносными районами (Савичская площадь). Основными зонами нефтегазонакопления с Северном районе являются положительные структуры второго порядка – валы субширотного простирания Речицко-Вишанский, Червонослободско-Малодушинский, Северный прибортовой или Ковчицко-Березинский. Их разделяют Шатилковская и Василевичская депрессии – нефтесборные площади.

В Центральном и Южном районах также выделяются положительные структуры второго порядка – Горохово-Дудичский, Буйновичско-Наровлянский, однако, несмотря на большие объемы буровых работ, проведенных здесь, залежей нефти и газа пока не выявлено; поэтому эти крупные положительные структуры не отождествляются с зонами нефтегазонакопления. Нефтяные скопления в своем образовании тесно связаны с локальными брахиантиклинальными поднятиями, осложняющими структуры второго порядка, как положительные, так и отрицательные. Наиболее контрастными являются те поднятия, которые расположены в пределах валов. Именно к таким локальным структурам и приурочены месторождения – Речицкое, Осташковичское, Вишанское, Барсуковское и другие. В депрессиях закартирован ряд мелких малоамплитудных поднятий полуантиклинального типа, у которых одно крыло, обращенное в сторону регионального подъема пород, как правило, отсутствует. К таким структурам приурочены мелкие залежи структурно-литологического типа (Озерлинское).

Одной из важных особенностей, относящейся к оценке возможностей использования принципа дифференциального улавливания УВ в условиях Припятского прогиба, является расчленение структур второго порядка и локальных поднятий, а следовательно связанных с ними зон нефтегазонакопления и залежей нефти, разрывными нарушениями различной амплитуды. И самое главное – относительно молодой возраст этих нарушений – они возникли и интенсивно развивались в позднем фамене, т.е. после образования первичных залежей нефти.

По нашим расчетам [3], подсолевые залежи сформировались в конце франского – начале фаменского века, а межсолевые – в среднем фамене. Непосредственное отношение к рассматриваемому вопросу имеет своеобразный тип, вещественный состав и характер пространственного распро-

странения пород-коллекторов. В Северном нефтеносном районе они представлены преимущественно органогенными разностями карбонатов - известняками и вторичными доломитами.

В пределах залежей, особенно межсолевых, в продуктивных карбонатных комплексах широко развиты органогенные постройки типа биогермов и биостромов. Тип коллектора - порово-кавернозно-трещинный с высокой степенью неоднородности по фильтрационно-емкостным свойствам. Породы-коллекторы развиты по площади распространения и разрезу продуктивных горизонтов локально.

По геолого-промысловым данным устанавливается, как правило, полное отсутствие гидродинамической связи между залежью и ее законтурной областью, чем и объясняется упруго-водонапорный, часто переходящий в упругий, режим эксплуатации.

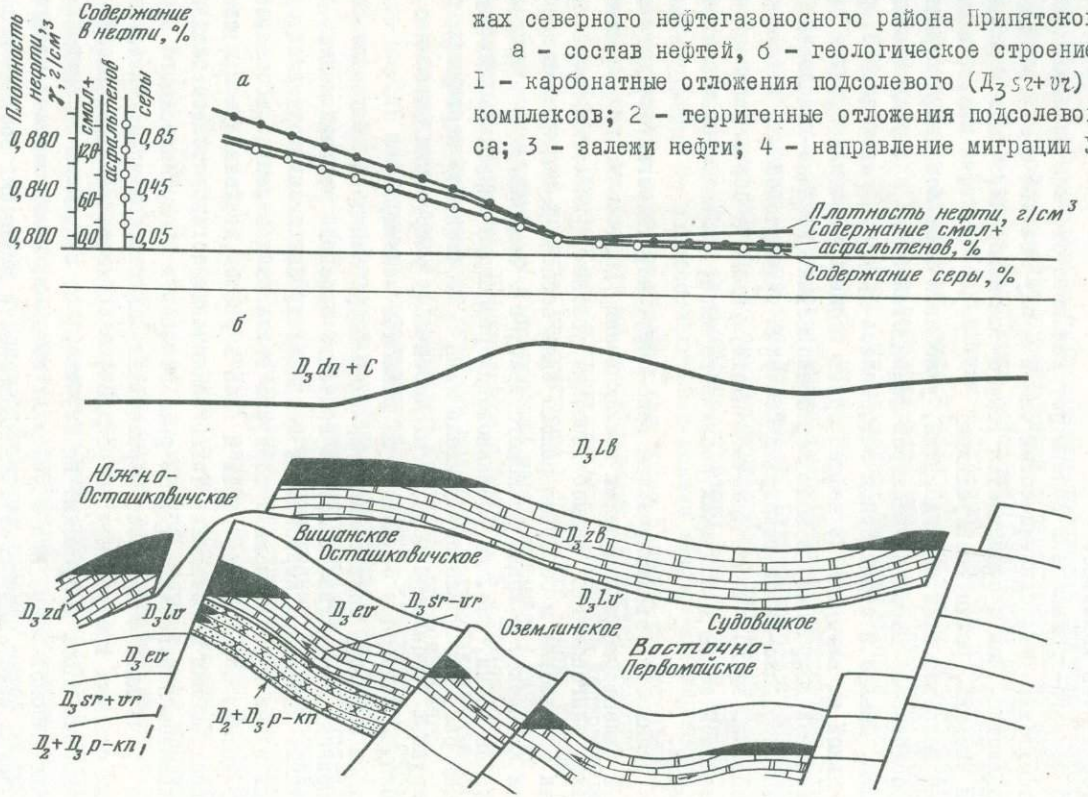
Как показали наши исследования, указанный выше локальный характер распространения пород-коллекторов формировался еще в период их литификации. Именно в этот период завершались процессы генерации УВ, региональной их миграции из нефтесборных площадей (Шатилковской и Василевичской депрессий) в зоны нефтенакопления (Речицко-Вишанский, Червонослободско-Малодушинский и Северный прибортовой или Ковчицко-Березинский валы), что,в конечном итоге,привело к образованию первичных залежей нефти в ловушках различного типа, расположенных на путях миграции.

По данным палеотектонических реконструкций, палеогидрогеологических и палеотермодинамических исследований, достаточно контрастные ловушки, благоприятные термобарические условия и палеогидрогеологическая обстановка в Северном районе были созданы в подсолевом карбонатном комплексе в конце франского века, а в межсолевом - в среднефаменское время, т.е. до возникновения разрывных нарушений. Подчеркнем еще раз, что последние привели лишь к расчленению первичных, более крупных скоплений нефти и их частичному разрушению (особенно подсолевых залежей в опущенных по разломам частях).

Таким образом, если принять принцип дифференциального улавливания УВ (принцип Максимова-Гассоу) в качестве основной рабочей модели формирования залежей в карбонатных комплексах, заключенных в соленосных толщах и ими перекрываемых, то нужно признать достаточно обоснованной гипотезу образования нефти и газа в раннюю,диагенетическую стадию превращения ОВ осадков. Такое заключение согласуется со следующим выводом В.В.Вебера [1]: "В ряде случаев и завершение этого процесса (речь идет о процессе образования нефти на ранних, диагенетических стадиях превращения ОВ осадков) с образованием промышленно нефтеносных пород происходит на глубинах, не выходящих за пределы диагенетической зоны, или в условиях осадков, не испытавших катагенетических изменений"(с.48). Закономерности изменения состава и свойств нефтей по площади распространения залежей в Припятском прогибе находятся в соответствии с указанным принципом их формирования.

Закономерности изменения состава и свойств нефтей в подсолевых залежах северного нефтегазоносного района Припятского прогиба

а – состав нефтей, б – геологическое строение месторождений. I – карбонатные отложения подсолевого ($Д_3 sz+vz$) и межсолевого ($Д_3 zd$) комплексов; 2 – терригенные отложения подсолевого ($Д_3 p–Kn$) комплекса; 3 – залежи нефти; 4 – направление миграции УВ



Изучая характер изменения состава и свойств нефтей в залежах, расположенных во внутренней части Шатилковской депрессии - главной нефтесборной площади Северного района (а возможно и всей Припятской нефтеносной области), на ее южном борту и в пределах Речицко-Вишанского вала - главной зоны нефтегазонакопления района и области, можно легко убедиться в том, что в направлении от центральной части депрессии к валу нефти подсолевых залежей заметно утяжеляются, увеличивается содержание смол, асфальтенов, серы (рисунок). То же относится и к нефтям межсолевого комплекса, но эта закономерность выражена для последнего менее отчетливо, поскольку промышленных скоплений в его пределах (например, в Шатилковской депрессии) не выявлено.

Указанная выше закономерность в изменении состава и свойств нефтей устанавливается и в широтном направлении - вдоль Речицко-Вишанской зоны нефтенакопления и Шатилковской нефтесборной площади: с востока на запад, от основного очага нефтеобразования к внешней западной части Северного нефтеносного района устанавливается та же картина утяжеления нефтей выявленных залежей. Однако в пределах Речицко-Вишанской зоны отмеченная закономерность несколько нарушается, что связано с некоторым переформированием первичных залежей нефти. Здесь вступает в силу закон гравитационного распределения УВ по гидродинамически связанным между собою ловушкам.

Из вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

I. Принцип дифференциального улавливания УВ находит отражение в процессах формирования залежей нефти в карбонатных продуктивных комплексах Припятской нефтеносной области.

2. Скопления нефти по указанному принципу формировались на ранних диагенетических стадиях преобразования ОВ и вмещающих его осадков.

3. Основываясь на принципе дифференциального улавливания УВ, можно ожидать, что непромышленные скопления тяжелой, вязкой нефти, выявленные на некоторых участках Центрального и Южного районов, по мере приближения к погруженным частям депрессий этих районов сменяются залежами более легкой и качественной нефти с запасами промышленных категорий.

Литература

I. Вебер В.В. Диагенетическая стадия образования нефти и газа. М.: Недра, I978. I44 с.
2. Гассоу У.К. Основные положения гипотезы дифференциального улавливания нефти и газа. - В кн.: Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых. Л.: I96I. Пер. из амер.бюл. I954.
3. Кононов А.И. Условия формирования и закономерности размещения нефтяных залежей Припятского прогиба. М.: Недра, I976. I52 с.
4. Максимов С.П. К вопросу формирования залежей нефти в каменноугольных и девонских отложениях Самарской Луки. - Нефт.хоз-во, I954, № I0, с.40-47.

5. Максимов С.П. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа. М.: Недра, 1964. 486 с.

УДК 553.98.2.078: 551.24 (470.4/.5)

М.И.Островский, А.А.Зиновьев, В.Д.Аверкин, В.Ф.Клейменов, П.В.Ткачев

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ ПРОГИБОВ С ЗОНАМИ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Вслед за М.Ф.Филипповой [6], проследившей резкие литолого-фациальные различия верхнедевонских разрезов Мелекесской и других опорных скважин, началось систематическое изучение этих нефтеперспективных толщ. И.А.Антроповым [1] и М.М.Грачевским [2] впервые была прослежена специфическая структурно-фациальная зональность верхнефранско-фаменских и турнейско-нижневизейских отложений на востоке Русской плиты. Установлены два принципиально различных типа разреза : один депрессионный, в котором верхнедевонские отложения представлены преимущественно глинистыми, часто окремнелыми битуминозными известняками небольшой мощности 40-70 м, а турнейские и нижневизейские разрезы – терригенными образованиями мощностью 350-500 м с редкими тонкими карбонатными прослоями пород. Указанные разрезы отождествлялись с палеопрогибами позднедевонско-раннекаменноугольного времени. Другой тип разреза – "сводовый" присутствует на древних плато, разделяющих вышеуказанные зоны. Одновозрастные разрезы верхнего девона и нижнего карбона слагаются здесь в основном слоистыми мелководными карбонатными образованиями – органогенными и хемогенными. Их общая мощность достигает 400-500 м. Мощность карбонатных пород в переходных или бортовых зонах увеличивается до 600-750 м. Данные глубокого бурения по мере расширения нефтеразведочных работ подтверждали представление названных выше исследователей о существовании сети протяженных некомпенсированных в девоне осадконакоплением прогибов, захороненных лишь в турнейском и начале визейского веков, а также о возникновении и развитии на бортах прогибов, а иногда и внутри их, рифогенных построек, образующих приподнятые формы, благоприятные для скоплений нефти. Система подобных прогибов получила наименование Камско-Кинельской (ККСП). Дальнейшее развитие геологоразведочных работ привело к открытию более десятка аналогичных прогибов в различных районах Урало-Поволжья, а затем и севернее, в Тимано-Печорской провинции. Высказано предположение [8] о продолжении этой системы на территории Прикаспийской впадины.

Одновременно были открыты многочисленные нефтяные месторождения, в том числе крупные, и целые зоны нефтенакопления, уточнено положение известных прогибов, выявлены новые ветви. Из многочисленных исследований, непосредственно затрагивающих проблемы Камско-Кинельской системы прогибов, отметим труды Б.Я. Вассермана, С.А.Винниковского,

Е.Д.Войтовича, А.К.Шельновой, В.С.Губаревой, М.М.Грачевского, И.М. Жукова, В.Г.Кузнецова, В.А.Лобова, М.Ф.Мирчинка, О.М.Мкртчяна, А.Д. Надежкина, Г.П.Ованесова, М.И.Островского, В.М.Познера, В.М.Проворова, Р.О.Хачатряна, Л.В.Шаронова, С.А.Шихова, М.А.Юнусова.

Несмотря на широкие научные исследования ККСП, вопросы ее происхождения изучены пока недостаточно. Проводимый ранее тектонический анализ причин возникновения, роста и закономерностей размещения этой системы касался, главным образом, сопоставлений с пликативными структурами чехла - сводами, впадинами [3,7], и лишь изредка рассматривался в связи со структурами фундамента по отдельным районам [4]. В настоящей работе на основании сравнительной характеристики широкого комплекса геологических и геофизических данных излагается первый опыт сопоставления Камско-Кинельских прогибов с глубинными разломами и контролируемыми ими разновозрастными массивами нижнедокембрийского фундамента, а также верхнедокембрийскими авлакогенами и горстами и анализируются причины возникновения ККСП в связи с особенностями строения фундамента обширного региона.

Не останавливаясь на разборе представительности фактического материала, методике картирования структур фундамента и рифейского чехла, рассмотренных во многих работах Р.А.Гафарова, В.А.Дедеева, А.А. Клевцовой, С.В.Морозова, М.И.Островского и других геологов, следует, однако, подчеркнуть получение принципиально новой картины строения глубоких горизонтов в краевом восточном районе европейской части СССР. Выделяются массивы и зоны архейской, ранне-и позднепротерозойской консолидации.

Архейские массивы фундамента примерно совпадают с одноименными сводами в рельефе фундамента и чехла. Немский и Сысольский архейские массивы располагаются на западной окраине региона. Прогибы Камско-Кинельской системы в их пределах не известны. Коми-Пермяцкий свод (или архейский массив) примыкает с запада к ККСП. Западные борта Соликамской ветви заходят на 20-30 км в ареал развития этого массива, занимая, однако, не более 5% его площади. Также небольшую часть (около 10%) занимают Калининская и Уткинско-Серебрянская ветви ККСП, соответственно на западном и восточном склонах Пермской вершины Пермско-Башкирского архейского массива. В пределах Башкирской вершины прогибы Камско-Кинельской системы не установлены. У Татарского архейского массива северная вершина охвачена Сарайлинским и Можгинским прогибами ККСП. Первый из них захватывает и восточный, а Усть-Черемшанский прогиб - западный край южной вершины Татарского свода, перекрывая его примерно на 20-25%. Последний из архейских массивов - Жигулевско-Пугачевский охвачен на севере Муханово-Ероховской ветвью, занимающей около 15-20% его территории. Приведенные соотношения показывают, что стабильные области наиболее древней консолидации находятся в относительном противостоянии к ККСП. Из восьми блоков (на шести массивах) широко охвачен ККСП только один - небольшая по пло-

щади Северная вершина Татарского свода. На остальных древнейших блоках фундамента в позднем палеозое устойчиво развивались сводовые поднятия - палеоплато, лишь частично охватываемые структурами ККСП.

Иные соотношения отмечаются при сопоставлении ККСП с зонами протерозойской консолидации фундамента. Наглядны примерные (плановые) совпадения линейных форм ККСП и нижнепротерозойских зон фундамента, представляющих авлакогены, заполненные рифейскими образованиями. Для прогибов ККС характерны простирания, параллельные ближайшим глубинным разломам на бортах авлакогенов. Так, совершенно очевидно соответствие рифейскому перикратонному авлакогену Соликамского и Утинско-Серебрянского прогибов ККСП. Последний образует залив в сторону разделительной перемычки между одноименными вершинами Пермско-Башкирского свода. Вдоль глубинных разломов, разделяющих Пермско-Башкирский и Коми-Пермяцкий архейские массивы, со стороны Соликамского прогиба вытягивается Калининский прогиб. Западнее, в Камско-Бельский авлакоген отходит Шалымский прогиб ККСП широтной ориентации, как и у соседнего южного склона Коми-Пермяцкого свода с глубинным разломом. Далее к западу направление ККСП явно повторяет простирание глубинных разломов рифейских структур вблизи Татарского и Жигулевско-Пугачевского сводов. У Сарайлинского прогиба оно северо-восточное, как и у Кокарского грабена (авлакогена), у Усть-Черемшанского меридиональное, как и у Алакаевского грабена, у Муханово-Ероховского северо-западное, как у Серноводско-Абдуллинского и Раковского авлакогенов. Казалось бы, другие прогибы имеют менее заметную пространственную связь с рифейскими структурами, но и тут видно влияние ближайших глубинных разломов, обусловливающих определенное простирание: меридиональное у Можгинского и Сарапульского, северо-западное у Актаныш-Чишминского прогибов.

Кроме вышеперечисленных к зонам возможной нижнепротерозойской консолидации фундамента на значительной территории отнесены и северные впадины Предуральского краевого прогиба - Косью-Роговская, Большесынинская, Верхнепечорская. Ориентировочно расчеты мощности разновозрастных пород чехла указывают на вероятное развитие в пределах этих впадин авлакогенов. Сравнение их с ветвями ККСП, именуемой здесь часто Вангыро-Вишерской системой прогибов [5], весьма затруднено из-за слабой изученности и предположительного как бы подныривания под Урал восточного борта прогибов. Границы Вуктыло-Джебольского прогиба претерпевают значительные изменения под влиянием Печоро-Колвинского палеозойского авлакогена северо-западного простирания, объединяющего Печоро-Кожвинский и Колвинский горсты и Денисовскую впадину. Приосевые части Вангырского и Вуктыло-Джебольского прогибов, кроме того, хорошо совпадают по форме и простиранию с Большесынинской и Верхнепечорской впадинами и, соответственно, с окаймляющими их глубинными разломами фундамента и нижних горизонтов чехла.

В зонах верхнепротерозойской консолидации фундамента Тимано-Печорской провинции рельефность совпадения форм и направлений с ККСП сни-

кается. Более или менее уверенно М.М.Грачевским выделяется широкий западный борт верхнедевонских прогибов подобных ККСП в Денисовской и в Ижма-Печорской впадинах. Независимо от его сужения и миграции внешней границы на восток от франа к фамену и нижнему турне наблюдается вытянутость бортов параллельно впадинам в северо-западном направлении.

Приведенными соотношениями обосновывается тектоническая природа Камско-Кинельской системы прогибов. Быстрому погружению прогибов должны были способствовать тектонические нарушения, возникавшие в мобильных зонах над древними глубинными разломами, впервые разделившие земную кору на примерно изометричные массивы архея и мобильные линейные геосинклинальные зоны протерозоя. Неравномерность колебательно-волновых движений коры, резкие расширения ее в эпохи тектонической активности, очевидно, приводили к рецидивам образования рифтогенных платформенных структур как в позднем протерозое - рифее, так и в палеозое - позднем девоне - турне. Те и другие в своем размещении явно наследовали положение нижнепротерозойских, в меньшей степени - верхнепротерозойских разломов.

При заполнении прогибов осадками, наращивании шельфов и рифообразовании на бортовых уступах конфигурация прогибов значительно изменялась. Тем не менее независимо от влияния палеогеоморфологических и седиментационных факторов ведущая роль в определении современных границ Камско-Кинельской системы прогибов принадлежала блоковым движениям в мобильных зонах коры, наследовавших направленность и тектоническую активность древних глубинных разломов.

Размещение месторождений нефти в карбонатных отложениях девона и карбона и в терригенных отложениях карбона на территории восточных районов европейской части СССР контролируется, главным образом, ККСП. Основная часть залежей приурочена к бортам прогибов или внутренним атолловым массивам, где рифообразованием, нередко наложенным на тектонически положительные формы, создана благоприятная структурная обстановка. Подавляющее большинство залежей нефти и газа в отложениях карбонатного девона и всего карбона связано с рифогенными толщами или со структурами облекания. Имеются также месторождения и на антиклинальных структурах в осевых зонах прогибов. На обрамляющих прогибы карбонатных плато залежи нефти располагаются в пределах тектонических структур, где они связаны с разновозрастными отложениями верхнего девона и карбона. Районирование месторождений проведено путем объединения их в зоны нефтегазонакопления, морфологически и генетически тесно увязанные с ККСП. Наиболее важные параметры нефтегазоносности этих зон и характерных месторождений сведены в таблицу.

Установленные закономерности пространственного размещения зон нефтенакопления, естественно, должны быть дополнены выяснением источников углеводородов. Нефтепроизводящие свойства разреза ККСП, как известно, оцениваются по-разному. Выделяется обычно несколько (до девяти) неф-

222

Таблица

Характеристика нефтегазоносности ККСП

Область, АССР	Прогиб ККСП	Количество месторождений	Количество залежей		Запасы, %	Зоны нефтегазонакопления	Характерные месторождения	Примечания
			кар	тер				
I	2	3	4	5	6	7	8	9
Коми АССР	Вуктыло-Джебольский прогиб	23	I7	I0	I0			Зоны НГН по Коми АССР выделены условно
						Пашшорская	Пашшорское	Ловушки структурно-рифогенные. Залежь нефти в верхнефранском рифе на западном одновозрастном борту прогиба. Приурочена к Шапкинско-Юръяхинскому валу
						Харьягинская	Харьягинское	Подобная залежь приурочена к Колвинскому валу. Высокодебитные до 600м^3/с
						Возейско-Усинская	Возейское	Залежи нефти в шельфовых известняках фамена. На Возейском есть залежь в доманиковых отложениях
							Усинское	
						Вуктыльская	Вуктыльское	Получены притоки нефти и конденсата из карбонатов турне и фамена
						Тебук-Джьерская	Западно-Тебукское	Залежь нефти в рифах верхнего франа и в известняках фаменского шельфа
							Южно-Тебукское	Залежь нефти в фамене - структура облекания
							Джьерское	Залежь в антиклинальной структуре фамена

Таблица (продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8	9
							Лузское	Залежь нефти в фаменском биостроме
						Сорокинская	Сорокинское	Залежь нефти в шельфовых известняках фамена на валу Сорокина
						Исаковская	Исаковское	Притоки нефти из рифогенных известняков верхнего франа (одиночный риф)
								В западной прибортовой зоне турнейского прогиба установлены небольшие залежи нефти и конденсата в линзовидных песчаниках и карбонатах турне (Джебольская толща) Джебольское, Троицко-Печорское и другие месторождения
Пермская и Свердловская области	Соликамский	29	9	24	I0	Исеневская Чердынская Дуринская Гежско-Цепельская	Исеневское Чердынское Чашкинское Гежское	Верхнедевонские рифогенные массивы. Нефтеносные отложения D_3-C_2
						Касибская *Майкорская*	Касибское *Майкорское*	Бортовые рифы прогиба. Нефтеносные *отложения D_3-C_2*
						Ветосская	*Ветосское*	*Риф приурочен к зоне сочленения Предуральского прогиба и передовых складок* Урала. Газовая залежь в фамен-турне. Дебит - 457 м^3/с
	Шалимский	4I	23	40	38	Киенгопско-Ножовская Батырбайская	Ножовское Батырбайское	Кольцевые атоллоподобные верхнедевонские рифы, нефть в отложениях C_1-C_2

Таблица (продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8	9
						Гожано-Югомашевская	Гожанское	Бортовой риф. Нефть в отложениях D_3-C_2
	Калининский	II	3	I2	I8	Лобановская	Лобановское	Структуры, облекающие бортовые рифы.
						Веслянская	Веслянское	Нефтеносные отложения C_I-C_2
						Ярино-Каменоложская	Ярино-Каменоложское	Кольцевой атолл. Нефть в отложениях D_3-C_2
	Уткино-Серебрянский	I	I	-	I	Кедровская	Кедровское	Зона сочленения Предуральского прогиба и передовых складок Урала. Залежь газовая в отложениях C_I-C_2
Итого по Пермской и Свердловской областям		82	36	76	66	-	-	-
Удмуртская АССР	Можгинский	5	4	5	I0	Ижевская	Ижевское Юськинское	Крупный рифогенный массив, разделяющий Можгинский и Сарапульский прогибы. Промышленно нефтеносны C_I-C_2
						Красногорская	Золотаревское Красногорское	Бортовые рифы в зоне периферийного окончания Можгинского прогиба. Промышленно нефтеносны C_I-C_2
	Сарапульский	I2	6	I2	85	Киенгопо-Ножовская	Чутырское Киенгопское Мишкинское	Рифы северного борта Сарапульского прогиба. Промышленно нефтеносны D_3-C_2
Итого по Удмуртской АССР		I7	I0	I7	95	-	-	-

Таблица (продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8	9
Башкирская АССР	Актаныш-Чишминский	36	46	33	46	Арланская	Арланское Манчаровское Таймуровское	Крупное месторождение. Северо-восточный борт. Нефть в основном в турне - барьерные и одиночные рифы
						Уфимская	Сергеевское Шохтимское Алаторское	Нефтяные залежи связаны с барьерными рифами $D_3 fm - C_2$ и структурами облекания
	Шалымский (Южный борт)	23	22	I7	I2	Гожано-Югомашевская	Югомашевское Четырманское Игровское Татышлинское	Все месторождения на девонском борту, залежи в отложениях $D_3 fm - C_I$
	Инзеро-Усольский	3	3	-	0,5	-	Табынское Павловское Бакракское	Наложены на складки кинзебулатовского типа (~3) - в осевой части. Промышленная нефтеносность в отложениях $D_3 - C_2$
Итого по Башкирской АССР		62	7I	50	58,5	-	-	-
Татарская АССР	Сарайлинский	4I	26	36	9	Нуркевская	Макаровское Уратьнинское Тавельское	Внешний борт прогиба. Промышленная нефтеносность в основном в турнейских отложениях

1/2 15. Зак. 913

Таблица (продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8	9
						Нижнекамская	Ильичевское Сарайлинское Контузлинское	Внутренний борт прогиба. Промышленная нефтеносность в C_I -C_I
	Усть-Черемшанский	27	28	26	I4	Аканско-Нурлатская	Черемуховское Енорускинское Нурлатское	Восточный борт прогиба. Промышленная нефтеносность в C_I -C_2
Итого по Татарской АССР		68	54	62	23	-	-	-
Ульяновская область	Усть-Черемшанский	7	2I	7	95	Ульяновская	Зимницкое	Западный борт прогиба. Промышленно нефтеносны C_I-C_2
Куйбышевская область	Усть-Черемшанский	4	2	4	I	Авралинско-Радаевская	Елховское Авралинское	Месторождения нефти в тектоно-седиментационных структурах, в блоковой зоне, разделяющей прогиб от Муханово-Ероховского (контролируемого Авралинским авлакогеном) - в отложениях C_I-C_2
	Муханово-Ероховский	72	30	62	68	Кулешовско-Бобровская	Баркмосское Кулешовское Лебяжинское и др.	На южном борту: залежи нефти сводовые и массивные в отложениях турне, мелкие залежи есть в D_3fm-C_2

Таблица (окончание)

I	2	3	4	5	6	7	8	9
						Красноярско-Мухановская	Мухановское Дмитриевское Хилковское и др.	В осевой зоне: залежи нефти сводового типа в основном терриг. отл. C_I. Кроме того, в отл. C_2
						Сосновско-Тарханская	Сидоровское	На северном борту – залежи нефти небольшие, сводовые в основном в турне
Итого по Куйбышевской обл.		76	32	66	69	–	–	–
Оренбургская область	Муханово-Ероховский	56	45	34	72	Сосновско-Тарханская	Красноярское Бугурусланское Султангуловское Тарханское	Северный борт – Большекинельская зона поднятий. Промышленно нефтеносны D_3–C_I (карбонатн.)
						Красноярско-Мухановская	Могутовское Твердиловское	Осевая зона прогиба. Промышленно нефтеносны терригенные отложения C_I
						Кулешовско-Бобровская	Бобровское Родинское Покровское Никопольское	Южный борт прогиба. Промышленно нефтеносны C_I–C_2

тегазоматеринских толщ. Наиболее высоким генерационным потенциалом, по данным геохимических исследований, проведенных ВНИГНИ, обладают верхнедевонские и турнейские карбонатные и нижнекаменноугольные терригенные отложения с содержанием органического вещества более 0,3%. Вышележащие образования, начиная с карбонатного (верхневизейского) карбона, вероятно, не достигли глубин залегания главной фазы нефтеобразования. Однако одни геохимические данные, на наш взгляд, не обеспечивают достаточно объективной оценки массы битумоидов, участвующих в формировании залежей углеводородов. Они основаны на количественных расчетах с большим диапазоном допущений и не учитывают объективных признаков, свидетельствующих о масштабах эмиграции УВ. Для частичного восполнения указанного пробела проведено исследование водорастворенных газов (ВРГ).

Подземные воды, насыщающие поровое пространство нефтегазопроизводящих пород, являются той средой, через которую генерирующиеся углеводороды неизбежно должны были пройти при перемещении из материнских пород к залежам. Естественно, что в зоне нефтегазогенерации началу активной миграции должно было предшествовать растворение и концентрирование углеводородов в подземных водах пласта-коллектора. Следовательно, следы этих процессов должны были проявиться прежде всего в формировании характерного газогидрохимического облика вод, по преимущественно углеводородному составу и повышенной упругости растворенных в них газов, существенно отличающихся от подземных вод за пределами зоны нефтегазогенерации.

Современный газогидрохимический фон продуктивных палеозойских комплексов существенно изменен по сравнению с его первоначальным обликом. Уменьшению (в результате рассеивания) подвергалась в основном величина газонасыщения вод, а состав газа оставался неизменным, отражая первоначальную газовую зональность. Таким образом, прогнозирование зон нефтегазогенерации должно учитывать особенности состава и упругости ВРГ.

В результате проведенного исследования проанализирована зональность ВРГ двух основных нефтепродуцирующих комплексов - карбонатного верхнефранско-турнейского и терригенного нижневизейского.

Состав ВРГ верхнефранско-турнейского комплекса отложений преимущественно азотный. Содержание азота достигает 80-90%. Лишь в Муханово-Ероховском прогибе оно снижается до 70-60%. Фоновая величина насыщения подземных вод газом составляет 200-300 $см^3/л$. Дефицит газонасыщения достигает 60-80%. По данным геохимических исследований только в фаменской толще содержится не менее 150 млрд.т синбитумов (ХБА). Логично было бы ожидать, что подземные воды, насыщающие этот возможный нефтегазопроизводящий "реактор", содержат ВРГ преимущественно углеводородного состава со значительной степенью насыщения. Однако в действительности наблюдается противоположная картина, так как ВРГ здесь азотные. Можно предположить, что генерационный потен-

циал рассматриваемых отложений остался нереализованным в силу затрудненных условий эмиграции УВ из материнских пород. В формировании залежей принимала участие, видимо, лишь незначительная часть рассеянной в карбонатах микронефти, получившая возможность формировать скопления УВ лишь в бортовых тектонически активных зонах ККСП в обстановке нарушения монолитности карбонатных толщ.

Выявленная зональность ВРГ терригенных горизонтов нижнего карбона позволяет выделить в них основные очаги генерации и активной эмиграции углеводородов. Первый очаг располагается в северо-восточной части ККСП - Соликамский прогиб с прилегающими бортами Пермского и Башкирского сводов. Здесь в составе ВРГ фиксируется до 25-30% углеводородов. Вторым очагом является Муханово-Ероховский прогиб, где доля углеводородных газов достигает 50%. Видимо, еще один очаг генерации битумоидов размещался в осевой части Вуктыл-Джебольского прогиба.

Анализ структуры фундамента, строения и нефтегазоносности допермского чехла позволяет сформулировать следующие положения о формировании Камско-Кинельской системы прогибов и связанных с ней зон нефтегазонакопления.

I. Возникновение и развитие Камско-Кинельской структуры проходило в мобильных зонах коры вдоль глубинных разломов протерозойского заложения, контролирующих как рифейские авлакогены и горсты, так и верхнедевонские прогибы, некомпенсированные осадконакоплением.

2. Структурно-фациальная контрастность между прогибами и плато обусловливала зарождение и рост мощных рифовых массивов барьерного, а внутри отдельных прогибов - атоллового типа. Здесь создавались резервуары для нефтенакопления (улучшение коллекторских свойств в рифовых массивах, благоприятная структурная обстановка и т.д.).

3. Процессы нефтегазообразования охватывали значительную территорию прогибов с широким возрастным диапазоном нефтегазопроизводящих толщ. Тем не менее, небольшие объемы углеводородов генерировались в основных очагах - Муханово-Ероховском, Соликамском и, возможно, Вуктыло-Джебольском прогибах, главным образом в терригенных образованиях нижнего карбона.

Потенциальные ресурсы нефти ККСП от общих запасов достигают: по Удмуртской АССР и Ульяновской области - свыше 95%, по Оренбургской области - 72%, Пермской и Свердловской - 66%, Куйбышевской - 69%. Менее значительны ресурсы ККСП в Татарии - 23% и, вероятно, в Коми АССР - I0%.

Следует учитывать, что в северных районах выполнен относительно небольшой объем поисковых геофизических исследований и параметрического бурения для изучения западного верхнефранского борта Вуктыло-Джебольского прогиба. Почти совершенно не изучен Вангырский прогиб. Следовательно, цифра I0% для Коми АССР и Архангельской области не отражает геологической сущности значения ККСП в нефтегазонакоплении этих районов.

Весьма слабо изучены прогибы ККС в пределах Пермско-Свердловского и Башкирского Приуралья. В перечисленных районах рекомендуется усилить комплексные региональные исследования (сейсморазведка, параметрическое бурение) с целью уточнения строения и, по возможности, трассирования бортовых зон ККСП.

В других, относительно хорошо изученных районах ККСП,должны быть продолжены детальные геолого-геофизические работы по подготовке рифогенных структур к глубокому нефтепоисковому бурению.

Литература

I. Антропов И.А. О рифовых фациях девона центральной части Волго-Камского края. - Изв.Каз.фил.АН СССР, I959, № 7, с.I2-I6.
2. Грачевский М.М. Особенности строения и формирования Камско-Кинельской впадины в Куйбышевском Заволжье и Татарии. - ДАН СССР,I959, т.II4, № 5, с.I3II-I3I4.
3. Геологические закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области. / С.К.Нечитайло, В.А.Клубов, В.В.Петропавловский и др. - Тр.ВНИГНИ, I968, вып.II7, с.I-270.
4. Лапинская Т.А., Кузнецов В.Г. Соотношение зоны Камско-Кинельской впадины с тектоникой кристаллического фундамента. - ДАН СССР, I965, т.I64, № 5, с.II25-II28.
5. Соломатин и др. Геологические предпосылки поисков литологических и стратиграфических залежей нефти и газа в Тимано-Печорской провинции. - В кн.: Нефтегазоносность северо-востока Европейской части СССР и севера Урала. Сыктывкар, I977, т.3, с.70-75.
6. Филиппова М.Ф. К сопоставлению разнофациальных разрезов верхнефаменского подъяруса девона. - Тр.ВНИГНИ, I959, вып.I4, с.I55-I68.
7. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. М.: Наука, I978. I46 с.
8. Яшин А.Л., Волож Ю.А. и др. Структура палеозойского подсолевого комплекса северо-востока Прикаспийской впадины. - Изв.АН СССР. Сер.геол., I977, № II, с.35-46.

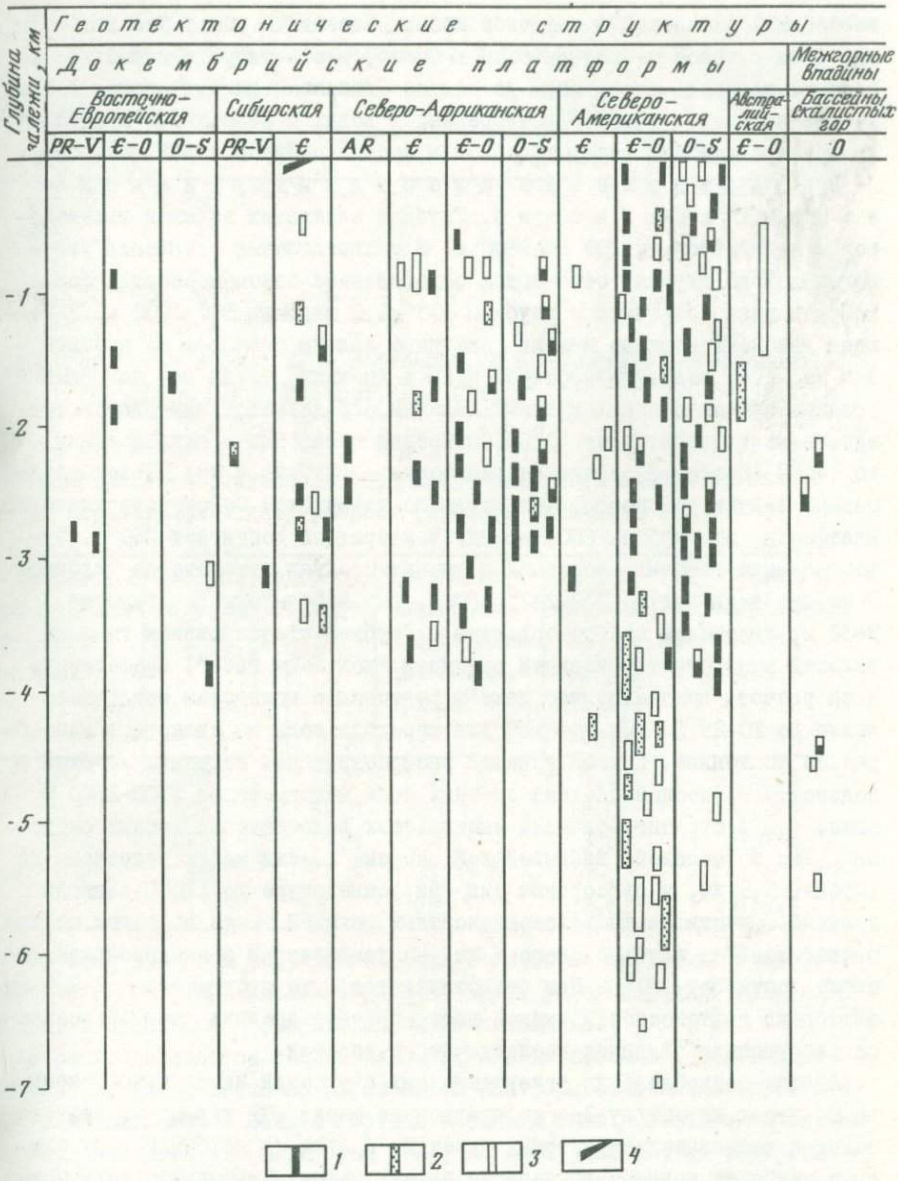
УДК 553.98.2.078 : 55I.72/73 : 55I.242.5I

Г.А.Юрин

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ ДРЕВНИХ ТОЛЩ

Древние толщи, широко распространенные на всех континентах, охватывают значительные мощности разрезов, промышленно нефтегазоносны как у нас в стране, так и за рубежом (рис.I,2-В). В этой связи изучение закономерностей распределения нефти и газов как по площади, так и по разрезу в древних осадках имеет не только теоретическое,но и практическое значение. Последнее особенно важно для регионов Восточной Сибири, геологическая изученность древних толщ которой незначительна.

В работе рассмотрены материалы по распределению свободных угле-



Р и с. I. Распределение залежей нефти и газа по глубине в древних толщах. Составил Г.А.Юрин. Залежи: I - нефтяные, 2 - газоконденсатные, 3 - газовые, 4 - твердых битумов

водородных скоплений в нефтегазоносных бассейнах как у нас в стране, так и за рубежом до глубин 6 км и более, в стратиграфическом диапазоне от позднего протерозоя до раннего палеозоя включительно, а также распределение газов, растворенных в водах и рассеянных в породах, на примере древних толщ Сибирской и Восточно-Европейской платформ.

Распределение свободных углеводородных скоплений. Глубина залегания залежей углеводородов колеблется от 100 до 9600 м. В распределении скоплений углеводородов по глубине отмечаются определенные закономерности. Залежи нефти и газа встречены с глубины 100 м. С глубины 500-1000 м появляются газоконденсатные залежи. Нефтяные залежи исчезают на глубине 3-4 км, т.е. мощность нефтяной зоны в древних толщах 3-4 км. Нижняя граница существования нефтяных залежей определяется интервалом современных температур от 40°С (Сибирская платформа - глубина 3 км) до 140°С (Северо-Африканская платформа - глубина 4 км). Газоконденсатные залежи распространены, судя по материалам Северо-Американской платформы, до глубины 6000 м, где температура достигает 160°С. Существование газовых скоплений в древних толщах отмечено на глубине 9 км при температуре 232-242°С (США, скв.Берта-Роджерс, глубина 9632 м, отложения кембро-ордовика). Глубина существования газовых залежей определяется верхней границей "водяного газа". Проведенные нами расчеты показали, что даже в регионах с мощностью осадочного чехла до 20-25 км нет условий для перехода воды из жидкого в газообразное состояние. Нижняя граница распространения нефтяных залежей в водонефтегазоносной системе древних толщ находится на 1500-2500 м выше, чем в стратиграфически вышележащих водонефтегазоносных системах. Так в "молодой" кайнозойской системе залежи нефти встречены до глубины 5,5 км, и существуют они при температуре до 170°С. Нижняя граница существования газоконденсатных залежей в том и другом случае расположена на глубине около 6 км, но температура в кайнозойской системе достигает 190°С. Нам представляется, что отсутствие 1,5-2,5 км интервала нефтеносности нижней части разреза древних толщ объясняется разрушающим влиянием геологического времени.

Анализ распределения углеводородных скоплений на глубине показывает, что к интервалу 2-4 км приурочено около 60% нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей. К этим же глубинам приурочены и наиболее крупные по запасам залежи нефти. Наибольшее количество газовых и газоконденсатных залежей расположено на глубине до -2 км (табл.1). Однако крупные газовые и газоконденсатные месторождения встречены в основном на глубине более 3-4 км.

Распределение газов, растворенных в подземных водах. В подземных водах древних толщ Сибирской и Восточно-Европейской платформы растворено около 320 трлн. $м^3$, что составляет 8% всех ресурсов водорастворенных основных НГБ СССР (табл.2).

Таблица I

Распределение типов углеводородных скоплений по глубине

Глубина, м	Общее число месторождений	Тип флюида		
		Н	НГ-НГК	ГК-Г
0 - 2	68	31	7	30
2 - 4	72	46	II	I5
4 - 6	2I	I	I	I9
6 - 8	5	0	0	5
Итого	I66	78	I9	69

Примечание. Н - нефть, НГ - нефть-газ, НГК - нефть-газоконденсат, ГК - газоконденсат, Г - газ.

Таблица 2

Распределение ресурсов водорастворенных газов и запасов газов по стратиграфическому разрезу (средние величины)

Возраст вод нефтегазоносной системы	Ресурсы водорастворенных газов,		Начальные запасы аккумулированных газов, трлн.м^3	Запасы свободного газа по категории А+Б+C_1, трлн.м^3	Коэффициент сохранности залежей
	в трлн.м^3	в %			
К	480	I2,0	32	0,8	0,025
М	2I00	52,5	I26	I8,0	0,I43
P_2	II00	27,5	I08	3,8	0,035
P_1+P_I	320	8,0	27	-	-
		I00	293	22,6	0,076

По составу газы вод древних толщ делятся на следующие классы: азотные (N_2 50%), кислые (CO_2+H_2S 50%), углеводородные ($CH_{4+выш.}$ $\geqslant$ 50%) и смешанные - углекисло-азотно-метановые.

В распределении названных классов газа по площади как в недрах Сибирской, так и Восточно-Европейской платформ отмечаются определенные закономерности. Воды с азотным составом газа развиты в окраинных частях платформы (по периферии НГБ); по мере удаления от периферии азотные газы через смешанные переходят в углеводородные [57]. Воды с названными классами газов характеризуются различной газонасыщенностью, упругостью газов и степенью насыщения вод газами (табл.3).

Зональность в составе газов прослеживается и по разрезу осадочного чехла. Например, УВ в Иркутском бассейне встречены только в водах подсолевого гидрогеологического этажа, в надсолевом этаже отсутствуют уже и газы смешанного типа. Преимущественным развитием в данном случае пользуются азотные газы. В Тунгусском, Приверхоянско-Вилюйс-

Таблица 3

Некоторые характеристики водорастворенных газов древних толщ (модальные величины)

Параметр	Платформы					
	Сибирская			Восточно-Европейская		
	Класс газа					
	Углеводородный	Смешанный	Азотный	Углеводородный	Смешанный	Азотный
Газонасыщенность вод, $см^3/л$	570	280	100	800	200	30
Упругость газов, МПа	12,2	5,6	2,0	17	2,8	0,3
Степень насыщения вод газами ($P_г/P_в$)	0,4	0,2	0,1	0,6	0,1	0,1

ком, Анабаро-Ленском и Енисей-Хатангском бассейнах стратиграфический диапазон развития углеводородных газов выше вплоть до вод мезозойского гидрогеологического этажа.

С областями развития тех или иных классов водорастворенных газов следует связывать и разные перспективы нефтегазоносности. К областям распространения азотных газов будут приурочены только небольшие по запасам нефтяные залежи. С территориями, где развиты водорастворенные газы смешанного и, главным образом, углеводородного состава следует связывать наличие как нефтяных, так и газовых (газоконденсатных) залежей [6]. Районирование древних толщ территории Сибирской и Восточно-Европейской платформ по водорастворенным газам проведено ранее [5,14].

В разрезе древних толщ с глубиной для различных классов газов (углеводородные - Иркутский НГБ, азотные - Средне-Русский НГБ) отмечается увеличение содержания метана и суммы ТУ (рис.2-Б). В том и другом случае с глубины 2-2,5 км происходит резкое увеличение тяжелых углеводородов. В разрезе Средне-Русского НГБ на Дьяконовской площади меняется состав газа. Здесь на фоне азотных газов появляются углеводородные газы, что приводит к возрастанию газонасыщенности вод за счет метана.

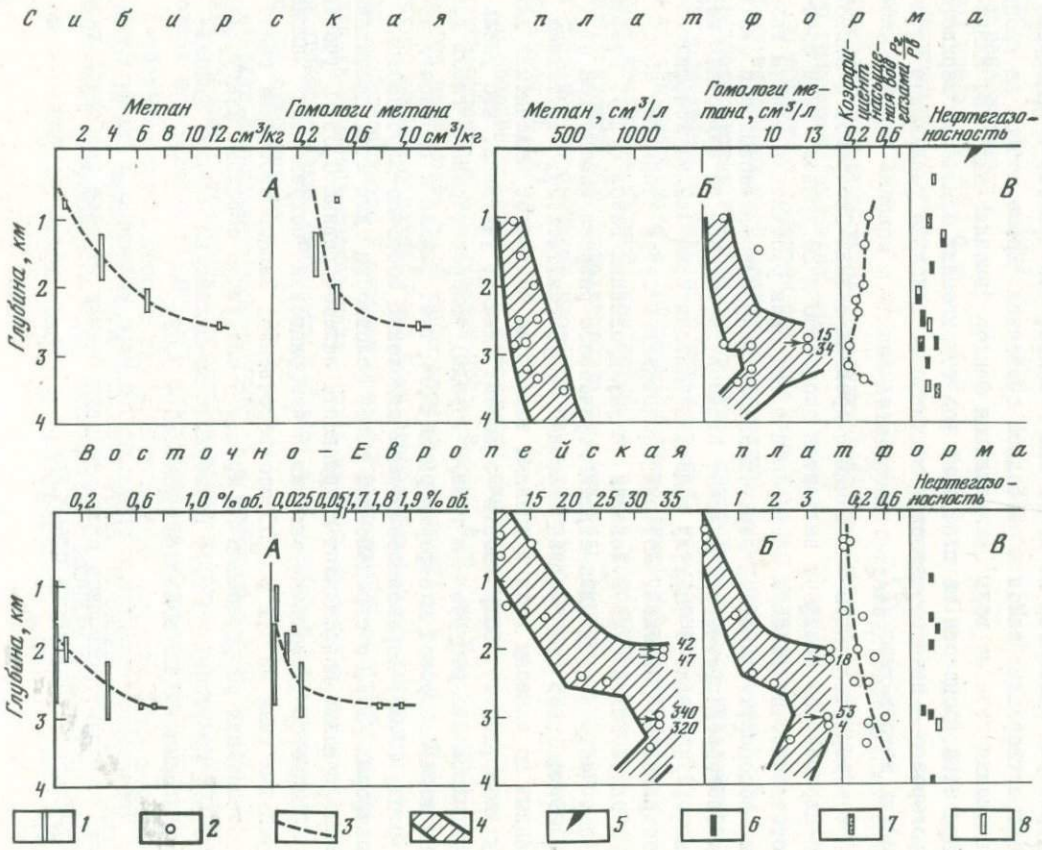
Анализ изменения величины ($P_г/P_в$) с глубиной в этих же классах газа говорит о том, что в настоящее время до глубин в 4 км в древних толщах нет условий ($P_г/P_в \leq 1$) для выделения водорастворенного газа в свободную фазу. Однако с глубиной в недрах Восточно-Европейской платформы эта величина постоянно нарастает. На Сибирской платформе увеличение коэффициента $P_г/P_в$ начинается с глубины 3 км. В связи с этим в недрах названных платформ на глубинах от 4-4,5 до 5,5-6 км,

где температура достигает 80-100°С, сохраняются наиболее благоприятные условия для существования газовых залежей, о чем свидетельствует приуроченность крупных газовых залежей к этому интервалу глубин.

Условия, благоприятные для выделения газов из подземных вод в геологической истории древних толщ, видимо, были. Анализ палеогазонасыщенности вод показывает, что в недрах центральных частей Русской платформы газонасыщенность вод рифейских и нижнепалеозойских отложений достигала соответственно 1615 см³/л и 2998 см³/л, что обусловило предельное насыщение вод газами [4]. Условия для предельного насыщения вод газами в геологической истории регионов возникали неоднократно. Так, на юге Сибирской платформы, в кайнозое (особенно в неогеновом и четвертичном периодах) пластовое давление вследствие подъема территории снизилось на 10-30 МПа и более, что привело к выделению водорастворенных газов в свободное состояние. Кроме этого, на процесс выделения газа из воды накладывался фактор "высаливания" УВ. Благодаря этим процессам из пластовых вод терригенных отложений верхнего протерозоя - нижнего палеозоя выделялось несколько триллионов кубических метров газа [1].

В водорастворенном состоянии в древних толщах Сибирской и Восточно-Европейской платформ находится около 300 и 20 трлн.м³ газа соответственно. По газовой составляющей вод были рассчитаны запасы газа для водонефтегазоносной верхнепротерозойско-нижнепалеозойской системы Сибирской платформы. Подсчет запасов проводился по известной методике [7]. Однако в формулу подсчета запасов нами введен коэффициент "сохранности" залежей, который представляет собой отношение запасов свободных газов ($V_г$) к запасам аккумулированных газов ($V_г^I$). Коэффициент "сохранности" для стратиграфического разреза изменяется от 0,025 до 0,143 при средней величине 0,076 (см.табл.2). Отсутствие данных по запасам газа в древних толщах не позволяет подсчитать для них коэффициент "сохранности" залежей. Однако, учитывая, что удельная плотность ресурсов (м³газа/м³породы) водорастворенных газов древних толщ Сибирской платформы равна 0,04, т.е. близка к плотности ресурсов (0,05) верхнепалеозойских отложений Восточно-Европейской платформы [13], с определенной долей условности для этих отложений можно принять коэффициент сохранности залежей равный 0,03. С учетом коэффициента газоотдачи системы и коэффициента "сохранности" залежей, принятых нами за 0,1 и 0,03 соответственно, запасы свободных газов по бассейнам распределены (в трлн.м³) следующим образом: Тунгусский - 0,47; Иркутский - 0,08; Приверхоянско-Вилюйский - 0,14; Енисей-Хатангский - 0,07 и Анабаро-Ленский - 0,02.

Проведенные расчеты в определенной мере условные. В то же время они позволяют проводить сравнительную оценку запасов свободных газов в бассейнах различного строения.



Р и с. 2. Распределение УВ-газов, рассеянных в породах, растворенных в подземных водах, и свободных скоплений УВ в недрах древних толщ Сибирской и Восточно-Европейской платформ. Составил Г.А.Юрин

А – распределение УВ-газов, рассеянных в породах; Б – некоторые характеристики газов, растворенных в подземных водах; В – нефтегазоносность разреза. 1 – средняя величина содержания газа для данного интервала глубин; 2 – точки анализов; 3 – осредняющие кривые; 4 – зона наиболее часто встречающихся значений метана и его гомологов; 5–8 – залежи УВ: 5 – твердые битумы, 6 – нефть, 7 – газоконденсат, 8 – газ

Распределение газов, рассеянных в породах. В настоящей работе рассмотрены материалы по углеводородной составляющей газов "закрытых" пор пород [10,12]. Углеводородные газы в "закрытых" порах пород в древних толщах в микроколичествах встречены повсеместно [2,8,9]. В составе углеводородной части газов преобладают метан (до 93,2%), газообразные гомологи метана в сумме до бутана включительно не превышают 19,9%. Кроме этого определены пентан и гексан, составляющие до 0,5% от общей суммы УВ. Газонасыщенность пород УВ газами различна на Сибирской и Восточно-Европейской платформах (табл.4). Разница выражается не только в количестве газов (породы последней на 1-2 порядка меньше насыщены УВ газами), но и в их качественной характеристике. Если, например, наличие в газах Восточно-Европейской платформы углеводородов выше бутана - исключение, то для Сибирской платформы это норма.

С глубиной содержание УВ газов возрастает, Наиболее высокие концентрации ТУ приурочены к глубине от 2-3 км (рис.2,А). В составе газов пород Восточно-Европейской платформы это увеличение происходит не только за счет газообразных гомологов метана, но и появления пентанов и гексанов. Такое распределение ТУ позволяет и по газам пород выделить на глубине 2-3 км в разрезе древних толщ глубины, наиболее благоприятные для существования нефтяных залежей, что не противоречит данным табл.1. Таким образом, в разрезе древних осадочных толщ можно выделить зону нефтегазонакопления (глубина до 3-4 км) и ниже - зону газонакопления.

В связи с этим увеличение глубины бурения более 3-4 км не приведет к открытию скоплений нефти. В нефтегазовой зоне Сибирской и Восточно-Европейской платформ, исходя из характера распределения нефтяных залежей, ТУ в подземных водах и породах, наиболее благоприятными для поисков залежей нефти являются глубины 2-4 км. При этом в области развития вод с растворенными газами азотного состава даже на этих глубинах будут встречены только небольшие по запасам нефтяные залежи. В областях развития вод с углеводородными газами и газами смешанного состава могут быть встречены не только нефтяные, но и газовые (газоконденсатные) залежи.

Освоение глубин более 3-4 км (газовая зона) может привести к открытию значительных по запасам залежей газа и газоконденсата. При этом основные запасы их будут приурочены к области развития углеводородных водорастворенных газов. Наиболее благоприятными глубинами для поисков газовых залежей в недрах Сибирской и Восточно-Европейской платформ можно считать глубины 4-4,5 - 5,5-6 км.

Сравнительный анализ газов, рассеянных в породах, и газов, растворенных в водах, в частности, разница в прогнозных запасах, подсчитанных по водорастворенным газам, позволяет считать, что древние толщи Сибирской платформы по сравнению с Восточно-Европейской являются более перспективными на нефть и газ.

Таблица 4

Содержание углеводородных газов в породах древних толщ

Платформа. Глубина опробования, м	Содержание УВ газов, $см^3/кг$			
	CH_4	$C_2 - C_4$	$C_5 + C_6$	C_2H_4+высшие
Сибирская, 690-2549	0,079I-I9,I / I,5(24)	0,025-5,032 / 0,056	0,006-0,2I53 / 0,024	0,09I-5,247 / 0,08
Восточно-Европейская, I540-3I00	0,0005-2,4II / 0,0344(I05)	0,000I-0,I34I / 0,007	0,0-0,0785 / 0,0044	0,000I-0,II26 / 0,0II4

Примечание. Числитель - размах варьирования; знаменатель - модальная величина, в скобках - количество анализов. Для Сибирской платформы обобщены материалы по Учаминской и Мирнинской скважинам, для Восточно-Европейской - материалы по данным А.В.Архангельского и других (I979).

Литература

I. Анциферов А.С. Особенности формирования и размещения нефтегазоконденсатных залежей на юге Сибирской платформы. - Геология нефти и газа, I980, № 3, с.I2-I5.

2. Газы закрытых пор палеозойских и вендских отложений Московской синеклизы / А.В.Архангельский, Л.М.Зорькин, Е.В.Стадник, И.С. Старобинец. - Геология нефти и газа, I974, № 3, с.65-69.

3. Гидрогеологические показатели нефтегазоносности докембрийских отложений Иркутского нефтегазоносного бассейна / В.А.Павленко, В.Д.Обухов, В.А.Бронников, А.С.Анциферов, М.И.Артеминко. М.: Недра, I978. I28 с.

4. Зорькин Л.М. Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, I973. 283 с.

5. Зорькин Л.М., Стадник Е.В., Юрин Г.А. Геохимия природных газов древних толщ. - В кн.: Палеонтология докембрия и раннего кембрия. Л.: Наука, I979, с.265-268.

6. Зорькин Л.М., Стадник Е.В., Юрин Г.А. Гидрогеологические критерии прогноза зон нефте-и газонакопления. - Тр.ЗапСибНИГНИ, I978, вып. I37, с.58-64.

7. Корценштейн В.Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. М.: Недра, I976. 309 с.

8. Новые данные о газонасыщенности нижнепалеозойских отложений Западной части Сибирской платформы / В.Т.Гудзенко, К.П.Токарев, Т.В.Токарева и др. - Сов.геология, I978, № II, с.II2-I20.

9. Самсонов В.В. Иркутский нефтегазоносный бассейн. Иркутск, 1975. 196 с.
10. Соколов В.А. Геохимия природных газов. М.: Недра, 1971. 331 с.
11. Стадник Е.В., Юрин Г.А. Газогидрохимические предпосылки нефтегазоносности восточной части Прибалтийского бассейна. - Тр. ВНИИЯГГ, 1972, вып.12, с.102-106.
12. Стадник Е.В., Юрин Г.А., Сошников В.К. Газы закрытых пор пород как возможный показатель нефтегазоносности. - В кн.: Тез.докл. Всесоюз. науч.-техн.конф. "Прямые методы поисков залежей нефти и газа". Ивано-Франковск, 1974, с.11-13.
13. Углеводородные газы подземных вод нефтегазоносных бассейнов - возможный источник углеводородов /Л.М.Зорькин, В.Н.Корценштейн, Е.В.Стадник и др. - ДАН СССР, 1980, т.252, № 3, с.681-683.
14. Юрин Г.А. Газоносность подземных вод древних толщ. - В кн.: Водорастворенные газы нефтегазоносных бассейнов. М.: Наука, 1981, с.33-38.

УДК 553.98.061.3:350.4

В.В.Пайразян, А.А.Размышляев

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФАЗОВОГО СООТНОШЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПОДСОЛЕВЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСАХ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Основным альтернативным источником увеличения прироста запасов нефти и газа на юге Европейской части СССР являются подсолевые отложения Прикаспийской впадины. Открытие Астраханского и Карачаганакского газоконденсатных, а также ряда других месторождений нефти и газа свидетельствует о перспективах нефтегазоносности рассматриваемого комплекса пород.

Перспективность этих отложений подтверждается также геохимическими исследованиями нефтематеринских пород каменноугольного и нижнепермского возраста, которые заключались в определении их генерационного потенциала методом расчета плотности эмиграции УВ. С этой целью был обобщен имеющийся материал по содержанию РОВ в породах, его генетических типах и степени катагенетической преобразованности. При этом были использованы данные, приведенные в работах И.И.Амосова, Т.А.Ботневой, Н.И.Воронина, В.И.Горшкова, Б.Г.Грушевого, Р.Н.Егоровой, А.И.Игошиной, М.К.Калинко, Е.С.Ларской, Г.Н.Молодых, Т.М.Парпаровой, М.А.Помарнацкого, Ж.С.Садыкова, Б.С.Соболева, О.П.Четвериковой и др.

В целом для каменноугольного комплекса пород Прикаспийской впадины характерны следующие параметры РОВ: в терригенных нефтегазоматеринских отложениях содержание РОВ довольно стабильно для всех структурно-фациальных зон и составляет 0,9-1,0% на породу, тип вещества в основном сапропелево-гумусовый; в карбонатных нефтематеринских образованиях содержание РОВ в среднем не превышает 0,3% при преоблада-

нии сапропелевых компонентов; наибольшее количество РОВ преимущественно гумусово-сапропелевого состава фиксируется в маломощных (0,1-0,3 м) кремнистых карбонатно-глинистых породах "доманикового" типа при средних концентрациях около 2%, а в отдельных зонах (Биикжал-Тортайской, Колганы-Шуваловской, Бердянско-Нагумановской) до 4,5%.

В нижнепермском нефтегазоносном комплекса преобладают терригенные нефтегазоматеринские породы (НГМП), содержащие в среднем около 1,3% РОВ сапропелево-гумусового типа. В карбонатных НГМП концентрация РОВ сапропелевого типа не превышает 0,3%. Маломощные прослои кремнисто-глинисто-карбонатных пород содержат около 0,9% РОВ того же состава [2].

Степень катагенетической преобразованности ОВ определялась по данным отражательной способности витринита (ОСВ) и элементному составу керогена с учетом современного и палеотемпературного режима впадины. Современный геотермический режим впадины разнообразен как по площади, так и по разрезу слагающих ее отложений. Отмечается общая тенденция нарастания температур с северо-востока на юго-запад. Максимальные современные температуры в подсолевом комплексе отложений зафиксированы на Астраханском и Новобогатинском поднятиях, а также в Приморской зоне поднятий, где на глубине 4 км температуры - соответственно 105,110 и 132°С. На востоке впадины температура на той же глубине не превышает 70°С (Ембекский свод). В Актюбинском Приуралье на глубине 3 км современная температура достигает лишь 63°С, а на Соль-Илецком выступе - 50°С. Значительно отличается геотермический режим и по разрезу подсолевых отложений в районах развития соляных куполов и в областях пластового залегания или отсутствия соли. В первых районах температуры в среднем на 20°С ниже, чем во вторых. Иногда эта разница достигает 40°С и более. В соответствии с распределением современного теплового потока, а также имеющихся немногочисленных данных по ОСВ, производились реконструкции палеотемпературного режима на определенные этапы геологического развития впадины.

В целом осадочные образования нижнекаменноугольного возраста испытали влияние температурного воздействия не менее 90-135°С, и поэтому катагенетическая преобразованность ОВ, заключенного в этих породах, оценивается не ниже стадии $МК_2$. В районах внутренних склонов впадины катагенетическая преобразованность ОВ изменяется от $МК_3$ до $МК_4$, а в центральных частях, по-видимому, достигает самых высоких стадий преобразования ($АК_2$).

Отложения средне-верхнекаменноугольного возраста также подверглись глубокому преобразованию, и в настоящее время нефтематеринские породы, развитые в пределах внутренних склонов, находятся в ГЗН.

Степень катагенетической преобразованности нижнепермского комплекса пород несколько ниже. Так, в Актюбинском прогибе, несмотря на значительную (4 км) глубину погружения, ОВ нефтематеринских пород находятся на переходной стадии от прото- к мезокатагенезу. Тем не ме-

нее на большей части территории внутренних склонов Прикаспийской впадины нижнепермские отложения также находятся в ГЗН.

Расчет количества эмигрировавших углеводородов из нефтематеринских пород в пределах различных структурно-фациальных зон производился по методике, предложенной М.К.Калинко и О.П.Четвериковой /I7. При этом было установлено следующее: Генерационный потенциал каменноугольных отложений в целом был выше нижнепермских. Плотность эмиграции жидких УВ из каменноугольных нефтематеринских пород оценивается в среднем в 220 тыс.т/км^2. Наибольшая плотность эмиграции (580 тыс.т/км^2) жидких УВ отмечена в Актюбинском периклинальном прогибе, наименьшая - в Западном Примугоджарье (52 тыс.т/км^2). Средняя плотность эмиграции жидких УВ из нижнепермских нефтематеринских пород значительно ниже - 80 тыс.т/км^2. При этом максимальная плотность, зафиксированная на Кзылджарском выступе (пл.Шубар-Кудук) составляет 200 тыс.т/км^2, а минимальная - 8,6 тыс.т/км^2 (Соль-Илецкий выступ).

Средняя плотность эмиграции газообразных УВ из каменноугольного комплекса пород достигает 410 млн.м^3/км^2. Значения плотностей эмиграции в различных структурно-фациальных зонах колеблются в широких пределах: от 1.072 млн.м^3/км^2 в Актюбинском прогибе, до 139 млн.м^3/км^2 в центральных частях Прикаспийской впадины. Для нижнепермских нефтематеринских пород характерна средняя плотность эмиграции в 210 млн. м^3/км^2 при наибольшей плотности 540 млн.м^3/км^2 в Актюбинском прогибе и наименьшей - 26 млн.м^3/км^2 в западной части Предуральского прогиба.

Полученные данные по плотностям эмиграции УВ использовались при расчете суммарного баланса УВ, поступивших в зоны нефтегазонакопления в результате миграции из нефтегазосборных областей и эмигрировавших из нефтематеринских пород в пределах самих зон нефтегазонакопления. При этом время региональной миграции УВ в зоны нефтегазонакопления, установленное путем палеотектонических и палеогеотермических построений, сопоставлялось с временем проявления глубоких размывов и формирования региональных покрышек. В тех случаях, когда региональная миграция УВ предшествовала проявлению глубокой денудации отложений в зонах нефтегазонакопления, из суммарного баланса УВ исключалась та их часть, которая могла быть рассеяна в зоне активного гипергенеза. Так, из суммарного баланса УВ в каменноугольных отложениях восточных бортовых зон нефтегазонакопления исключались газы ранней генерации, которые, по-видимому, рассеивались в результате предпермского размыва верхне-и среднекаменноугольных пород.

Суммарные объемы жидких и газообразных УВ в зонах нефтегазонакопления, приведенные к конкретным пластовым условиям их резервуаров, сопоставлялись с прогнозной оценкой нефтегазоносности, полученной методом геологических аналогий. Это сопоставление показало, что в большинстве случаев рассчитанные по геолого-геохимическим данным количества УВ, способные аккумулироваться в зонах нефтегазонакопления, хорошо согласуются с прогнозной оценкой. В то же время в некоторых

зонах выявлены существенные несоответствия в количественном и фазовом соотношении УВ, рассчитанных по геохимическим данным и геологическими методами количественного прогноза. В связи с этим предполагается уточнить запасы некоторых зон нефтегазонакопления, особенно тех, где расчетные параметры прогнозной оценки нефтегазоносности носили условный характер из-за слабой геологической изученности этих эталонных территорий. Можно сделать следующие выводы:

I. Для камееноугольного комплекса пород восточной прибортовой зоны при почти полном совпадении прогнозируемого в залежах соотношения газообразных и жидких углеводородов (I,6:I,0), отмечается расхождение в оценке их суммарного количества. Степень вероятной заполненности общего объема выявленных в зоне ловушек по геолого-геохимическим данным должна составлять 2I%, а по прогнозной оценке всего 9%.

2. Резкое расхождение в фазовом соотношении газообразных и жидких УВ выявлено для нижнепермского комплекса пород Кенкияк-Жанажольской зоны. По геохимическим данным оно составляет 2:I, по прогнозной оценке 0,I:I,0. Кроме того, степень заполненности объема резервуара всех ловушек по геолого-геохимическим предпосылкам должна быть в 2-3 раза выше, чем по прогнозной оценке. Указанное несоответствие вызвано тем обстоятельством, что прогнозная оценка этой зоны производилась по первым двум открытым здесь месторождениям нефти, которые служили эталоном при расчетах. Геолого-геохимические исследования показали, что эти залежи в процессе формирования были преобразованы из первичных газонефтяных скоплений в нефтяные за счет растворения газовой шапки в нефти под воздействием АВПД. В более погруженных участках зоны (по геолого-геохимическим предпосылкам) могут быть обнаружены газовые и газоконденсатные залежи. Этот тип залежей может быть встречен и в приподнятых участках зоны при условии отсутствия АВПД. Таким образом, прогнозная оценка газоносности Кенкияк-Жанажольской зоны, по-видимому, занижена.

3. Аналогичную корректировку запасов газа в нижнепермском комплексе следует произвести для Остансукской, Кзылджарской, Сарыкумской и Биикжал-Тортайской зон.

4. Прогнозная оценка нефтегазоносности каменноугольного комплекса для восточных и юго-восточных зон несколько занижена, в основном за счет газообразных УВ.

Литература

I. Калинко М.К., Четверикова О.П. Методы определения масштабов эмиграции углеводородов.- Тр.ВНИГНИ, I978, вып.205, с.30-38.

2. Масштабы миграции углеводородов из каменноугольных и пермских отложений Прикаспийской впадины / М.К.Калинко, Е.С.Ларская, О.П. Четверикова, Е.А.Соколова, Э.В.Храмова, М.С.Телкова. - Тр.ВНИГНИ, М.:I979, вып.2I2, с.I27-I40.

УДК 553.981.061.3: 551.735.2/.736.1 (470.5)

М.М.Богданов

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ВЕРХНЕКАМЕННОУГОЛЬНО-НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СОЛИКАМСКОЙ И ЮРЮЗАНО-СЫЛВЕНСКОЙ ВПАДИН ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА

Государственными плановыми заданиями на XI пятилетку предусматриваются опережающие темпы добычи газа над жидкими углеводородами (УВ). В связи с этим очевидна актуальность прогнозирования зон преимущественного газонакопления в малоизученных районах Предуральского прогиба.

По современным представлениям фазовое состояние УВ и масштабы газо-и нефтенакопления определяются фациально-генетическими типами органического вещества (ОВ), его катагенетической превращенностью в направлении генерации и эмиграции углеводородных флюидов, условиями их миграции, аккумуляции и сохранности (С.П.Максимов, А.М.Акрамходжаев, А.Э.Конторович, И.И.Нестеров и др.).

Нефтегазоматеринская верхнекаменноугольно-нижнепермская толща развита на северо-востоке Волго-Уральской провинции лишь в Предуральском прогибе. ОВ относится к сапропелевому фациально-генетическому типу. Наличие сапропеля в составе ОВ подтверждается обогащенностью свободного газа гомологами метана, достигающими 10-15%. Как показывают исследования по другим нефтегазоносным провинциям, при существенно гумусовом типе ОВ гомологи метана в свободном газе не превышают долей процента.

Генетический тип ОВ соответствует фациальной обстановке накопления нефтегазоматеринской толщи. Катагенетическая превращенность ОВ по данным отражательной способности витринита находится на принципиально различных стадиях - $МК_I$-$МК_3$ и $МК_4$. В Соликамской и западной части Юрюзано-Сылвенской впадин ОВ преобразовано до стадий $МК_I$-$МК_3$. На востоке Юрюзано-Сылвенской впадины фиксируется стадия $МК_4$.

Анализ показал, что к нижней зоне газообразования (НЗГ) приурочены газовые залежи восточной части Юрюзано-Сылвенской впадины. Кроме того, небольшие газовые шапки над нефтяными залежами выявлены в Соликамской и западной части Юрюзано-Сылвенской впадин, в зонах выравнивания давления насыщения нефтей газом и пластового. О различных катагенетических условиях генерации газов в ГЗН и НЗГ свидетельствует их состав (таблица). В ГЗН содержание азота, как правило, составляет 8-16,8%. Доля кислых компонентов достигает 1,3%. Содержание метана не превышает 65-77%. В НЗГ в составе газов снижается количество азота до 4,4-5,6%, кислых компонентов - до 0,2-0,9 и повышается доля метана до 79,6-91,7%. Таким образом, при одном генетическом типе ОВ происходит закономерное уменьшение содержания в газах азота и увеличение доли метана от стадий $МК_I$-$МК_3$ к $МК_4$. Наблюдаемая закономерность подтверждается преимущественно (на 80-90%) биогенной природой азота в водорастворенных газах и их сингенетичностью вмещающим отложениям.

Таблица

Характеристика состава свободного газа верхнего карбона – нижней перми

Зона нефтегазообразования	Залежь	Тип залежи по флюиду	Состав свободного газа, % об.						
			N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}+ высшие	$H_2S + CO_2$
Главная	Верхне-Чусовская	ГН	11,0	65,6		Σ_{y8} 22,1			1,3
	Алегазовская	ГН	11,71–16,8	67,7–74,66	7,9–10,3	1,12–3,5	0,81–7,5	0,40–0,50	0,8–2,2
	Усть-Икинская	ГН	6,1–	76,6–	9,6–	2,8–	1,3–	0,5–	1,2–отс.
Нижняя	Кедровская	Г	4,4	91,7		Σ_{y8} 3,2			0,7
	Кордонское	Г	4,8	79,6		Σ_{y1} 15,1			0,5
	Лоновская[x]	Г	5,6	82,1		Σ_{y1} 11,4			0,9
	Молебская[x]	Г	5,6	81,1		Σ_{y8} 13,1			0,2

[x] газопроявления

Анализ экспериментальных данных динамики изменения предельной газонасыщенности минерализованных вод при различных давлениях и температурах показал, что растворимость газов связана с давлением прямой зависимостью. Влияние же термического фактора проявляется однозначно. При повышении температуры воды до 80-90°С растворимость газов снижается. Дальнейшее повышение температуры приводит к увеличению растворимости. Таким образом, имеется критическая точка растворимости газов. Возникновение некоторого дефицита (10-15%) газонасыщенности пластовых вод в нижней зоне газообразования объясняется рядом вторичных факторов - снижением температуры после формирования скоплений газа, в результате инверсии тектоно-теплового режима и не должно рассматриваться как отрицательный показатель продуктивности недр.

Рассмотрение палео-неотектонической и палеотермической истории исследуемой территории показывает,что инверсия тектоно-теплового режима проявилась в мезозойско-кайнозойскую эру.Имеющеся к настоящему времени геолого-геоморфологические данные свидетельствуют о разнообразии и сложных формах проявления тектонических движений в палеоген-**четвертичный период.** В целом,для изучаемой территории характерно **развитие в палеоген-четвертичный период крупных зон поднятий и относительных погружений.** К зоне поднятий относится район, совпадающий с Юрюзано-Сылвенской впадиной. Амплитуды поднятий составляют 300-500 метров. Зона относительных погружений в основном соответствует северо-западной части Соликамской впадины и Пермско-Башкирскому своду.

Об инверсии теплового режима свидетельствует также сопоставление расчетных палео-и современных температур, составляющих соответственно 225-250 и 20-40°С. Расчеты, основанные на экспериментальных данных, показывают, что при снижении пластового давления на 5,0 МПа (500 м мощности) и температуры на 200°С из одного объема минерализованной воды (300 г/л) при соответствующей газогенерации могло выделиться в свободную фазу 1,5 объема метана. При этом газовыделение за счет снижения температуры могло быть в несколько десятков раз больше. Учитывая, что свободные газы нижней зоны газогенерации характеризуются преимущественно метановым составом, эти расчеты отвечают реальным геологическим условиям. Близкий качественный состав свободных и водорастворенных газов может также свидетельствовать о процессе дегазации пластовых вод [1].

Геологической уликой позднего (послеранненепермского) формирования газовых скоплений в Предуральском прогибе является приуроченность большинства из них к так называемым структурам карлинского типа, развитым в пределах внутренних зон впадин. К таким структурам относятся: Бухаровская, Кедровская - в Юрюзано-Сылвенской; Саратовская, Беркутовская - в Бельской; Курьинская, Пачгинская, Петраковская - в Верхнепечорской впадинах [2]. Структурами этого типа контролируется до 90% промышленных запасов газа и наиболее крупные его скопления. К структурам допозднепермского формирования приурочены только

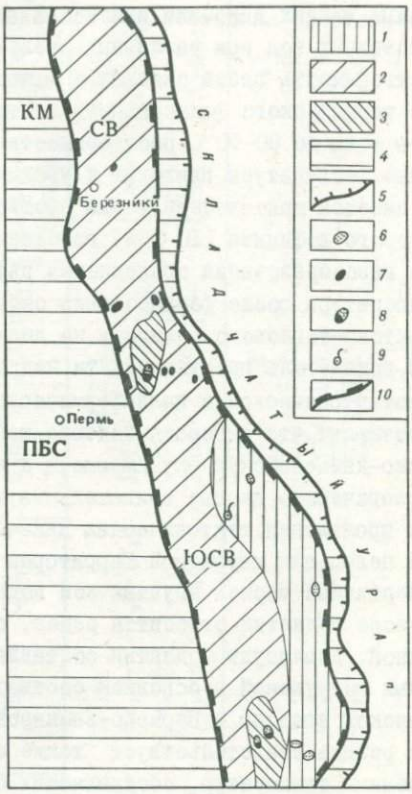


Схема районирования по фазовому состоянию скоплений углеводородов в верхнекаменноугольно-нижнепермских отложениях Соликамской и Юрюзано-Сылвенской впадин Предуральского прогиба

I-3 – зоны распространения залежей: I – газовых (начальных геологических запасов газа 90% и более), 2 – нефтяных (начальных геологических запасов нефти 90% и более), 3 – газонефтяных (начальных геологических запасов нефти не менее 60%); 4 – зоны бесперспективные; 5 – границы зон; 6 – газовые залежи; 7 – нефтяные залежи; 8 – газонефтяные залежи; 9 – газопроявления; I0 – границы Предуральского прогиба. СВ – Соликамская впадина; ЮСВ – Юрюзано-Сылвенская впадина; ПБС – Пермско-Башкирский свод; КМ – Камская моноклиналь

мелкие залежи. В этих структурах отмечаются следы вытеснения жидких УВ газом и наличие нефтяных оторочек. Известно, что абсолютное большинство запасов и наиболее крупные залежи жидких УВ контролируются конседиметационными структурами допозднепермского заложения.

Выявленные особенности формирования газовых залежей позволяют провести районирование по преимущественному фазовому состоянию скоплений УВ в палеозое с учетом перспектив верхнекаменноугольно-нижнеперм-

ского комплекса и прогнозирование качественного состава газа Соликамской и Юрюзано-Сылвенской впадин Предуральского прогиба (см.рисунок). В основе районирования лежат представления о принципиально различных условиях формирования скоплений газообразных УВ по сравнению с жидкими [3]. Перспективы открытия новых газовых залежей связаны с восточной частью Юрюзано-Сылвенской впадины. На этой территории 90% и более начальных геологических запасов УВ составляет газ.

Перспективными для обнаружения скоплений газа в верхнекаменноугольно-нижнепермском продуктивном комплексе могут быть Шамарский, Бухаровский и другие валы внутренней зоны Юрюзано-Сылвенской впадины, характеризующиеся оптимальными условиями газонакопления. В пределах Шамарского и Бухаровского валов уже открыты две наиболее крупные залежи, а также выявлен и подготовлен к бурению ряд поднятий.

В восточной части Юрюзано-Сылвенской впадины качественный состав газа прогнозируется как углеводородный. В газовых шапках Соликамской и западной части Юрюзано-Сылвенской впадин возможно увеличение содержания азота до 15%.

Приведенные фактические и экспериментальные данные свидетельствуют о том, что в Предуральском прогибе формирование залежей газа и его качественный состав контролируются сочетанием ряда генетических факторов - литолого-фациальных, катагенетических, термобарических, тектонических, газогидрогеологических. Доминирующую роль в формировании газовых скоплений на изучаемой территории играет процесс дегазации пластовых вод, обусловленный в основном инверсией теплового режима. Зональность размещения по разрезу углеводородных флюидов в ряде случаев трансформирована за счет изменения термобарических условий существования УВ в зонах выравнивания давления насыщения нефтей газом и пластового.

Проведенные исследования могут служить базой для обоснованной раздельной количественной оценки ресурсов УВ различного фазового состояния в верхнекаменноугольно-нижнепермских отложениях Предуральского прогиба и при планировании геолого-поисковых работ на нефть и газ.

Литература

1. Зорькин Л.М., Стадник Е.В. Особенности газонасыщения пластовых вод нефтегазоносных бассейнов в связи с генезисом углеводородов и формирование их залежей. - Изв. вузов. Геология и разведка, 1975. № 6, с.85-99.
2. Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. Предуральский краевой прогиб и оценка его нефтеносности. - В кн.: Геологическое строение и нефтегазоносность краевых прогибов. М.: Наука, 1980, с. 19-25.
3. Максимов С.П., Строганов В.П. Условия раздельного формирования зон нефте-и газонакопления в земной коре. - Тр.ЗапСибНИГНИ, 1978, вып.137, с.5-19.

УДК 553.981.6:553.061.121.17 (440.56)

А.М.Иванов

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

О проблеме формирования нефтяных и газовых месторождений среди ученых геологов нет единого мнения. До сего времени не созданы единые модели в этом плане по соответствующим регионам.

Автор в статье рассмотрел эту проблему с учетом данных многолетнего комплексного изучения карбонатных пород девона-турне (мощностью в 550-650 м) и их битумоидов южных районов Волго-Уральской области [1], а также полученных экспериментальных данных последних лет и фактического материала других исследователей.

В керне, шлифах и пришлифовках известняков, доломитов и переходных между ними по составу карбонатных пород в тектонических трещинах и микротрещинах, трещинах уплотнения, перекристаллизации и стилолитовых швах содержится миграционный битумоид; он также распространен в песчаниках и песчано-алевритовых породах терригенного девона. Миграционный битумоид распространен по всему разрезу девона-турне. Для него характерно яркое свечение под люминесцентным микроскопом, а отношение спирто-бензольного битумоида к хлороформенному (СПБ:ХБ) не превышает 0,3-0,4, коэффициент битуминозности (β) высокий (от 5 до 22), сравнительно редко и неравномерно встречаются порфирины никелево-ванадиевого комплекса, распространена масляная фракция.

В глинах, аргиллитах, глинисто-карбонатных породах (мергелях), окремнелых в той или иной степени, наблюдается равномерное межзерновое распределение сингенетичного битумоида. Для второго типа битумоида цвет люминесценции спирто-бензольной вытяжки темно-коричневый, отношение СПБ:ХБ более I или приближается к I, коэффициент битуминозности обычно небольшой - от 0,5 до 4-8, присутствуют порфирины, обычно никелевые и ванадиевые; аномальные значения асфальтенов, смол, масел в указанных породах, вероятно, следует объяснить наложением миграционного битумоида на сингенетичный; в глинах, аргиллитах и мергелях под люминесцентным микроскопом в ультрафиолетовом свечении в микротрещинах присутствует миграционный битумоид (паравтохтонный битумоид - начальная стадия миграции УВ). Среди изопреноидов отношение пристан/фитан не является индикатором для различия битумоидов по генезису (это отношение не связано с гипергенезом). Следовательно, при выделении миграционного битумоида в породах учтен комплекс диагностических признаков. Органическое вещество карбонатной толщи девона-турне адсорбировалось глинистыми, кремнистыми и карбонатными минералами.

По данным геохимической лаборатории ИГиРГИ [2], битумоиды карбонатной толщи составляют 10-15% органической массы. Следовательно, основная масса ОВ не преобразовывалась в результате катагенеза в

легкие УВ и нефть, что имело место в терригенном девоне, судя по данным геохимической лаборатории БашНИПИнефть (зав.лабораторией М.П. Егорова).

Содержание хлороформенного битумоида, коэффициент битуминозности (β), групповой и компонентный состав битумоида изменяются с глубиной (таблица). По разрезу (снизу вверх) в карбонатной толще девона-турне и в турне заметно изменяется групповой состав битумоида: от асфальтено-смолистого (АСБА), смолистого (СБА), масляно-смолистого (МСБА) в франском ярусе до - в основном масляно-смолистого (МСБА) и маслянистого (МБА) в фаменском ярусе.

В породах франского яруса на основании газожидкостной хроматографии с программированием температуры в битумоидах присутствуют все углеводороды от легких до тяжелых (C_8-C_{32}), а в фаменском ярусе и заволжском горизонте турне легкие УВ (до C_{12}-C_{13}) в битумоидах отсутствуют или содержатся в незначительном количестве. Наши данные 1975 года по югу Волго-Уральской области согласуются с материалами ученых ИГиРГИ [3,4], которые изучали битуминозность центральной части этой территории.

Изменение группового и компонентного составов в битумоидах с глубиной можно объяснить их миграцией из пород более древних стратиграфических горизонтов в более молодые. Согласно теории фракционной миграции углеводородов, нефть, газоконденсатная фаза и газообразные УВ со временем при миграции в породах в результате тионизации, окисления, конденсации и полимеризации переходят в маслянистые фракции, затем в смолы и позднее - в асфальтены (это три основные фракции миграционного битумоида). В результате вертикальной миграции УВ со временем ореолы (вееры, шлейфы) рассеяния миграционного битумоида и его групповой состав определяют путь, направление миграции УВ от месторождений нефти в вышележащие породы [1]. Углеводородный состав миграционного битумоида аналогичен нефти (н-парафины, изо-циклопарафины и ароматические УВ), т.е. нефти и битумоиды генетически одинаковы.

Следовательно, из терригенного девона (эйфельского, живетского ярусов, пашийского и кыновского нефтепродуктивных горизонтов) по тектоническим трещинам и дизъюнктивным нарушениям (сбросам, взбросам) происходила в основном вертикальная миграция жидких (газоконденсатных УВ) в карбонатную толщу, где эти флюиды аккумулировались в структурах третьего порядка (латеральная миграция имела локальный характер), образуя многопластовые месторождения нефти и газа (Жигулевско-Пугачевский свод и прилегающие площади Мухановско-Ероховского прогиба). В этом случае в природе наблюдалась вторичная миграция УВ. В результате вертикальной и локальной латеральной миграций образовались залежи нефти в мендымских, евлановско-ливенских, фаменских и турнейских отложениях. Нефтепродуцирующими породами в карбонатном девоне являются мергели (глинисто-карбонатные породы доманиковой фации). Установлено в терригенном девоне до семи-восьми нефтеносных

Таблица

Изменения (в ср.числах) содержания, коэффициента битуминозности (β), группового и компонентного состава УВ миграционного битумоида в породах девона-турне (в %)

Ярус	Миграционный битумоид	β	Групповой состав нефтяных битумоидов	Компонентный состав миграционного битумоида по нормальным алканам
Турнейский (заволжский горизонт)	0,37 [xx] (max. > 3)	14,7 [xx]	Преобладают масла, реже смолы и асфальтены; МБА+реже МСБА и АСБА	Легкие УВ до C_{12}-C_{13} отсутствуют или содержатся в незначительных количествах Тяжелые УВ C_{14}-C_{32} распространены
Фаменский	0,11 (max. < 3%)	7,7	Высокое содержание масел и низкое – асфальтено-смолистых компонентов; МБА+МСБА, реже СБА и АСБА	Легкие УВ до C_{12}-C_{13} отсутствуют или содержатся в незначительных количествах Тяжелые УВ C_{14}-C_{32} распространены
Франский	0,66 (max > 3%)	14,3	Высокое содержание асфальтено-смолистых компонентов, низкое – масел; АСБА+СБА, реже МСБА и еще реже МБА	C_8-C_{32}

[x] по Л.А.Гуляевой и др. [27]. [xx] при расчете содержания миграционного битумоида и величины (β) учитывались некоторые площади с промышленной нефтеносностью

горизонтов песчаников и алевролитов, подстилаемых в основном глинами (аргиллитами), которые тоже являются нефтепродуцирующими (как, например, баженовская свита в Западной Сибири). Эти аргиллиты терригенного девона содержат сингенетичный битумоид. Споры растений терриген-

ного девона, по данным лаборатории БашНИПИнефть, обнаружены в нефтях карбонатного девона, что, по нашему мнению, убедительно еще раз подтверждает вторичную миграцию УВ.

Вторичная миграция УВ по геохимическим данным подтверждается также геологическим разрезом. В многопластовых месторождениях девона-турне залежи нефти карбонатной толщи располагаются по разрезу выше залежей нефти терригенного девона (месторождения: в Куйбышевской области - Хилковское, Рассветское, Холмовый купол, Восточно-Никольский купол, Карагайское, Зольненское, Горбатовское, Гайдаровское и др.; в Оренбургской области - Сокское, Шалтинское, Исайкинское, Ефремово-Зыковское, Султангуловское, Тархановское и др.).

Образование многопластовых месторождений нефти в карбонатном девоне можно также объяснить за счет вертикальной миграции на небольшие расстояния УВ и их накопления в структурных ловушках; УВ образовались из ОВ (в основном сапропелевого типа) в карбонатных породах верхнего девона в указанных выше горизонтах, в этом случае имела место первичная миграция УВ. Таким образом, проявился наложенный физико-химический процесс. Первичная миграция УВ по геохимическому материалу подтверждается геологическими данными. В многопластовых месторождениях девона-турне только в карбонатной толще обнаружены залежи нефти и газа (в Куйбышевской области: Гараевское, Долматовское, Красноармейское, Селитьбенское и другие месторождения; в Оренбургской области: Пашкинское, Ново-Федоровское, Измайловское, Тархановское и другие месторождения), но они отсутствуют в нижележащих терригенных отложениях. Во втором примере в месторождениях нефти карбонатного девона-турне Волго-Уральской области установлены от одной до трех нефтяных залежей.

Первичная миграция УВ также фиксировалась и при формировании нефтяных месторождений терригенного девона; здесь нефть продуцировали аргиллиты (в них нет монтмориллонита; они относятся к гидрослюдисто-каолинитовой ассоциации; в них развиты микротрещины с паравтохтонным битумоидом).

Литологическая неоднородность трещиноватой карбонатной толщи девона-турне, неравномерное распределение ОВ [I], низкие коллекторские свойства карбонатных пород способствовали только местной латеральной миграции примерно в размере структурной ловушки, наряду с вертикальной - на 150-200 м в среднем. Здесь наблюдалась ступенчатая миграция УВ. Вследствие этого по статистике в карбонатной толще девона-турне распространены (более 95%) только мелкие залежи нефти (1-3 млн.тонн). В изученном же терригенном девоне, где развиты терригенные коллекторы, в природе проявлялась теория дифференциального улавливания УВ при региональной латеральной миграции, по С.П.Максимову [5]. В этом

[I] В фамене встречены образцы пород с содержанием $C_{орг}$ до 14%, а в доманике прослои светлых карбонатов содержат $C_{орг}$ 0,3-0,5% [2].

случае развиты крупные месторождения нефти. Итак, в результате первичной и вторичной латеральной миграции УВ в породах девона-турне формировались залежи нефти и газа.

Литература

1. Иванов А.М. Комплексное изучение карбонатных пород как коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1976. 295 с.
2. Геохимические особенности зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления в карбонатной толще верхнего девона турне Камско-Кинельских прогибов / Л.А.Гуляева, В.Г.Глезер, Е.Я.Поделько, В.И.Тихомиров. - В кн.: Проблемы геологии нефти. М.: Недра, 1978, с. 161-172.
3. Бурова Е.Г., Жузе Т.П., Тихомиров В.И. Углеводородный состав хлороформенного битумоида карбонатных пород среднефранского-турнейского возраста в Актаныш-Чишминском прогибе. - В кн.: Геохимия карбонатных отложений Камско-Кинельских прогибов. М.: 1975, с.84-103.
4. Бурова Е.Г., Жузе Т.П., Герман Т.С. Распределение углеводородов в битумоидах доманиковых отложений Актаныш-Чишминского прогиба. - В кн.: Проблемы геологии нефти. М.: 1976, № 8, с.88-97.
5. Максимов С.П. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа. М.: Недра, 1964. 486 с.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

ВВЕДЕНИЕ 3

I. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Максимов С.П., Лоджевская М.И. Состояние изученности условий формирования залежей нефти и газа в земной коре..... 5

Наливкин В.Д., Сверчков Г.П., Иванова К.П., Кругликов Н.М., Сахибгареев Р.С., Белонин М.Д. Генерализованная схема формирования скоплений УВ с свете последних результатов теоретико-эмпирических исследований..... 21

Нестеров И.И., Кулахметов Н.Х., Рыльков А.В., Потеряева В.В., Потеряев А.Г., Щепеткин Ю.В. Основные условия формирования скоплений углеводородов различного фазового состояния..... 27

Соколов Б.А., Серегин А.М. Закономерности латеральной и вертикальной зональности размещения залежей нефти и газа..... 33

Кравченко К.Н. Тектонические особенности размещения углеводородных скоплений на склонах нефтегазоносных бассейнов..... 41

Раабен В.Ф. Основные условия формирования скоплений нефти и газа в различных регионах мира..... 52

Зорькин Л.М., Стадник Е.В., Юрин Г.А. Газоносность подземной гидросферы осадочного чехла земной коры в связи с распределением нефти и газа..... 61

Соловьев Н.Н., Амурский Г.И. Критерии оценки главнейших условий раздельного формирования зон (и комплексов) нефте- и газонакопления..... 69

Новосилецкий Р.М. Пространственное размещение залежей углеводородных флюидов и основные условия их формирования в нефтегазоносных бассейнах..... 79

Ларин В.И. Интенсивность газообразования и первичной миграции при формировании газовых залежей..... 88

II. ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В БАССЕЙНАХ РАЗЛИЧНОГО СТРОЕНИЯ

Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С. Геохимические критерии формирования нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений (на примере Западно-Сибирского НГБ)..... 94

Виноградов Л.Д., Сахибгареев Р.С., Аверьянов И.С., Ирошникова Л.П., Нигматин И.Ш. Закономерности формирования и размещения катагенетически запечатанных залежей нефти и газа по площади и по разрезу древних платформ.....104

Ботнева Т.А., Шулова Н.С. Особенности формирования генетических типов нефтей в предгорных прогибах и на платформах.....112

Аширов К.Б. О механизме формирования нефтяных месторождений платформенного типа.....119

Романюк А.Ф., Суббота М.И. Гидрогеологические условия, способствующие формированию залежей углеводородов.....125

Егорова Н.П., Лисовский Н.Н. Условия формирования залежей нефти в карбонатных отложениях палеозоя Башкирии.....129

Рабинович А.А., Паламарь В.П., Попков В.И. Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа в пределах Мангышлака.....141
Кирюхин Л.Г., Пайразян В.В., Размышляев А.А., Такаев Ю.Г. Основные причины преимущественной нефте-или газоносности подсолевых отложений Прикаспийской впадины.....149
Витенко В.А., Кабышев Б.П., Чупрынин Д.И., Шевченко А.Ф. Геолого-математическая модель и основные принципы формирования залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине.....153
Волос Г.С., Каломазов Р.У., Коробка В.С., Юртаев Ю.С.,Яковец Ю.А. Сравнительный анализ условий размещения и формирования залежей углеводородов в нефтегазоносных областях Таджикистана.....159
Лукинов В.И. Поперечные прогибы - основа строения нефтегазоносных провинций древних платформ.....167
Вассерман Б.Я., Богацкий В.И., Матвиевская Н.Д., Панкратов Ю.А. Главные условия формирования залежей нефти и газа в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.....177
Мирзоев Д.А., Пирбудагов В.М., Ланда Е.М., Шарафутдинов Ф.Г. Размещение залежей углеводородов по разрезу и площади в дагестанском секторе Терско-Каспийского прогиба и особенности их формирования.....181
Галабуда Н.И., Высочанский И.В. О роли флюидоупоров и трещиноватых пород в формировании массивно-пластовых залежей Днепровско-Донецкой впадины.....188
Ермолкин В.И., Сорокова Е.И., Филин А.С. Палеотектонические и геохимические показатели генерации и аккумуляции углеводородов в пределах Аравийской и Туранской плит.....195
Бакин В.Е., Маренин В.А., Яковлев Ю.И. Некоторые аспекты формирования газоконденсатных месторождений Хапчагайского мегавала...201
Поповин В.В., Ларская Е.С., Островский М.И., Зиновьев А.А. Основные условия размещения и формирования залежей нефти и газа в Урало-Поволжье.....207
Кононов А.И., Дробышева В.Г. Принцип дифференциального улавливания углеводородов в нефтегазоносных областях с карбонатными комплексами пород (на примере Припятского прогиба).....212
Островский М.И.,Зиновьев А.А.,Аверкин В.Л.,Клейменов В.Ф., Ткачев П.В. Условия формирования Камско-Кинельской системы прогибов с зонами нефтегазонакопления 218
Юрин Г.А. Распределение нефти и газа в осадочном чехле древних толщ.....230
Пайразян В.В., Размышляев А.А. Прогнозирование фазового соотношения углеводородов в подсолевых нефтегазоносных комплексах Прикаспийской впадины.....239
Богданов М.М. Некоторые особенности газонакопления в верхнекаменноугольно-нижнепермских отложениях Соликамской и Юрюзано-Сылвенской впадин Предуральского прогиба.....243
Иванов А.М. Основные принципы формирования нефтяных и газовых месторождений юга Волго-Уральской области.....248

УДК 553.98.2.061.15
СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ С.П.Максимов, М.И.Лоджевская. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

На основе систематизации и анализа существующих представлений о процессах генерации, аккумуляции и сохранности УВ в земной коре сформулированы принципиальные положения теории формирования залежей нефти и газа в нефтегазоносных регионах различного типа. Показано влияние эпох стабилизации и активизации тектонических и седиментационных процессов на интенсивность нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Подчеркнута дискуссионность отдельных вопросов, связанных с механизмом первичной миграции УВ, масштабами и формой вторичной миграции нефти и газа, временем образования углеводородных скоплений, процессами разрушения и т.д. Сформулированы задачи дальнейших исследований.

Библиогр. 19 назв.

УДК 553.98.061.3
ГЕНЕРАЛИЗОВАННАЯ СХЕМА ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ УВ В СВЕТЕ ПОСЛЕДНИХ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕОРЕТИКО-ЭМПИРИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ. В.Д.Наливкин, Г.П.Сверчков, К.П.Иванова, Н.М.Кругликов, Р.С.Сахибгареев, М.Д.Белонин. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Дается геологическая интерпретация созданных формализованных моделей процесса формирования залежей в пределах СССР, охватывающих все этапы этого процесса от генерации УВ до разрушения залежей. Установлено, что как на древней, так и на молодых платформах более правомерной является такая схема формирования залежей, при которой первично-нефтегазоносными являются в основном нижние комплексы разреза, содержащие наиболее производительные источники нефти и газа с широким развитием перетоков между комплексами в зонах ухудшения экранирующих свойств региональных покрышек и образованием вторично-нефтегазоносных комплексов. Подчеркивается большая роль в разрушении нефтяных залежей ГФГ, которая, в частности, на севере Западной Сибири привела к потере 60% первоначальной массы нефтяных залежей в юрских отложениях.

УДК 553.98.2.061.15
ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ РАЗЛИЧНОГО ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ. И.И.Нестеров, Н.Х.Кулахметов, А.В.Рыльков, В.В.Потеряева, А.Г.Потеряев, Ю.В.Щепеткин. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Приведена модель, описывающая нефтегазообразование с позиций теории органического происхождения углеводородов. Подчеркнута зональность в размещении залежей нефти и газа в разрезе и плане, в значительной степени определяемая факторами переформирования и разрушения (или сохранности) скоплений УВ. Показано влияние показателя устойчивости тектонического режима на формирование залежей нефти и газа.

УДК 553.98.2.078

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ЛАТЕРАЛЬНОЙ И ВЕРТИКАЛЬНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА. Б.А.Соколов, А.М.Серегин.- В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Размещение скоплений как по латерали, так и по вертикали отражает генетическую зональность нефтегазообразования: внизу газ, выше конденсат и нефть, а еще выше газ. Однако последовательность газ – нефть – газ в силу конкретных геолого-геохимических условий может трансформироваться в иной ряд (сверху вниз): газ-газоконденсат, газ – нефть – газоконденсат – нефть и другие. Раздел нефтегазовой геологии, изучающий и описывающий зональность размещения залежей нефти и газа, предполагается называть нефтезонографией.
Ил. 2. Библиогр. 9 назв.

УДК 553.98.2.078:551.24

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ НА СКЛОНАХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ. К.Н.Кравченко.-В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

По положению склонов относительно осевой зоны генерации УВ выделены НГБ торцового, фланговой, всестороннего периферического, сложного и многоосного типов; по количеству склонов – односклоновые, двусклоновые (неравно- и равносклоновые) и многосклоновые (одноосные и многоосные) НГБ; по наличию, ориентировке и расчленению выделяются нерасчлененные (плоскосклоновые), с продольным, поперечным, продольно-поперечным расчленением склонов и разнорасчлененные НГБ. Каждой из выделенных разновидностей свойственны свои особенности размещения скоплений УВ и их фазовой зональности. Предлагаются формулы для обозначения тектонических разновидностей НГБ.
Ил. 5. Библиогр. 10 назв.

УДК 553.98.2.061.15

ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ МИРА. В.Ф.Раабен. - В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Произведено сопоставление вертикальных генерационных зон углеводородов (УВ) разного фазового состояния с установленным автором фактическим распределением залежей нефти, газа и газоконденсата в большинстве регионов мира. Кроме того, выявленные особенности распространения наиболее важных групп скоплений нефти и газа – крупнейших и гигантских по запасам в различных регионах мира сопоставлены с положением максимумов образования жидких и газообразных УВ. Сравнение данных об условиях образования УВ с данными о фактическом распространении их скоплений с учетом причин несоответствия генерационных и аккумуляционных зон на примере многих нефтегазоносных регионов мира дает представление об основных принципах формирования залежей нефти и газа.
Ил. 4. Библиогр. 2 назв.

УДК 550.88 + 551.41 (041)
ГАЗОНОСНОСТЬ ПОДЗЕМНОЙ ГИДРОСФЕРЫ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ЗЕМНОЙ КОРЫ В СВЯЗИ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ НЕФТИ И ГАЗА. Л.М.Зорькин, Е.В.Стадник, Г.А.Юрин. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

В подземной гидросфере осадочной оболочки Земли растворено не менее п.10^{16} $м^3$ газа, при этом на долю основных НГБ СССР до глубин 4 км приходится около 4.10^{15} $м^3$. Ресурсы водорастворенных газов, как это показано для территории СССР, неравномерно распределены по стратиграфическому разрезу и находятся в прямой зависимости от распределения $C_{орг}$ в разрезе. Запасы газа и, в определенной степени, нефти контролируются ресурсами водорастворенных газов. На примере кайнозойской водонефтегазоносной системы показана роль газовой составляющей вод в формировании скоплений углеводородов. По характеру изменения с глубиной тяжелых углеводородов в разрезе этой системы выделяется нефтяная зона, расположенная в интервале глубин от 1,5-2,5 до 6,0-6,5 км. Поскольку в свободные газовые скопления из вод выделяется от 1-5 до 10% газа, рассмотрены геологические и гидрогеологические факторы, определяющие коэффициент нефтегазоотдачи водонапорной системы.
Табл. 4. Ил. 1. Библиогр. 20 назв.

УДК 553.98.2.078
КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ГЛАВНЕЙШИХ УСЛОВИЙ РАЗДЕЛЬНОГО ФОРМИРОВАНИЯ ЗОН (И КОМПЛЕКСОВ) НЕФТЕ-И ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ. Н.Н.Соловьев, Г.И.Амурский. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Рассматриваются основные факторы, ответственные за пространственное размещение и разобщение скоплений нефти и газа, неадекватное модели первичной генетической зональности. На примере Амударьинского, Североморского и ряда других нефтегазоносных бассейнов показано, что раздельное формирование зон (и комплексов) нефте-и газонакопления часто зависит от характера взаимоотношения преимущественно нефте-и (или) газогенерирующих комплексов, их взаимного положения в разрезе, количественного соотношения жидких и газообразных углеводородов, приходящих в физическое взаимодействие, и некоторых других вторичных факторов. Анализируется роль "избыточного" (по сравнению с суммарным объемом ловушек) газовыделения в подавлении процесса нефтенакопления.
Ил. 2. Библиогр. 15 назв.

УДК 553.981.982.836.361
ПРОСТРАНСТВЕННОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ И ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНАХ. Р.М.Новосилецкий.– В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Рассмотрены термобарические условия распространения нефтяных, газоконденсатных и газовых залежей. Особое внимание уделено условиям формирования залежей в трех зонах АВПД и семи гидродинамических областях изменения давления. Приведены условия формирования крупных месторождений углеводородов.
Ил. 4. Библиогр. 6 назв.

УДК 553.981.061.3
ИНТЕНСИВНОСТЬ ГАЗООБРАЗОВАНИЯ И ПЕРВИЧНОЙ МИГРАЦИИ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ. В.И.Ларин. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Рассмотрена количественная сторона процессов газообразования и первичной миграции. Приводятся результаты расчетов. Показываются особенности формирования газовых залежей в различных зонах катагенеза. Дается оценка роли диффузионных и других процессов в аккумуляции газа.
Табл. 3. Библиогр. 4 назв.

УДК 550.981:550.4 (571.1)
ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НГБ). М.Я.Рудкевич, Л.С.Озеранская. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.:Наука, 1983.

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн (НГБ) включает в себя 14 нефтегазоносных областей (НГО). Каждая НГО характеризуется: индивидуальным набором осадочных формаций в разрезе; определенной стратиграфической приуроченностью главных продуктивных горизонтов; доминирующей формой ловушек; господством либо нефтяных, либо нефтегазоконденсатных и газоконденсатных скоплений во всех толщах, находящихся в интервале ГЗН; конкретными типами нефтей и конденсатов. Классификация последних проведена по градациям величин геохимических коэффициентов: $K_1 = \frac{\text{алканов}}{\text{цикланов}}$, $K_2 = \frac{\text{н-алканов}}{\text{изо-алканов}}$, $K_3 = \frac{\text{гексацикланов}}{\text{пентацикланов}}$, рассчитанных для фракций НК–130°С. Типы и подтипы нефтей и конденсатов отражают степень катагенеза исходного ОВ (седикахитов – СК).
Табл. 2. Ил.2. Библиогр. 13 назв.

УДК 553.98.061.3: 551.242.51
ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ КАТАГЕНЕТИЧЕСКИ ЗАПЕЧАТАННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ПО ПЛОЩАДИ И РАЗРЕЗУ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ. Л.Д.Виноградов, Р.С.Сахибгареев, И.С.Аверьянов, Л.П.Ирошникова, И.Ш.Нигматин. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

На древних платформах, где основной этап прогибания завершился в раннем палеозое, катагенетически запечатанные залежи нефти и газа распространены очень широко и образованы региональным ухудшением емкостно-фильтрационных свойств природных резервуаров. В областях с завершением прогибания в конце палеозоя залежи, изолированные в подошве запечатанного слоя, фиксируются на глубинах 2–4 км, а глубже изоляция скоплений УВ осуществляется за счет регионального ухудшения коллекторских свойств водонасыщенных пород. В инверсионных областях катагенетически запечатанные скопления УВ распространены по всему разрезу.
Ил. 2. Библиогр. 15 назв.

УДК 553.982.061.3:[551.242.51 + 551.242.7]
ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ГЕНЕТИЧЕСКИХ ТИПОВ НЕФТЕЙ В ПРЕДГОРНЫХ ПРОГИБАХ И НА ПЛАТФОРМАХ. Т.А.Ботнева, Н.С.Шулова. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

На формирование генетических типов нефтей Предкавказья и Прикаспийской впадины существенное влияние оказывают особенности состава ОВ нефтематеринских

пород, обусловленные спецификой развития седиментационных бассейнов. В различных бассейнах изменение нефтей под влиянием гипергенных и катагенных факторов протекает по-разному. Катагенетические изменения нефтей в залежах могут происходить только при температурах более высоких, чем температуры генерации УВ. Табл. 2.

УДК 553.98.061.3: 551.242.5

О МЕХАНИЗМЕ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЛАТФОРМЕННОГО ТИПА. К.Б.Аширов. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Описывается механизм формирования месторождений УВ в платформенных условиях Среднего Поволжья. Все залежи имеют единый генетический источник, расположенный в породах доманиковой фации. Формирование современных залежей происходило в основном в позднеальпийскую фазу тектогенеза. Рассмотрены причины наклонных ВНК (водонефтяных контактов). Высказывается предположение о потере нефтяными залежами части газов, за счет чего и происходила усадка нефтей. Ил. 3. Библиогр. 8 назв.

УДК 553.98.2.061.15:556

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ ФОРМИРОВАНИЮ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ. А.Ф.Романюк, М.И.Суббота. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Проблему формирования залежей углеводородов нельзя решить без учета гидрогеологических данных. В статье описаны гидрогеологические условия, способствующие формированию залежей. Рассмотрены благоприятные типы, размеры и глубины гидрогеологических бассейнов, история их развития, процессы формирования залежей с позиций гидрогеологии, важность учета гидрогеологических показателей нефтегазоносности.

УДК 553.982.2.061.15: 552.54: 551.73 (470.57)

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПАЛЕОЗОЯ БАШКИРИИ. Н.П.Егорова, Н.Н.Лисовский. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Анализ пространственного распределения залежей нефти и газа в карбонатных комплексах Башкирии и подстилающих терригенных толщах девона и нижнего карбона, а также соотношение первых с границами распространения основных нефтепроводящих толщ, анализ площадного развития коллекторов и покрышек, направленности изменения физико-химических свойств нефтей и других факторов показывает, что формирование нефти и газа в карбонатных отложениях Башкирии проходило преимущественно путем вертикальной миграции. Исключение составляют восточные платформенные районы Башкирии, прилегающие к Юрюзано-Сылвенской депрессии, откуда осуществлялась латеральная миграция по палеокарстовым трещинам башкирского и верейского горизонтов.
Табл. 2. Ил. 2. Библиогр. 3 назв.

УДК 553.98.2.06I.I5 + 553.98.2.078 (574.I)
УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПРЕДЕЛАХ МАНГЫШЛАКА. А.А.Рабинович, В.П.Паламарь, В.И.Попков. - В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, I983.

Известные скопления УВ в пределах Мангышлака приурочены в основном к юрским отложениям и, частично, к меловым, триасовым и коре выветривания гранитов. Нефтегазопроизводящими толщами считались юрские. Авторы доказывают, что главными нефтегазопроизводящими толщами являются пермо-триасовые. Формирование залежей происходило в результате вертикальной миграции УВ из пермо-триаса. Ил. 2. Библиогр. I0 назв.

УДК 553.98.2.078 (470.4 + 574.I)
ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ПРЕИМУЩЕСТВЕННОЙ НЕФТЕ-ИЛИ ГАЗОНОСНОСТИ ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ. Л.Г.Кирюхин, В.В.Пайразян, А.А.Размышляев, Ю.Г.Такаев. В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, I983.

На базе палеотектонических, геохимических и термобарических исследований рассматриваются условия формирования углеводородных залежей в Карачаганак-Троицкой, Кенкияк-Жанажольской, Каратон-Тенгизской и Астраханской зонах нефтегазонакопления. Большинство месторождений нефти и газа, выявленных в карбонатных отложениях, слагающих крупные тектоно-седиментационные структуры, образовались за счет реализации собственного генерационного потенциала карбонатных нефтематеринских пород. Формирование залежей происходило в несколько этапов, для каждого из которых было свойственно определенное соотношение жидких и газообразных УВ, заполнявших ловушки.

УДК 55 : 5I9 : 68I.3 : 553.98.06I.3 (477.6)
ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЕ. В.А.Витенко, Б.П.Кабышев, Д.И.Чупрынин, А.Ф.Шевченко. - В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, I983.

Модель разработана на основе проверки пяти схем формирования на адекватность с использованием 50 геологических признаков. Формирование скоплений УВ в отложениях нижнекаменноугольного комплекса по всей территории и среднекаменноугольного в Восточной субобласти Днепровско-Донецкой впадины происходило по модели I (сингенетичность залежей вмещающим отложениям); в нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе Западной субобласти - по модели 2 (вторичность залежей, образовавшихся за счет вертикальной миграции УВ из нижележащих питающих комплексов); в отложениях среднего карбона Западной субобласти и нижней перми - верхнего карбона Восточной - по модели 3 (предусматривающей два источника УВ - сингенетичный и миграционный). Показано, что эскизные модели 4 и 5, предусматривающие формирование месторождений за счет УВ, поступивших из глубинных зон по разломам в условиях Днепровско-Донецкой впадины не соответствуют эмпирическим закономерностям размещения залежей нефти и газа.
Библиогр. II назв.

УДК 553.981.2.061:553.98.041(575.3)
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УСЛОВИЙ РАЗМЕЩЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЯХ ТАДЖИКИСТАНА. Г.С.Волос, Р.У.Каломазов, В.С.Коробка, Ю.С.Юртаев, Ю.А.Яковец. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

На основании сравнительного анализа истории геологического развития, фациальных особенностей отложений, геохимических, гидродинамических и других показателей рассмотрены закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в нефтегазоносных районах Таджикистана. Выделяются участки, благоприятные для поисков залежей УВ.
Ил. 3. Библиогр. 4 назв.

УДК 551.243:553.98:551.242.51
ПОПЕРЕЧНЫЕ ПРОГИБЫ – ОСНОВА СТРОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ. В.И.Лукинов. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Показано, что 98% территории древних платформ занимают поперечные прогибы (авлакогены). Дается их классификация, выясняются особенности их развития и механизма образования. Освещаются некоторые вопросы нефтегазоносности поперечных структур.
Ил. 3. Библиогр. 8 назв.

УДК 553.98.2.061.15 (470.13)
ГЛАВНЫЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ. Б.Я.Вассерман, В.И.Богацкий, Н.Д.Матвиевская, Ю.А. Панкратов. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

В статье рассматриваются особенности условий нефтегазоносности провинции, выделяются типичные зоны нефтегазонакопления и пять главных факторов, определивших условия формирования и закономерности размещения залежей УВ.

УДК 553.98.2.078(470/67)
РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО РАЗРЕЗУ И ПЛОЩАДИ В ДАГЕСТАНСКОМ СЕКТОРЕ ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО ПРОГИБА И ОСОБЕННОСТИ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ. Д.А.Мирзоев, В.М. Пирбудагов, Е.М.Ланда, Ф.Г.Шарафутдинов. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Рассматриваются особенности размещения и формирования залежей нефти и газа в Предгорном Дагестане. Выделены два основных этапа формирования: доолигоценовый и послеолигоценовый. На первом этапе преобладало разрушение над аккумуляцией УВ, на втором произошло окончательное формирование и перераспределение залежей по разрезу и площади. В качестве источников поступления УВ в верхнемеловой резервуар рассматриваются среднеюрские (газообразные УВ) и майкопские (жидкие УВ) отложения.
Ил. 2. Библиогр. 6 назв.

УДК 553.98.2.061.15 (477.6)
О РОЛИ ФЛЮИДОУПОРОВ И ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД В ФОРМИРОВАНИИ МАССИВНО-ПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ. Н.И.Галабуда, И.В.Высочанский. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Рассматриваются структуры-ловушки с трехкомпонентным строением (флюидоупор, коллектор, промежуточный комплекс). Показано, что их формирование и существование в Днепровско-Донецкой впадине обусловлено благоприятным сочетанием тектонических и литологических факторов, в частности, наличием мощной хемогенной покрышки, под которой находится циклично-построенная толща песчано-глинистых, часто трещиноватых пород большой мощности. Особенности газонасыщения, емкость ловушки и величина запасов нефтяных углеводородов обусловлены прежде всего характером экранирования залежи снизу и с боков, а также взаимным расположением пород-коллекторов и пород промежуточного комплекса. По этому принципу все месторождения Днепровско-Донецкой впадины сгруппированы в 20 моделей. Для получения наиболее информативной характеристики о ловушке с трехкомпонентным строением и величине содержащихся в ней запасов нефтяных углеводородов предлагается представление о видимом, коллектирующем, вмещающем и аккумулирующем объемах. При этом два первых понятия характеризуют структуру-ловушку, а два вторых – только ее продуктивную часть.
Ил. 2. Библиогр. 8 назв.

УДК 553.98.061.3:[551.248.1 + 550.4] (575.4 + 53)
ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЕНЕРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРЕДЕЛАХ АРАВИЙСКОЙ И ТУРАНСКОЙ ПЛИТ. В.И.Ермолкин, Е.И.Сорокова, А.С.Филин. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Показано, что характерной особенностью палеотектонического развития Аравийской и Туранской плит является, с одной стороны, цикличность процессов лито- и тектогенеза, с другой – смещение в пространстве и во времени интенсивных прогибаний в сторону складчатых систем Загроса и Предкопетдагского прогиба. Особенности тектонического развития рассматриваемых территорий предопределили неодинаковое время нахождения нефтегазоносных комплексов в зоне активного нефтегазообразования и глубину расположения ее температурных интервалов. На формирование углеводородных скоплений большое влияние оказывают геохимические условия. Особое место среди них занимают газовый состав, газонасыщенность и упругость водорастворенных газов, изучаемых совместно с направленностью тектонических движений.
Табл. 1.

УДК 553.981.061.3
НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ФОРМИРОВАНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ХАПЧАГАЙСКОГО МЕГАВАЛА. В.Е.Бакин, В.А.Маренин, Ю.И.Яковлев. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Широкое распространение залежей в пространстве, резкая литолого-фациальная изменчивость продуктивных комплексов, невыдержанность экранирующих свойств флюидоупоров, различные уровни приведенных давлений в продуктивных толщах, низкий коэффициент заполнения большинства ловушек и другие факторы свидетельствуют о преимущественной вертикальной миграции УВ при формировании месторож-

дений. Показаны районы, перспективные для поисков.
Библиогр. 9 назв.

УДК 553.98.2.061.15 (470.4/5)
ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В УРАЛО-ПОВОЛЖЬЕ. В.В.Поповин, Е.С.Ларская, М.И.Островский, А.А.Зиновьев. - В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Рассматриваются особенности и основные условия размещения и формирования залежей нефти и газа в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Выделяются возможные нефтегазоматеринские толщи. Ил.1.

УДК 553.98.2.078: 552.54 (476)
ПРИНЦИП ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО УЛАВЛИВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЯХ С КАРБОНАТНЫМИ КОМПЛЕКСАМИ ПОРОД (НА ПРИМЕРЕ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА). А.И.Кононов, В.Г.Дробышева. - В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Основными нефтесодержащими и нефтепроизводящими толщами являются карбонатные отложения подсолевого и межсолевого комплексов франского и фаменского ярусов верхнего девона. Обе толщи разделены и перекрыты мощными соленосными отложениями ливенского и лебедянского горизонтов, благодаря чему обеспечивается надежная сохранность нефтяных залежей и изолированность их друг от друга как на современном этапе, так и на палеоэтапах развития региона. Локальный характер распространения пород-коллекторов, преобладание органогенных разностей известняков и доломитов позволяет сделать заключение о ранней диагенетической стадии их образования.
Ил. 1. Библиогр. 5 назв.

УДК 553.98.2.078 : 551.24 (470.4/5)
УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ ПРОГИБОВ С ЗОНАМИ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ. М.И.Островский, А.А.Зиновьев, В.Д.Аверкин, В.Ф.Клейменов, П.В.Ткачев. - В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

В работе уточнены представления о строении Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). Впервые обнаружена генетическая связь ККСП с внутренней структурой фундамента. Большинство прогибов наследует положение ранне-среднепротерозойских мобильных зон (геосинклиналей) и позднепротерозойских авлакогенов, располагаясь вдоль глубинных разломов. Седиментационные и тектонические условия формирования зон нефтегазонакопления в ККСП дополнены новыми гидро-и геохимическими данными об очагах генерации УВ. Вышеизложенное позволяет более эффективно вести нефтегазопоисковые работы. Предложены их первоочередные направления.
Табл. 1. Библиогр. 8 назв.

УДК 553.98.2.078: 551.72/73: 551.242.51
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ ДРЕВНИХ ТОЛЩ. Г.А.Юрин. - В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983.

Рассмотрены материалы по распределению свободных углеводородных скоплений в нефтегазоносных бассейнах, а также распределение газов, растворенных в подзем-

ных водах и рассеянных в породах до глубины 6 км и более.Исходя из особенностей распределения нефти и газа, дается оценка перспектив нефтегазоносности древних толщ Сибирской и Восточно-Европейской платформ.
Табл. 4. Ил. 2. Библиогр. I4 назв.

УДК 553.98.06I.3: 350.4
ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФАЗОВОГО СООТНОШЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПОДСОЛЕВЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСАХ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ. В.В.Пайразян, А.А.Размышляев. - В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, I983.

Рассматривается возможность уточнения прогнозной оценки нефтегазоносности подсолевых отложений данными геолого-геохимических исследований, заключающихся в определении генерационного потенциала нефтематеринских комплексов пород в различных литолого-фациальных зонах, оценке плотности эмиграции жидких и газообразных УВ в зоны нефтегазонакопления и анализе условий их сохранности в природных резервуарах. Рассчитанные по геолого-геохимическим данным количества УВ, способных аккумулироваться в зонах нефтегазонакопления, хорошо согласуются с прогнозной оценкой, однако в некоторых зонах выявлены существенные несоответствия в количественном и, особенно, фазовом соотношении.
Библиогр. 2 назв.

УДК 553.98I.06I.3: 55I.735.2/.736.I (470.5)
НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ВЕРХНЕКАМЕННОУГОЛЬНО-НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СОЛИКАМСКОЙ И ЮРЮЗАНО-СЫЛВЕНСКОЙ ВПАДИН ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА. М.М.Богданов. - В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, I983.

В статье рассмотрены факторы, контролирующие формирование залежей газа и его качественного состава в верхнекаменноугольно-нижнепермских отложениях. Проведено районирование территории исследования по преимущественному фазовому состоянию углеводородов. Намечены участки с оптимальными условиями газонакопления.
Табл. I. Ил. I. Библиогр. 3 назв.

УДК 553.98I.6 : 553.06I.I2I.I7(440.56)
ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ. А.М.Иванов. - В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, I983.

Рассмотрена проблема формирования нефтяных и газовых месторождений на основании комплексного изучения карбонатных пород девона-турне и их битумоидов южных районов Волго-Уральской области. Отмечается, что наряду с региональной латеральной миграцией в природе может также проходить вертикальная миграция углеводородов на небольшие расстояния (I50-200м)и их аккумуляция в структурных ловушках в карбонатной толще девона-турне; в этом случае формируются только мелкие залежи нефти и газа (I-3 млн.т, более 95%). Карбонатные породы девона-турне характеризуются низкими коллекторскими свойствами и неоднородностью по литолого-физическим свойствам. В результате теории фракционной миграции углеводородов и анализа формирования нефтяных и газовых месторождений внедрена и в течение многих лет проводится на юге Волго-Уральской области региональная глубинная битуминологическая съемка.
Табл.I. Библиогр. 5 назв.

3р. 10 к.

4226