

С. П. МАКСИМОВ* — М. И. ЛОДЖЕВСКАЯ*

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Резюме: 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 нефтегазоаккумуляции.

Подчеркнута дискуссионность отдельных вопросов, связанных с механизмом первичной миграции углеводородов, масштабами и формой вторичной миграции нефти и газа, временем образования углеводородных скоплений, процессами разрушения и т. д.

Сформулированы задачи дальнейших исследований.

Abstract: On the basis of systematization and analysis of existing conceptions on generation processes, accumulation and hydrocarbon integrity in the earth crust, the principal theses of the theory of formation of oil and gas deposits in oil- and gas-bearing regions of various type are formulated.

Influence of stabilization and activation periods of tectonic and sedimentary processes on intensity of oil- and gas-formation and oil- and gas-accumulation is shown.

Discutability of individual questions connected with mechanism of primary migration of hydrocarbon, with extent and form of secondary migration of oil and gas, with time of hydrocarbon accumulation formation, with processes of disintegration etc. is stressed.

Tasks of further investigation are formulated.

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 типов и т. д., расширяются работы на шельфе.

В этих условиях особо важное значение приобретает совершенствование научных основ прогноза нефтегазоносности территорий с целью повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ в трудно доступных и малоосвоенных территориях.

Это главная задача нефтяной геологической науки, основой которой является изучение условий формирования залежей нефти и газа в земной коре и особенностей их размещения в регионах с различной историей геотектонического развития.

Практикой поисково-разведочных работ на нефть и газ установлено, что максимальная концентрация (84 % достоверных запасов УВ мира) сосредоточена лишь в 25 из 525 нефтегазоносных бассейнов, выделенных

* С. П. Максимов, д-р. г. м. н., М. И. Лоджевская, к. г. м. н., Всесоюзный научный институт геологии нефти и газа, Шоссе энтузиастов 36, 105 118 Москва.

на планете, причем 47 % мировых запасов нефти приходится на Персидско-Аравийский регион (Айвенху, 1980). С этими же бассейнами связаны все супергигантские (свыше 1 млрд. т) и основная часть гигантских (1—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 (20 из 25 супергигантских и гигантских провинций мира расположено на платформах или на стыке платформ с каледонскими, герцинскими, мезозойскими и альпийскими складчатыми сооружениями). Максимальные запасы углеводородов (УВ) крупных месторождений связаны с мезозоем.

В разработке теории формирования нефтяных и газовых месторождений особое значение приобретает восстановление истории геологического развития нефтегазоносных бассейнов, включающее 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, генерацию УВ, их миграцию, аккумуляцию и сохранение 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 моноклинах. Эпоха стабилизации (или стабильная стадия цикла), характеризующаяся накоплением РОВ и генерацией УВ, отличается ослаблением эмиграции, миграции и аккумуляции УВ. Это как бы подготовительный этап в формировании залежей.

Эпохи активизации (активная стадия цикла нефтегазообразования) характеризуются противоположными особенностями. Платформы испытывают активизацию. Значительно возрастает тепловой поток. 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 резко уменьшается вынос CO_2 и падение жизненного потенциала, умень-

шение общей биомассы, обеднение РОВ осадочных пород, что снижает нефтегазогенерационный потенциал. Эпохи активизации характеризуются значительным усилением тектонической активности. Это 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. Прогнбы быстро загружаются мощными осадками при высоком темпе седиментации. Все это в условиях увеличения интенсивности теплового потока, глубокого погружения нефтегазоматеринских свит в прогибах, увеличения крутизны слоев на склонах и роста ловушек в зонах поднятий, приводит к усилению процессов эмиграции, аккумуляции и консервации УВ.

Таким образом, на подготовительном этапе цикла нефтегазообразования а затем в стадию активизации формируются источники нефти и газа, способные генерировать УВ в количествах, достаточных для образования промышленных скоплений. Нефтегазогенерирующие отложения образуются в различных фациальных условиях и геохимических обстановках (вплоть до слабоокислительной), представлены широким спектром литологических разностей (терригенные, карбонатные, кремнистые), органическое вещество которых известно как в концентрированной (доманикоиды, бажениты и др.), так и рассеянной форме от 0,5 до 0,001 %. Разнообразен тип РОВ: от сапропелевого до гумусового и смешанного в различных соотношениях. Эти данные свидетельствуют о широком развитии нефтегазоматеринских пород в осадочном разрезе, причем способность нефтегазоматеринских пород генерировать УВ с последующей их эмиграцией зависит от многочисленных факторов: объема НГМП, скорости их погружения, корректного переслаивания песчаных и глинистых пород, литологического состава, фациально-палеогеографических и палеотектонических условий их формирования, изменения в диагенезе, формы распределения и взаимодействия с минеральной частью пород, концентрации РОВ, его генетического типа и УВ состава, а также степени 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 и 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 не только для СССР, но и для других регионов мира шкалы катагенеза. Для её создания необходимо комплексное использование ряда показателей: отражательной способности витринита и других микрокомпонентов (коллоальгинита, фюзенита, споринита, микринита), элементного состава растворимой и нерастворимой части битума, изменения ископаемых биомолекул (изо-

преноидов, стероидов), изотопного состава углерода и т. д. В комплекс изучения стадий катагенеза должно войти также изменение 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:

1. Отделение рассеянных УВ в виде молекул или их совокупности-гранул от органо-минеральной части и растворение их в сингенетических 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 органо-минерального комплекса происходит непрерывно-прерывисто на всех этапах катагенеза, усиливаясь однако в интервале глубин 3,5—4 и более км при повышении температуры. В областях высоких температур и давлений увеличивается также растворяющая способность водных и газовых растворов. Например, экспериментальные исследования показали, что при температурах 70—180 °С растворимость УВ в воде изменяется от 100 до 1000 г/м³, а при температурах 220—250 °С возрастает в 100—150 раз (Бека, Высоцкий, 1976).

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 неодинакова и определяется объемом и растворяющей их способностью, зависящей в свою очередь от совокупности физико-химических и геохимических (температура, давление, состав растворяющей УВ смеси и ее объем), гидрогеологических (минерализация вод, их первичная газонасыщенность), геологических (прогибания, чередующиеся с инверсиями, углы регионального наклона пластов) и других факторов.

На ранних стадиях диагенеза в процессах первичной миграции участвует свободная (гравитационная) вода, растворяющая способность которой очень низкая из-за невысоких температур и давлений. В последние годы 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 задержаться и проходить на стадиях мезокатагенеза на глубинах 2 и даже 3—4 км (Нестеров, Салманов, 1975). При этом возрастает роль закрытых пор в глинистых породах, где при увеличивающихся темпах генерации УВ и невозможности 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} од. объема (Халимов-Мелик-Пашаев, 1980).

Высвобождение химически и молекулярно связанной воды и растворенных в них УВ при дегидратации глинистых минералов протекает при температурах от 85°C до 220°C , сопровождается выделением тепла в 178 кал./см^3 и созданием в пласте АВПД (Фаулер, 1980).

Переход монтмориллонита в иллит и образование „возрожденных“ вод фиксируется 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. (Лагунова, 1979).

„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 палеонинфильтрационным режимом, что для большинства (но не для всех) бассейнов маловероятно.

Если в нефтегазоносном бассейне нефтегазопродуцирующие отложения способны генерировать УВ в объемах, больших, чем необходимо для насыщения пластовых вод, то начнется миграция газовой и частично нефтяной фазы в свободном состоянии. 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, поверхностного натяжения, и в сильно обогащенных углеводородами нефтегазоматеринских свитах типа баженовской в Западно-Сибирском бассейне, нордэгг в Западно-Канадском бассейне, ла-луна в Колумбии и Венесуэле (бассейн Маракайбо) жидкая фаза может эмигрировать в свободном состоянии (Гант, 1979).

Таким образом, сингенетичные водные и газовые растворы, жидкие УВ попадают в пласт-коллектор, заполненный водой. С этого момента начинается вторичная миграция. Здесь произойдет ряд процессов, зависящих от разности давлений, температур, минерализации, фазового состояния и химического состава контактируемых природных флюидов. Углеводороды могут при этом оказаться в воднорастворенном, газовом и нефтяном свободном состоянии, 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 восставанию 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, литологическим фактором и др. 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 и более км), охватывающую зону или несколько зон нефтегазонакопления. Некоторые исследователи допускают перемещение УВ на тысячи и более км (Максимов, 1977; Прайс, 1980).

Углеводородные скопления особенно в карбонатных и сильно обогащенных РОВ терригенных породах могут образоваться за счет перераспределения новообразованных углеводородов нефтяного ряда в самом коллекторе.

Формирование отдельных 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. При признании латеральной миграции можно предположить нефтегазоносность одноименных литолого-стратиграфических комплексов в областях глубокого прогибания. Если возможно осуществление вертикальных перетоков, 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 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. Учитывая, что более 80 % всех открытых месторождений в мире принадлежит к мелким, можно утверждать, 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 будут существенно различны, что приведет 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, наконец, 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), Западно-Канадского бассейна (Гассоу, 1954; Эванс, 1975), Персидско-Аравийского региона (Арабско-Американская нефтяная компания, 1959, Прайс, 1980), а также Скифской и Туранской молодых платформ: Прикумско-Тюленевский район, Южно-Мангышлакский прогиб, Амударьинская синеклиза (Савченко, Крылов, Чахмачев и многие другие). (Максимов, 1978; Прайс, 1980).

Принцип дифференциального улавливания выдерживается как на ограниченной площади (5—30 км в Малиновской, Шугуровско-Серноводской и др. тектонических зонах), так и на значительной территории, охватывающей сотни км. 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 — С. Уртабулак-Зекры-Караиз (северный борт Амударьинской синеклизы), где подтверждается принцип дифференциального улавливания в юрских отложениях, составляет 100—120 км. Гассоу (1975) предполагает, что месторождение Атабаска сформировалось при движении нефти на расстояние 3200 км. По данным Момпера (1975) нефтяные месторождения Центрально-Канзасского поднятия образовались за счет региональной миграции УВ из впадины Анадарко на расстояние 500—600 км, 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 (Прайс, 1980).

По принципу дифференциального улавливания, вероятно, сформировались зоны преимущественного нефте- и нефтегазоконденсатонакопления в пределах крупных положительных структур — палеопьезоминимумов, а также бортовых частей глубоких впадин. Это Ромашкинское месторождение на Татарском своде, Самотлорское — Нижневартовском, Усть-Балыкское — на Сургутском, а также многочисленные нефтяные месторождения Центральной платформы Пермского бассейна и Хьюгтон-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 нефтенакпления, а в областях глубокого прогибания — газонакопления. Если пластовое давление превышает давление насыщения, то глубоководноглубинные 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 (Гант, 1979)] свидетельствует о высокой термической стабильности нефтяных углеводородов, особенно когда в углеводородном составе нефтей преобладают наftenовые и ароматические УВ и когда нефть на 50 % и более состоит из фракций, выкипающих при температурах более 230 °С.

При большом количестве 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 реки Нигер, Маккензи и др. (Гант, 1979).

Одним из доминирующих механизмов образования крупных зон газонакопления и газоконденсатонакопления в пределах инверсионных поднятий типа Уренгойского в Западной Сибири 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 ДДВ, Хасси-Р'Мейль в Сахаро-Восточно-Средиземноморском бассейне и т. д.

Значительная роль при выделении газа в свободную фазу из водного раствора принадлежит увеличению степени минерализации подземных вод. В общем случае 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 (Гант, 1979). За счет повышенной минерализации резко снижается растворяющая способность УВ, происходит как бы их „высаливание“. При минерализации 300—450 г/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 миграционно способный и легко растворимый флюид перемещается с подземными водами на значительные расстояния с большей скоростью, чем нефть. Однако эти же особенности приводят к рассеванию 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, т. е. в природе должны существовать ловушки, заполненные преимущественно нефтью. Это предположение нашло подтверждение в Шанмском и Березовском районах Западной Сибири, в Предкавказье, а также в бассейнах Денвер, Паудер Ривер Иллинойском, Восточно-Венесуэльском и др. регионах. 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 40 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 передачи давлений. Однако этот вопрос не решен однозначно. Например, образование скоплений в дельтовом комплексе бассейна Аркома, а также в перечисленных нами выше Иллинойском, Восточно-Венесуэльском и др. бассейнах объясняется (к сожалению, без геохимической аргументации) за счет региональной латеральной миграции из глубоких прогибов и вертикальных перетоков по разломам (Прайс, 1980).

В целом масштабы и роль вертикальной миграции в формировании залежей трактуется различными исследователями по-разному. Вертикальная миграция, по всей вероятности, характерна для складчатых областей с сильно нарушенным осадочным чехлом (Южно-Каспийский, бассейн Лос-Анжелес и др.). Однако вертикальные перетоки известны также в древних бассейнах: ДДВ, Аппалачском бассейне Парадокс в Колорадо и др. Масштабы этих перемещений незначительны. 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 зависит от мощности и качества покрышки, амплитуды ловушки, высоты залежи и т. д. (Бека, Высоцкий, 1976).

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.

До сих пор нами рассматривались различные примеры формирования зон нефтегазоаккумуляции 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. В последние годы совокупность геологических, литологических, геохимических и других данных позволила предположить существование в природе автономных систем, в пределах которых реализуются генерация, аккумуляция и консервация УВ скоплений. Это, как правило, обогащенные РОВ карбонатные и терригенные породы (карбонаты юрского возраста в Персидском заливе, доломиты мела площади Реформа, ла-луна в бассейне Маракайбо, баженовская свита Западной Сибири и др.). Однако механизм формирования залежей в таких системах пока недостаточно разработан. Неясно 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/км³, для терригенных — Западной Сибири 20 млн.т/км³, 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 её миграцией и локализацией в микрослоистых глинах разреза, выполняющих функцию коллектора. Плотные разности терригенных пород становятся покрывками. Залежи баженовской свиты хорошо изолированы, характеризуются повышенными температурами — 134 °С вместо нормальных 118 °С и повышенными давлениями: 42 МПа на глубине 3 км. Подобный механизм формирования УВ скоплений можно предположить также для неогеновых глинистых образований манкос и грин-ривер бассейнов Скалистых гор, аргиллитов огайо в Преаппалачском бассейне и т. д. (Нестеров, 1979; Кривошеева, Соколов, 1980).

И, наконец, особое значение приобретает определение времени, скорости и продолжительности формирования залежей УВ, которое зависит от 1. времени образования локальных структур, региональных и локальных несогласий, тектонических нарушений и т. д.; 2. времени интенсивной генерации УВ и их эмиграции (формирование первичных скоплений); времени перестройки структурных планов, сопровождающихся перетокami 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. Нес-

терова и др. (1976) 67 % суммарных запасов газа в 70 крупных и гигантских месторождениях мира связано с ловушками палеогеннеоген-раннечетвертичного возраста, 18 % — с ловушками мела, 14 — с поздне-пермскими и 0,7 % — с доперскими ловушками. Для нефтяных залежей такая закономерность не прослеживается, и время формирования определяется в широком стратиграфическом диапазоне от нижнего кембрия до миоцена, плейстоцена и т. д.

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 ограничения и не может быть признан универсальным. Поскольку время формирования скоплений определяется совокупностью факторов различной интенсивности, направленности и сочетания, скорость и продолжительность образования скоплений у различных авторов колеблются в широких пределах от 1-2-5-12 до 20-30-60-110 млн. лет (Максимов, Киров, Клубов, 1970).

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 сформировалась как газовая, так и нефтяная залежь (Бека, Высоцкий, 1976). 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.

Нами были проведены 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 всплытия 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. Оба месторождения являются нефтяными, имеют простое геологическое строение, продуктивными отложениями являются в первом месторождении — девон, во втором — нижний мел. Скорость движения подземных вод в Волго-Уральской провинции была принята 2 см в год, а в Западной Сибири — 6 см в год (Максимов, Киров, Клубов, 1970; Конторович, Нестеров, Салманов, 1975).

Объем воды, занимающей коллектор, в пересчете на плотность нефти в Бондюжском месторождении равен 90 млрд.м³ (Q_1), в Совуйском 122 млрд.м³ (Q_2). Ежегодный дебит элизионного потока на Бондюжском (Q_1) и Савуйском (Q_2) месторождениях составит:

$$q_1 = V_1 \cdot h_1 \cdot l_1 \cdot k_1 \text{ пор} = \frac{0,2 \text{ м} \cdot 20 \text{ м} \cdot 15\,000 \text{ м} \cdot 0,2}{\text{год}} = 1200 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$q_2 = V_2 \cdot h_2 \cdot l_2 \cdot k_2 \text{ пор} = \frac{0,06 \text{ м} \cdot 20 \text{ м} \cdot 16\,000 \text{ м} \cdot 0,23}{\text{год}} = 3200 \text{ м}^3/\text{год}$$

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, равно:

$$\text{На Бондюжском месторождении } t_1 = \frac{Q_1}{q_1} = \frac{90\,000\,000}{12} \text{ х год} = 75 \text{ млн. лет}$$

$$\text{На Совуйском — } t_2 = \frac{Q_2}{q_2} = \frac{122\,000\,000}{32} \text{ х год} = 38 \text{ млн. лет}$$

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 водоземulsionном потоке, углы наклона структурных ловушек и т. д. Время формирования Бондюжского месторождения было одновременно определено по известной формуле В. П. Савченко (1977), которое оказалось равным 66 млн. лет, т. е. порядок чисел довольно близок.

На протяжении всей истории геологического развития нефтегазоносных бассейнов происходит постоянная борьба двух противоположностей: созидания или формирования залежи и разрушения (рассеивания) скоплений. Примером разрушения залежей могут явиться колоссальные 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 км. По всей вероятности, формирование таких зон нефтенакпления 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 рассеяться 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 обосновывалась 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.

Таким образом, при изучении особенностей формирования залежей углеводородов в земной коре особо важное 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 заключении 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 зависит от совокупности специфических особенностей строения и развития отдельных областей, следствием чего является различный объем пород-генераторов, коллекторов и флюидоупоров, геотермический режим, частота и продолжительность региональных и локальных перерывов, интенсивность и длительность 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 полуквантитативном 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, растворе-

ния 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 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 „влияние истории геологического развития нефтегазоносных бассейнов на формиро-

вание 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, палеогеологического, палеогеотермического и др. 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, обуславливающие 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 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.

Скорейшее решение перечисленных выше задач будет способствовать совершенствованию теоретических основ поисков месторождений нефти и газа и открытию залежей УВ в новых нефтегазоносных комплексах и районах.

ЛИТЕРАТУРА

- БЕКА, К. — ВЫСОЦКИЙ, И. В., 1976: Геология нефти и газа, Недра (Москва), 588 с.
Время формирования залежей нефти и газа. Наука (Москва), 303 с.
ГОТТИХ, Р. П., 1980: Формирование подземных вод нефтегазоносных бассейнов по изотопным данным. Геол. Нефти Газ (Москва), 7, с. 48—57.
КОНТОРОВИЧ, А. Э. — НЕСТЕРОВ, И. И. — САЛМАНОВ, Ф. К. и др., 1975: Геология нефти и газа Западной Сибири. Недра (Москва), 680 с.
КРИВОШЕЕВА, З. А. — СОКОЛОВ, Б. А., 1980: Образование нефтяных залежей в глинистых толщах в результате процесса разуплотнения. Геол. Нефти Газ (Москва), 1, с. 26—30.
ЛАГУНОВА, И. А., 1979: Условия проявления и особенности формирования вод пониженной минерализации в глубоких зонах осадочных бассейнов. Сов. Геол. (Москва), 2, с. 48—61.
МАКСИМОВ, С. П. — КИРОВ, В. А. — КЛУБОВ, В. А. и др., 1970: Геология нефтяных и газовых месторождений Волго — Уральской нефтегазоносной провинции. Недра (Москва), 806 с.
МАКСИМОВ, С. П. и др., 1975: Первичная и вторичная миграция нефти и газа. Сбор. статей. Тр. ВНИГНИ (Москва), 178, 330 с.
МАКСИМОВ, С. П. и др., 1977: Масштабы миграции углеводородов. Сбор. статей Тр. ЗапСибНИГНИ, 117, 1, 136 с.
МАКСИМОВ, С. П. и др.: 1978: Условия раздельного формирования зон нефте- и газонакопления в земной коре. Сбор. статей. Тр. ЗапСибНИГНИ (Москва), 137, 151 с.
НЕСТЕРОВ, И. И., 1979: Новый тип коллектора нефти и газа. Геол. Нефти Газ (Москва), 10, с. 26—29.
САВЧЕНКО, В. П., 1977: Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти. Недра (Москва), 413 с.

ХАЛИМОВ, Э. М. — МЕЛИК-ПАШАЕВ, В. С., 1980: О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите. Геол. Нефти Газа (Москва), 6, с. 1—10.

FOWLER, P. T., 1980: Telling live basins from dead ones by temperature. World Oil (Houston), 190, 6, с. 107—122.

HUNT, J. M., 1979: Petroleum geochemistry and geology (San Francisco). 617 с.

IVANHOE, C. E., 1980: World's giant petroleum provinces. Oil Gas J. (Tulsa), 78, 26, с. 146.

PRICE, L., 1980: Shelf and shallow basin oil as related to hot-deep origin of petroleum. J. Petrol. Geol. 3, 1, с. 91—116.

Рецензия Д. ДЮРИЦА

Рукопись получена 26. января 1982