

3. *Конюхов А. И., Иванов М. К., Кульницкий Л. М.* О грязевых вулканах и газогидратах в глубоководных районах Черного моря // *Литология и полез. ископаемые.*— 1990.— № 3.— С. 12—23.
4. *Кремлев А. Н., Гинзбург Г. Д.* Первые результаты поиска субмаринных газовых гидратов в Черном море (21-й рейс НИС «Евпатория») // *Геология и геофизика.*— 1989.— № 4.— С. 110—111.
5. *Лебедев Л. И., Маев Е. Г., Бордовский О. К., Кулакова Л. С.* Осадки Каспийского моря.— М.: Наука, 1973.— 117 с.
6. *Нолоконов В. П., Ступак С. Н.* Признаки газогидратных залежей в Черном море // *Изв. вузов. Геология и разведка.*— 1988.— № 3.— С. 72—73.
7. *Трофимук А. А., Черский Н. В., Царев В. П., Боровиков Ю. В.* Первоочередные объекты и методы поисков газогидратных залежей в осадках морей, омывающих СССР // *Геология и геофизика.*— 1980.— № 11.— С. 3—10.
8. *Brooks J. M., Cox H. B., Bryan W. R. a. o.* Association of gas hydrates and seepage in the Gulf of Mexico // *Org. Geochem.*— 1986.— Vol. 10, N 1—3.— P. 221—234.
9. *Katz H.-R.* Probable gas hydrate in continental slope east of Nort Island, New Zealand // *J. Petrol. Geology.*— 1981.— Vol. 3, N 3.— P. 315—324.
10. *Shipley T. H., Houston M. K., Buffer R. T. a. o.* Seismic evidences for widespread possible gas hydrate on continental slopes and rises // *AAPG Bull.*— 1979.— Vol. 63.— P. 2204—2213.
11. *Stoll R. D., Ewing J., Bryan G. M.* Anomales wave velosites in sediments containing gas hydrates // *J. Geophys. Res.*— 1971.— Vol. 76 (8).— P. 2090—2094.

Ин-т геологии и разработки горючих ископаемых
АН СССР и Миннефтепрома СССР, Москва

Статья поступила
04.10.90

Резюме

Формування газогідратів у результаті підтоку газу з найглибших горизонтів осадового чохла є найбільш імовірним. За даними геоакустичного профілювання виділено ознаки газогідратів у трьох районах Чорного моря, а також можливі пастки вуглеводнів з газогідратоносними осадами як покривками.

Summary

Formation of gas hydrates due to gas inflow from deeper levels of sedimentary cover proves to be the most probable. The data of geoacoustic profiling permit distinguishing characters of gas hydrates in three regions of the Black Sea as well as presumable hydrocarbon traps with gas hydrate-bearing sediments as covers.

УДК 553.98:314.2

А. А. Орлов, М. А. Волкова, Г. А. Жученко

Гидрогеохимическая зональность северо-западного шельфа Черного моря и связь ее с нефтегазоносностью

Рассматриваются гидрогеологические условия газоносных локальных структур северо-западного шельфа Черного моря. Детальное изучение солевого, микрокомпонентного и газового состава подземных вод осажденного чехла акватории Черного моря позволяет определить элементы гидрохимической инверсии бассейнов. На основании выявленных закономерностей формирования углеводородных залежей устанавливаются гидрогеологические критерии нефтегазоносности локальных структур акватории Черного моря.

В пределах юга Украины северо-западный шельф Черного моря, характеризующийся сложным геологическим строением, является одним из объектов геологопоисковых работ на углеводородные залежи.

© А. А. ОРЛОВ, М. А. ВОЛКОВА, Г. А. ЖУЧЕНКО, 1991

Взаимодействие различных процессов формирования химического и газового состава вод делают эту область интересным объектом для исследования гидрогеологической зональности и ее связи с нефтегазонасностью.

В структурно-тектоническом плане северо-западная акватория Черного моря относится к Южно-Сарматской краевой системе и представляет собой депрессионную зону, которая сформировалась на границе Восточно-Европейской платформы и Скифской плиты [2]. В геологическом строении области принимают участие меловые, палеогеновые и неоген-четвертичные образования мощностью более 3000 м, слагающие альпийский структурно-формационный комплекс, который залегает на размытой поверхности гетерогенного складчатого фундамента. В альпийском структурно-формационном комплексе основным тектоническим элементом является Каркинитский прогиб, рассматриваемый как нефтегазогенерирующая зона. По системе глубинных разломов он граничит со структурными поднятиями, соответствующими приподнятым блокам гетерогенного фундамента. Зоны нефтегазоаккумуляции связаны с локальными поднятиями ортоплатформенного чехла, характеризующимися длительным консолидационным развитием от мелового до четвертичного времени.

В северо-западной акватории Черного моря весь комплекс пород от домелового фундамента до четвертичных образований в той или иной мере обводнен. Значительная литологическая изменчивость пород по площади и разрезу, разобщенность мел-палеогеновых отложений на отдельные тектонические блоки не дают возможности выделить по площади водоносные горизонты, произвести их сопоставление с водоносными горизонтами Равнинного Крыма.

В зависимости от условий залегания подземных вод в разрезе ортоплатформенного чехла на данной территории выделяются нижнемеловой, верхнемеловой, дат-палеоценовый, эоценовый, майкопский и неогеновый водоносные комплексы. Нижним региональным водоупором последнего является глинистая толща майкопской серии, кровля которой залегает в интервалах глубин 300—380 м (рис. 1).

Гидродинамические условия глубокозалегающих водоносных горизонтов мел-палеогеновых отложений, включая обводненные зоны, приуроченные к средней части разреза майкопской толщи, характеризуются развитием элизионной водонапорной системы, где условия питания, стока и разгрузки влияют на процессы формирования повышенных давлений в депрессиях. Уплотнение толщ под действием геостатического давления и отжатие из них вод в коллекторы приводит к латеральному и вертикальному движению последних по направлению к прибортовым зонам депрессий. В качестве возможной области разгрузки мел-палеогеновых водоносных комплексов в северной приподнятой части Причерноморской впадины, осложненной тектоническими нарушениями, указывается район Сиваша [3], где отмечается хлоридно-кальциевый тип воды (по данным В. А. Сулина) соленых озер Перекопского перешейка. Расчеты приведенных напоров дат-палеоценового водоносного комплекса по структурным поднятиям северной прибортовой части Каркинитского прогиба определяют направление движения подземных вод с юго-запада в север-северо-восточном направлении. Однако на пути латерального движения воды в область разгрузки на локальных поднятиях, осложненных тектоническими нарушениями, может происходить внутривозлевуарная разгрузка подземных вод, что было отмечено В. В. Колодием на Октябрьском и Западно-Октябрьском поднятиях Тарханкутского п-ва [1], приведшая к образованию здесь пониженных пластовых давлений. В изолированных же блоках и линзах коллекторов, где создаются затрудненные условия оттока подземных вод, сформировались зоны высоких пластовых давлений.

Развитие элизионной водонапорной системы с ее характерными особенностями в значительной мере определило геохимический облик

подземных вод мел-палеогеновых отложений, распределение их по составу в разрезе осадочного чехла.

На площади локальных поднятий северо-западного шельфа Черного моря воды нижне- и верхнемеловых отложений, залегающих в основании разреза осадочной толщи, характеризуются небольшой минерализацией, изменяющейся в пределах 15,9—26,6 г/л, а на Ильичевском поднятии, на котором кровля нижнего мела вскрывается на глубине 1950 м, при сокращенном разрезе вышележащих отложений,

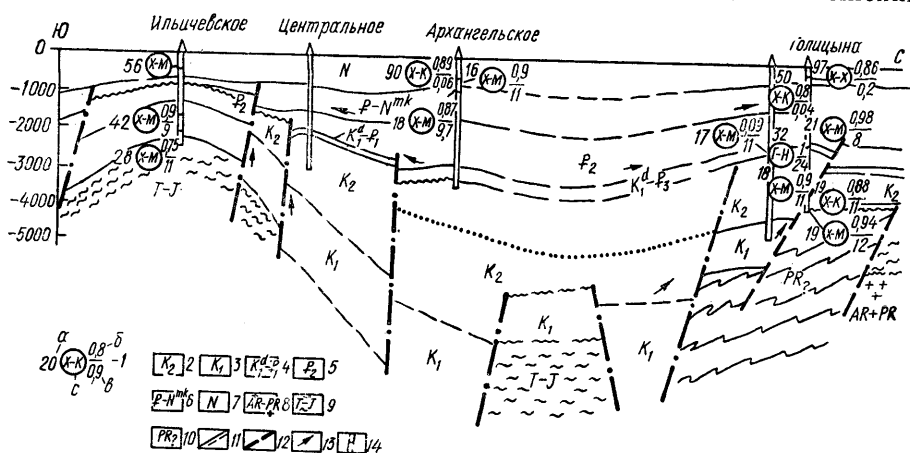


Рис. 1. Схематический гидрогеохимический профиль северо-западного шельфа Черного моря (структурные поднятия Голицына, Архангельского, Центральное, Ильичевское) 1—гидрохимические данные: а — минерализация, г/л; б — отношение r_{NaCl}/r_{SO_4} ; с — тип воды. Водонасыщенные комплексы: 2 — нижнемеловой, 3 — верхнемеловой, 4 — дат-палеоценовый, 5 — эоценовый, 6 — майкопский, 7 — неогеновый, 8 — домеловой фундамент; 9 — триас-юрские отложения; 10 — дислоцированная толща протерозоя; 11 — границы водонасыщенных комплексов; 12 — разломы; 13 — направление движения подземных вод; 14 — буровые скважины, интервал опробования

минерализация воды возрастает до 43,8 г/л; тип воды преимущественно хлоридно-магнийевый. На поднятии Шмидта, где отмечались притоки газа, и в скважине 4-Голицына, вскрывшей тектонически нарушенную толщу меловых отложений, тип воды хлоридно-кальциевый. Количество сульфатов в водах нижнемелового комплекса относительно высокое и составляет 4—5 %-экв/л при значении коэффициента сульфатности более 9. Близкие концентрации сульфатов в водах верхнемелового комплекса отмечаются на структурах Голицына, Десантное, где не установлена продуктивность верхнемеловых отложений. В сводовой части поднятия Шмидта в воде, полученной вместе с газоконденсатом, содержание сульфатов снизилось до 1,2—1,0 %-экв/л при коэффициенте сульфатности 0,03—0,02. Содержание гидрокарбоната в водах верхнемелового комплекса в среднем составляет 0,4—0,65 %-экв/л. Величина отношения r_{Cl}/r_{Vg} верхнемелового комплекса изменяется от 331 до 281, снижаясь на поднятии Шмидта до 251—222. Воды меловых отложений обеднены микрокомпонентами: йода в них до 1—2 мл/л, брома до 45 мг/л, бора 3—12 мг/л.

Состав растворенных газов в водах верхнемеловых отложений метановый, содержание тяжелых углеводородных газов до 4,7 %, газонасыщенность более 3000 см³/л.

Воды дат-палеоценовых отложений, к которым приурочены газоконденсатные залежи, характеризуются минерализацией, изменяющейся от 16,5 до 33 г/л. Максимальная концентрация солей отмечалась в приконтурных водах газоконденсатной залежи на Голицынской месторождении. Однако при наличии примеси конденсационной воды минерализация воды вблизи газово-водяного контакта снижалась до 1,9 г/л. Воды дат-палеоценового комплекса вблизи газоконденсатных залежей относятся к хлоридно-кальциевому и гидрокарбонатно-натриевому типам, а на непродуктивных структурах и в законтурных зонах

тип воды хлоридно-магниевый и сульфатно-натриевый. Характерной особенностью вод дат-палеоценовых отложений приконтурных зон газоконденсатных залежей поднятий Голицына, Штормовое является относительно повышенная концентрация гидрокарбонатного иона, которая в полтора-два раза превышает концентрацию сульфат-иона. В пластовых водах законтурной зоны на поднятии Штормовое это соотношение изменяется в сторону сульфатного иона. Воды дат-палеоценового комплекса в зонах, удаленных от контура газоносности, содержат сульфат-ион 4—7 %-экв/л при коэффициенте сульфатности 9—19, вблизи контура его содержание снижается до 1—2 %-экв/л при коэффициенте сульфатности менее 5. Отношение rNa/rCl имеет минимальное значение в приконтурных зонах газоконденсатных залежей — 0,3—0,6 и с удалением от контура газоносности возрастает до 1,3 (поднятие Штормовое), а на поднятии Крымском, Сельского, где дат-палеоценовые отложения непродуктивны, — до 2,5—6,5.

Микрокомпоненты в рассматриваемых водах содержатся в меньших количествах, по сравнению с их содержанием в водах майкопского комплекса, за исключением бора. На изученных площадях акватории Черного моря в водах дат-палеоценовых отложений содержание йода изменяется от 2 до 32 мг/л, брома от 24 до 85 мг/л. Воды дат-палеоценовых отложений, относящиеся к гидрокарбонатно-натриевому типу, обогащены бором. В приконтурных зонах газоконденсатных залежей на месторождениях Штормовое, Голицына содержание в них бора превышает 100 мг/л. В законтурной зоне на поднятии Штормовое концентрация бора в водах снижается до 22 мг/л. Наиболее распространенные концентрации аммония в водах дат-палеоценовых отложений исследуемой площади изменяются от 2—4 до 30 мг/л. На поднятиях Голицына, Штормовое в законтурных водах газоконденсатных залежей содержание аммония близко к верхним пределам его средних концентраций и составляет 28—30 мг/л. Вблизи контура газоносности насыщенность вод аммонием возрастает до 52—62 мг/л.

Воды дат-палеоценового комплекса характеризуются повышенной газонасыщенностью, которая имеет максимальное значение в зонах газопроявлений и вблизи контура газоносности. Так, на поднятии Шмидта, газонасыщенность воды, вскрытой скв. 25 в интервалах глубин 2717—2770 м, составляет 2548 см³/л. Среди водорастворенных газов при доминировании метана 79,5—80,9 % отмечается повышенное содержание тяжелых углеводородных газов — 3,5—6,0 %.

Подземные воды эоценового комплекса на исследуемой площади представлены двумя типами: гидрокарбонатно-натриевым и хлоридно-магниевым. Минерализация воды изменяется от 18 до 41 г/л. Величина хлорбромного коэффициента варьирует от 296 до 451. Количество сульфатов в водах комплекса довольно высокое и обычно превышает 1 г/л, изменяясь от 3,7 до 14,82 %-экв/л. Значительное содержание сульфатов в водах эоценовых отложений определяется температурными условиями — 84—98,5 °С, что в определенной мере тормозит процесс их десульфирования. На изученных площадях акватории Черного моря воды эоценового комплекса обеднены микрокомпонентами. В них обнаружен йод — до 5,6 мг/л, бром — до 39,2, бор — 8,5, аммоний — до 30 мг/л. Газонасыщенность вод комплекса может превышать 1000 см³/л, состав водорастворенных газов углеводородный.

Воды продуктивного майкопского комплекса северо-западного шельфа Черного моря, преимущественно приуроченные к средней части разреза майкопских отложений, хлоридно-натриевого состава и относятся к хлоридно-кальциевому, реже к переходному хлоридно-магниевому типу. Минерализация воды изменяется от 17 до 50 г/л (рис. 2). Воды майкопского комплекса относительно метаморфизованы, отношение rNa/rCl составляет 0,8—0,9, величина хлорбромного коэффициента обычно менее 300, а в водах газоносных пачек М-V и М-III на месторождении Голицына снижается до 54—19. Во всех пробах пластовых вод майкопских отложений магний преобладает над

кальцием. Содержание гидрокарбонат-иона превышает 100 мг/л, а на поднятии Голицына в водах продуктивных пачек М-IV, М-III увеличивается в 2—2,5 раза.

Характерной особенностью солевого состава вод майкопского комплекса акватории Черного моря является изменчивое содержание сульфатов. На поднятии Архангельского концентрация сульфат-иона достигает 1336 мг/л при коэффициенте сульфатности около 10. В водах продуктивных пачек М-III, М-IV на поднятии Голицына содержание

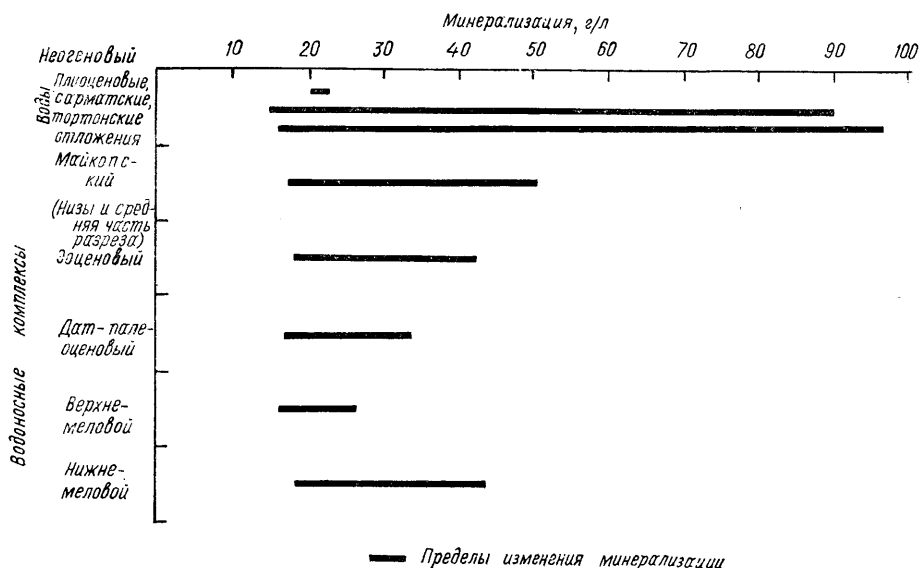


Рис. 2. Схема изменения минерализации вод основных комплексов северо-западного шельфа Черного моря

сульфатов варьировало от 900 до 1000 мг/л при коэффициенте сульфатности 3—4,6. На той же структуре в приконтурных водах продуктивной пачки М-V содержание сульфат-иона снизилось до 29—18 мг/л, при коэффициенте сульфатности 0,04—0,07.

Воды майкопского комплекса характеризуются повышенным содержанием микрокомпонентов. Самые высокие концентрации йода до 70—79 мг/л, брома до 556 мг/л и аммония до 140 мг/л отмечались на площади Голицына в водах хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 50 г/л. В менее минерализованных водах приконтурных зон продуктивных пачек М-III, М-IV содержание йода снижается до 21—28 мг/л, брома — 72 мг/л. Хлоридно-кальциевый тип воды, повышенная минерализация определяют их относительную обедненность бором — до 10 мг/л по сравнению с водами дат-палеоценового комплекса.

Газонасыщенность вод майкопского комплекса обычно более 1200 см³/л и достигает максимальных значений вблизи контура газовой залежи. Среди водорастворенных газов доминирует метан — 90—99 %, концентрация тяжелых углеводородных газов — 0,11—0,44 %.

Воды неогенового комплекса, залегающего на региональном водупорном основании майкопских глин, характеризуются значительной пестротой химического состава, для них отмечаются крайние значения величины минерализации, установленные для подземных вод акватории Черного моря. Максимальная минерализация 78—107 г/л определена в водах тортонских отложений на поднятиях Сельского, Голицына и превышает концентрацию солей в водах майкопского комплекса исследуемой территории (рис. 2). На поднятии Архангельского из отложений тортона были получены притоки газа и воды, минерализация которой составила 15,6 г/л. На тех же структурных поднятиях минерализация вод сарматских отложений изменялась от 19 до 53—

90 г/л. Воды тортон-сарматских отложений относятся к хлоридно-кальциевому или переходному хлоридно-магниевого типам. Содержание сульфатов в них неравномерное, что определяет значительные колебания коэффициента сульфатности — от 0,02 до 7—11. В водах тортон-сарматских отложений обнаружены: йод до 2,8 мг/л, бром до 172, аммоний 100—200 мг/л. Состав водорастворенных газов метановый, содержание тяжелых углеводородных газов — до 0,3 %. По своим геохимическим характеристикам воды тортон-сарматских горизонтов отличаются от вод существенно глинистой толщи плиоцена, минерализация которых не превышает 19—20 г/л.

Анализ солевого, микрокомпонентного состава подземных вод локальных поднятий акватории Черного моря не дает возможности четко выделить гидрохимические зоны. Характер изменения химического состава и типов пластовых вод, нарастание верхних пределов их минерализации по разрезу осадочного чехла северо-западного шельфа Черного моря определяют наличие элементов гидрохимической инверсии бассейна.

Распреснение нижней части разреза мел-палеогеновых отложений вызвано поступлением дегидротационных вод из уплотняющихся глинистых толщ, а вблизи газоконденсационных залежей — разбавлением конденсационными водами. Обеднение вод меловых отложений йодом, бромом, натрием, по сравнению с водами вышележающих комплексов, очевидно, также вызвано их выносом в верхние горизонты происходящим оттоком дегидротационных вод. С последними происходит миграция газообразных углеводородов, генерирующихся на стадии мезокатагенеза в пределах грааций МК₁—МК₃. Область распространения относительно опресненных вод следует рассматривать как перспективную зону при поисках газовых и газоконденсатных залежей. В пределах этой зоны накопление углеводородов будет происходить в ловушках при наличии в дат-палеогеновых и майкопских отложениях коллекторов и выдержанных покрышек. В таких условиях внедрение опресненных вод осуществляется в пласты-коллекторы, при сохранении в менее проницаемых пластах минерализованных вод. Пестрота минерализации и типов подземных вод (отражающая разнообразие очагов внедрения углеводородных флюидов), появление конденсационных вод являются прямыми признаками газоносности локальных структур северо-западного шельфа Черного моря.

Накопление в ловушках газообразных углеводородов может происходить и в нижней части разреза осадочного чехла, где на площади Шмидта из верхнемеловых отложений были получены притоки газа.

Необходимо продолжить изучение геохимических и гидродинамических условий акватории Черного моря, являющейся перспективной нефтегазоносной областью.

1. Колодій В. В. Про походження гідрохімічних аномалій на Олександрівському нафтовому та Західно-Олександрівському газоконденсатному родовищах Криму // Геологія і геохімія горючих копалин.— К.: Наук. думка, 1971.— Вип. 72.— С. 10—19.
2. Павлюк М. І., Богаєць О. Т. Тектоніка і формації області зчленування Східно-Європейської платформи і Скіфської плити — К.: Наук. думка, 1978.— 145 с.
3. Штогрин В. Д., Тердовидов А. С., Нечина С. В. Геохімія підземних вод Степового Криму та її нафтогазорозшукове значення.— К.: Наук. думка, 1973.— 174 с.

Ивано-Франк. ин-т нефти и газа,
Ивано-Франковск

Статья поступила
22.03.89

Резюме

Розглядаються гідрогеологічні умови газоносних локальних структур північно-західного шельфу Чорного моря. Детальне вивчення солевого, мікрокомпонентного та газового складу підземних вод осадочного чохла акваторії Чорного моря дозволяє визначити елементи гідрохімічної інверсії басейну. На основі виявлених закономірностей формування вуглецевих покладів встановлюються гідрогеологічні критерії нафтогазоносності локальних структур акваторії Чорного моря.

Detailed studies in salt, microcomponent and gas composition of the underground waters of the sedimentary cover in the water area of the Black Sea permit determining elements of the hydrochemical inversion of the basin. The district of spreading of relatively fresh waters is considered as the perspective zone in search of gas deposits. Hydrogeological criteria of oil and gas content of local structures in the water area of the Black Sea are determined on the basis of the revealed regularities of the hydrocarbon deposit formation.

УДК (553.98:551.243.8):576.8(477)

Н. А. Куриленко

Микробиологический генезис углеводородов и электромагнитные процессы в земной коре

Изложен механизм образования углеводородов в результате жизнедеятельности микроорганизмов, способных усваивать мантийные газы, размножаться, создавать огромное количество биомассы и при определенных условиях генерировать более сложные углеводороды, вовлекая в переработку захороненное органическое вещество. Из факторов, определяющих бактериальный генезис углеводородов, рассмотрено влияние электромагнитных полей, возникающих в земной коре и сопровождающих геотектонические движения, процессы тепломассопереноса.

Восполнение запасов нефти и газа требует высокой достоверности научных концепций генезиса углеводородов (УВ) и формирования их промышленных скоплений, совершенствования методических основ поисков. Происхождение УВ является одной из сложнейших загадок естествознания и представляет собой актуальную проблему нефтегазовой геологии. Все существующие положения о природе УВ, несмотря на их многообразие, развиваются по двум основным направлениям: органическое происхождение нефти, когда нефть рассматривается как продукт преобразования живой материи биосферы, и неорганическое, согласно которому нефть является продуктом синтеза простых исходных веществ в земных недрах или космосе.

Как известно, идеи органического генезиса УВ заложены русскими учеными М. В. Ломоносовым и В. И. Вернадским. Основные положения концепции биогенного происхождения УВ считаются разработанными [2] и воплотились в осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. В результате детальных геолого-геохимических исследований получены важные доказательства органического генезиса УВ (наличие в нефтях хемофосфилов — молекулярных структур органического происхождения, одинаковые оптические свойства нефтей и живой материи), установлены главные фазы нефте- и газообразования, глубинные и термобарические условия дифференцированной генерации УВ. Осадочно-миграционная теория дает возможность прогнозировать нефтегазонасыщенность и оценивать потенциальные ресурсы УВ.

Концепция абиогенного происхождения УВ связана с именами Д. И. Менделеева, В. Д. Соколова, Н. А. Кудрявцева, П. Н. Кропоткина, В. Б. Порфирьева, Т. Голда, В. А. Краюшкина и др. Представления «неоргаников» об условиях, месте и времени формирования УВ отличаются большим разнообразием, противоречивостью точек зрения и недостаточной аргументированностью выводов.

Наряду с этим современная нефтегазовая геология располагает фактами, труднообъяснимыми с позиций существующих ныне представ-