

А. Е. Лукин, д-р геол.-минерал. наук, академик, заведующий отделом
(Украинский государственный геологоразведочный институт),
lukin_alexander@ukr.net, ORCID-0000-0003-4844-1617

ДЕГАЗАЦИЯ ЗЕМЛИ, НАФТИДОГЕНЕЗ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Статья 4

Концепция глубинной дегазации Земли как глобального (но неравномерного в пространстве и времени) процесса саморазвития нашей планеты, являющегося главным фактором формирования минеральных ресурсов, должна стать основой современной парадигмы нефтидологии.

Ключевые слова: дегазация Земли, труба дегазации, нефтегазоносный бассейн, углеводородный потенциал.

Фазово-геохимическая дифференциация нафтидов в процессе дегазации Земли

Независимо от представлений об источниках углеводородов (УВ) основным фактором нефтегазонакопления является миграция УВ. Согласно традиционным осадочно-миграционным представлениям различают ее этапы: первичную (миграция УВ в форме микронепти или дисперсного газа из нафтидогенерирующих отложений в породы-коллекторы) и вторичную (собственно миграцию нефти и газа) – по проницаемым зонам литофизически анизотропного, неоднородного по флюидо-газопроводности геологического пространства, вследствие чего собственно миграция нефти и газа в целом приобретает сложный многоступенчатый характер с различными соотношениями (суб)латерального и (суб)вертикального перемещения по сквозьформационной флюидопроводящей системе. При этом согласно канонам осадочно-миграционной теории “главным фактором миграции нефти и газа является сила тяжести” [22, с. 344], которая вследствие общеизвестных причин и обеспечивает преимущественно восходящий ее характер.

Рассмотрение миграции нефти и газа в связи с процессами дегазации Земли (ДЗ) кардинально меняет указанные представления. Главным ее фактором становится энергетика глубоких земных недр, обуславливающая восходящий поток флюидов, взаимодействие которых с геологической средой литосферы приводит к их фазовой дифференциации и формированию скоплений нафтидов различного типа (в диапазоне от битумов до сухих метановых и кислых газов). Максимальной интенсивности указанная фазово-геохимическая дифференциация достигает в верхней аккреционной части гранитного слоя (кристаллический фундамент) и особенно в осадочной оболочке (стратисфере), в пределах которых и формируются НКМ и НГБ.

Рассмотрение закономерностей нефтегазонакопления в контексте процессов газовой дегазации Земли (ГДЗ) [18, 12] позволяет объяснить широту стратиграфического (докембрий – плиоцен-четвертичные отложения), глубинного (до 10 км и глубже), фазово-геохимического (битумы, тяжелые, средние и легкие нефти, разнообразные газоконденсатные системы, жирные, сухие, кислые газы)

диапазонов, что в полной мере характерны для нефтегазоносных регионов Украины [14]. Как уже отмечалось, процессы нафтидогенеза-нефтегазоаккумуляции (формирование залежей) протекают непрерывно, но весьма неравномерно в пространственно-временном геологическом континууме. Это выражается в феномене многопластовых месторождений с широким фазово-геохимическим диапазоном (нефтяные, газоконденсатные, газовые и гетерофазовые залежи), что, в частности, свидетельствует о различном соотношении диффузионной и фильтрационной проницаемости геологической среды и об интенсивном проявлении в процессах ДЗ сепарационных явлений.

При миграции углеводородных флюидов и газов через породы кристаллического фундамента (КФ) и стратисферы их фазово-геохимическая дифференциация связана как с фильтрационными адсорбционно-хроматографическими эффектами, так и с процессами сепарации вследствие диффузии сквозь малопроницаемые покрывки коллекторов.

Представления о том, что последовательность слоев осадочных отложений можно рассматривать как естественную хроматографическую колонку, появились свыше 50 лет назад. Однако эффекты газожидкостной хроматографии при миграции углеводородных флюидов и газов изучены слабо. Результаты немногочисленных экспериментальных исследований пока не позволяют дать достоверную количественную оценку указанных эффектов не только для процессов ГДЗ в целом, но и для миграции УВ. В экспериментах И. С. Старобинца и др. (1979) через колонку, заполненную измельченной породой определенного состава и присоединенной к хроматографу, пропускалась искусственно приготовленная углеводородно-газовая смесь известного состава, содержащая нормальные и изомерные алканы $C_4 - C_5$. При ее фильтрации через породы различного литологического состава наблюдалось разделение бутанов и пентанов. Однако оказалось, что при

этом большую роль играет содержание влаги в породе. Даже для глин и глинистых песчаников, характеризующихся максимальной степенью разделения этих компонентов, адсорбционно-хроматографический эффект практически исчезает при влажности около 10 % (по данным И. С. Старобинца и др., 1979). По-видимому, это обусловлено резким уменьшением сечения (микро)поровых каналов при набухании глин, что не позволяет рассчитывать на четкую зависимость указанных эффектов от минерального состава глинистого вещества. Вопреки общепринятым представлениям, сепарационный эффект смектитовых глин может быть существенно ниже, чем у гидрослюдистых и каолиновых глин. Результаты наших исследований [15, 25] свидетельствуют о том, что интенсивность сепарационных явлений при вертикальной миграции УВ определяется не столько адсорбционно-хроматографическим эффектом, сколько зависит от экранирующих свойств пород-покрывок. Последние характеризуются весьма широким диапазоном соответствующих литофизических параметров. Особого внимания в данном случае заслуживают широкие вариации значений диаметра (микро)пор.

В процессе вертикальной миграции часть поступающих в залежь УВ подвергается рассеянию через покрывку коллектора в вышележащие горизонты. Это осуществляется в виде диффузионного или фильтрационного потока. Последний может быть реализован отдельными прорывами газа через нарушения или литологические окна перекрытий.

При диффузионном рассеянии УВ состав пластового газа в залежи должен изменяться в течение всего периода формирования залежи даже в том случае, если состав поступающего газа сохраняется постоянным. Это обусловлено различной диффузионной проницаемостью компонентов природного газа через вышележащие породы. Ранее [26, 15] было показано, что в результате диффузионных процессов в газоконденсатной залежи

при изменении состава пластовой смеси возможно образование нефтяной оторочки или переход всей газоконденсатной системы в состояние легкой нефти с высоким содержанием в ней газовых УВ (при недонасыщенности) газом. Таким образом, процессы диффузионного рассеяния могут оказать значительное влияние на фазовое состояние залежи. В связи с этим представляет интерес сопоставление рассчитанного процесса изменения состава пластовой смеси при образовании залежи путем вертикальной миграции с фактическими данными по химическому составу газоконденсатных залежей, представленных различными типами.

Была разработана модель расчета изменения состава газа в залежи в процессе ее формирования при вертикальной миграции. Рассматривалась ловушка конусообразного типа с различной толщиной покрышки. При этом допускалось, что поступление УВ в ловушку и их диффузионное рассеяние сквозь экран происходят одновременно. В начальный момент коэффициент заполнения ловушки газом равен нулю. Поступление УВ в залежь принимали постоянным во времени, а коэффициентам диффузии в каждом варианте расчета придавали различные величины, сохраняя значения их соотношения в ряду: метан, этан, пропан, бутаны, пентаны и гексаны. Расчеты проводили при различных термодинамических условиях, исходном составе газа, поступающего в ловушку, и его расходе. Коэффициент сжимаемости газовой фазы вычисляли по уравнению Редлиха-Квонга [28]. В результате расчетов определяли степень заполнения ловушки газом и его состав во времени.

На рис. 1 приведены зависимости изменения пропана и фракции C_5 +высш. в составе пластового газа при различном их соотношении в исходном газе. Точки, отвечающие конкретным газоконденсатным залежам Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ), располагаются в основном между этими кривыми и имеют одинаковую с ними тенденцию взаимного уве-

личения содержания пропана и фракции C_5 +высш. в составе пластового газа. Следует отметить, что точки, соответствующие северной прибортовой зоне ДДВ, характеризуют залежи, имеющие перекрытия с максимальным размером пор от 0,05 до 0,8 мкм, т. е. относящиеся, по классификации А. А. Ханина [30], к классу С. В этих залежах отмечаются повышенные концентрации пропана и пентана + вышекипящие УВ (C_5 +высш.).

Точки, отвечающие месторождениям (залежам) южной прибортовой зоны ДДВ, относятся преимущественно к элементарным резервуарам, покрышки которых относятся к классу В и располагаются в области, где концентрации в газе C_5 +высш. не превышают 4 %.

В зоне центрального грабена развиты залежи категорий А и В, но встречаются также залежи с покрышками класса С (Харьковцы и др.). Диапазон изменения по C_5 +высш. для этой зоны охватывает всю рассмотренную область концентрации от 0,45 до 14,8 %. Интересно отметить, что для такого месторождения, как Распашновское (расположено под солевыми отложениями большой мощности, представляющими собой покрышку класса А), точки располагаются в области самых низких значений содержания в газе C_3 и C_5 +высш., т. е., вероятно, по составу этот газ наиболее близок к поступающему из глубины и источник, возможно, расположен в зоне центрального грабена. Коэффициент заполнения газом структур близок к единице. Так как из подобных залежей УВ практически не рассеивались, то поступающий газ сохранился без изменения.

На рис. 2 представлены вариации отношения этана к пропану (C_2/C_3) в процессе формирования залежей при вертикальной миграции (кривые 1–3) при различном соотношении C_2/C_3 в исходном газе.

Приведенные на графике фигуративные точки отвечают рассмотренным выше залежам ДДВ. Они в основном находятся между кривыми. Следует отметить, что точки, расположенные ниже

кривой 3, соответствуют глубинам не более 1800 м, т. е. эти залежи могли иметь другой (менее глубокий) источник поступления газа.

Наблюдается общая тенденция уменьшения отношения C_2/C_3 с увеличением C_5 +высш. в составе пластового газа, что согласуется с результатами теоретического исследования. Объясняется это тем, что диффузионная проницаемость для этана выше, чем для пропана, и благодаря рассеянию его содержание в пластовом газе уменьшается.

Диффузия газовых УВ приводит к накоплению в залежи пентанов и вышекипящих УВ. Этому, естественно, наиболее подвержены залежи, расположенные под покрывками, характеризующимися максимальной диффузионной проницаемостью, т. е. большими размерами пор.

На рис. 3 показана зависимость содержания в пластовом газе C_5 +высш. от максимального размера пор покрывок для тех же залежей ДДВ. Наблюдается достаточно тесная связь между этими величинами. Чем больше размер пор, а следовательно, и диффузионная проницаемость покрывки (изолирующего прослоя), тем выше содержание C_5 +высш. в пластовом газе. При максимальных размерах пор более 1 мкм газоконденсатные месторождения переходят в нефтяные (Лебяковское, Прилукское, Гнединцевское). Следует отметить, что нефти этих залежей преимущественно легкие.

Максимальные размеры пор (0,05–1,00 мкм) характерны в основном для газоконденсатных месторождений, имеющих нефтяную оторочку (Глинско-Роз-

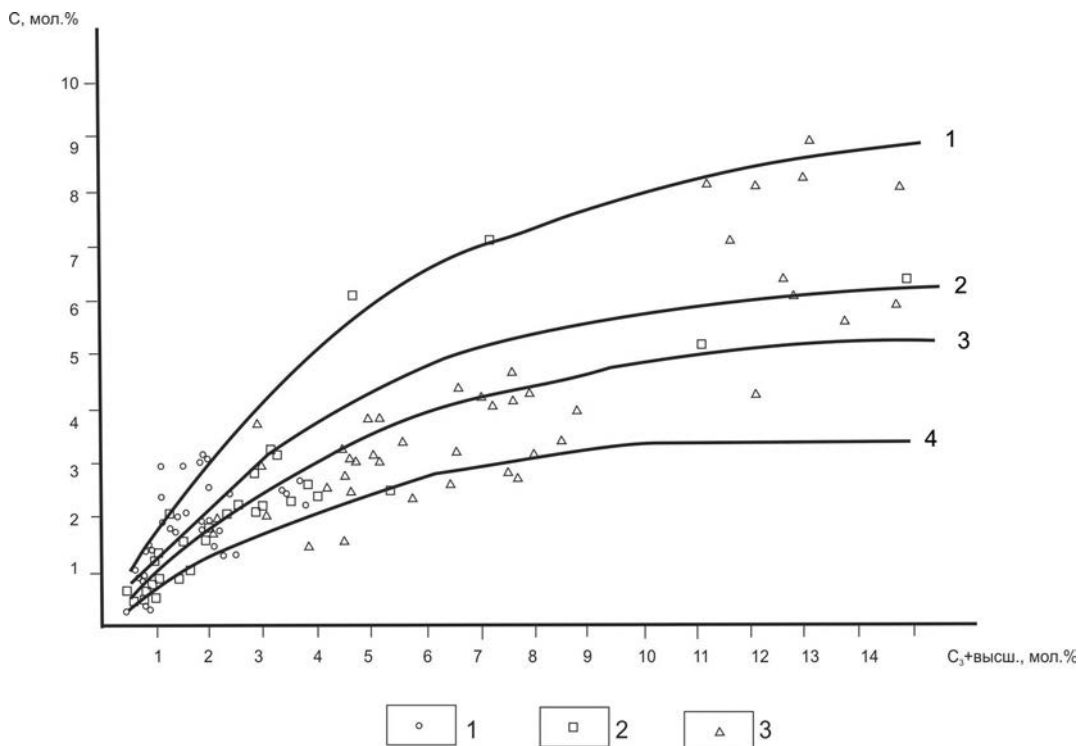


Рис. 1. Зависимость изменения соотношения пропана и фракции C_5 +высш. в составе пластового газа в процессе формирования залежи при вертикальной миграции

Соотношение C_3/C_5 +высш. в исходном газе: 1 – 2; 2 – 1,25; 3 – 1; 4 – 0,5; район исследования: 1 – южная прибортовая зона; 2 – зона центрального грабена; 3 – северная прибортовая зона

бышевское, Гадячское, Рыбальское, Тимофеевское, Новотроицкое, Чижевское и др.), а также для нефтегазоконденсатных залежей, в которых состояние пластовой смеси близко к критическому (Талалаевское, Артюховское, Харьковцы, Матлаховское и др.).

Под перекрытиями с максимальным размером пор менее 0,01 мкм (класс А) находятся главным образом газоконденсатные месторождения без нефтяной оторочки (Опошнянское, Руденковское, Потичанское, Мелиховское, Крестищенское, Распашиновское и др.). Следует отметить, что многие из них характеризуются наличием сверхгидростатических пластовых давлений.

Кривая на рис. 3 построена по расчетным данным. Она устанавливает связь содержания C_5 +высш. в пластовом газе с диффузионной проницаемостью перекрышки (коэффициентом диффузии по метану, принятом в расчете) для случая описанной выше модели ловушки при мощности перекрытия 30 м, времени формирования залежи 40 млн лет, пористости коллектора (умноженной на газонасыщенность) 0,2, плотности потока, поступающего в залежь, $16 \cdot 10^6$ г·моль/м² в 1 млн лет и следующем исходном составе газа: $C_1=95,4$ мол. %, $C_2=3$ %, $C_3=0,6$ %, $C_4=0,2$ %, $C_{5+6}=0,2$ %, C_7 +высш.=0,6 % (близок к составу газа Распашиновского месторождения).

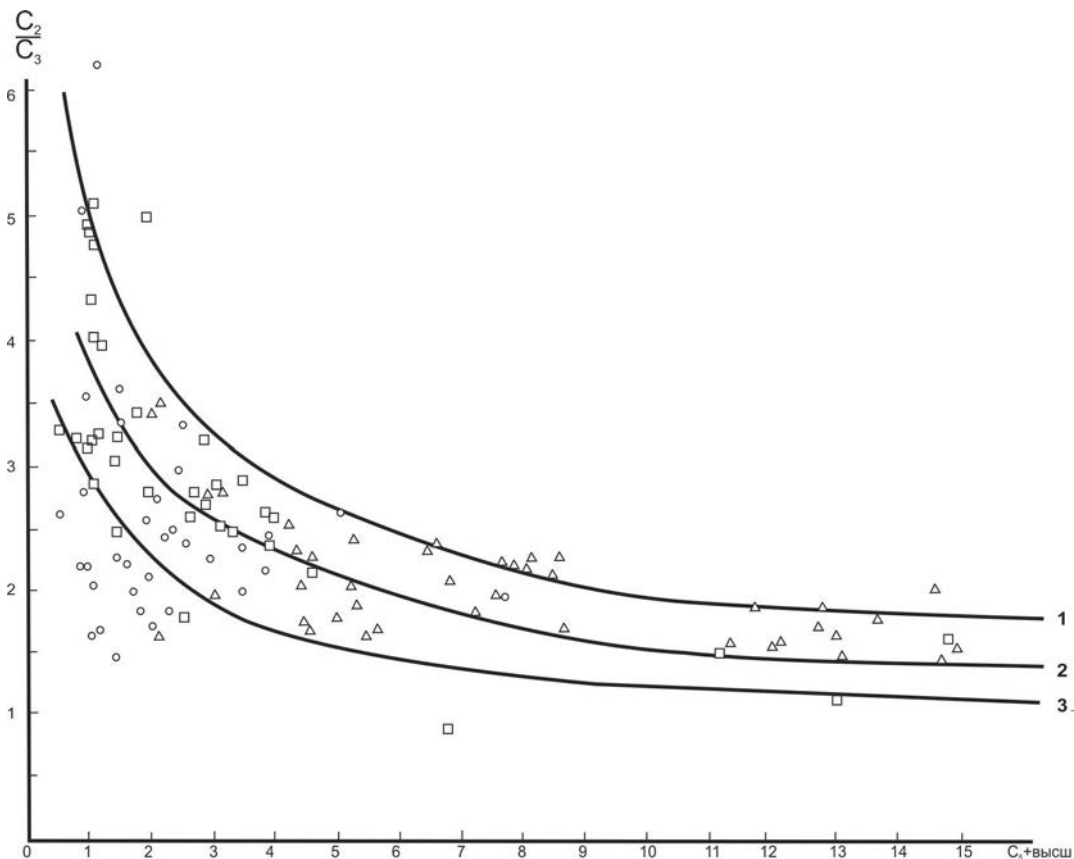


Рис. 2. Зависимость изменения соотношения этан/пропан и фракции C_5 +высш. в пластовом газе в процессе формирования залежи при вертикальной миграции (по Г. С. Степановой, В. Н. Левашову, А. Е. Лукину, М. С. Слободскому)

Соотношение C_2/C_3 в исходном газе: 1 — 5; 2 — 4; 3 — 3,5

Естественно, что время формирования залежи при других исходных данных (форма и размеры ловушки и ее перекрытия, величина потока поступающего газа и его состав) будет иным. Однако характер зависимости C_5 +высш. от диффузионной проницаемости перекрытия сохранится. Идентичность этой кривой среднему статистическому распределению точек, отвечающих связи фактора C_5 +высш. с максимальным размером пор, по-видимому, свидетельствует о прямопропорциональной зависимости коэффициента диффузии газа от максимального размера пор.

На рис. 4 показаны кривые, отвечающие изменению коэффициента заполнения ловушки газом в зависимости от содержания C_5 +высш. в пластовом газе при различных значениях его подтока в залежь и одинаковой диффузионной проницаемости перекрытия. Аналогичные

результаты получены при заданном постоянном подтоке и различной проницаемости перекрытия или при постоянных подтоке и диффузионной проницаемости перекрытия, но различной его толщине. Расчеты проводились для приведенных выше моделей и состава поступающего газа.

Вначале коэффициент заполнения ловушки интенсивно растет, затем интенсивность падает и кривые выполаживаются. При этом, начиная с некоторого момента, коэффициент заполнения стабилизируется. Объясняется это тем, что в начальный период формирования залежи поверхность рассеяния мала и подток газа в залежь значительно превышает количество удаляющихся из залежи газовых УВ. По мере поступления УВ в залежь поверхность рассеяния увеличивается и соответственно интенсивность ее заполнения

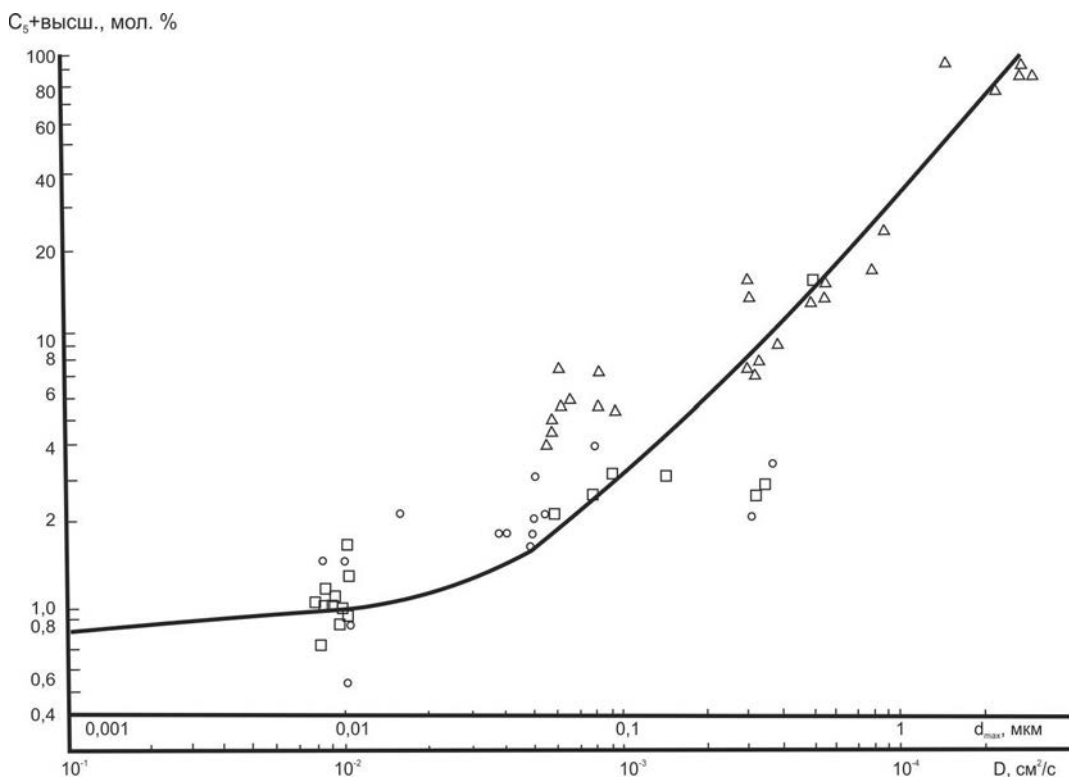


Рис. 3. Зависимость изменения содержания C_5 +высш. в пластовом газе от максимального размера пор перекрытий и его диффузионной проницаемости

снижается. Затем, начиная с некоторого момента, наступает равновесие, т. е. количество поступающих УВ равно количеству удаляемых из залежи УВ, и степень заполнения ловушки стабилизируется.

Таким образом, данные об изменении состава пластового газа, полученные на основе теоретического исследования модели диффузионного рассеяния УВ через покрывку (изолирующий слой, перекрытие) коллектора, не противоречат реально существующим закономерностям формирования газоконденсатных месторождений путем вертикальной миграции. Это позволяет установить статистически значимую зависимость состава пластового газа от параметров покрывки и соответствие типа газоконденсатной залежи ее классу.

Проблема прямых поисков нефти и газа в свете общих закономерностей дегазации Земли

Попытки найти эффективный прямой нефтепоисковый признак (и соответствующий ему метод или способ) сопутствуют всей истории освоения природных углеводородных ресурсов. Тем не менее, несмотря на многообразие и высокую разрешающую способность выявления прямопоисковых аномалий (“аномалий типа залежь” – АТЗ) в различных геохимических, геофизических и геологических (в понимании Н. А. Огильви [20]) полях, нигде не отмечено кардинального повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ. На бурение пустых скважин по-прежнему расходуются колоссальные средства. В то же время, нет

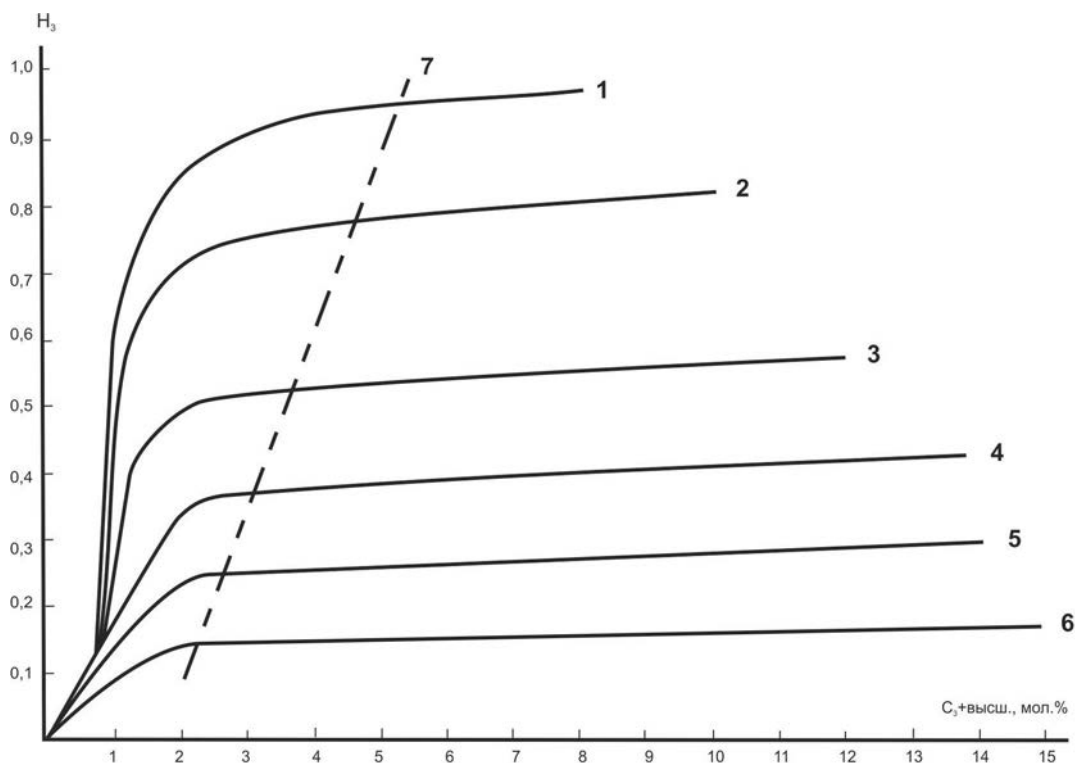


Рис. 4. Зависимость коэффициента заполнения ловушки газом в процессе вертикальной миграции от содержания фракции C_5 +высш. при различной величине подтока газа 1 – $3Q$; 2 – $2Q$; 3 – Q ; 4 – $Q/2$; 5 – $Q/4$; 6 – $Q/10$, где $Q=16 \text{ г} \cdot \text{моль}/\text{м}^2$ в год; 7 – линия, соединяющая точки начала выполаживания кривых; коэффициент диффузии по метану $3,95 \cdot 10^{-5} \text{ см}^2/\text{с}$

недостатков в рекламе разнообразных геохимических, геоэлектрических, геотермических, сейсмических и прочих методов (от “прибора – угадывателя нефти – Менсфилда” в начале XX века до современного “магнитно-резонансного томографа”), на 100 % гарантирующих обнаружение нефтяных и газовых скоплений в недрах.

Здесь уместно отметить, что прямые показатели отличаются от косвенных не по степени надежности, а по характеру связи с месторождением (залежью). Под прямыми следует понимать поиски месторождений, которые ведутся на основе фиксируемых на земной поверхности (а также в приповерхностных отложениях, почвах и неглубоко залегающих водоносных горизонтах), в атмосфере и гидросфере геохимических и геофизических аномалий, обусловленных залежью, а не ловушкой [13] (применительно к рудным месторождениям – рудоконтролирующей структурой). Эффективность прямых поисков, таким образом, определяется степенью соответствия такой аномалии (АТЗ) самой залежи, варьирующей в очень широких пределах. Случаи полного соответствия в практике геологоразведочных работ на нефть и газ достаточно редки и отмечены лишь для некоторых сравнительно неглубокозалегающих в специфических геологических условиях месторождений. Гораздо чаще приходится встречаться с ложными АТЗ. Последние обусловлены разными причинами. Во-первых, это могут быть разнообразные артефакты, обусловленные особенностями того или иного метода или субъективными особенностями его интерпретации. Во-вторых, АТЗ могут быть обусловлены другими природными неуглеводородными факторами. В-третьих, АТЗ, сформировавшаяся над залежью, может оставаться и после ее разрушения.

Предположения об активном влиянии нефтяных и газовых залежей на вещественный состав, физико-химические свойства вмещающих пород в результате их диффузионного насыщения УВ и сопряженных с этим окислительно-восстановительных реакций еще в начале

века высказывались В. И. Вернадским, В. М. Гольдшмидтом, Н. Д. Зелинским, А. Е. Ферсманом, А. Д. Архангельским, К. П. Калицким, И. М. Губкиным и другими известными геохимиками, химиками и геологами. Однако наиболее четко идея прямых поисков природных углеводородных скоплений на основе выявления повышенных концентраций рассеянных УВ над нефтяными и газовыми месторождениями была сформулирована в 1929 г. В. А. Соколовым. На основе выполненных им теоретических разработок по закономерностям диффузии УВ в осадочных толщах был предложен ряд геохимических прямопоисковых методов. Это, прежде всего, разработанный самим В. А. Соколовым в 1929–1933 гг. метод газовой съемки, базирующийся на определении концентраций метана и его гомологов в пробах “почвенного и подпочвенного воздуха” [23, с. 295], а также газовый каротаж и газо-керновая съемка, предложенные в 1933 г. М. В. Абрамовичем. Для внедрения газовой съемки и ее различных модификаций в геологоразведочные работы на нефть и газ по инициативе И. М. Губкина была создана специальная лаборатория, затем преобразованная в трест “Нефтегазосъемка”. Однако широкое применение прямых геохимических поисков в Волго-Уральской, Тимано-Печорской и других нефтегазоносных провинциях не привело к существенному повышению эффективности поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. В 1952 г. “Нефтегазосъемка” была закрыта, а соответствующие работы практически полностью прекратились.

Невысокую информативность прямопоисковых углеводородно-геохимических методов обычно объясняют техническим несовершенством пробоотборников и низкой чувствительностью газоанализаторов. Однако аналогичные исследования, которые широко проводились в те же годы в Германии с применением гораздо более совершенных газоанализаторов, также не увенчались успехом. По-видимому, это связано с другими более глубокими при-

чинами и, прежде всего, с недостаточной изученностью закономерностей формирования нефтяных и газовых залежей и ореолов рассеянных УВ над ними. В частности, до сих пор при теоретическом обосновании диффузионного механизма формирования ореолов рассеянных УВ над месторождениями не учитываются такие основополагающие факторы, как время нефтегазонакопления, соотношение масштабов латеральной и вертикальной миграции УВ при образовании залежей. Далеко недостаточно изучены основные закономерности диффузии и фильтрации УВ в реальной геологической среде. Между тем, как показывает опыт изучения вторичных процессов в нефтегазоносных комплексах, а также закономерностей экранирования нефтяных и газовых залежей, реальные месторождения, в зависимости от их возраста и конкретных условий залегания, могут коренным образом отличаться друг от друга по масштабам УВ ореолов и их проявления в приповерхностных условиях. Так, недавно (менее 1 млн лет) сформированные на больших (свыше 4 км) глубинах нефтяные и газовые залежи, залегающие под мощными флюидоупорными толщами с высокими экранирующими свойствами (соль, смектитовые глины), не выделяются повышенными концентрациями УВ в неглубоких водоносных горизонтах, приповерхностных отложениях и почвах, поскольку не обладают “полноразвитым” ореолом рассеянных УВ. С другой стороны, скопления УВ, которые подверглись переформированию, частичному и полному разрушению на неотектоническом или современно-тектоническом этапах, могут подвергнуться интенсивному углеводородному заражению обширные зоны, бурение в пределах которых по выявленным аномалиям не приведет к открытию новых промышленных скоплений УВ. Все это и является главной причиной низкой эффективности углеводородно-геохимических прямопоисковых методов, равно как и различных косвенных показателей, используемых при картировании ореолов УВ над нефтяными и газовыми месторождения-

ми. Последнее относится не только к геохимическим, но и к геофизическим модификациям данного метода в соответствии с современными представлениями о роли “углеводородного” дыхания в формировании физических полей [3–5, 21]. Что же касается собственно газовой съемки, то на достоверность ее результатов существенно влияют техногенные углеводородные загрязнения почв, приповерхностных отложений и неглубокозалегающих водоносных горизонтов. А поскольку масштабы и интенсивность этого загрязнения неуклонно возрастают и сейчас они несравненно выше, чем 70 лет назад, то есть все основания полагать, что время работает против этого метода. Это в значительной мере относится и к т. н. нефтегазопойсковой литогеохимии, которая базируется на выявлении в почвах и приповерхностных отложениях повышенных концентраций ванадия, никеля, ртути и других элементов, накапливающихся при снижении E_h в условиях окисления УВ [1, 6, 29].

Результаты детальных сравнительных литологических, минералого-геохимических исследований разновозрастных, разнообразных по формационным особенностям нефтегазоносных отложений Днепровско-Донецкой впадины (Радченковское, Качановское, Рыбальцевское, Солоховское, Глинско-Розбышевское, Шебелинское, Спиваковское и другие месторождения) и их аналогов на “пустых” структурах (В. Загоровская, Омбишская, Кошелевская, Видельцевская, Пакульская, Колайдинцевская и др.) позволили установить специфический комплекс, соответствующий нефтегазоносности вторичных изменений, наложенных на различные стадии катагенеза [7, 8, 13]. Однако эти важнейшие для решения проблемы прямых поисков факторы, как правило, не учитывались. Занимавшиеся в те годы разработкой прямопоисковых методов геохимии и геофизики были уверены в том, что сами справятся с этой задачей. Более того, представители разных направлений сплошь и рядом игнорировали АТЗ в других полях.

Если учесть количество прямопоисковых методов в электроразведке, сейсморазведке, геотермии (к этому следует добавить несомненную связь с нефтяными и газовыми месторождениями разнообразных магнитных, радиоактивных аномалий), а также притязания специалистов по разнообразным дистанционным, в том числе и “паранаучным” методам на единое решение данной проблемы, то станет понятной причина неудач, постигших научно-исследовательские программы разработки эффективной технологии прямых поисков, которые неоднократно ставились на геофизической основе после краха идеи прямых углеводородно-геохимических методов как в бывшем СССР, так и на Западе (работы Томпкинса, Галлахера, Фута, Штернберга и др. – в США, Германии, Англии и Швейцарии). Тем не менее, попытки найти универсальный прямопоисковый “чудо-метод” и (или) волшебный прибор, который позволял бы выявлять АТЗ с высокой (на 80–100 %) вероятностью соответствия залежам УВ, характерны и для наших дней.

Парадоксы проблемы прямых поисков нефти и газа

Для того, чтобы комплекс геофизических и геохимических аномалий был информативным за ним необходимо видеть систему аномалиеобразующих факторов, т. е. нефтяных и газовых залежей с сопутствующими им фильтрационно-диффузионными углеводородными ореолами, зонами минерализации на водонефтяных и газоводяных контактах (ВНК, ГВК), битуминозных пород и т. п.

Формирование над залежью четко выраженного диффузионного потока УВ, с которым обычно связывают АТЗ в различных полях, – это геологически длительный процесс. При весьма широких ($10^{-3} \div 10^{-9}$ см²/с) вариациях коэффициента диффузии D различных горных пород в зависимости от диаметра поровых каналов, минерализации поровых вод и других показателей, связанных с их вещественным составом и степенью катагенеза, толщи нефтегазоносных бассейнов характеризу-

ются преобладанием низких его значений [8]. Так, для глинистых пород основных покрышек нефтяных, газоконденсатных и газовых залежей месторождений ДДВ (стратиграфический диапазон юра – верхний девон, интервал глубин 1100–6200 м, степень катагенеза PK_1-AK_1) значения коэффициента D варьируют от $6 \cdot 10^{-5}$ до $0,1 \cdot 10^{-8}$ см²/с. При этом здесь выделяется ряд мощных толщ (монтмориллонитовые глины средней юры и триаса, аргиллиты нижнего карбона, эвапориты перми и верхнего девона) с весьма низкой ($\sim 10^{-8} \div 10^{-9}$ см²/с) диффузионной проницаемостью.

Охарактеризованные в предыдущем разделе результаты исследований процессов фазово-геохимической дифференциации УВ при вертикальной миграции свидетельствуют о единстве процессов формирования углеводородной залежи и ее диффузионного ореола. Установленные закономерности, с одной стороны, подтверждают ранее высказанные представления В. А. Соколова, П. Л. Антонова, И. С. Старобинца и других о диффузионной природе прямопоисковых углеводородно-геохимических аномалий над нефтяными и газовыми месторождениями, а с другой стороны, позволяет существенно их детализировать и уточнить. Принципиальная применимость первого закона Фика для описания процесса молекулярной диффузии УВ в реальных условиях нефтегазоносных осадочных бассейнов [2, 23, 24, 25] свидетельствует о ведущей роли в формировании этих аномалий трех факторов: длительности процесса (возраст залежи), размера поровых каналов всех малопроницаемых толщ (пачек) – экранов на пути миграции, гидрохимических особенностей вод, насыщающих породы разреза.

При прочих близких геологических (тектонических, литологических, гидрогеологических) условиях ведущим фактором формирования диффузионных ореолов становится время формирования залежей. О важности этого фактора в формировании прямопоисковых геохимических аномалий свидетельствуют расчеты П. Л. Антонова [2], согласно

которым время формирования достаточно полно выраженного диффузионного углеводородного ореола над залежью составляет от 50–100 до 300–400 млн лет. Таким образом, полноразвитый диффузно-рассеянный “столб” УВ над месторождениями с залежами на глубинах 2–4 км достигнет земной поверхности за время свыше 500 млн лет. Следовательно, его наличие теоретически возможно лишь у нефтяных месторождений позднепротерозойского времени, и для подавляющего большинства нефтегазоносных бассейнов данное явление невозможно с точки зрения законов физики (разумеется, фильтрационное проникновение газообразных УВ подчиняется иным физическим законам, однако сплошной диффузно-рассеянный ореол при этом не образуется). В то же время, над самыми различными месторождениями, в том числе и с недавно (менее 1 млн лет) сформировавшимися залежами, фиксируются разнообразные (при)поверхностные геофизические и геохимические (в частности, гидрогеохимические) эффекты. Объяснить этот парадокс можно лишь индуцирующим (наведенно-полевым) влиянием самой залежи, а также сопутствующих ей минеральных новообразований и гидрогеохимических процессов. Что же касается почвенных, атмогеохимических и других углеводородных аномалий, то их появление над недавно (менее 1 млн лет) сформированными или формирующимися месторождениями с газоконденсатными и нефтяными залежами на глубинах свыше 3–4 км под покрывками классов А и Б с весьма низкой диффузионной проницаемостью (размеры пор менее 0,01 мкм, значения коэффициента диффузии $D \sim 10^{-7} \div 10^{-9} \text{ см}^2/\text{с}$) связано с процессами фильтрации по системе нарушений зон трещиноватости и другим составляющим “сквозьформационных флюидопроводящих систем” [8], а не с диффузионным потоком.

Помимо крупных УВ ореолов, относительно древним залежам битумов и нефтей сопутствуют и разнообразные аномалии в физических (геомагнитных,

геоэлектрических, радиоактивных) полях. Они связаны с парагенетическими минеральными ассоциациями (сульфиды, твердые битумы, карбонаты и др.), обусловленными комплексами вторичных процессов, протекавших при формировании и последующем изменении (анаэробное и аэробное окисление) залежей (рис. 5). Разнообразные геофизические (геоэлектрические, геомагнитные, геотермические) и геохимические (гелиевые, ртутные и др.) аномалии сопутствуют и молодым глубокозалегающим газоконденсатным залежам. Однако они связаны не с зонами вторичной минерализации, а с флюидными факторами.

Результаты детальных сравнительных литологических, минералого-геохимических исследований разновозрастных, разнообразных по формационным особенностям нефтегазоносных отложений и их аналогов на “пустых” структурах позволили установить сопутствующий нефтегазоносности комплекс вторичных изменений (рис. 6). Интенсивность их проявления варьирует в широких пределах в зависимости от формационного состава вмещающих отложений, степени окисленности и полимеризации нафтидов, а также других геологических и гидрогеологических факторов. Находясь в прямой зависимости от степени преобразованности первичных углеводородных систем (газ → конденсат → легкие нефти → средние и тяжелые нефти → маальты → асфальты, керы), они, при прочих близких условиях, наиболее интенсивно проявляются в вулканогенно-осадочных, карбонатных и особенно красноцветных формациях. Поэтому особое значение для изучения комплекса “околонефтяных изменений”* имело детальное изучение

* Этот термин, по аналогии с околорудными изменениями, был предложен в свое время автором [9] для обозначения совокупности минералого-геохимических и литофизических новообразований, сопутствующих залежам нафтидов.

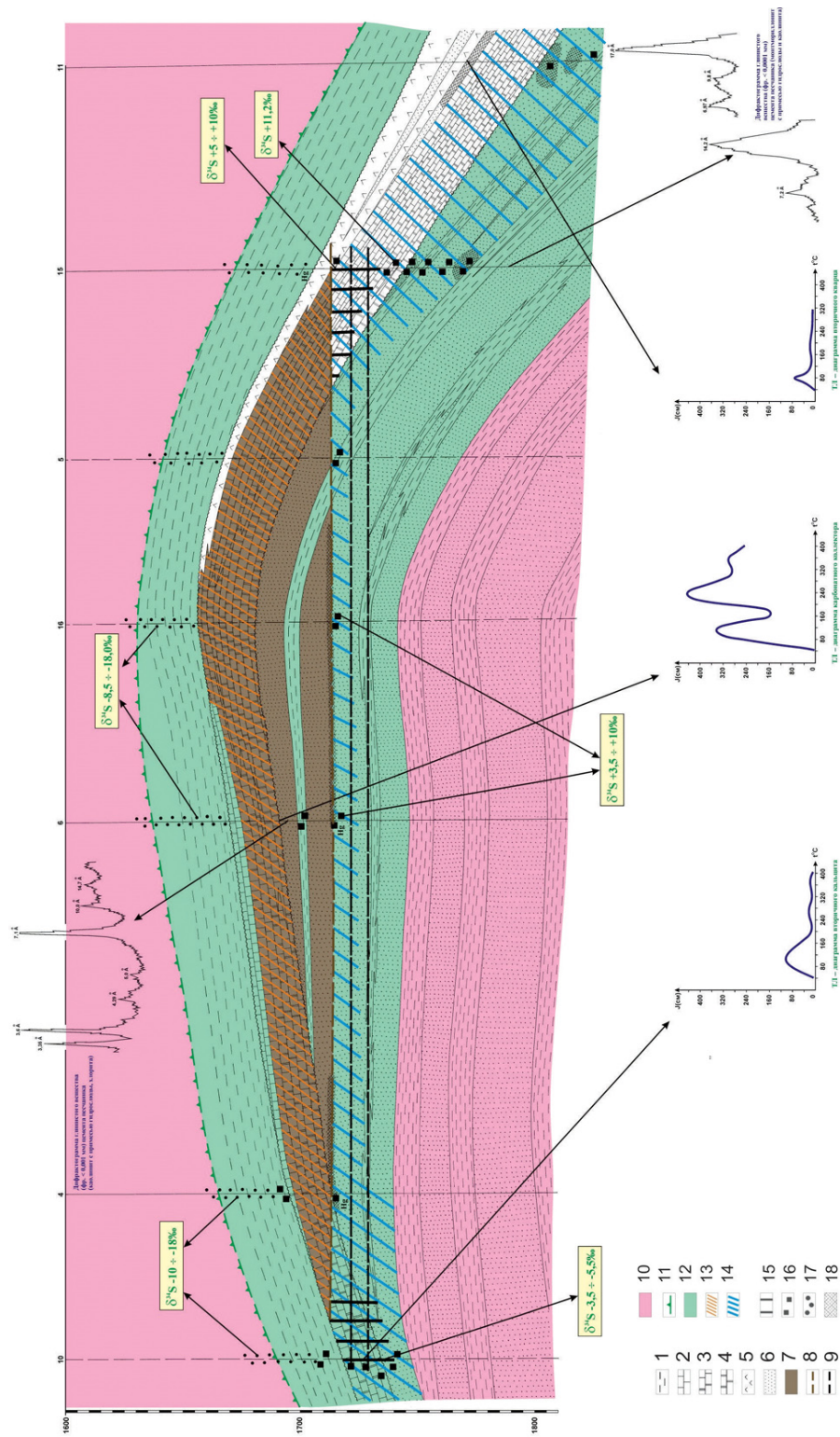
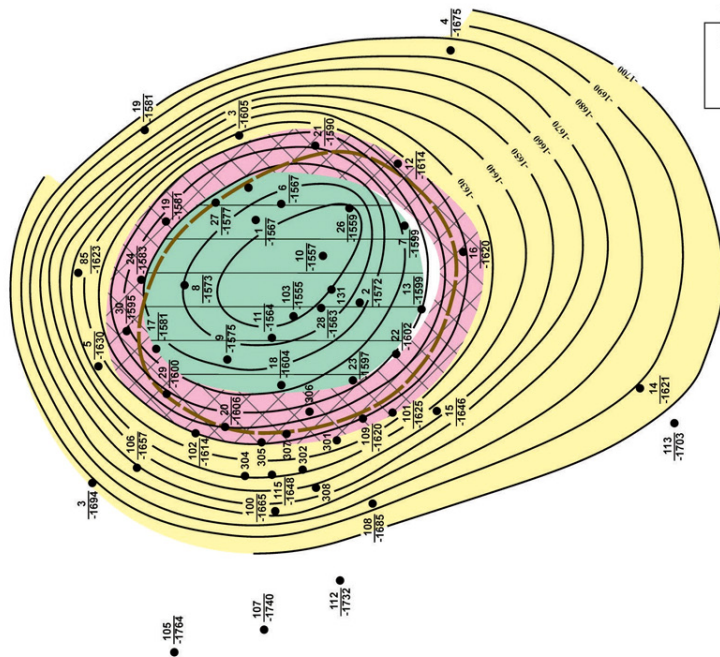


Рис. 5. Леляковское месторождение. Вторичные изменения пород, связанные с нефтеносностью. ИСС вторичных пиритов (по А. Е. Лукину)
 1 – глины; 2 – известняки; 3 – доломитизированные известняки; 4 – доломиты; 5 – ангидриты; 6 – песчаники; 7 – нефть; 8 – современный ВНК; 9 – палеоВНК; 10 – красноцветные образования; 11 – фронт восстановления; 12 – восстановленные красноцветы; 13 – доломитизация; 14 – кальцитизация; *пиритизация*: 15 –вкрапленно-массивная, 16 – вкрапленная, 17 – дисперсная, 18 – окварцевание

ГНЕДИНЦЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

(нефтяная залежь в C_2 - P_1 коллекторах под пересажской толщей)



ЛЕЛЯКОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

(нефтяная залежь в P_1 коллекторах под пересажской толщей)

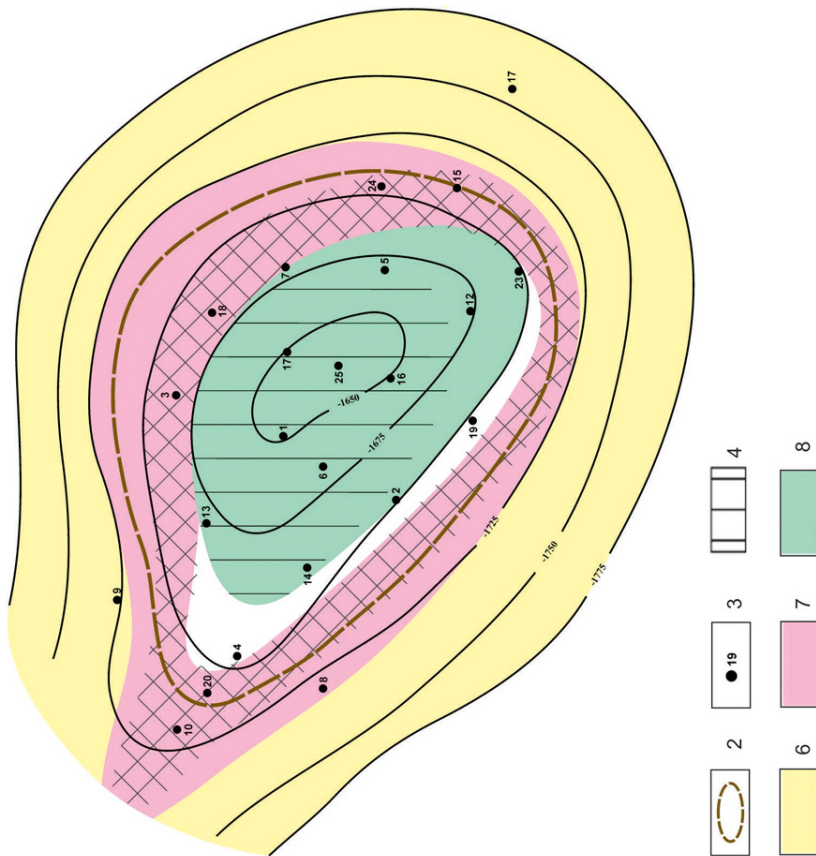


Рис. 6. Аномально геохимические изменения в пересажской красноцветной глинистой крышке над нефтяными залежами (по А. Е. Лукину)
1 – изогипсы по подошве пересажской толщи; 2 – контур нефтегазоносности; 3 – скважины; 4 – больше 0,05 %, 5 – больше 0,1 %; 6 – фоновая γ -активность; 7 – повышенная γ -активность; 8 – пониженная γ -активность

Гнединцевского, Лебяковского, Глинско-Розышевского и других месторождений ДДВ с нефтяными залежами в верхнекаменноугольно-нижнепермских отложениях [11, 9, 17 и др.]. Интенсивность их проявления в сероцветных терригенных отложениях значительно слабее. Однако необходимо подчеркнуть, что во всех случаях они характеризуются однотипной литофизической и минералого-геохимической зональностью, поскольку связаны с комплексом одних и тех же сопряженных вторичных процессов окисления – восстановления, гидролиза, высаливания, диффузии и др. Последние протекают в открытых системах: нефть (газ) – подземные воды – породы, характеризующихся изменчивостью термодинамических и физико-химических параметров.

При всем многообразии реакций в указанной системе их основой являются процессы сульфатредукции по общеизвестной схеме



В зависимости от конкретных геотермодинамических условий (прежде всего, пластовых температур, а также характера и степени минерализации подземных вод, их pH и парциальных давлений различных газов, наличия или отсутствия различных природных бактерицидов в породах и водах) этот процесс имеет биогенный (сульфатредуцирующие бактерии) или абиогенный характер. В обоих случаях основным восстанавливающим агентом являются УВ (условно символизируемые в вышеуказанной схеме метаном). При этом данные детального минералого-биохимического и геотермодинамического изучения процессов формирования восстановительных зон в красноцветах свидетельствуют о первоочередном “сжигании” наиболее богатых водородом легких УВ (работы С. И. Кузнецова, С. И. Сорокина, Т. М. Симаковой и других специалистов по геомикробиологии).

Особенности изотопного состава серы (ИСС) пиритов, парагенетически связан-

ных с ВНК нефтяных залежей Гнединцевского и Лебяковского месторождений [16] свидетельствуют о биогенной природе процессов сульфатредукции в условиях их повышенных скоростей в сочетании с дефицитом растворенных сульфатов (резкие колебания ИСС пиритов в зависимости от положения относительно элементов как залежей, так и гидрогеологической зональности, утяжеление ИСС пиритов в непосредственной близости от ангидритовых включений и т. п.). При этом образование сероводорода в строго анаэробных условиях не сопровождается осернением нефти. Сульфатредуцирующие процессы в нефтяных залежах вблизи верхней границы зоны весьма затрудненного водообмена характеризуются резко выраженным дополнительным изотопным фракционированием серы в связи с гравитационной дифференциацией образующегося H_2S . При этом изотопно-тяжелый пирит характерен для приподошвенной зоны ВНК, в то время как для покрышки и вышележащих отложений характерна изотопно-легкая сульфидная сера [16].

Сероводород, образующийся при абиогенной сульфатредукции на глубинах свыше 3 км, судя по ИСС пирита газоконденсатной залежи в верхневизейских отложениях Гнединцевского месторождения, изначально изотопно утяжелен по сравнению с биогенным H_2S . Это подтверждается открытием относительно высокотемпературных (температуры минералообразования карбонатов и кварца, парагенетичных пириту и сфалериту – до 150 °C) аномально тяжелых ($\delta^{34}\text{S}$ до +25÷+33,8 %) пиритов из продуктивных горизонтов Комышнянского, Скоробогатьковского, Яблунковского месторождений [8]. Характерная для глубокозалегающих продуктивных горизонтов этих месторождений гипогенная минерализация по трещинам естественного гидроразрыва и зонам дробления характеризуется, как отмечалось в работе [8], совсем другим ИСС, близким к метеоритно-троилитовому стандарту, что свидетельствует о

мантийных источниках серы и согласуется с вышеупомянутыми аномально повышенными концентрациями ^3He .

К основным факторам эпигенетических изменений, связанных с нефтегазонасностью и обусловленных различными процессами ГДЗ, относятся:

- воздействие на породы агрессивных (по отношению к карбонатам и силикатам) вод с пониженными рН (высокие pCO_2 , повышенные концентрации жирных кислот и других кислых компонентов);

- образование сероводородсодержащих вод вследствие сульфатредукции при анаэробном окислении нафтидов;

- тормозящее влияние нафтидов (в особенности конденсатов и легких нефтей) на катагенетические процессы;

- формирование в зонах ВНК (ГВК), а также при процессах внутрипластового окисления нафтидов разнообразных геохимических барьеров, на которых осаждаются карбонаты (снижение pCO_2 , повышение рН), минералы кремнезема (снижение рН, уменьшение температуры пластовых флюидов), дисульфиды и сульфиды (повышение pH_2S).

Максимальная интенсивность выщелачивания гидрослюд, монтмориллонита, полевых шпатов, растворения и выноса кальцита характерна непосредственно для нефтенасыщенных коллекторов.

Результаты сравнительного изучения минералогии глинистого вещества непродуктивных и продуктивных песчаников свидетельствуют о том, что в цементе последних, как правило, резко преобладает каолинит, тогда как цемент водоносных песчаников обнаруживает значительное разнообразие минералогического состава. Такая закономерность установлена и в других нефтегазонасыщенных провинциях. В частности, К. Кульбицкий и Ж. Милло (1968) описали кембро-ордовикские нефтеносные песчаники с каолинитовым цементом, в то время как для водоносных песчаников этих же отложений характерен существенно гидрослюдистый цемент [19]. По их мнению, обычная эволюция

глинистых минералов в цементах обломочных пород мощных осадочных толщ, происходящая по схеме: обломочная слюда (гидрослюда) $\rightarrow$ каолинит $\rightarrow$ вторичная гидрослюда (иллит), задерживается в нефтеносных породах. Аналогичные явления с тех же позиций интерпретируются в работах К. Р. Чепикова, Г. Э. Прозоровича, Р. М. Юрковой, Р. С. Сахибгареева и др. Тормозящее влияние нафтидов на катагенное преобразование глинистого вещества, безусловно, имеет место. Однако, развитие явно аутигенного каолинита в нефтеносных песчаниках, в том числе и в красноцветных отложениях верхнего карбона (при признаках их интенсивного восстановления), неопровержимо свидетельствует о процессах каолинизации в продуктивных отложениях. Это связано с действием активно циркулирующих флюидов с повышенными концентрациями органических кислот и высокими P_{CO_2} , что способствует разложению слюд (в первую очередь, биотита), монтмориллонит-гидрослюдистого вещества и полевых шпатов. В нефтеносных песчаниках с первоначально повышенными концентрациями черных рудных минералов наблюдается интенсивная лейкоксенизация ильменита и титаномагнетита, разрушение магнетита, что сопровождается резким уменьшением магнитной восприимчивости. По сравнению с вмещающими отложениями характерно также резкое снижение калиевой радиоактивности, обусловленное интенсивным выщелачиванием калия при каолинизации (рис. 7).

Зоны современных и древних ВНК напротив, характеризуются интенсивной цементацией. Результаты детальных минералого-петрографических исследований позволили установить сложное строение этих зон, в формировании которых принимали участие процессы пиритизации, битуминизации, окварцевания и кальцитизации [8, 11, 17]. Вследствие динамики соответствующих геохимических барьеров (сероводородного, щелочно-кислотного и др.) при неоднократных изменениях положения ВНК (пульсирующий характер

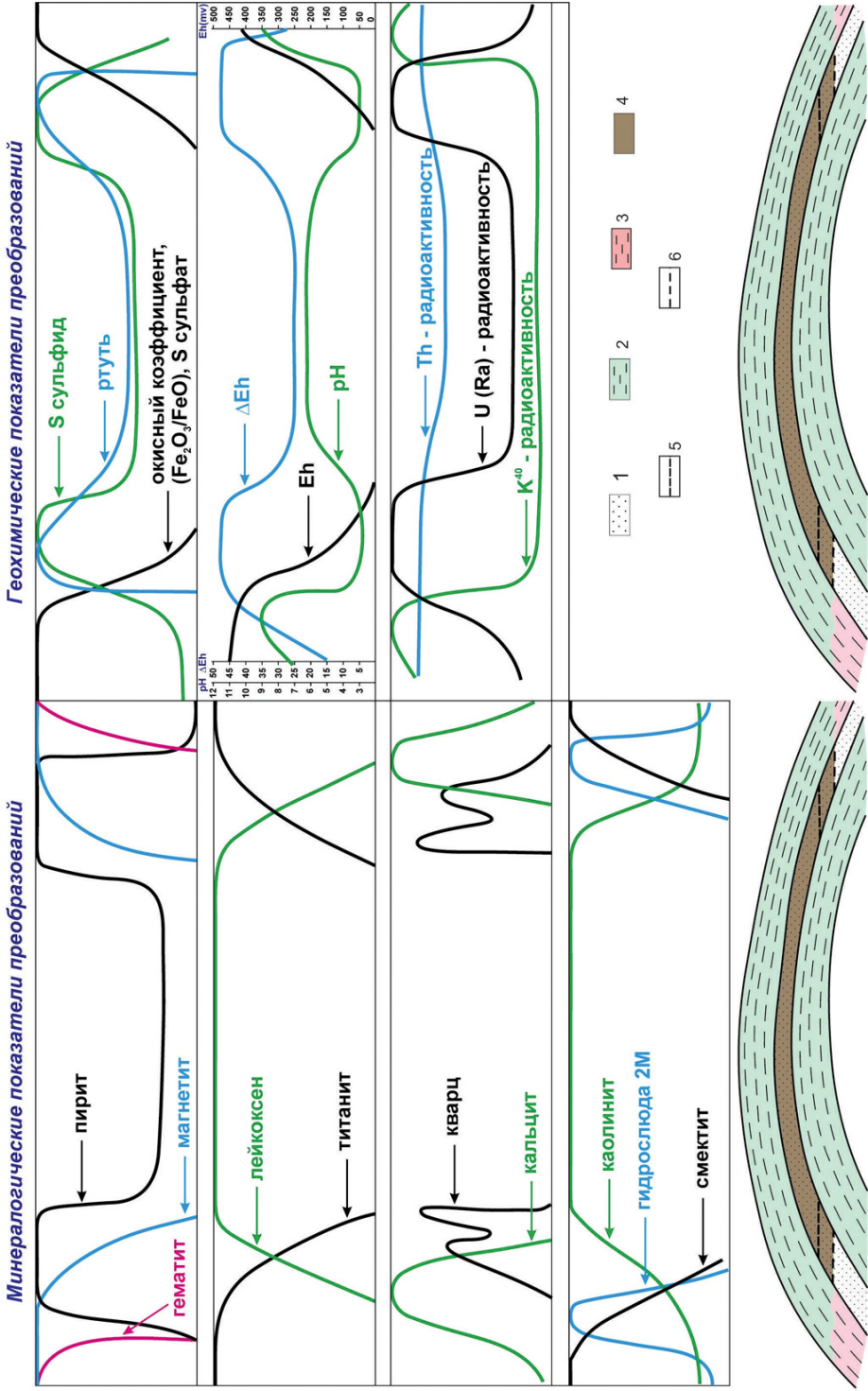


Рис. 7. Принципиальная схема минералогических и геохимических преобразований в комплексах, вмещающих скопления УВ как основа определения природы и парагенеза систем АТЗ в геофизических и геохимических полях (по А. Е. Лукину)

1 – песчаники; 2 – глины красноцветные; 3 – глины серо-зеленоцветные (первичные ореолы восстановления красноватов); 4 – нефтяные залежи; 5 – современный ВНК; 6 – древний ВНК

нефтенакпления и т. п.) наблюдаются сложные пространственные соотношения вышеуказанных процессов аутигенеза. В результате этого формируется сложно-построенная зона интенсивного аутигенеза (сульфиды и дисульфиды, твердые битумы, окварцевание, кальцитизация) нередко толщиной до 20–30 м и более (см. рис. 7). Ее характерной особенностью является резко повышенная, по сравнению с породами нефтенасыщенного (газонасыщенного) резервуара, уран-радиевая радиоактивность. Кроме того, эта зона резко отличается от пород резервуара и вмещающих отложений повышенной плотностью и электропроводностью (благодаря интенсивной пиритизации). Как было давно показано автором в работе [9], контурно-замкнутые электропроводящие зоны пиритизации на ВНК в соответствии с законом Био-Савара могут быть причиной возникновения электромагнитных АТЗ. Существенно иная природа этих аномалий для месторождений с молодыми (постплиоценовыми) газоконденсатными залежами.

Детальное сравнительное изучение литогеохимических особенностей продуктивных и водоносных горизонтов, приуроченных к различным формациям (красноцветным, угленосным, карбонатным, соленосным и др.), залегающим в широком диапазоне глубин, позволяет установить основные закономерности формирования парагенетичных углеводородным залежам минералого-геохимических аномалий и разработать критерии их отличия от других эпигенетических новообразований. В частности, связанные с УВ осветленные восстановленные зоны отличаются от других видов диагенетического и катагенетического оглеения геохимическими признаками более интенсивного восстановления и дифференциации глинистого вещества. Зоны пиритизации, помимо своих пространственно-морфологических особенностей, отличаются от аналогичных новообразований иной природы наличием характерных примесей (ртуть, хром и др.), парагенезом с твер-

дыми битумами. Специфической особенностью зон углеводородного восстановления пород является закономерная связь их с зонами каолинизации, окварцевания, карбонатизации (см. рис. 7). При этом новообразованные минералы (кварц, карбонаты, каолинит, сульфиды) характеризуются целым рядом специфических кристаллохимических особенностей их кристаллических решеток (характер термолюминесценции, состав ГВК, изотопно-геохимические особенности).

Воздействие на породы водных растворов, сопутствующих углеводородообразующим флюидам как в процессе их миграции, так и при последующем окислении, обуславливает выщелачивание из пород и переотложение на геохимических барьерах целого ряда элементов. В результате этого возникают аномалии, связанные с распределением бора, ртути, радиоактивных элементов, формируются массивы с повышенной поляризуемостью пород. Если в древних (доплиоценовых) залежах эти процессы овеществлены во вмещающих породах, то на месторождениях с признаками недавнего или современного формирования (аномально высокие пластовые давления, гидрогеологическая инверсия и др.) мы можем наблюдать также их геотермодинамическое и гидрогеохимическое отражение во флюидо-породных системах. Такие явления отмечены в (палео)рифтогенных бассейнах, приуроченных к “узловым” структурам с признаками многофазного развития и нефтегазонакопления [8]. В качестве типичных примеров можно привести такие изучавшиеся автором месторождения, как Мачехское, Солоховское, Яблунское, Харьковцевское, Перевозовское и др. (ДДВ), Тенгиз, Карачаганак, Астраханское (Прикаспийская впадина), Усинское, Возейское (Печоро-Колвинский авлакоген), Талинское, Ем-Еговское (Среднеширотное Приобье). Здесь наблюдается связь формирования глубокозалегающих газоконденсатных залежей с высокоэнталийными и высоконапорными флюидами, внедрением которых обусловлены

вышеупомянутые геотермодинамические и гидрогеохимические аномалии. В качестве яркого примера можно привести расположенное в восточной части крупной Гоголевско-Абазовской зоны нефтегазо-накопление на южном склоне приосевого грабена ДДВ Мачехское месторождение с массивной газоконденсатной залежью в турнейском рифогенно-карбонатном резервуаре на глубинах свыше 5100 м. Связанную с ним крупную комплексную гидрогеохимическую и геотермодинамическую аномалию автор изучил в 1983 г., благодаря содействию главного геолога Новосанжарской экспедиции глубокого бурения И. В. Санарова. О ее масштабах можно судить по следующим параметрам, установленным в скв. 500 на глубине 5208 м: пластовое давление 94,9 МПа, пластовая температура 135 °С, температура пластов вод по SiO_2 -геотермометру 212 °С.

Глубинные опресненные воды, которые наряду с формирующейся газоконден-

сатной системой можно рассматривать как производное восходящего потока высокоэнтальпийных углеводородоформирующих флюидов, как уже отмечалось, характеризуются аномально повышенными концентрациями бора, ртути, железа и др. Их вторжение в литокатагенные рассолы хлоркальциевого типа, наряду с соответствующими гидрогеохимическими процессами [8], должно обуславливать мощные геоэлектрические аномалии и электроосмотические явления (рис. 8). Электроосмос [27], по-видимому, является одним из ведущих факторов формирования аномально высоких пластовых давлений.

Таким образом, в продуктивных резервуарах нефтяных и газовых месторождений протекают интенсивные эпигенетические процессы, которые резко меняют минералогические и геохимические особенности пород, их плотность, тепло- и электропроводность, магнитность, радиоактивность, щелочно-кислотные и окис-

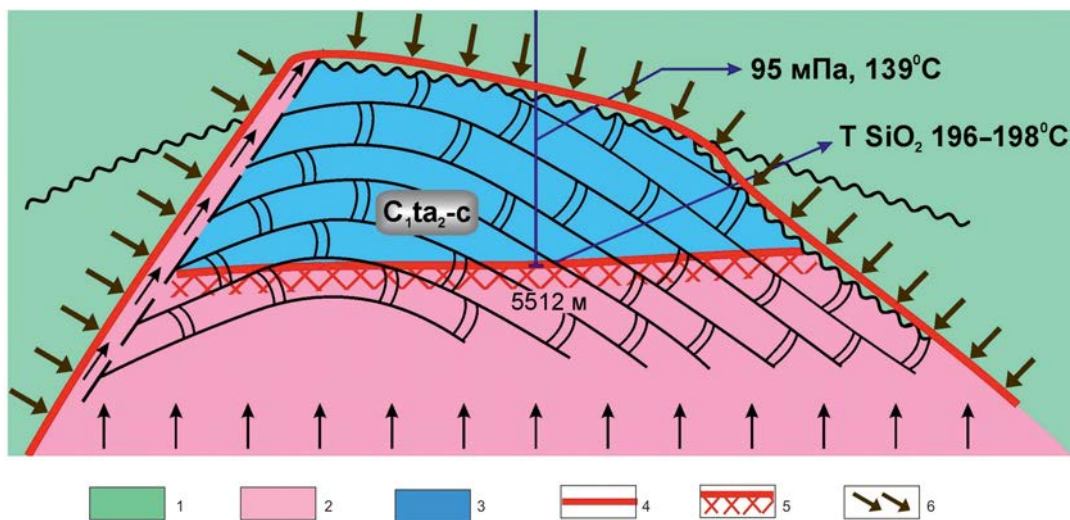


Рис. 8. Факторы формирования мощных геоэлектрических аномалий, сопутствующих молодым (менее 0,5 млн лет) газоконденсатным залежам с инверсионно-гидрогеологическими явлениями (на примере Мачехского месторождения) (по А. Е. Лукину)

1 – рассолы; 2 – глубинные конденсационные воды гидрокарбонатнонатриевого типа; 3 – массивные газоконденсатные залежи; 4 – разность потенциалов на границах рассолов (до 300–400 г/л) Cl-Na-Ca типа и маломинерализованных (менее 10 г/л) гидрокарбонатнонатриевых конденсационных вод (до 500–800 мВ); 5 – накопление мощных электрических зарядов под газоконденсатной залежью; 6 – электроосмос (как один из факторов АВПД)

лительно-восстановительные свойства. Эти изменения находят свое отражение в различных физических полях, в формировании геофизических аномалий, а следовательно, имеют прямое поисковое значение.

Интенсивная пиритизация, кальцитизация и окварцевание в зонах ВНК в сочетании с разуплотнением в продуктивной части резервуара, связанным с выносом окисно-железистого материала, выщелачиванием карбонатов и каолинизацией, приводит к образованию характерных для месторождений УВ кольцеобразных гравитационных аномалий. Такой же кольцеобразный (для неантиклинальных залежей – полосовидный, полукольцеобразный и др.) характер носят и возникающие при этом геоэлектрические и геотермические аномалии, индуцированные пиритсодержащими породами на ВНК.

Интенсивное замещение титаномагнетита лейкоксеном, выщелачивание магнетита, гетита, гематита в кислой (рН до 3–4) и восстановительной среде продуктивных резервуаров приводит к изменению не только электропроводности, но и магнитности вмещающих пород. Именно этим объясняется широко распространенное появление геомагнитных минимумов над залежами углеводородов. В то же время наличие окаймляющей нефтяную залежь электропроводящей пиритизированной зоны нередко, при протекании современных геоэлектрических процессов, обуславливает возникновение кольцеобразной (полукольцеобразной, полосовидной) электромагнитной аномалии. Другим возможным фактором формирования окаймляющей залежь положительной магнитной аномалии является вторичный магнетит, присутствие которого установлено в зонах перехода от красноцветов к осветленным пиритизированным породам.

Сочетание разуплотненности нефтисыщенной части резервуара (выщелачивание седиментационно-диагенетических карбонатов, торможение катагенетической цементации, плотностные

различия между нафтидами и пластовыми водами) и приподошвенной зоны повышенной цементации обуславливает резко выраженную дифференциацию сейсмоакустических свойств породных массивов, вмещающих залежи нафтидов. Это приводит к появлению на временных разрезах МОГТ участков потери корреляции в сочетании с поверхностями интенсивного отражения.

Резко выраженной дифференциацией характеризуются и радиоактивные свойства нефтегазоносных породных массивов. Выщелачивание калия и тория из нефтесодержащих пород способствует образованию участков пониженной радиоактивности над залежами, которые часто окаймляются зонами повышенной γ -активности, благодаря накоплению урана на геохимических восстановительных барьерах ВНК и соответствующему повышению содержания радия в приконтурных водах.

Благодаря всем этим сопряженным геохимическим процессам и возникает генетически обусловленная закономерная пространственная взаимосвязь радиоактивных, геомагнитных, геоэлектрических и различных геохимических кольцевых и полосовидных аномалий, которые в плане частично перекрывают друг друга, а частично смещены. Эта сопряженность является главным критерием использования геохимических и геофизических аномалий при прямых поисках залежей нефти и газа, основой интерпретации комплекса методов прямых поисков по системе АТЗ. Однако при этом необходимо учитывать принципиальное различие между двумя категориями месторождений (рис. 9).

К первой из них относятся месторождения, залежи которых сформировались ранее плиоцена. Вторичные процессы, связанные с формированием залежей, здесь полностью завершились и представлены первичными ореолами вторжения УВ-формирующих флюидов (с вышеуказанными минералого-геохимическими, петрографическими, физико-химическими преобразованиями пород) и минерализа-

цией на ВНК. В зонах ВНК и экранирования моноклинально залегающих залежей вверх по восстанию пластов могут протекать и современные криптогипергенные процессы, которые имеют экзотермический характер, что проявляется, прежде

всего, в наличии геотермических максимумов (рис. 10). Последние по характеру локализации и интенсивности существенно отличаются от эндогенных геотермических максимумов, связанных с внедрением углеводородоформирующих флюидов в

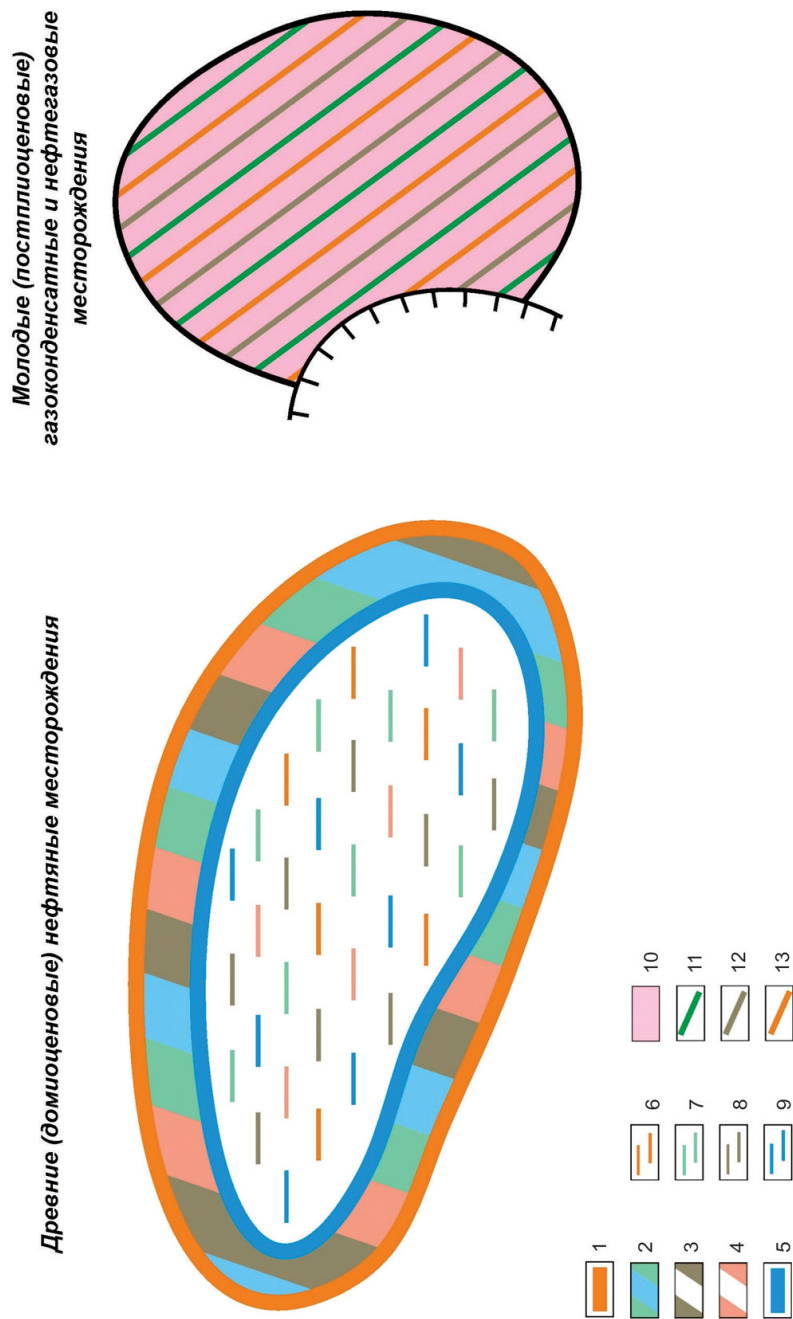


Рис. 9. Различия в физико-геологической природе АТЗ на древних и молодых (постплиоценовых) месторождениях (по А. Е. Лукину)
 1 – периферические зоны контрастно повышенной радиоактивности (U-Ra, Th, K); суперпозиция аномальных геофизических эффектов, связанных с: 2 – повышенной электропроводностью, 3 – повышенной плотностью, 4 – экзогенно-геотермическими процессами, 5 – контрастным распределением магнитных (ильменит, титанит, магнетит) и немагнитных (лейкоксен) минералов; минимумы: 6 – γ -активности, 7 – электропроводности, 8 – силы тяжести, 9 – магнитности; 10 – эндогенно-геотермический максимум; суперпозиция аномалий, связанных с: 11 – геоэлектрическими и геоэлектромангнитными эффектами в ареале гидрогеологической инверсии, 12 – повышенной Ra-радиоактивностью

ловушку (рис. 10). Поэтому все зоны аномально повышенных значений физических (электропроводность, магнитность, плотность, радиоактивность, геотермия и др.) и геохимических (УВ, Hg, He, уран-радиевая, ториевая, калиевая гамма-спектрометрия) показателей окаймляют соответствующие центральной части залежи минимумы магнитности, силы тяжести, гамма-активности, электропроводности (при сохранении максимума электрического сопротивления).

Существенно иные АТЗ характерны для залежей, сформировавшихся (и формирующихся) в постплиоценовое время. Им свойственен эндогенно-геотермический максимум, характеризующийся суперпозицией аномалий, связанных с разуплотнением (интенсивная вторичная пористость и трещиноватость, обусловленная вторжением высокоэнталийных высоконапорных флюидов), геоэлектрическими и геоэлектромагнитными эффектами, повышенной уран-радиевой радиоактивностью.

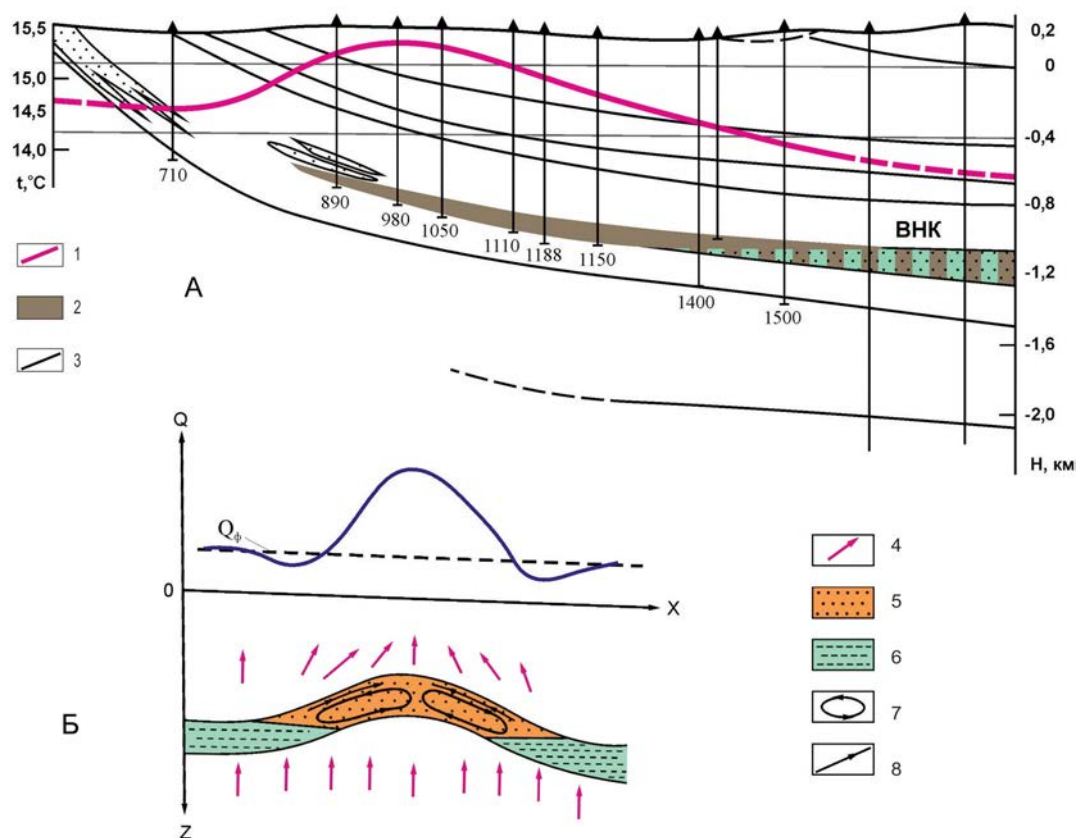


Рис. 10. Различные признаки геотермических АТЗ древней нефтяной залежи в зоне выклинивания (А) и молодой нефтегазовой залежи в антиклинальной ловушке (Б)

А. Геотермический профиль нефтяного месторождения Широкая Балка (по С. Г. Думанскому). Б. Кривая теплового потока Q и схема формирования аномалии глубинного теплового потока нефтегазовой антиклинальной залежью (по С. С. Сардарову и В. В. Суетнову)

1 – температурная кривая (на уровне 100 м); 2 – нефтяная залежь; 3 – геологические границы; 4 – направление теплового потока выше и ниже складки с залежью; 5 – нефтегазовая залежь; 6 – водоносный коллектор; 7 – схема циркуляции УВ в залежи; 8 – тангенциальная составляющая теплового потока в складке

Таким образом, несмотря на большое количество теоретических и опытно-методических разработок, эффективная технология прямых поисков нефти и газа пока отсутствует. Разумеется, нельзя отрицать возможность решения данной проблемы на основе дальнейшего повышения прецизионности приборов и их разработки принципиально новых методов. Однако магистральный путь повышения эффективности прямых поисков нефти и газа связан с изучением природы различных геохимических и геофизических сигналов от залежи, выявлением истинных АТЗ и системным подходом к их интерпретации, основным “стержнем” которого является восходящий тепломассоперенос, обусловленный процессами ГДЗ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алукер Э. Д., Кучерук Е. В., Петухов А. В. Геохимические методы поисков нефти и газа в СССР и за рубежом. – М.: ВИНТИ, 1989. – 190 с.
2. Антонов П. Л. О масштабах диффузионной проницаемости горных пород// Прямые методы поисков нефти и газа. – М.: Недра, 1964. – С. 28–30.
3. Березкин В. М., Киричек М. А., Кунарев А. А. Применение геофизических методов разведки для прямых поисков нефти и газа. – М.: Недра, 1978. – 222 с.
4. Кукуруза В. Д. Геоэлектрические факторы в процессах формирования нефтегазоносности недр. Монография. – Киев, 2003. – 410 с.
5. Кукуруза В. Д., Смольников Б. М. Геоэлектрические исследования при поисках залежей нефти и газа. – К.: Наукова думка, 1984. – 140 с.
6. Литогеохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа/ Под ред. О. Л. Кузнецова. – М.: Недра, 1987. – 184 с.
7. Лукин А. Е. Генетические типы вторичных преобразований и нефтегазонакопление в авлакогенных бассейнах//ИГН АН Украины. Препринт. – Киев, 1989. – 42 с.
8. Лукин А. Е. Литогеодинимические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. – К.: Наукова думка, 1997. – 225 с.
9. Лукин А. Е. О нефтепоисковом значении повышенных концентраций сульфидной серы в красноцветных породах-покрышках//Нефтегазовая геология и геофизика. 1968. – Вып. 22. – № 22. – С. 3–8.
10. Лукин А. Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем)//Геол. журнал. – 1999. – № 1. – С. 30–42.
11. Лукин А. Е. О распределении железа в терригенных отложениях карбона Днепровско-Донецкой впадины//Докл. АН СССР. – 1967. – Т. 172. – № 3. – С. 677–680.
12. Лукин А. Е. О фазах нафтидогенеза – нефтегазонакопления//Докл. РАН. – 1999. – Т. 369. – № 2. – С. 238–240.
13. Лукин А. Е. Проблемы нафтидосинергетики – нелинейной геологии нефти и газа//Геол. журнал. – 2004. – № 1. – С. 21–39.
14. Лукин А. Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине//Геофиз. журнал. – 2014. – Т. 36. – № 4. – С. 3–23.
15. Лукин А. Е., Мелихов В. А., Гридин В. И. Способ выявления слабовыраженных ловушек нефти и газа//Докл. АН СССР. – 1978. – Т. 245. – № 6. – С. 1447–1451.
16. Лукин А. Е., Старковская А. И. Изотопный состав серы нефтей и конденсатов Днепровско-Донецкой впадины в связи с проблемой нафтидогенеза//Докл. АН Украины. – 1994. – № 12. – С. 110–115.
17. Лукин А. Е., Трухан Л. А. О некоторых косвенных показателях нефтегазоносности палеозоя Днепровско-Донецкой впадины//Геология нефти и газа. – 1967. – № 2. – С. 25–30.
18. Лукин А. Е., Шумлянский В. А. Синергетика процессов нефтегазонакопления и формирования руднобитумных месторождений//АН Украины. Ин-т геол. наук. Препр. – Киев, 1993. – 55 с.
19. Милло Ж. Геология глин. – М.: Мир, 1968. – 358 с.
20. Огильви Н. А. Физические и геологические поля в гидрогеологии. – М.: Наука, 1974. – 160 с.
21. Сидоренко А. В., Зорькин Л. М., Карус Е. В. и др. Роль “углеводородного дыхания” в формировании физических и геохимических полей//Докл. АН СССР. – 1978. – Т. 246, № 6. – С. 1475–1478.

22. Словарь по геологии нефти и газа/Под ред. К. А. Черникова. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.

23. Соколов В. А. Геохимия природных газов. – М.: Недра, 1971. – 334 с.

24. Соколов В. А. Научные основы геохимических методов поисков нефтяных и газовых месторождений. – М.: Изд-во АН СССР, 1959.

25. Степанова Г. С., Лукин А. Е., Левашев В. И. и др. Закономерности изменения состава пластовых газов газоконденсатных месторождений, образовавшихся в результате вертикальной миграции//Геология нефти и газа. – 1982. – № 1. – С. 50–54.

26. Степанова Г. С., Мосина А. А. О закономерностях состава пластовых смесей глубокозалегающих нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений//Газ. промышленность. – 1976. – № 11. – С. 27–31.

27. Тихомолова К. П. Электроосмос. – Л.: Химия, 1989. – 247 с.

28. Фазовые равновесия легких углеводородов. – М.: Гостоптехиздат, 1958.

29. Физико-химические основы прямых поисков залежей нефти и газа/Под ред. Е. В. Каруса. – М.: Недра, 1986. – 336 с.

30. Ханин А. А. Оценка экранирующих способностей пород-покрышек нефти и газа//Геология нефти и газа. – 1968. – № 9. – С. 17–23.

REFERENCES

1. Aluker Je. D., Kucheruk E. V., Petuhov A. V. Geochemical methods of prospecting oil and gas in the USSR and abroad. – Moskva: VINITI, 1989. – 190 p. (In Russian).

2. Antonov P. L. The scale of the diffusion permeability of rocks//Direct methods of oil and gas prospecting. – Moskva: Nedra, 1964. – P. 28–30. (In Russian).

3. Berezkin V. M., Kirichek M. A., Kunarev A. A. Application of geophysical prospecting methods for direct exploration of oil and gas. – Moskva: Nedra, 1978. – 222 p. (In Russian).

4. Kukuruza V. D. Geoelectrical factors in the formation of oil and gas potential of mineral resources. Monografiya. – Kiev, 2003. – 410 p. (In Russian).

5. Kukuruza V. D., Smolnikov B. M. Geoelectrical research in the search for oil and gas deposits. – Kiev: Naukova dumka, 1984. – 140 p. (In Russian).

6. Lithogeochemical research in the search for oil and gas fields/Ed. O. L. Kuznecov. – Moskva: Nedra, 1987. – 184 p. (In Russian).

7. Lukin A. E. Genetic types of secondary transformation and oil and gas pools in aulacogenes//IGN AN Ukrainy. Preprint. – Kiev, 1989. – 42 p. (In Russian).

8. Lukin A. E. Lithogeodynamic factors of oil-gas-accumulation in aulacogenic basins. – Kiev: Naukova dumka, 1997. – 225 p. (In Russian).

9. Lukin A. E. On petrosearch meaning elevated sulfide sulfur concentrations in the red-coloured rocks, tires//Neftegazovaya geologiya i geofizika. – 1968. – V. 22. – № 22. – P. 3–8. (In Russian).

10. Lukin A. E. On origin of oil and gas (geosynergetic conception of nature hydrocarbon-generating systems)//Geologicheskij zhurnal. – 1999. – № 1. – P. 30–42. (In Russian).

11. Lukin A. E. On iron distribution in the Carboniferous terrigenous deposits of the Dnieper-Donets Basin//Doklady AN SSSR. – 1967. – V. 172. – № 3. – P. 677–680. (In Russian).

12. Lukin A. E. On phases of the naftidogenesis – oil-gas-accumulation//Doklady RAN. – 1999. – V. 369. – № 2. – P. 238–240. (In Russian).

13. Lukin A. E. Problems of naftidosi-nergetiks – nonlinear oil and gas geology//Geologicheskij zhurnal. – 2004. – № 1. – P. 21–39. (In Russian).

14. Lukin A. E. Hydrocarbon potential of the great depths and prospects of their development in Ukraine//Geofizicheskij zhurnal. – 2014. – V. 36. – № 4. – P. 3–23. (In Russian).

15. Lukin A. E., Melihov V. A., Gridin V. I. The approach to identify poor petroliferous traps//Doklady AN SSSR. – 1978. – V. 245. – № 6. – P. 1447–1451. (In Russian).

16. Lukin A. E., Starkovskaja A. I. Isotopic composition of crude oils and condensates of the Dnieper-Donets Basin in connection with the problem naftidogenesis//Doklady AN Ukrainy. – 1994. – № 12. – P. 110–115. (In Russian).

17. Lukin A. E., Truhan L. A. Some indirect indicators Paleozoic oil and gas potential of the Dnieper-Donets basin//Geology of oil and gas production. – 1967. – № 2. – P. 25–30. (In Russian).

18. Lukin A. E., Shymljanskij V. A. Synergetic processes and the formation of oil and

gas fields orebitumen/AN Ukrainy. In-t geologicheskikh nauk. Preprint. – Kiev, 1993. – 55 p. (In Russian).

19. *Millo Zh.* Clay geology. – Moskva: Mir, 1968. – 358 p. (In Russian).

20. *Ogilvi N. A.* Physical and geological field in hydrogeology. – Moskva: Nauka, 1974. – 160 p. (In Russian).

21. *Sidorenko A. V., Zorkin L. M., Carus E. V.* et al. The role of the “hydrocarbon breathing” in the formation of physical and geochemical fields//Doklady AN SSSR. – 1978. – V. 246 – № 6. – P. 1475–1478. (In Russian).

22. Glossary of oil and gas geology/Ed. K. A. Chernikov. – Leningrad: Nedra, 1988. – 679 p. (In Russian).

23. *Sokolov V. A.* Geochemistry of natural gas. – Moskva: Nedra, 1971. – 334 p. (In Russian).

24. *Sokolov V. A.* Scientific basis of geochemical methods of prospecting for oil and gas fields. – Moskva: Izd-vo AN SSSR, 1959. (In Russian).

25. *Stepanova G. S., Lukin A. E., Levashov V. I.* et al. Patterns of change in the composition of reservoir gas condensate deposits formed because of vertical migration//Geologiya nefti i gaza. – 1982. – № 1. – P. 50–54. (In Russian).

26. *Stepanova G. S., Mosina A. A.* About laws of composition of the formation of mixtures of deep oil and gas condensate fields//Gazovaya promyshlennost. – 1976. – № 11. – P. 27–31. (In Russian).

27. *Tihomolova K. P.* Electroosmosis. – Leningrad: Himiya, 1989. – 247 p. (In Russian).

28. Phase equilibria of light hydrocarbons. – Moskva: Gostoptehizdat, 1958. (In Russian).

29. Physical and chemical bases of direct exploration of oil and gas/Ed. E. V. Carus. – Moskva: Nedra, 1986. – 336 p. (In Russian).

30. *Hanin A. A.* Evaluation of oil-gas screening abilities of rock-seals//Geologiya nefti i gaza. – 1968. – № 9. – P. 17–23. (In Russian).

Р у к о п и с о т р и м а н о 24.02.2017.

О. Ю. Лукін, Український державний геологорозвідувальний інститут,
lukin_alexander@ukr.net, ORCID-0000-0003-4844-1617

ДЕГАЗАЦІЯ ЗЕМЛІ, НАФТИДОГЕНЕЗ І НАФТОГАЗОНОСІСТЬ

Стаття 4

Концепція глибинної дегазації Землі як глобального (проте нерівномірного в просторі й часі) процесу саморозвитку нашої планети, що є головним чинником формування мінеральних ресурсів, має стати основою сучасної парадигми нафтидології.

Ключові слова: дегазація Землі, труба дегазації, нафтогазоносний басейн, вуглеводневий потенціал.

A. E. Lukin, Ukrainian State Geological Research Institute, lukin_alexander@ukr.net,
ORCID-0000-0003-4844-1617

THE EARTH OUTGASING, NAPHTIDOGENESIS AND PETROLEUM POTENTIAL

Article 4

The processes of deep outgassing of the Earth are the leading factor of the phase (fluid-rock) differentiation of the lithosphere, including the formation of fluid-rock basins. Moreover, bitumen, oil and gas are the direct products of “cold” (according to P. N. Kropotkin) outgassing of the Earth. However, the main problems of Petroleum Geology is not interpreted in the light of the general regularities of outgassing of the Earth, not to mention the deep outgassing. Moreover, the paradigm of modern naftidology – sedimentary-migration concept is in contrary with these regularities. It considers the primary oil and gas migration as a very slow linear (“drop by drop”, “bubble by bubble”), a process that involves a geologically prolonged formation of catagenetic zonation, while deep outgassing of the Earth is a superposition of various fluid dynamic regime rather irregular in time and space processes, the main manifestations of which are related to the short-lived phases

of tectonic and thermal activation. Creating of truly modern naftidological paradigm is impossible without the radical revision of some of its basic concepts and principles in the light of the basic laws of deep outgassing of the Earth. The formation and evolution of oil and gas basins are caused by the system of active and passive (decompression) of mantle plumes. They correspond to a hierarchical system of outgassing pipes of different orders, controlling both oil and gas basins in the whole and its individual segments (zones, areas) up to the local areas – oil and gas fields (fields). Therefore, mapping of the outgassing pipes of various orders within prospective oil and gas bearing regions should improve the efficiency of geological exploration. Outgassing pipes combine the functions of the hydrocarbons sources and the channels of their migration. Their geographical locations play increasingly important geopolitics part.

Keywords: *degassing of the Earth, degassing pipe, oil and gas basin, petroleum potential.*