

О ПУТЯХ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА (на примере Тимано-Печорской провинции)

О.С. Кочетков (УГТУ), Л.Н. Алисиевич ("СеверНИПИгаз"), В.И. Гайдеек (Минприроды Республики Коми), В.М. Юдин (ООО "Севергазпром")

Геология нефти и газа. 2000, №5

Первые сведения о тиманской нефти в Тимано-Печорской провинции были связаны с выходами загустевшей нефти на естественных обнажениях битуминозных карбонатных пород и горючих сланцев доманика (ДЗ) на р. Чуть, притоке р. Ухта, образцы которой и вмещающих пород были отправлены Петром I в Данию на анализ. Подобное сочетание (нефть - битуминозные осадочные породы) послужило в дальнейшем основанием говорить об их родстве, т.е. общности их природы, или первично-осадочном генезисе нефти, что способствовало развитию и господству гипотезы органического происхождения нефти.

Однако к настоящему времени скопилось уже достаточно фактических данных, которые не совсем согласуются с этой гипотезой. Так, на Тимане и в Притиманье до 60-х гг. поиски и разведка УВ-месторождений определялись размещением известных УВ-скоплений ниже "нефтематеринского" доманикового горизонта. Правда, это пытались увязать с латеральной миграцией УВ из доманиковых отложений отрицательных структур в сторону положительных структур "сквозь" подстилающие породы на расстояние 100-300 км в девонское и более позднее время, игнорируя разрывные нарушения того же или более позднего возраста. Причем вертикальная миграция признавалась крайне ограниченной, а фундамент, слагающий основание Печорской плиты, считался инертной системой относительно УВ-генерации, в которой $C_{орг}$ полностью метаморфизован и потому не мог быть потенциальным источником УВ.

Однако на фоне господства органической гипотезы происхождения нефти были и иные мнения. Еще в 40-е гг. Н.И. Стрижов считал, что тиманская нефть в базальных отложениях палеозоя имела протерозойский источник, т.е. мигрировала из фундамента, в котором на Южном Тимане были известны нефте- и газопроявления. Он попытался увязать между собой в вещественном и пространственном отношении УВ-скопления над кровлей фундамента и сам фундамент. Но тогда его мнение не было поддержано.

А.Я. Кремс (1975), придерживаясь традиционных позиций органического генезиса УВ, показал общую закономерность в глубинной (вертикальной) зональности размещения УВ-залежей разных провинций. Им, в частности, констатируется факт снижения с глубиной плотности нефтей в УВ-залежах Волгоградской области (от 0,905 до 0,775 кг/м³) и их смены на Уметской площади газоконденсатной залежью на глубине 2430 м, предвестницей "большого" газа, ожидаемого на глубине более 4 км (Розанов Л.Н., 1962). Последнее нашло подтверждение на УВ-месторождениях США (Бакиров А.А. и др., 1982).

В нефтегазоносной провинции Галф-Кост (США), располагающейся на **эпигерцинской** платформе, обладающей мощностью чехла 15-25 км, установлена вертикальная глубинная зональность в распределении залежей УВ: < 0,7 км - УВ-газы; 0,7-6,0 км - нефть + газоконденсат + метан; > 6,0 км - метан. Выделяют внешнюю и внутреннюю, более глубинную по уровню кровли фундамента, области. В первой преобладают нефтяные, во второй - газовые и газоконденсатные залежи. Вертикальная зональность соответствует описанной.

Та же самая зональность характерна для Западной Внутренней и Пермской нефтегазоносных провинций (США), базирующихся на **эпикарельской** платформе. Глубина залегания фундамента - 8-10 км, т.е. сравнительно меньше, но зональность сохраняется. В разрезе осадочного палеозоя газоконденсатные и газовые скопления располагаются в его низах, выше кровли фундамента.

Таким образом, можно достаточно определенно утверждать, что глубинная зональность в распределении залежей УВ имеет независимый характер от возраста вмещающих вулканогенно-осадочных толщ и подстилающего фундамента.

В соответствии с установленной закономерностью А.Я. Кремсом (1975) в осадочном комплексе выделяются четыре характерные зоны залежей УВ ([табл. 1](#)).

Реальное проявление этой зональности в Тимано-Печорской провинции позволило ему определить вероятные ресурсы газоконденсата и газа (метана) в 23-25 трлн. м³.

Однако интерпретация установленной вертикальной зональности претерпела значительные изменения с момента теоретических построений Н.Б. Вассоевича, С.Г. Неручева с позиций органической гипотезы (Вассоевич Н.Б. и др., 1969; Алексеев Ф.А., 1978; [2]). В соответствии с "биогенными" моделями упомянутых авторов нефтеобразование начинается при температуре 20-40 °С в нефтематеринских отложениях и достигает максимума при 90-120 °С на глубине 2,0-3,5 км, к которой приурочены основные запасы нефти в провинциях мира.

Подобные построения расходятся с известными на сегодня геологическими материалами, термодинамическими расчетами, экспериментальными и опытными данными по воспроизведению процесса нефтегазообразования. Главное заключается в том, что этот процесс требует значительно более высоких температур, формально отвечающих зоне метаморфизма (> 400 °С). По этим причинам более поздние последователи первично-органической природы нефти, отрицая значимость природы ювенильных источников УВ, для укрепления позиций катагенетической концепции нефтеобразования вынуждены привлекать биокатализ, распространяя его эффективное влияние на всю глубину осадочного чехла ниже 2 км (Алексеев Ф.А. и др., 1978). Но при этом оговаривается, что температуры зон катагенеза (< 300 °С) недостаточны исходя из результатов искусственной углефикации ОВ. Ими выделены верхняя зона биохимического метанообразования ($\delta^{13}\text{C} = -5,8...-9,5 \%$) на глубине до 1,5-1,8 км, зона биокаталитического нефтегазообразования ($\delta^{13}\text{C} = -2,5...-5,8 \%$) на глубине более 1,8 км и зона метаморфического газо- и графитообразования на глубине более 10-12 км, с утяжеленным метаном ($\delta^{13}\text{C} = -0,8...-2,0 \%$). Последняя должна сменяться, по А.Л. Козлову, более глубинной зоной высокотемпературных кислых газов [2]. Тем не менее, источник генерации УВ в виде РОВ осадочных пород и ее механизм в виде последовательной конверсии сапропелево-гумусового вещества остались в основе упомянутой интерпретации.

Другая интерпретация зональности, разработанная сторонниками полигенного и абиогенного источников УВ с акцентом на преобладающий ювенильный источник (Кропоткин П.Н., 1956; Кудрявцев Н.А., 1973; [4]), позволяет по-иному подойти к решению вопросов нефтегазообразования и упомянутой зональности, с чем авторы данной публикации согласны и предлагают ее применить к Тимано-Печорской и другим провинциям с учетом некоторых поправок по изотопным характеристикам углерода, отраженным на [рис. 1](#) (Алексеев Ф.А. и др., 1978).

Главным фактором, определяющим глубинную зональность УВ-залежей, авторы считают **глубину залегания фундамента**.

Значимость этого фактора подтверждают следующие положения:

1. Наличие у нефтегазовых месторождений молодых эндогенных источников основной массы УВ-флюидов, располагающихся в зонах метаморфизма и магматизма ниже кровли фундамента, а также над блоками глубинного диапиризма в базальных горизонтах осадочного чехла. Стимуляторами УВ-генерации служат $T > 400 \text{ }^\circ\text{C}$, $P_{\text{лит}} > >300-400 \text{ МПа}$, зоны разноуровневой дилатации (Пищуха Ю.А., 1988; [1]).

2. Генерация разноуровневой по положению источника УВ в мантии "протонефти" как термодинамически равновесноустойчивой гомогенной смеси УВ, получившей наименование конативной [5], в условиях высоких температур $T > 400 \text{ }^\circ\text{C}$ и давлений $P > 50 \text{ МПа}$ [4].

3. Вертикальная миграция восходящих УВ-струй в зонах разломов, секущих кристаллический фундамент и отчасти осадочный чехол (Бойко Г.Ф., 1982).

Попадая в зону разуплотнения, обусловленную дилатацией в фундаменте или осадочном чехле, конативная УВ-смесь образует скопления в виде УВ-залежей на разных гипсометрических уровнях при различных термобарических условиях геологической среды. В итоге формируются многопластовые УВ-скопления, сочетающие разнофазовые залежи, которые рассматриваются нами как конечный результат инъе-цирования гомогенной "протонефти" и УВ-дегазации мантии и зоны метаморфизма земной коры.

Схематическая модель нефтегазообразования в условиях тектонической активности зоны глубинного разлома представлена на [рис. 1](#).

Применительно к Тиману эта схема предполагает его **повторную активизацию в кайнозое**. Комплекс основания представляет собой **карельский** фундамент, блок которого, воздымаясь, обуславливает наложение полизонального динамометаморфизма на породы вышележащего **байкальского** фундамента и обновление тектонической трещиноватости в осадочном чехле. Воздымание блока основания в период активизации - следствие мантийных процессов теплового массопереноса. Колоссальное количество мантийных газов, в том числе углеводородных, создает давление, поднимающее блок основания и многократно усиливающее флюидодинамику в зонах метаморфизма и апокатагенеза. В результате мантийный поток УВ дополняется углеводородами из зон метаморфизма и апокатагенеза в земной коре. Стимулирующую роль в этом процессе, безусловно, играют высоконагретые и агрессивные водные растворы. В итоге формируется вертикальная зональность распределения УВ в земной коре в виде разноуровневых скоплений, в том числе и нефти как основного мантийного продукта, инъецированного в земную кору. При этом порождающие "протонефть" мантийные очаги могли иметь разные уровни и места нахождения и генерировать восходящие УВ-потоки соответственно разной плотности. Их плотность находится в прямой зависимости от степени сейсмической активности локализованного участка земной коры и обуславливает величину объемов УВ, поступающих в земную кору, а следовательно, и размеры УВ-скоплений. Проводящими каналами УВ служили "**трубы дегазации и конденсации**", возникающие на пересечении двух и более глубинных и сверхглубинных разломов, рассекающих осадочный чехол земной коры. Тем самым, размещение "труб дегазации и конденсации" должно быть определяющим фактором и в размещении УВ-месторождений, а зоны высокой сейсмической активности служить местами локализации наиболее крупных УВ-месторождений.

Для Тимано-Печорской провинции по **гипсометрическому уровню залегания подстилающего фундамента** авторами предложено разделять УВ-месторождения на малоглубинные (глубина залегания фундамента < 3000 м), среднеглубинные (3000-5000 м) и многоглубинные (> 5000 м). Первые характеризуются сочетанием газовых и нефтяных залежей, сосуществующих раздельно или вместе (нефтяная залежь с газовой шапкой) по разрезу, вторые - сочетанием нефтяных и газоконденсатных, третьи - сочетанием газоконденсатных и нефтегазоконденсатных и газовых (глубинных). Очевидно, что глубина залегания фундамента определяет термодинамические условия накопления УВ-флюидов над фундаментом. Так, в случае малоглубинных месторождений решающую роль играют невысокие литостатическое давление и температура, повышенная трещиноватость пород чехла и фундамента, а также гидрогеологический режим системы "фундамент - осадочный чехол", способствующие формированию преимущественно нефтяных залежей (Возейское, Усинское, Среднемакарихинское, Западно-Тэбукское месторождения). Причем подобные месторождения в ближайшем окружении могут сопровождаться газовыми месторождениями, которые представляют собой результат дифференциации вертикальной и отчасти латеральной (в пределах тектонических блоков) миграции попутных УВ-газов при формировании нефтяных месторождений. Подобный случай наблюдается на Южном Тимане, где на Омра-Сойвинском выступе располагаются Вой-Вожское, Верхне- и Нижне-Омринские нефтегазовые месторождения, которые имеют газовые шапки и сопровождаются боковой "гирляндой" мелких газовых месторождений.

При наличии единой флюидодинамической системы "осадочный чехол - фундамент" становится очевидным, что при малоглубинном положении фундамента нижние зоны рассмотренной УВ-зональности должны располагаться в самом фундаменте [1]. Так, на Южном Тимане ниже нефтегазовых залежей осадочного чехла в сланцах фундамента размещается Водненская метановая залежь. Отсутствие зоны газоконденсата объясняется малыми

пластовыми давлениями (< 10 МПа) при малых глубинах залегания фундамента. Подтверждением этому служат данные Е.Л. Теплового, А.П. Абрамичева о фонтане УВ-газов из байкальского фундамента Южного Тимана. В течение 2 лет из скв. 3 Ярега, пробуренной по фундаменту, фонтанировал газ с дебитом 100 тыс. м³/сут. Состав газа из пород фундамента, %: метан - 87-96; тяжелые УВ - 0,4-1,5; N + инертные газы - 2,5-11,8; He - 0,24; Ar - 0,02-0,04; CO₂ + H₂S - 1,3 [3]. За 20 лет эксплуатации нефтяных шахт Яреги из фундамента выброшено в атмосферу более 1 млрд. м³ газа. Несомненно, байкальский фундамент мощностью около 10 км выступает здесь как промежуточный проводник УВ-флюидов, поступление которых явно связано, судя по объему и высокому содержанию гелия, с мантийными источниками.

Авторами произведена попытка определения глубинности УВ-источников газоконденсатных и нефтяных залежей некоторых месторождений Тимано-Печорской провинции по термодинамическому методу Э.Б. Чекалюка, использующего данные нахождения гомогенных равновесных УВ-смесей по содержаниям в них и соотношению между собой ареновых изомеров состава C₈H₁₀ (этилбензола и ксилолов) [4]. На кривые констант термодинамического равновесия алкилбензолов нанесены точки газоконденсатов и нефтей ряда месторождений Тимано-Печорской провинции (рис. 2). Результаты расчетов сведены в [табл. 2](#), которая свидетельствует о значительном диапазоне уровней глубинности УВ-источников в мантии.

Судя по данным [табл. 2](#), газоконденсаты и нефти залежей месторождений, расположенных в полосе Верхнепечорская впадина, Джебольшая моноклираль, Среднепечорская перемычка, южная часть Печоро-Кожвинского мегавала, Колвинский мегавал, имели источниками генерации УВ-флюидов "протонефть" из низов земной коры и прикровельной части верхней мантии, т.е. с глубины в диапазоне 23-45 км. Особняком выделяются данные о глубинности "протонефти" северной части Шапкино-Юрьяхинского вала, говорящие о поступлении "протонефти" из средней мантии (интервал глубин от 95 до 350 км). Полученные данные хорошо коррелируются с расположением мантийных блоков, по Н.В. Конановой (1997). Именно в северной части Шапкино-Юрьяхинского вала ею оконтуривается блок с проницаемой, разуплотненной флюидонасыщенной средней мантией, в то время как южнее и восточнее него располагаются блоки с проницаемой верхней мантией, что также согласуется с данными [табл. 2](#).

По результатам изотопного анализа метан месторождений северной части Шапкино-Юрьяхинского вала и Денисовской впадины оказался самым тяжелым ($\delta^{13}\text{C} = -3,04... -3,18$ %) в Тимано-Печорской провинции, что еще раз согласно изомерам алкилбензолов состава C₈H₁₀ подтверждает глубинный адрес современных газоконденсатных залежей (Алексеев Ф.А. и др., 1978).

Таким образом, рассмотренные особенности состава газоконденсатов и нефтей свидетельствуют о тесной вещественно-генетической связи УВ-скоплений ряда месторождений Тимано-Печорской провинции с мантией как главным поставщиком УВ-флюидов, с ее определенными уровнями их генерации.

В отличие от Э.Б. Чекалюка, который на приводимой диаграмме (см. [рис.2](#)) выделил следующие области расположения УВ-месторождений - платформенные впадины (I), межгорные впадины и впадины глыбовых гор (II), предгорные прогибы (III) - в разновозрастных комплексах осадочных пород, авторами выделены зоны глубинности УВ-генераций (А, В, С) кайнозойского возраста при современном геоструктурном плане. В зону А попадает подавляющее большинство УВ-месторождений Тимано-Печорской провинции, расположенных по геоструктурной дуге разломов Урало-Тиманского направления: Верхнепечорской впадины - Среднепечорской перемычки - Печоро-Кожвинского мегавала (его южной части). В зону С - группа месторождений Шапкино-Юрьяхинского вала, его северной части и Колвинского мегавала (его северной части), т.е. районов океанического побережья.

Для зоны А характерно развитие преимущественно внутриконтинентальных коровых УВ-источников разных уровней, что, очевидно, является главной особенностью УВ-генерации в Тимано-Печорской провинции. Зона С имеет мантийные УВ-источники и отражает, вероятно, особенности УВ-генерации в Баренцевоморской провинции и ее южной краевой части. Средняя

зона В представляет собой область развития промежуточной коры с УВ-месторождениями между сугубо континентальной и субокеанической корами.

Специальные экспериментальные работы с УВ-смесями, проведенные Г.Е. Бойко (1982) в автоклавной установке при высоких температурах (620 К) и давлениях (20-40 МПа), показали их высокую стабильность, что предполагает значительную термобарическую и химическую устойчивость ювенильных нефтей при вертикальной миграции их в осадочный чехол и при нахождении в нем самом. Такая устойчивость позволяет определить глубину расположения УВ-очага в мантии для УВ-залежей в различных неотектонических геоструктурах чехла и фундамента и выявить закономерности их площадного размещения. Кроме того, преобладающая роль глубинных мантийных УВ в формировании УВ-скоплений путем их вертикальной миграции по "трубам дегазации и конденсации" в зонах глубинных разломов определяет необходимость новых подходов к оценке прогнозных и потенциальных ресурсов, а также предварительно оцениваемых запасов нефти и газа в нефтегазоносных провинциях, в том числе и в Тимано-Печорской провинции.

Литература

1. Огаджанов В.А. Концепция геофизических исследований, основанная на явлении дилатации горных пород // Геофизика. - 1998. - № 4. - С. 10-13.
2. Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. / Отв. ред. В.Е. Хаин. - М.: Наука, 1978.
3. Теплов Е.Л., Абрамичев А.П. Нефтегазоносность пород фундамента Тиманской гряды и Мезенской синеклизы // Перспектива нефтегазоносности фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона. - Казань, 1998. - С.320-323.
4. Чекалюк Э.Б. Нефть верхней мантии Земли. - Киев: Наук, думка, 1967.
5. Эйгенсон А.С. О количественном исследовании формирования техногенных и природных УВ-систем с помощью методов математического моделирования // Химия и технология топлив и масел. - 1995. - № 9. С. 3-8.

Abstract

The probable ways of oil and gas fields formation in Timano-Pechora province depending on the depth of Baikalian basement occurrence and observed vertical zonality of hydrocarbon accumulation distribution are considered. The assumed mantle source of hydrocarbon fluids confirmed by thermodynamic calculations is reviewed.

Таблица 1. Глубинная зональность УВ-залежей

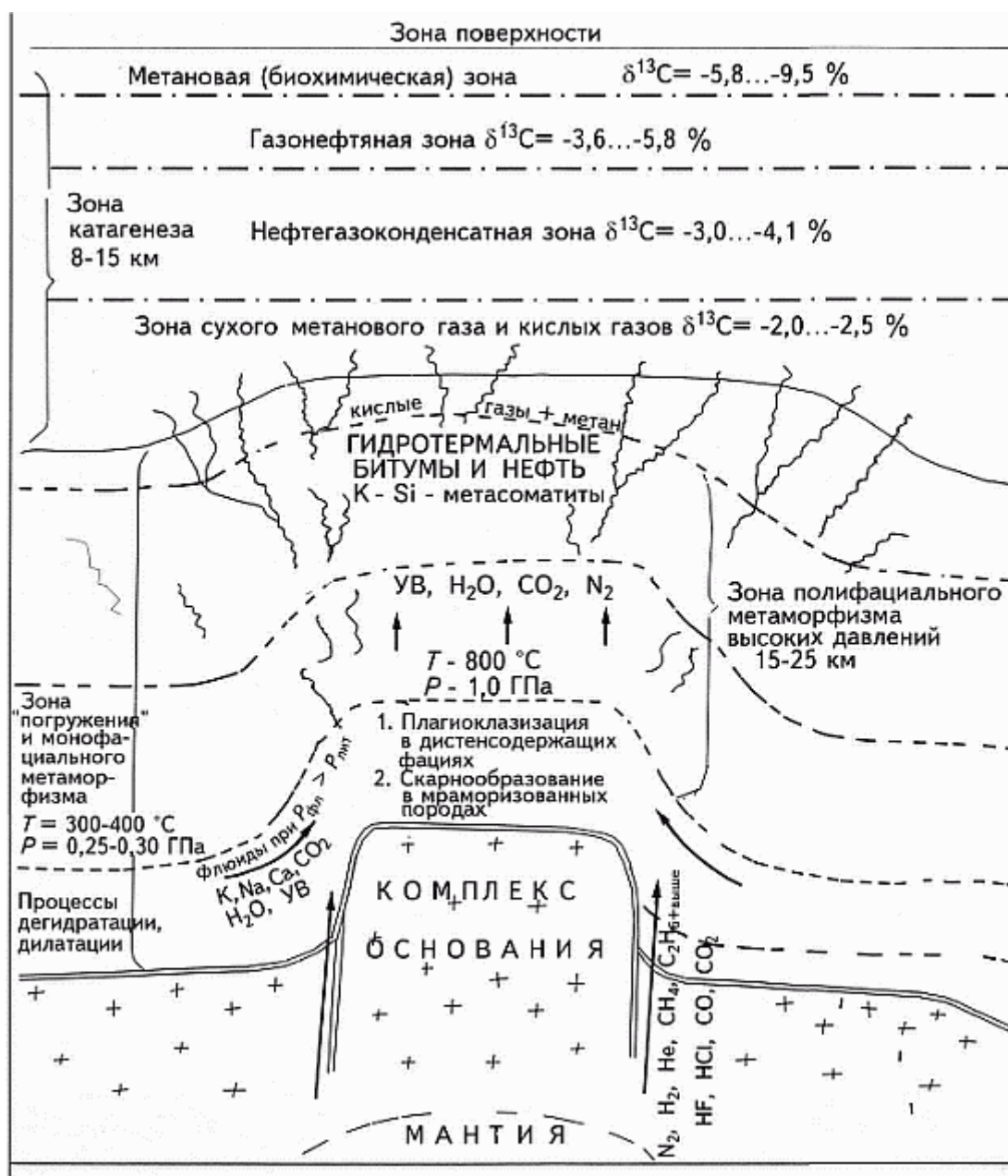
Зона глубинности	Интервал глубины, м	Тип залежей
Первая	До 1350-1500, иногда до 1900	Чистый газ и утяжеленная нефть
Вторая	До 4000-5000	Легкая газонасыщенная нефть, иногда газоконденсат и газ
Третья	До 6000-8000	Газоконденсат
Четвертая	До 10 000-12 000 и более	Сухой (метановый) газ

Таблица 2. Константы термодинамического равновесия этилбензол/ксилолы для нефтей и газоконденсатов ряда УВ-месторождений Тимано-Печорской провинции

Геоструктура; месторождение; интервал глубин залежи	Отношение этилбензола к ксилолам и температуры (К) равновесия				Средняя температура равновесия, К	Интервал глубин залегания УВ (средняя глубина), км
	этилбензол/о-ксилол		этилбензол/м+п-ксилол			
	Кэо	Тэо	Кэ(м+п)	Тэ(м+п)		
Верхнепечорская впадина	0,440	721,2	0,246	850,0	785,6	16-70 (40)
Вуктыльское НГКМ (4213-5446 м), n = 8						
Печоро-Кожвинский мегавал (южная часть)	0,505	795,0	0,190	815,0	805,0	28-52 (40)
Печоро-Кожвинское ГКМ (3158-3388 м), n = 2						
Среднепечорская перемычка	0,325	610,0	0,140	675,0	642,5	16-30 (23)
Западно-Соплесское НГКМ (3962-4265 м), n = 2						
Джебольская моноклираль	0,500	785,0	0,135	635,0	710,0	22-35 (28,5)
Джебольское ГМ (1930-2128 м)						
Прилукское ГМ (2007-2108 м), n = 2						
Колвинский мегавал	0,460	755,0	0,250	905,0	830,0	34-55 (44,5)
Хыльчюуское НГКМ (1824-1944 м)						
Ярейюское НГКМ (1952-1954 м), n = 2						
Шапкино-Юрьяхинский Вал	1,264	1752,2	0,577	1731,0	1741,0	350; 246-267; 95-340 (260)
Кумжинское ГКМ (2348-2777 м), n = 1						
Василковское ГКМ (1743-2338 м), n = 3						
Ванейвисское НГКМ (2240-3288 м), n = 5						

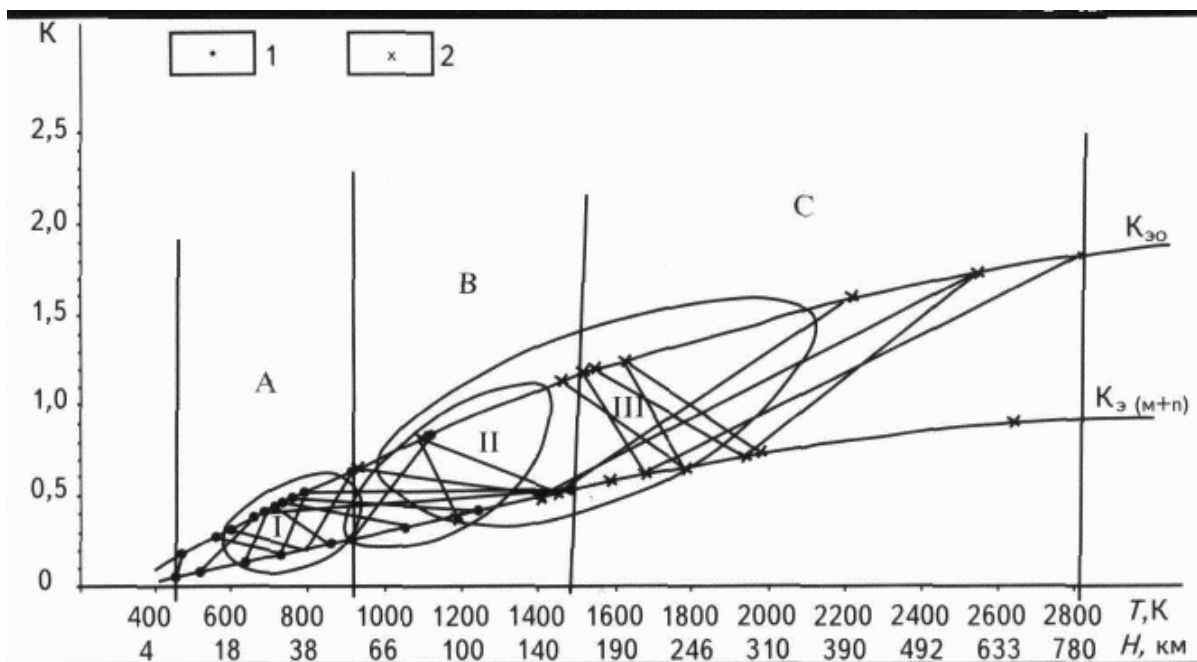
Примечание. Месторождения: НГКМ - нефтегазоконденсатное, ГКМ - газоконденсатное, ГМ - газовое; n - число определений.

Рис. 1. СХЕМА РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ ГЛУБИННОГО ДИАПИРИЗМА ПРИ АКТИВИЗАЦИИ ГРАНИТОГНЕЙСОВОГО КУПОЛА



1 - линия подошвы; 2 - уровень зон катагенеза; 3 - уровень зон метаморфизма 4 - кровля гранитогнейсового основания; 5 - краевые глубинные разломы диапирового блока, 6 - трещиноватость и разломы в зоне метаморфизма, 7 - гранитогнейсы, в - направление движения флюидов, $\delta^{13}\text{C}$ - распределение тяжелого углерода в метане соответствующих УВ-флюидов (по Алексеву Ф А , 1978)

Рис. 2. ДИАГРАММА ГЛУБИНОСТИ ЗАЛЕГАНИЯ КОРОМАНТИЙНЫХ ИСТОЧНИКОВ УВ ПО К-CONSTANTAM [4] ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО РАВНОВЕСИЯ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ (C_8H_{10})



1 - точки газоконденсатов и нефтей Вуктыльского, Печоро-Кожвинского, Западно-Соплеского, Джебольского Прилуцкого, Хыльчюского, Ярейского месторождений; 2 - точки газоконденсатов Кумжинского, Василковского и Ванейвисского месторождений; область расположения месторождений по [4]: I - платформенных впадин, II - межгорных впадин и впадин глыбовых гор, III - предгорных прогибов; геоструктурные области, выделяемые авторами: А - континентальной коры, В - субконтинентальной коры, С - субокеанической коры; $K_{Э0}$, $K_{Э(m+n)}$ - отношение молярных долей этил-бензола к долям соответственно орто-, мета- и параксилолов