В.В.ИВАНОВ, И.С.ГУЛИЕВ

# МАССООБМЕН, УГЛЕВОДОРОДООБРАЗОВАНИЕ И ФАЗОВЫЕ ПЕРЕХОДЫ В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ

БАКУ – 2002

Печатается по решению Ученого совета Института геологии Национальной Академии наук Азербайджана

**В.В.Иванов, И.С.Гулиев** Массообмен, углеводородообразование и фазовые переходы в осадочных бассейнах. Издательство «Нафта-Пресс», Баку, 2002, 108 с.

Обоснована ключевая роль метанообразования в формировании зон фазовой и механической нестабильности в осадочной оболочке. Образование месторождений углеводородов, проявления грязевого вулканизма, формирование специфической складчатости приурочены к определенным этапам эволюции углеводородных систем. Эти процессы отражаются в изменчивости геохимических и физических полей.

Предложены направления и методики усовершенствования технологии поисков залежей нефти и газа, основанные на дифференциации осадочных бассейнов по интенсивности водообмена, фазовой неустойчивости и механической нестабильности.

И <u>1903010000-1</u> 071(2001) Грифное изд.



© В.В.Иванов, И.С.Гулиев, 2002.

## ОТ РЕДАКТОРА

Интеграция наук одно из наиболее плодотворных направлений в развитии естествознания. Использование новейших достижений таких наук, как механика, прикладная и вычислительная математика, физико-химическая гидродинамика и другие, в ранее описательных дисциплинах наук о земле позволило существенно расширить наши знания и получить новые значимые достижения и результаты в этих областях. Возникли и успешно развиваются такие направления как физика атмосферы и океана, геофизика, геохимия, горная механика, космическая геодезия и другие, которые тоже стали основой наук о земле.

Наиболее тесно интегрированным с точными дисциплинами направлением в нефтяной науке является разработка месторождений нефти и газа. Она существенно базируется на комплексном применении механики, физики, химии, термодинамики, гидродинамики и вычислительной техники. При этом хорошую апробацию созданным на их основе гидродинамическим и физическим моделям удается проводить на конкретных залежах.

В меньшей степени такая интеграция присуща геологии нефти и газа. Одной из объективных причин этому является невозможность экспериментальной проверки многих полученных результатов, поскольку геологические процессы формирования месторождений углеводородов, в отличие от времени разработки залежей, протекают в течение больших промежутков времени.

Рецензируемая работа в известной степени, пытается компенсировать эти пробелы. Красной нитью через всю работу проходит необходимость изучения и количественной оценки изменения во времени и пространстве интенсивности процессов массо-энергообмена, в частности, генерации и миграции флюидов.

Для этого авторы применяют оригинальные подходы, предлагая физикохимические модели процессов генерации и миграции углеводородов в процессе эволюции бассейнов, исследуя пространственные распределения физикохимических параметров в разновозрастных бассейнах, а также исследуя процессы, которые протекают в реальном масштабе времени, такие как грязевой вулканизм. Изучая особенности динамики реальных быстропротекающих процессов, сопоставляя полученные результаты с физико-химическими моделями, можно получить результаты, которые окажут содействие расшифровке процессов, происходящих за геологическое время.

Большой интерес представляет изучение фазовых переходов в осадочных бассейнах, с которыми связан ряд динамических и геохимических процессов в недрах. Отметим, что теория фазовых переходов в углеводородных системах хорошо разработанная и широко применяемая в процессах разработки залежей нефти, газоконденсата и газа, по существу не нашла должного применения в геологии осадочных бассейнов. В значительной степени дискуссионным представляется раздел, в котором рассматриваются процессы генерации углеводородов и изменение их состава за счет реакций радикалов углеводоро-

дов. Не отрицая возможности этих процессов в целом, необходимо оценить их реальное соотношение с другими геохимическими процессами.

Несомненно, большой интерес и дискуссии вызовет раздел, связанный с разработкой теоретических основ усовершенствования технологии поисков месторождений углеводородов. Предлагаемая технология, как нам представляется, исходит из следующих теоретических положений, обоснованных в первой части.

1. Формирование залежей углеводородов составная часть процессов превращения-перераспределения вещества, в частности, генерации, миграции и аккумуляции метана, которые могут протекать во всем объеме осадочного выполнения и на всех этапах эволюции бассейна. Наиболее интенсивно эти процессы протекают в первые десятки миллионов лет. Местами наиболее интенсивного протекания процессов углеводородообразования являются пограничные зоны диффузионного и конвективного обмена. Выявление таких зон является первым этапом разделения бассейнов по перспективам нефтегазоносности.

2.В пределах указанных объемов осадочного выполнения возникают очаги фазовых переходов метана из растворенного в подземных водах в свободное. Этот процесс приводит к переходу части осадочного материала из структурированного, слоистого в состояние особой смеси - аморфной брекчированной массы и возникновению зон повышенного давления. Именно эти зоны, или «очаги возбуждения», а не «нефтяные или газовые окна» являются, по мнению авторов, источниками углеводородов. Картирование таких очагов «возбуждения» является следующим этапом оценки перспектив нефтегазоносности. Для бассейнов аналогичных Южно-Каспийскому картирование очагов возбуждения может быть дано на основе выявления координат очагов извержения грязевых вулканов и, возможно, мелкофокусных землятрясений.

3. Миграция углеводородов (свободных и растворенных во флюидах) может происходить по самым разнообразным направлениям, в том числе по субвертикальным каналам совместно с разуплотненной массой осадочного материала. Миграция углеводородов происходит периодически и с большими скоростями. Выявление фаз и масштабов миграции, а также картирование каналов перемещения углеводородов вполне надежно фиксируются современными геофизическими и геохимическими методами.

4. Аккумуляция углеводородов возможна в геологических телах любой формы, где выполняются соответствующие условия для стабилизации газовых тел, то есть не обязательно в структурных ловушках

5. Фазовая сепарация углеводородов на жидкие и газообразные, изменение их состава происходит в самих геологических телах и зависит от стадии эволюции бассейна и конкретных геологических условий.

Нетрудно заметить, что эти базовые положения значительно отличаются от традиционных, положенных в основу современных технологий. Естественно, что с некоторыми из них согласиться трудно и почти все нуждаются в проверки более обширным фактическим материалом, чем приведенные в работе. Тем не менее, они заслуживают, с нашей точки зрения, самого пристального внимания.

Интерес представляют также идеи, связаные с возобновляемостью ресурсов углеводородов. Можно согласиться с мнением авторов, что изучение массообменных процессов должно стать составной частью любого геологического исследования, в первую очередь, оценки перспектив поисков углеводородов.

Несмотря на недостаточную аргументированность ряда теоретических положений, фрагментарность некоторых разделов и ряда неоднозначно интерпретируемых фактов, работа представит несомненный интерес как для ученых, работающих в области разработки теории формирования залежей углеводородов, так и для практиков, заинтересованных в разработке и усовершенствовании поисков нефти и газа.

В целом, можно предположить, что указанная работа, представляющая собой одну из первых попыток количественного описания ряда сложных массобменных процессов и фазовых переходов в нефтегазоносных бассейнах, будет с интересом встречена в кругу научной общественности.

МИТАТ АБАСОВ

Член - корреспондент Российской Академии наук, Академик Национальной Академии наук Азербайджана.

## ВВЕДЕНИЕ

Формирование газонефтяных месторождений, извержение грязевых вулканов, распад газогидратов относятся к категории геологических процессов, природа которых недостаточно изучена. Общим для них является выделение в собственную фазу больших количеств углеводородного по составу газа за небольшие промежутки времени, то есть в геологической шкале времени это быстро текущие процессы [4, 6, 7, 8]. С явлениями этого ряда связано возгорание буровых установок в процессе проходки скважин, а также взрывы и пожары в угольных шахтах и др. горных выработках. Основополагающую роль в подготовке и реализации рассматриваемых процессов играет превращение - перераспределение вещества в осадочных бассейнах, подготавливающее фазово-неустойчивые состояния в их гидравлических системах. Исследование этих процессов естественным образом связано и с геоэкологическим мониторингом поверхностных оболочек земной коры.

В геологии и геохимии осадочных процессов, в частности, в моделях формирования залежей нефти и газа массообмену и фазовым переходам, как правило, не уделяется должного внимания. Вместе с тем, и формирование полезных ископаемых, и динамические процессы в подземной среде могут быть поняты и объяснены только в рамках общей теории энерго- и массообмена на основе базовых представлений о кинетике фазовых переходов. Особое значение приобретает осмысление образования и перемещения гигантских объемов разуплотненного материала в осадочном чехле. В этом аспекте ключевое значение отводится физико-химическому моделированию грязевого вулканизма. В предлагаемой работе авторы попытались обобщить представления, развиваемые ими в последние десятилетия, и сформулировать некоторые фундаментальные и прикладные выводы, вытекающие из предлагаемых построений.

Значительная часть обосновываемых представлений построена на фактическом материале Каспийского региона и сопредельных провинций, которые являются одним из мировых полюсов нефтяного бизнеса как в историческом прошлом, так и на современном этапе.

Первая часть монографии посвящена рассмотрению физико-химических основ процессов формирования полей концентраций УВ и особенностей массообмена в осадочных бассейнах.

В первой главе обосновывается представление об автономности и самодостаточности процессов углеводородообразования в осадочном чехле. Признавая определяющую роль глобальных геодинамических процессов в эволюции и формировании структуры и свойств чехла, авторы показывают, что развитие УВ систем связано непосредственно с осадочным выполнением бассейнов. Это положение лежит в основании последующих моделей формирования месторождений УВ и грязевого вулканизма.

Во второй главе рассмотрены процессы возникновения фазово-неустойчивых состояний и газовыделения в осадочных толщах вследствие угле-

водородообразования и возникновения механически напряженного состояния вследствие фазовых переходов. Рассмотрена эволюция полей концентраций метана во времени и пространстве, выделены различные стадии развития. Показано, что при развитии УВ-систем могут возникнуть условия, когда пластовое давление приблизится к геостатическому, что может сопровождаться катастрофической пререстройкой структурных планов и изменением термобарических условий. Важным подтверждением корректности обосновываемых положений, наряду с грязевым вулканизмом, является обнаружение локальных и региональных зон разуплотнения, особенно развитых в молодых бассейнах, например в Южно-Каспийском. Эти состояния регистрируются в изменчивости полей геохимических и геофизических параметров, что позволяет картировать очаги возбуждения геохимическими и геофизическими методами.

В третьей главе рассмотрены вопросы формирования нефтегазовых месторождений. Особо подчеркивается роль фазовых переходов и изменений химического состава УВ в залежи за счет радикализации молекул низкокипящих УВ, прежде всего метана и склеивания радикалов в высокомолекулярные линейные и более сложные замкнутые соединения.

Развитие полей концентраций УВ сопровождается также появлением механических напряжений и деформацией структуры осадочного чехла. Этим процессам посвящена четвертая глава, в которой рассмотрены физикохимические модели грязевого вулканизма. Показано, что наблюдаемый уровень развития грязевого вулканизма в Южно-Каспийской впадине связан с уникальными особенностями строения и формирования этого бассейна, а именно с лавинными скоростями седиментации, очень большими мощностями кайнозойского выполнения, с низкими температурами и аномально высокими давлениями.

Вторая часть работы посвящена прикладным аспектам развиваемых представлений. В пятой и шестой главах рассмотрены теоретические основы усовершенствования технологии поисков УВ, базирующиеся на расшифровке подземного водообмена, оконтуривании зон метанообразования, выделении зон фазовой неустойчивости, выделении зон полифазного насыщения и зон повышенных начальных градиентов, благоприятных для удержания залежей.

Предлагается вариант использования технологии для выделения перспективных зон в осадочном комплексе Прикаспийской впадины.

Показано, что возбуждение системы при фазовых переходах позволяет картировать и изучать эти очаги УВ - образования средствами современного мониторинга.

Рассмотрены также некоторые геоэкологические аспекты, вытекающие из развиваемых представлений.

## ЧАСТЬ 1

## ПОЛЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ И МАССООБМЕН В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ

## ГЛАВА 1. ОСАДОЧНЫЕ БАССЕЙНЫ – КАК АВТОНОМНЫЕ САМОДОСТАТОЧНЫЕ СИСТЕМЫ

Залежи газа и нефти есть тела, непрерывно контактирующие с водными растворами пустотной части вмещающих пород вдоль всей ограничивающей их поверхности. Поэтому и моделирование процессов формирования этих тел неизбежно должно быть связано с анализом развития химического состава водных растворов пустотного пространства и возникающими в них в связи с этим развитием фазовыми неустойчивостями и превращениями. Полезно подчеркнуть, что это положение не зависит от того, осуществляется ли моделирование на базе органической или неорганической теории, или на основе каких-то синтетических представлений. В рамках такого подхода пространственная изменчивость химического состава подземных вод и, прежде всего, структура полей концентраций растворенных углеводородов должны рассматриваться как базовый материал и для анализа состоятельности тех или иных исходных представлений о формировании залежей нефти и газа, и для построения самих модельных схем такого формирования.

Установленная в последние годы плотностная неоднородность коры и верхней мантии и выявленные в их пределах многочисленные зоны замедленного прохождения сейсмических волн, ассоциируемые обычно с зонами разуплотнения (волноводами), способствовали возрождению интереса к концепциям неорганического происхождения нефти и стимулировали появление многочисленных моделей, непосредственным образом связывающих формирование месторождений нефти и газа с волноводами. Попытаемся выяснить, насколько оправданным является обращение к этим концепциям в рамках обсуждаемого моделирования.

Анализ изотопно-геохимических характеристик флюидов показывает, что основная масса углеводородов генетически связана с осадочными толщами [37, 39].

На рис.1.1 а, б, в, г, д, в несколько упрощенном виде, заимствованным из работы [13], представлены обобщенные глубинные расспределения концентраций гелия в поровых водах разновозрастных бассейнов, а также огибающие их справа аппроксимирующие кривые ограничивающих массивы выборок (а, б, в, г) и сведенные в одно построение правые ограничивающие кривые, отнормированные на максимальные глубины слежения (д). Последние формируют естественную последовательность, в которой распределение в более древнем бассейне оказывается правей распределения в более молодом, а вся их совокупность ассоциируется с семейством состояний развивающегося поля гелия в диффузионно проницаемой среде с распределенными непосредственно в ней эволюционирующими источниками, лежащей на непроницаемом основании. Рассмотренный материал позволяет сделать следующий вывод фундаментального характера: развитие полей концен-

траций гелия, а также, соответственно, и формирование всего химического состава подземных вод осадочных бассейнов обеспечивается источниками, распределенными непосредственно в выполнении этих бассейнов.



Рис. 1.1. Обобщенные глубинные распределения концентраций гелия в подземных водах: а) преимущественно третичных отложений северного Предкавказья (В.Н.Корценштейн, 1960); б) мезозойских комплексов западной Сибири (Л.М.Зорькин, 1973); в) палеозойских комплексов Московской синеклизы (Ю.В.Мухин, 1970); г) кембрий-докембрийских отложений восточной Сибири (Е.В.Пиннекер, 1967, Е.А.Басков, 1977) и аппроксимации их правых ограничивающих выборок; д) сопоставление правых аппроксимаций во всех перечисленных бассейнах, отнормированных на глубины слежения.

Для характеризации эволюции источников гелия была обоснована зависимость [28]:

$$F = Aq_0 e^{-\lambda t} \left( 1 - e^{-\sigma t} \right), \tag{1.1}$$

где: F- обильность источников (лет<sup>-1</sup>), q<sub>0</sub>- содержание альфа-продуцирующего изотопа (эквивалентного урана) в момент формирования породы (г/г), λ- постоянная распада альфа-продуцирующего изотопа (лет<sup>-1</sup>),  $\sigma$  - постоянная выделения гелия из минеральной матрицы в пустоты ( $net^{-1}$ ). t – возраст породы. А количество гелия, образующееся в 1 г альфа-продуцирующего изотопа в год, деленное на пористость среды. На основе анализа лабораторных исследований по сохранности гелия в породах [28] были получены следующие оценки текущих значений обильности и постоянной выделения:  $F = (0.05 - 8.8)*10^{-12}$  лет<sup>-1</sup> со средним значением  $4.2*10^{-12}$  лет<sup>-1</sup>,  $\sigma = 7.5*10^{-10} - 6.7*10^{-7}$  лет<sup>-1</sup> с модальным значением 2\*10<sup>-8</sup> лет<sup>-1</sup>. Эти оценки стали основанием для принятия следующих значений параметров формулы (1.1) [3]: Aq<sub>0</sub> = 9,3\*10<sup>-12</sup> лет<sup>-1</sup>,  $\lambda$  = 1,54\*10<sup>-10</sup> лет<sup>-1</sup>,  $\sigma = 2*10^{-8}$  лет<sup>-1</sup>. Оценивание обильности источников и постоянной выделения из рассмотрения последовательности распределений на рис.1.1 д [13] привело к следующим результатам:  $F = (1.6 - 11.3) * 10^{-12} \text{ лет}^{-1}$ ,  $\sigma = 7 * 10^{-9} \text{ лет}^{-1}$ . В рамках допущений модели эти оценки и предшествующие неразличимы, и то обстоятельство, что оценки обильности и постоянной выделения по содержаниям альфа-продуцирующих изотопов и сохранности гелия в породах практически совпали с оценками этих же характеристик по изменчивости поля гелия в подземных водах разновозрастных бассейнов, есть несомненный признак состоятельности развиваемых представлений.

Итак, в осадочных выполнениях ни одного из анализируемых бассейнов никаких признаков осязаемого привноса глубинного материала не содержится.

На рис.1. 2 а, б, в представлены обобщенные распределения концентраций метана в подземных водах, а также правые аппроксимации обобщенных распределений температуры, давления и минерализации в разновозрастных бассейнах (Южно-Каспийская впадина с отложениями преимущественно третичного возраста, Западно-Сибирская плита с преимущественно мезозойскими комплексами, Восточно-Сибирская плита с кембрий-докембрийскими комплексами). На этих же рисунках построены аппроксимации ограничивающих массивы справа выборок и кривые растворимости метана и его предельнодостижимого метастабильного пресыщения [3], рассчитанные для правых ограничивающих аппроксимаций параметров состояния по диаграммам и таблицам работы [29]. Из рассматриваемых построений непосредственно следует: 1) правые аппроксимации распределений метана соответствуют глубинным кривым, формирующимся в диффузионно проницаемой продуцирующей толще, залегающей на непроницаемом основании; 2) во всех бассейнах встречены интервалы пересечения правых аппроксимаций с кривыми растворимости, то есть в разрезах каждого выполнения представлены области фазово-возбужденных метастабильных состояний – зоны потенциального газовыделения. Интер-

валы занимают глубины примерно от 0.5 до 5 км с максимумами расхождения кривых на отрезке 1 - 3 км. Хотя насыщение растворов зависит не только от уровня метанообразования (в частности, в восточной Сибири оно, в значительной степени, определяется сдвигом влево кривой растворимости, вызванным очень высокой минерализацией и низкой температурой рассолов), однако отмечаемое соотношение между рассматриваемыми кривыми есть индикатор того, что собственное метанообразование осадочных толщ в состоянии поддерживать насыщенное состояние поровых растворов в значительных интервалах глубин в течение очень длительных промежутков времени, оцениваемых миллиардами лет. Именно метанообразование осадочных бассейнов естественно рассматривать как базовый для формирования залежей газа и нефти процесс. Следует, вместе с тем, подчеркнуть, что речь идет не просто о продуцировании метана, а о такой интенсивности этого процесса, которая обеспечивала бы достижение и длительное поддержание закритического насыщения водных растворов метаном. Поэтому ни одна из схем нефтеобразования, базирующаяся на представлениях о тех или иных реакциях неорганического образования метана, не может рассматриваться как альтернативная до тех пор, пока в ее рамках не будет доказана достаточная для достижения насыщенного состояния интенсивность этого процесса. Эволюция обильности источников и есть тот основной фактор, который определяет времена и глубины формирования и расформирования залежей и тенденции изменения их химического и фазового состава. Однако при построении эволюционной зависимости такого рода на основе сопоставления правых аппроксимаций в разновозрастных бассейнах (как это было сделано для распределений гелия) возникают естественные сложности, поскольку воспроизвести эти кривые можно лишь для таких уровней обильности, при которых они не выходят за пределы ограничивающих зависимостей достижимого пресыщения. Будем полагать, что в Западно и Восточно-Сибирском бассейнах эти условия соблюдаются и для сопоставления используем найденные для соответствующих выборок аппроксимации. Для построения соответствующей кривой в Южно-Каспийской впадине используем данные по глубинному распределению давления, выделив из суммарной кривой избыточную над гидростатическим составляющую (рис.1. 2 а). На максимальной глубине прослеженного интервала (4 км) избыточное давление равно примерно 25 МПа. Забегая несколько вперед, для рассчета гипотетической концентрации метана на этой отметке, соответствующей регистрируемой величине избыточного давления, воспользуемся соотношением между приростом газонасыщенности и давления в недренируемых порах, стимулируемых единичным актом газовыделения:

где  $P_A$  и  $T_A$  — атмосферное давление и температура; P и T— давление и температура на исследуемой отметке, причем



Рис. 1.2. Обобщенные глубинные распределения концентраций метана в подземных водах: а) Южно-Каспийская впадины; б) Западно-Сибирской плиты; в) Восточно-Сибирской плиты, аппроксимации правых ограничивающих выборок этих распределений (красные линии) и сопоставление их с глубинными кривыми растворимости (синие линии) и достижимого метастабильного пресыщения (фиолетовые линии), рассчитанными по глубинным распределениям температуры, минерализации и давления, представляющими правые ограничения обобщенных распределений соответствующих параметров; г) сопоставление правых ограничивающих аппроксимаций распределений метана в разновозрастных бассейнах, отнормированных на глубины слежения.

 $P = P_{zcm} + P_{u_{36}}$ ,  $P_{zcm}$  гидростатическое давление,  $P_{u_{36}}$  избыточное давление, z — сжимаемость,  $\alpha$  - прирост газонасыщенности,  $\delta P$  - соответствующий импульс избыточного давления, K - эффективный модуль сжатия конденсированных фаз среды,  $C_{\kappa p}$  - растворимость метана на глубине исследования,  $C_{3\kappa p}$  - достижимая закритическая насыщенность. Будем полагать, что количество циклов газовыделения равно n=  $P_{u_{36}}/\delta P$ , а искомая гипотетическая концентрация на рассматриваемой отметке оценивается следующим соотношением:  $C = C_{\kappa p} + n(C_{3\kappa p} - C_{\kappa p})$ . Полагая  $C_{3\kappa p} = 16 \text{ см}^3/\text{см}^3$ ,  $C_{\kappa p} = 8 \text{ см}^3/\text{см}^3$ , P = 70МПа,  $T = 360^0$  K, K = 500 МПа, найдем:  $\alpha = 0.014$ ,  $\delta P = 6.8$  МПа, C = 360 см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup>.

Распределение концентраций УВ по глубине в генерирующей толще с молекулярным режимом обмена при характерных для подземных вод соотношений между скоростями образования и рассеяния может быть описано следующей формулой [13]:

$$C \approx (F(t)H^2/D)(x/H - 0.5(x/H)^2),$$
 (1.3)

где С – концентрация УВ (см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup>) на глубине х (м), Н – мощность генерирующей толщи (м), D – молекулярная проводимость подземных вод (м<sup>2</sup>/год), F (t) - обильность источников УВ, описываемая эволюционной формулой (1.1) (лет<sup>-1</sup>). Абсолютная величина второго члена в скобках в формуле (2) не превосходит 0.5.

Развитие поля метана в осадочных бассейнах может быть промоделировано с помощью описания обильности его источников эволюционной формулой, аналогичной соотношению (1.1). Действительно образование УВ происходит непрерывно вследствие разложения тех или иных составляющих органического вещества (ОВ), захороненного в породах, а эти составляющие исчерпываются в процессе разложения. Процесс исчерпания может быть охарактеризован некоторой константой разложения  $\lambda$ . Попадание молекул УВ в поры связано с диффузией в аморфных и кристаллических структурах, которыми представлено OB в породах, и интенсивность этого процесса может быть описана с использованием константы  $\sigma$ . С помощью соотношения (1.3) по максимальным концентрациям метана в растворах третичных комплексов Южно-Каспийской впадины, мезозойских комплексов Западно-Сибирской и докембрийских отложений Восточно-Сибирской плит оценены значения современной обильности источников для этих образований [3] и по совокупности этих оценок найдены значения констант, характеризующих эволюцию обильности источников метана в осадочных бассейнах при принятом выше предположении. Отнормированные на интервалы слежения последовательности распределений метана в разновозрастных бассейнах, рассчитанные по формуле (1.3), представлены на рис. 1.2 г. На этом построении распределение в более древнем бассейне оказывается левей распределения в более молодом, то есть на рассматриваемом временном отрезке от третичного до посткем-

брийского периодов регистрируется убывающая ветвь эволюционной кривой обильности источников метана. Представленная на рис.1.2 г последовательность распределений согласуется со следующими значениями параметров этой формулы:  $Aq_0=1.5*10^{-6}$  лет<sup>-1</sup>,  $\lambda=5.8*10^{-9}$  лет<sup>-1</sup>,  $\sigma=6.6*10^{-8}$  лет<sup>-1</sup>.

Итак, осадочные бассейны допустимо моделировать как самодостаточные эволюционирующие системы, важнейшей составляющей развития которых является становление и трансформирование поля концентраций метана (и полей др. углеводородов). Формирование залежей газа и нефти естественно рассматривать как побочный продукт этого процесса, реализующийся при соблюдении определенных соотношений между интенсивностью продуцирования метана и скоростью его отвода из области продуцирования. Бассейны вполне могут быть уподоблены компостным или силосным ямам огромных размеров, а преобразование вещества в их пределах сопоставлено с брожением захороненных в этих ямах отходов, причем, также как и в этих ямах, в зависимости от конкретных условий превращения (скорость обновления порового флюида, параметры состояния) преобладающим продуктом выхода этого преобразования может быть двуокись углерода, азот или метан. Ниже будут представлены примеры таких превращений.

## Рассмотренные материалы показывают, что никаких оснований обращаться к нижнекоровым зонам разуплотнения для объяснения процессов нефтеобразования нет.

Наиболее слабым звеном схем формирования месторождений нефти и газа органической теории является моделирование процессов концентрирования составляющих захороненного органического вещества в так называемых ловушках в виде аггрегированных газовых и жидких фаз, состоящих почти исключительно из углеводородов. Заметим, что никакого вклада в обоснование этого процесса не внесено и в рамках неорганической теории. Совершенно очевидно, что механический перенос этих составляющих просто невозможен, а, соответственно, любые попытки увязывания нефтей каких то залежей с так называемыми нефтематеринскими или нефтепроизводящими свитами на основе сравнивания отношений между отдельными углеводородами или изотопами в тех и других образованиях совершенно несостоятельны. Возможность концентрирования углеводородов в залежах связана с чрезвычайной химической лабильностью органического вещества, его способностью и к реакциям разложения на низкомолекулярные составляющие, вплоть до метана и водорода, и к реакциям синтеза низкомолекулярных соединений в более высокомолекулярные составляющие практически во всем диапазоне параметров состояния, характеризующих осадочные бассейны. Путь углеводорода в ловушку лежит через последовательность химических превращений, включающих и аналитическую и синтетическую стадии, через перераспределение в пустотной среде низкомолекулярных соединений, характеризующихся относительно высокими подвижностями, и через фазовые переходы в пресыщенных низкомолекулярными соединениями растворах. Отметим также и то, что горизонты залегания обогащенных органическим веществом пород, относимые часто к нефтематеринским свитам, не являются, вообще говоря, зонами сосредоточения отмеченных реакций. Наибольшей интенсивности эти превращения достигают в специфических условиях обмена, обеспечивающих достижение максимального значения химического сродства соответствующей реакции и длительное поддержание его на этом уровне.

Рассмотренные положения лежат в основе предлагаемых ниже моделей нефтеобразования и "естественных" технологических схем нефтегазопоиска. Модели предельно упрощены. Развитие полей концентраций - суть параллельная составляющая и тектонического формирования строения бассейна, и литификации составляющих его отложений, и становления гидродинамических характеристик водообмена в его пределах. Рассматриваемые же схемы ориентированы на исследование развития поля концентраций метана в сформировавшейся среде с установившимся режимом водообмена. Очевидно, что не может быть и универсальных эволюционных зависимостей, характеризующих обильность источников метана. Они специфичны для каждой зоны метанопродуцирования. Их существенной особенностью является крутой передний фронт и пологий задний. Для нефтеобразования существенны лишь те зоны продуцирования, в пределах которых в течение определенного периода обильность источников обеспечивает достижение порогового пресыщения растворов, и совершенно несущественны те, в пределах которых такое состояние никогда не достигается.

Отмеченные неполнота и не универсальность рассматриваемых ниже схем, однако, не влияют на обоснованность и общность формулируемых выводов. Это связано с тем, что каковы бы ни были детали развития тектонического строения и материального выполнения бассейнов, формирование залежей газа и нефти неизбежным образом связано со стадиями метанонакопления, спонтанного газовыделения, сепарирования флюида по фазам, аггрегации дисперсных частиц новых фаз в непрерывные тела, механической стабилизации этих тел, химических и фазовых превращений в новообразовавшихся фазах. Неизбежным спутником этих процессов является возникновение и развитие специфических форм напряженного состояния вмещающих залежи сред. Проявления релаксации этого состояния представлены различными формами грязевулканической активности. Именно эти процессы и явления, наиболее тесно связанные с непосредственным формированием залежи, и составляют объект предлагаемого моделирования.

# ГЛАВА 2. ПОЛЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ МЕТАНА, ФАЗОВЫЕ ПЕРЕХОДЫ И МЕХАНИЧЕСКИЕ НЕСТАБИЛЬНОСТИ В ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩАХ

Метан является преобладающим компонентом в составе углеводородных газовых залежей, превалирует он и в составе газовых шапок и в растворенном газе низкоплотных, маловязких нефтей и почти в единственном числе представлен в выделениях грязевых вулканов в момент их извержения. Соответственно, и формирование месторождений газа и нефти, и грязевой вулканизм связаны с развитием полей концентраций этого компонента в природных средах, а именно с процессами его образования, распределения и потребления в естественных циклах эволюции этих сред. Поэтому и газонефтеобразование, и грязевые извержения естественно рассматривать как составляющие общего явления, в основе которого лежат фазовые переходы, обусловленные развитием поля метана.

Область изучения представляется состоящей из двух вложенных непрерывно связанных континиумов – пустотного, изначально насыщенного водным раствором, и межпустотного, составленного из минеральной матрицы пород.

Развитие поля метана анализируется на основе изучения фактических распределений его концентраций, закономерностей распределения избыточного над гидростатическим давления, описания грязевулканических извержений и сопоставления этих распределений с аналогичными распределениями концентраций гелия. Обоснованность такого сопоставления иллюстрируется построением на рис.1.3, где представлены глубинные распределения концентраций гелия (кривая 1) и метана (кривая 2) в подземных водах разреза Солохской площади Днепрово-Донецкой впадины (ДДв) [14]. Для обоих распределений, начиная с глубины 500 м, характерно закономерное увеличение значений концентраций с глубиной почти по параллельным кривым. Концентрация метана не менее, чем на два порядка остается выше концентрации гелия на всем прослеженном интервале. На глубине 500 м по распределению гелия отмечено положение кровли зоны диффузионного обмена, в пределах которой и находятся сопоставляемые последовательности концентраций. Сходство распределений гелия и метана позволяет рассматривать диффузионную подобласть разреза Солохской площади как метаногенерирующую толщу и оценить усредненную на ее мощность обильность источников метана.

Зависимости обильности источников гелия (кривая1) и метана (кривая 2) от времени представлены на рис.1.4а. Звездочками на рисунке показаны современные обильности источников гелия и метана, характеризирующие разрез Солохской площади, рассчитанные с использованием соотношения (1.3) предшествующего раздела. Оба значения хорошо легли в точки кривых, соответствующие моменту времени t~ $2*10^8$  лет. Пик интенсивности метанообразования в истории развития бассейна приходится на время, соответствующее современному третичному возрасту (1.15\* $10^7$  лет). Образно выражаясь, бассейны, выполненные третичными и мезозойскими комплексами, по потенциалу их углеводородообразования могут быть отнесены к категории молодых и зрелых структур соответственно, а бассейны с палеозойским и докембрийским выполнением по этому же критерию должны рассматриваться как структуры пожилые и старые.



насыщения (растворимости), 4 – закритического метанонасыщения в подземных водах разреза Солохской плоным для разреза примерно 200 млн. лет назад. Кривая 5 – распределение по глубине избыточного над гидростатическим давления. Косой штриховкой показана часть разреза, находящаяся в условиях диффузионного обмена. Горизонтальной штриховкой показана область пресыщения растворов. Угловые коэффициенты отрезков пря-**Рис.1.3.** Распределение по глубине: 1- концентраций гелия, 2 – концентраций метана, 3 – критического метанощади ДДв. Кривая 2' – распределение по глубине концентраций метана, которое должно было быть характермых (J<sub>1</sub>, J<sub>2</sub>, J<sub>3</sub>), касательных к кривой избыточного давления, – пороговые градиенты инициации течения.

Несложный расчет по формулам (1.1) и (1.3) показывает, что при мощностях диффузионных зон оцениваемых первыми километрами, в некоторой части составляющего их разреза осадочных толщ к началу третичного времени уже могли бы быть достигнуты концентрации метана в порядках  $10^3 - 10^5$ см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup>. Растворимость метана в этих интервалах обычно не превышает 15  $cm^{3}/cm^{3}$ . Такое соотношение между теоретически достижимыми концентрациями и растворимостью свидетельствует о неизбежности интенсивного газовыделения из поровых растворов и о том, что процесс этот инициируется на самых начальных стадиях развития бассейнов (через 10<sup>3</sup>-10<sup>4</sup> лет). Проследим за тем, как мог идти процесс газовыделения в разрезе Солохской площади. На рис.1.3 представлено распределение растворимости метана по глубине -С<sub>кр</sub> (кривая 3), рассчитанное по глубинным кривым параметров состояния и минерализации в изучаемом разрезе с помощью таблиц и номограмм работы [29]. Кривые 2 и 3 пересекаются в глубинном интервале 2-4 км. Это означает, что и на современном этапе развития ДДВ в этом интервале разреза Солохской площади поровые растворы пресыщены метаном, то есть наблюдается заход метанонасыщения в закритическую область.

Формирование дискретных частиц газовой фазы в бассейнах становится возможным, если в какой-либо его части в некоторый момент его развития станут сопоставимыми концентрация и растворимость метана, т. е. если зна-

чение критерия  $\frac{FH^2(x/H-0.5(x/H)^2)}{DC_{\kappa p}(x)}$  станет больше единицы. В соот-

ветствии с данным соотношением условия фазовой неустойчивости достигаются тем ранее и существуют тем дольше, чем больше мощность выполнения, входящего в диффузионную зону обмена. При развитии обильности по восходящей ветви кривой 2 (рис. 1.4) до пикового значения зоны фазового перехода распространяются в диффузионной части осадочного выполнения бассейнов от областей максимального погружения напластований до краевых участков впадин. При переходе обильности через пиковое значение, по мере ее уменьшения по нисходящей ветви, наоборот, будет наблюдаться постепенное стягивание зоны фазового перехода к областям максимальных мощностей напластований. При принятых параметрах эволюционной зависимости в толщах мощностью 10<sup>4</sup> м условия закритического метанонасыщения могут существовать в течение ~9\*10<sup>8</sup> лет, мощностью  $10^3$  м ~3\*10<sup>8</sup> лет,  $10^2$  м - менее 1\* 10<sup>8</sup> лет. Таким образом, на определенном этапе развития бассейнов в их поровых системах в связи с процессом углеводородообразования возникают и длительное время существуют условия фазовой нестабильности, сопровождаемые выделением части УВ в газовую фазу и возникновением дополнительных напряжений, связанных с изменением удельного объема среды в зонах газовыделения. Это значит, что поровая среда с некоторого момента может быть охарактеризована новой величиной - ее газонасыщенностью, а напряженное состояние среды - новой компонентой, которая в дальнейшем будет именоваться избыточным (над гидростатическим) давлением.



Рис.1.4. Эволюция обильности источников гелия (1) и метана (2) (а), критического и закритического метанонасыщения (б), газонасыщенности (в) и избыгочного над гидростатическим давлением (г) в точке инициирования фазового перехода в процессе развития бассейна. На рис. в и г показаны два возможных варианта развития: сплошной линией – некатастрофический, прерывистой – катастрофический.

кривых критического и закритического насыщения характеризует периоды накопления-выделения. В прямоугольниках на кривых избыточного давления – вертикальная сторона – амплитуда "клапанного" порога, горизонтальная – длительность Римскими цифрами показаны стадии развития бассейна. Т1 – период грязевулканической активности в истории развития Звездочками на кривых обильности показаны современные их значения в разрезе Солохской площади. Ломаная внутри бассейна. Т2 - период формирования, роста и устойчивого развития залежей в аутентичной для них среде вмещения. σμημασοι οτομηριστικά μουριστια

Выделение дисперсной частицы новой фазы возможно лишь из раствора, находящегося в состоянии закритического насыщения (пресыщения), обеспечивающего формирование новой поверхности раздела [32]. Пресыщение ( $\delta$ ), определяемое как отношение закритической насыщенности  $C_{_{3KP}}$  к растворимости  $C_{_{KP}}$ , может быть представлено зависимостью:

$$\delta = C_{_{3\kappa p}} / C_{_{\kappa p}} = 1 + \frac{10}{P} \left( \frac{5.2 \cdot 10^4 \,\sigma^3 \phi}{T(27.5 + 1/2 \, \lg \sigma)} \right)^{1/2} , \qquad (1.4)$$

где *T* - температура, К; *P*- давление, МПа;  $\sigma$  -поверхностное натяжение раздела газ-вода, Н/м;  $\phi$  -некоторая функция краевого угла смачивания [32].

На рис.1.3 построена глубинная зависимость закритической метанонасыщенности (кривая 4), рассчитанная для тех же условий Солохской площади с учетом влияния параметров состояния и минерализации на поверхностное натяжение и в предположении, что  $\phi = 0,01$ . Будем полагать, что однократный акт фазового превращения реализуется, когда кривая метанонасыщения хотя бы одной своей точкой касается кривой закритического насыщения. Этот момент показан на рис. 1.3. Кривая 2', морфологически подобная кривой 2, но рассчитанная для обильности источников F=~1\*10<sup>-8</sup>лет<sup>-1</sup>, в 3 раза превосходящей современное ее значение (~3\*10<sup>-9</sup>лет<sup>-1</sup>), имеет точку касания с кривой 4 (на глубине ~3000 м). В соответствии с эволюционной кривой, такое значение обильности должно быть характерным для разреза Солохской площади примерно 200 млн. лет тому назад. Количество газа, выделившегося из 1 см<sup>3</sup> раствора, пропорционально глубине захода реальной метанонасыщенности в закритическую область и равно С-Скр. Если отвод флюида из пор невозможен (поровое пространство недренируемо), то в условиях залегания это количество газа должно занять часть единицы объема исходного раствора, определяемую следующим выражением:

$$\alpha = \frac{z(C - C_{\kappa p})P_A T}{PT_A}, \qquad (1.5)$$

где  $P_A$  и  $T_A$  — атмосферное давление и температура; P и T— давление и температура в условиях залегания, причем  $P=P_{zcm}+P_{us\delta}$ ,  $P_{zcm}$  гидростатическое давление,  $P_{us\delta}$  избыточное давление, z — сжимаемость. Величина  $\alpha$  характеризует газонасыщенность среды. Газонасыщенность и избыточное давление должны быть связаны соотношением (при пренебрежении капиллярным давлением)  $P_{us\delta} = \alpha K$ , где К эффективный модуль сжатия конденсированных фаз среды. В простейшем случае, когда твердой и жидкой фазам могут быть приписаны свои значения модулей сжатия, он может быть выражен следующей формулой:

$$K = \frac{m_{\pi}}{m_{\pi} / K_{\pi} + m_{\pi} / K_{\pi}} , \qquad (1.6)$$

где  $m_{\rm T}$  и  $m_{\infty}$  части объема среды, занимаемые межпоровой матрицей твердых образований и поровым раствором соответственно;  $K_{\rm T}$  и  $K_{\infty}$  модули сжатия твердой и жидкой фаз соответственно;  $m_{\rm n}$  пористость деформированной после выделения газа среды. В рамках используемой схемы выделение газа должно носить периодический характер. В момент достижения порога закритического насыщения образуются микропузыри газа, а концентрации метана в растворе падают до критических значений. После этого начинается последующий цикл накопления и выделения. Характерные длительности этих периодов можно оценить с помощью соотношений (1.4) и (1.5). Если закритическая метанонасыщенность достигается в некоторый момент  $t_i$ , а растворимость – в некоторый предшествующий момент, отстоящий от данного на период  $\tau_i$ , то:

$$C_{_{3\kappa p}} - C_{_{\kappa p}} = \frac{H^2}{D} f\left(x_H\right) \left(F(t_i) - F(t_i - \tau_i)\right) =$$

$$= \frac{H^2}{D} f\left(x_H\right) A q_0 e^{-\lambda t_i} \left(1 - e^{-\sigma t_i}\right) \left(\frac{\sigma e^{-\sigma t_i}}{\lambda (1 - e^{-\sigma t_i})} - 1\right) \lambda \tau_i \qquad (1.7)$$

$$\tau_i = \frac{C_{_{3\kappa p}} - C_{_{\kappa p}}}{\frac{H^2}{D} f\left(x_H\right) A q_0 e^{-\lambda t_i} \left(1 - e^{-\sigma t_i}\right) \left(\frac{\sigma e^{-\sigma t_i}}{\lambda (1 - e^{-\sigma t_i})} - 1\right) \lambda$$

В формуле (1.7)  $f(x_H)$  - условное обозначение функции, заключенной в скобках формулы (1.3), характеризующей положение точки касания относительно разделов диффузионной зоны. Импульс давления, возникающий в момент выделения газовой фазы, может быть оценен из следующих соотно-

шений.

$$\alpha K = \frac{C_{_{3\kappa p}} - C_{_{\kappa p}}}{P_{_{ccm}} + \alpha K} K \frac{zP_A T}{T_A},$$

$$P_{_{us\delta}} = \alpha K = -\frac{P_{_{ccm}}}{2} + \sqrt{\left(\frac{P_{_{ccm}}}{2}\right)^2 + \left(C_{_{3\kappa p}} - C_{_{\kappa p}}\right) K \frac{zP_A T}{T_A}}.$$
(1.8)

Соответственно, газонасыщенность может быть рассчитана из следующего:

$$\alpha = \frac{P_{us\delta}}{K}.$$
 (1.9)

Из формулы (1.7) следует, что область реализации фазовых переходов в пустотном пространстве ограничена поверхностью, на которой соблюдается условие  $C=C_{\kappa p}$ , Из замкнутости же этой поверхности следует существование нижней границы перспективности разрезов на нефть и газ, причем этот раздел может выходить за пределы осадочного выполнения в комплексы складчатых оснований.

Фазовая неустойчивость возникает в связи с недокомпенсацией образования метана его отводом в конвективную зону только механизмом молекулярной диффузии. Соответственно обильность источников метана может быть подразделена на две части—расходуемую на компенсацию диффузионного потока и избыточную, идущую на формирование собственно газовой фазы, т. е.  $F = F_{\mathcal{A}} + F_{uso}$ . Первая из этих компонент определяется зависимостью  $F_{\mathcal{A}} \approx C_{\kappa p} D(x/H - 0.5(x/H)^2)/H^2$ , вторая  $F_{uso} \sim (C - C_{\kappa p}) D(x/H - 0.5(x/H)^2)/H^2$ .

Оценим теперь длительности характерных периодов циклов накопления-выделения и проследим, как будут развиваться поля газонасыщенности и избыточных давлений в связи с эволюцией обильности источников метана. Для наглядности мы и впредь будем привязываться к разрезу Солохской площади и характеризующим его распределениям параметров состояния при предельно упрощенных представлениях о геологическом развитии территории. Положим, что кровля диффузионной зоны находится на глубине 500 м, мощность зоны H=5000 м, глубина точки касания кривых насыщения и закритического пресыщения по отношению к кровле диффузионной зоны  $x_{3 \kappa p} = 2500$  м, коэффициент диффузии D=0.03 м<sup>2</sup>/год. Тогда эволюция концентрации в точке касания будет описываться следующей зависимостью:

$$C = 3.125 * 10^8 F(t),$$

где F(t) представляется формулой (1) с метановыми параметрами. В соответствии с этой зависимостью критическая концентрация в точке касания ( $C_{\kappa p} = 2.6 \text{ см}^3/\text{см}^3$ ) будет достигнута за период  $t_0^i = 0.84*10^5$  лет, в течение которого весь разрез находился в фазово-однородном устойчивом состоянии (верхний индекс і означает момент начала цикла). Закритическая концентрация ( $C_{3\kappa p} = 3.9 \text{ см}^3/\text{см}^3$ ) будет достигнута в момент  $t_0^e = 1.26*10^5$  лет (верхний индекс е означает момент конца цикла). В течение периода  $\tau_0 = t_0^e - t_0^i = 0.42*10^5$  лет разрез также находился в фазово-однородном состоянии, но в некоторой его части в окрестности точки касания, определяемой пересечениями кривых насыщения и растворимости, распространялась область метастабильности – фазово-неустойчивого состояния. В момент  $t_0^e = 1.26*10^5$  лет произошло выделение газа в зоне метастабильности (горизонтально заштрихованная область на рис. 1). Полагая  $T_A = 293^0$  К,  $P_A = 0.1$  МПа,  $T = 400^0$  K, P = 30

МПа, z=1, K=500 МПа, найдем, что на глубине касания приращение давления  $P_{\mu_{30}} = 2.9$  МПа., газонасыщенность  $\alpha = 0.006....$  Процесс будем полагать изотермическим. Растворимость и закритическое насыщение при новом давлении должны составить соответственно  $C_{\kappa\rho} = 2.8$ ,  $C_{3\kappa\rho} = .4.1 \text{ см}^3/\text{см}^3$ . Длительность последующего периода, рассчитанная по формуле (1.7), уже будет равна  $0.43*10^5$  лет. На рис. 1.4 б показана эволюция кривых  $C_{\kappa p}$  и  $C_{\kappa p}$  на глубине касания в процессе газовыделения, и представлены периоды накопления и выделения, причем акт выделения полагается мгновенным. Прежде чем продолжить следить за изменениями газонасыщенности и давления, попытаемся наметить некоторые пороговые значения этих характеристик, по достижению которых будет меняться сам режим развития среды. Приращение избыточного давления в зоне газовыделения приведет к возникновению его перепадов по отношению к вмещающим частям среды, и по достижению некоторого порога этот перепад может стать достаточным для инициации потока поровых флюидов. Следствием гипотезы о континуальности пустотного пространства является вывод о существовании непрерывных каналов (как угодно сложных траекторий с непрерывно меняющимися сечениями), связывающих пустотное пространство зоны газонакопления с аналогичным пространством вмещающей среды. Факторами, препятствующими инициации истечения из зоны накопления по этим каналам, являются расклинивающее давление в их сужениях и сдвиговая прочность, характерные для тонких пленок водных растворов [15]. В модели единичного канала малого переменного сечения с некоторым минимальным радиусом г напряжения, компенсирующие увеличение порового давления, могут быть оценены из формулы:

$$P_{\scriptscriptstyle KMR} = \frac{2}{r} \int_{0}^{l} \beta \, \overline{\omega} dx + \Pi(r), \qquad (1.10)$$

где  $P_{_{KMN}}$  - компенсирующее напряжение,  $\beta$  - коэффициент извилистости,  $\varpi$  – сдвиговая прочность воды в тонких пленках,  $\Pi(r)$  - расклинивающее давление. На макроскопическом уровне в гетерогенном пустотном пространстве этот эффект проявляется в том, что для инициации течения необходимо превысить некоторый начальный градиент давления, значение которого зависит как от структурных особенностей каналов и материала их стенок, так и от параметров состояния и состава раствора в области фазового перехода [15]. Распределение по глубине избыточного над гидростатическим давлением по Солохской площади (рис. 1.3, кривая 5) свидетельствует о существовании минимум трех таких порогов в ее разрезе. Абсолютные величины двух верхних порогов определяются угловыми коэффициентами касательных в точках приложения градиента. Эти касательные показаны на рис.1.3 отрезками прямых. Третий противоположно направленный порог может быть ориентировочно намечен и очень приближенно оценен (отрезок прямой, показанный на рис. 1.3

пунктиром). Оценки значений этих начальных градиентов составили: J<sub>1</sub> (верхний) = 2.3  $10^{-3}$  МПа/м, J<sub>2</sub> (последующий) =3.1\* $10^{-3}$  МПа/м и J<sub>3</sub> (нижний) ~5\* $10^{-3}$  МПа/м. Точка приложения верхнего порога совпадает с кровлей диффузионной зоны. Точка приложения последующего порога находится в области раздела мезозойских и палеозойских комплексов разреза. Последний порог приложен за пределами прослеженного интервала на глубинах порядка 7 км.

Продолжим теперь следить за изменением полей газонасыщенности и избыточного давления, положив для простоты, что исследуемая возбужденная зона характеризуется одним порогом, и величина этого порога составляет 4\*10<sup>-3</sup> МПа/м. Он достигается при избыточном давлении в точке касания, равном 10 МПа. До этого уровня давление нарастает после пятого цикла накоплениявыделения через 1.81\*10<sup>5</sup> лет после начала газовыделения. На рис.1.4в показана эволюция значений газонасыщенности, а на рис.1.4г – значений избыточного давления в той же точке касания. До момента достижения порога и газонасыщенность, и избыточное давление нарастают по гладким подобным кривым. По его достижению завершается стадия внутриутробного развития в процессе формирования полей газонасыщенности и избыточного давления. Газонасыщенность в точке касания в этот момент равна 0.026, избыточное давление равно 40.6 МПа. С этого момента из пустотного пространства зоны газовыделения начнется истечение флюида во вмещающую среду.

Рассмотрим два возможных варианта дальнейшего развития полифазной системы. Первый вариант будем называть стравливанием, второй - сбросом. В первом варианте полагается, что разгрузка осуществляется через всю или значительную часть поверхности, ограничивающей зону полифазного насыщения, с очень низкими скоростями. Истечение начинается при низких газонасыщенностях и дисперсном распределении микропузырьков газовой фазы в зоне газовыделения. Поэтому разгружающимся флюидом на этой стадии является насыщенный водный раствор. Эта разгрузка предотвращает дальнейшее увеличение давления в зоне газовыделения, но не препятствует росту газонасыщенности в ее пределах. Поэтому на рассматриваемой стадии кривые изменения газонасыщенности и избыточного давления расходятся, как это показано на рис. 1.4 в и г. Накопление и рост дисперсных частиц газа в порах вызывает снижение проводимости среды для всех фаз системы, продолжающееся до достижения некоторого порогового значения газонасыщенности [15]. Этот порог определяется формированием перемежаемого распределения фаз, когда в проводящих порах нельзя выделить траекторию однородного насыщения. При достижении этого порога проводимость мгновенно падает до нуля. Пороговую газонасыщенность обозначим символом  $\alpha^{\bullet}$  и в рамках данной модели примем равной 0.1. Достижение этого насыщения означает возвращение поровой системы в не дренируемое состояние и завершение первой разгрузочной стадии в развитии рассматриваемой полифазной системы. При принятом значении пороговой газонасыщенности длительность этой стадии равна 0.75\*10<sup>7</sup> лет.

Поле избыточных давлений на этой стадии «дегомогенезируется» в соответствии с распределением начальных градиентов. В его изменчивости формируются узлы повышенного в пределах слабопроницаемых блоков и полосы пониженного давлений вдоль проницаемых полостей. В распределении избыточного давления разреза Солохской площади дегомогенезация выражается в изменении темпа нарастания значений с глубиной.

Рассмотренный процесс мог сопровождаться перекомпоновкой зерен пород в менее плотные упаковки и упругим сжатием самих зерен. При снятии нагрузки морфоструктура пустотного пространства восстанавливается в основных чертах. Это значит, что деформации можно считать обратимыми, а сам процесс определить как стравливание избыточного материала из зоны нарастания давления.

С деформированием среды связано агрегирование частиц газа в крупные тела, и закрепление части из этих тел в механически устойчивых состояниях, то есть формирование газовых залежей. Более обстоятельно механизм этого процесса будет рассмотрен ниже. Сейчас же подчеркнем, что и формирование газовых залежей, и постепенное трансформирование их состава с выделением конденсированных жидких фаз высокомолекулярных соединений углеводородов есть параллельные составляющие всего цикла развития полей газонасыщенности.

Во втором варианте полагается, что пороговые градиенты достигаются в локальной очаговой области, в образовании которой основную роль мог играть гидроразрыв напластований, перекрывающих полифазную зону, и формирование субвертикальной системы проводящих полостей, заполненных грубообломочным материалом. Из условий хрупкого разрушения Христиановича-Баренблатта [10] следует, что при линейных размерах зоны приложения растягивающих усилий, близких к длине, прототрещены, разрыв сплошности в субгоризонтальных плоскостях происходит при поровом давлении, близком к геостатическому, а в субвертикальных - при небольшом превышении избыточным давлением бокового распора. Боковой распор вполне может быть превзойден в области полифазного насыщения. Рассмотрим, какие процессы будут происходить при разгрузке насыщенного раствора полифазной зоны через подобную систему. Вследствие непрерывного разгазирования раствора по мере его подъема по каналам проводящей системы уменьшаются эффективная вязкость и плотность формирующегося полифазного флюида, постепенно заполняющего проводящие полости. Поэтому с определенного уровня заполнения гидродинамическое сопротивление системы начнет снижаться, а перепад давления по ее протяжению возрастать, асимптотически стремясь к значению полного давления в полифазной зоне. Вследствие отмеченных тенденций развития скорость потока может скачкообразно увеличиться и достигнуть значений, достаточных для псевдоожижения материала проводящей системы и приведения его в движение, подобное течению вязкой однородной жидкости. Этот процесс и представляет из себя грязевулканическое извержение. Таким образом на рассматриваемой стадии развития бассейна начинает-

ся эра его грязевулканической активности. Эти процессы более детально будут рассмотрены ниже. Рассмотренный вариант избавления области полифазного насыщения от избыточного материала естественно назвать сбросом. При сбрасывании материала происходит коренная перестройка морфоструктуры пустотного пространства проводящей системы.

Возвратимся к анализу процессов в области полифазного насыщения в момент ее возвращения в недренируемое состояние вследствие достижения запирающей пороговой газонасыщенности. Приостановка дренирования будет сопровождаться ростом порового давления, но, возможно, уже от иного неоднородного исходного распределения. В течение некоторого промежутка времени оно вновь возрастет до значения, лимитируемого новым порогом удерживания. Этот порог связан с новыми условиями компенсации, в которой большую роль играет поверхностное натяжение на фазовом разделе вода – газ. В уже рассмотренной выше модели единичного канала появляется новая составляющая - поверхностное натяжение, и при этом меняются и условия сдвига, и вклад расклинивающего давления, хотя и та, и другая составляющие продолжают вносить свой вклад в компенсацию возбуждаемого напора [15]. Компенсирующее напряжение для такого единичного канала может быть представлено следующим соотношением:

$$P_{\kappa M n} = \frac{2}{r} \left( \sigma + \int_{0}^{l} \beta \varpi dx \right) + \Pi(r), \qquad (1.11)$$

где  $\sigma$  - поверхностное натяжение.

Два варианта целесообразно рассмотреть в рамках исследования этой модели. В первом для преодоления порога достаточно достижения давления в зоне газонакопления, не превышающего геостатического, во-втором – для преодоления порога давление в зоне должно превысить геостатическое. В первом случае наиболее вероятны обратимые сдвиговые и упругие деформации разуплотнения, и реализация режима стравливания полифазного флюида из зоны, хотя и не исключается возникновение очагов сброса на участках с пониженными значениями бокового распора. Во втором случае в момент достижения геостатического давления в зоне полифазного насыщения вся система напластований, в соответствии с условиями Христиановича - Баренблатта, становится механически неустойчивой, и в ее пределах становятся возможными высокоамплитудные деформации различного типа.

Рассмотрим оба варианта более обстоятельно, вернувшись к разрезу Солохской площади. Положим, для определенности, в первом варианте вторичный порог равным 0.12 МПа/м и соответствующее ему избыточное давление на глубине касания равным 30 Мпа. Общее давление при этом будет в рассматриваемой точке равно 60 Мпа при геостатическом, составляющем примерно 70 МПа. Газонасыщенность в момент достижения этого порога будет равна 0.14. При принятом допущении от момента вторичного прекращения дренирования до рассматриваемого момента должно пройти 1.59\*10<sup>6</sup> лет.

Наиболее естественным механизмом последующего стравливания представляется уже рассмотренная возвратно-накопительная схема. Периодический сброс полифазного флюида из зоны накопления должен происходить, когда реальный градиент будет несколько превышать пороговый. Будем полагать, что это условие обеспечивается в моменты касания закритической кривой, и тогда амплитуда этого "клапанного" превышения давления будет равна 2.4 МПа, а длительность периодов его достижения будет уменьшаться при приближении к пиковому значению на кривой обильности источников и увеличиваться при удалении от него. И избыточное давление, и газонасыщенность характеризуются относительно малоамплитудными флюктуациями относительно постоянных значений, что позволяет определить эту стадию развития как стационарную. Завершение этой стадии определяется тем моментом, когда закритическое насыщение в точке касания достигается в последний раз. В исследуемой модели этот момент наступает при возрасте бассейна 57.1 млн. лет. Длительность стационарной стадии – 55.4 млн. лет. Этот момент завершает и период формирования, роста и развития залежей углеводородов, и период потенциальной грязевулканической активности в истории развития бассейна. Как показано на рис.1.4а, длительность этого периода определяется тем временным отрезком эволюционной кривой, на котором обильность оставалась не менее 3\*10<sup>-8</sup>лет<sup>-1</sup>. Затухание квазистационарных периодических колебаний избыточного давления и насыщенности должно произойти в момент, когда обильность источников снизится до значения  $(5.3*10^{-8} \text{лет}^{-1})$ , при котором метанообразование уже не обеспечивает преодоление "клапанного" порога.

Вернемся ко второму варианту. В этом случае геостатическое давление в зоне накопления достигается раньше того момента, когда формирующийся перепад давления приблизится ко второму порогу. В разрезе Солохской площади на отметке касания оно равно~70 Мпа и при принятых предпосылках было достигнуто за отрезок времени в 2.09 млн. лет от момента завершения стадии первого дренирования – за 9.4 млн. лет до достижения пика обильности метанообразования. В этот или некоторый ближайший последующий момент, в соответствии с условиями Христиановича-Баренблатта, может начаться катастрофическая перестройка всего структурного плана в окрестности зоны газонакопления. Для ее начала должно быть характерным формирование системы разрывных деформаций (трещин) субвертикального и субгоризонтального простираний, причем в соответствии с расчетами по известным формулам [10] при личейных размерах трещин  $10^3 - 10^4$  м аппертуры их сечений могут достигать значений 0,1-1 см.. Таким образом формируется сеть каналов очень высокой проводимости, при разгрузке через которую полифазного флюида с стремительно возрастающей газонасыщенностью быстро достигаются так называемые скорости витания (см. выше), при которых весь материал деформируемой зоны переходит в псевдоожиженное состояние и может быть выброшен за пределы области газонакопления. Не исключено, что гибель ветхозаветных городов Содома и Гоморры и формирование впадины Мертвого моря происходило

именно по такому механизму. При этом давление практически мгновенно опускается до значений, меньших гидростатической составляющей, что и отражено на рис.1. 4в. Естественно предположить, что деформированные напластования окажутся существенно разуплотненными, и пороговые градиенты этих "новообразований" будут характеризоваться много меньшими значениями. Это допущение и отражено в построении на рис.1.4в, где предположено, что при дальнейшем газонакоплении и газонасыщенность, и избыточное давление регулируются механизмом стравливания.

Продолжим следить за эволюцией рассматриваемой системы на основе первой схемы. На временном отрезке снижения концентрации от закритической (11.1 см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup>) до критической (8.9 см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup>), продолжающемся от момента 57.1 млн. лет до момента 61.4 млн. лет, газовыделение прекращается, соответственно, прекращают функционировать источники газонасыщенности и избыточного давления. Обильность на этом отрезке снизится от значения  $5.2*10^{-8}$  лет<sup>-1</sup> до значения  $4.2*10^{-8}$  лет<sup>-1</sup>. Однако сформировавшиеся тела газа, газовые агрегаты и пузыри продолжают оставаться термодинамически устойчивыми в течение этого периода, благодаря пресыщению вмещающих растворов метаном.

Дальнейшее уменьшение масштабов генерации, когда отвод углеводородов станет преобладающим, предопределит вовлечение сформировавшихся тел, агрегатов и пузырей газа в процессы растворения, а составляющих их углеводородов – в процессы рассеяния. Лимитируются эти процессы, прежде всего, диффузионным механизмом рассеяния, ограниченными растворимостями углеводородов, а также упомянутым выше связыванием низкомолекулярных соединений в высокомолекулярные цепи, характеризующиеся чрезвычайно низкой растворимостью, очень малыми коэффициентами диффузии и относительной химической устойчивостью в широком диапазоне условий. На рассматриваемом этапе в связи с различиями в растворимости углеводородов и масштабах их молекулярной проницаемости происходит фракционирование состава сформировавшихся тел в направлении их обогащения наименее растворимыми и подвижными соединениями. За пределами крупных тел газонасыщенность повсеместно стремится к нулю (рис.1.4). Благодаря возвратному переходу углеводородов в раствор, концентрации метана, во всяком случае вблизи фазовых разделов, поддерживаются на уровне критического насыщения вплоть до полного растворения тел.

Поле избыточных давлений на этом этапе приближается к распределению, контролируемому значениями первых пороговых градиентов (см. рис.1.4). Поэтому и в этом остаточном поле, даже на рассматриваемом этапе общего падения избыточного давления, может найти отражение разделение поровой среды на «проницаемые» полости и «плохопроницаемые» блоки и даже дифференциация последних по способности удерживания.

Подчеркнем характерные стадии в развитии бассейна, обуславливаемые метанообразованием в его толщах, отраженные в построениях на рис.1.4.

1. Стадия однофазного развития в стабильном состоянии, продолжающаяся до момента касания глубинных кривых реального содержания и растворимости метана в поровых растворах.

2. Стадия однофазного развития с расширяющейся зоной метастабильного закритического насыщения растворов метаном в области пересечения кривых растворимости и содержания, продолжающаяся до момента касания глубинных кривых реального и предельно достижимого насыщений растворов метаном.

 Стадия "внутриутробного" периодического газовыделения в зоне пресыщения с пропорционалным ростом газонасыщенности и избыточного давления, продолжающаяся до момента достижения минимального их пороговых градиентов давления, характеризующих компенсационные возможности среды вмещения.

4. Стадия первого дренирования, характеризуемая сбросом части раствора за пределы зоны газовыделения, сопровождаемым ростом газонасыщения при практически не меняющемся давлении в зоне, и продолжающаяся до момента достижения пороговой газонасыщенности, соответствующей перемежаемому распределению фаз в каждом потенциальном канале поровой среды. Этому состоянию соответствуют новые существенно возросшие пороги удерживания, определяющий вклад в величину которых вносит межфазное натяжение поверхности разделов флюидов.

5. Вторая стадия недренируемого развития зоны газовыделения, характеризуемая пропорциональным ростом газонасыщения и избыточного давления, продолжающаяся до момента достижения минимального из порогов второй генерации.

6. Стадия квазистационарного развития. Развитие рассматриваемой части среды на этой стадии зависит от того, потребуется ли для достижения этого порога превысить геостатическое давление или не потребуется. Если этот порог обеспечивается при давлении, остающемся менее геостатического, то из зоны газовыделения периодически "стравливается" водогазовая смесь, и в течение времени, пока это "стравливание" компенсируется газообразованием, и давление, и газонасыщенность поддерживаются на стационарном уровне. Длительность периодов между моментами стравливания зависит от амплитуды "клапанного" приращения давления – порога "стравливания", регулирующего открытие и закрытие проводящих каналов. Если же на пути к удерживающему порогу второй генерации должно быть достигнуто геостатическое давление, то переход к квазистационарному режиму лежит через катастрофическую перестройку всей последовательности напластований, сопровождающейся резким уменьшением всех порогов удерживания. Поэтому и избыточное давление, и клапанный порог стационарного режима в данном варианте должны характеризоваться существенно меньшими значениями.

7. Стадия затухания газовыделения, наступающая с момента, когда в последний раз достигается закритическая концентрация в точке касания. С этого момента образующийся метан в полном объеме выносится из зоны генерации в процессах молекулярного обмена. Однако, в течение периода, пока концентрация не снизится до критического значения, образовавшиеся тела газа, агрегаты и пузыри остаются термодинамически устойчивыми образованиями. С момента достижения критической концентрации образовавшиеся

газовые тела, агрегаты и пузыри вовлекаются в растворение, а составляющие их углеводороды – в рассеяние. Избыточные давления стягиваются к значениям, контролируемым распределениями пороговых градиентов первой генерации. Концентрации на фазовых разделах, вплоть до полного растворения тел, остаются равными критическому значению.

Стадии от 4<sup>ой</sup> до 6<sup>ой</sup> составляют период формирования, роста и устойчивого развития залежей газа и нефти в аутентичной для них среде вмещения. Этот же период представляет время грязевулканической активности бассейна. Начальный период 7<sup>ой</sup> стадии, определяемый отрезком времени, когда концентрация в точке касания снижается от закритической до критической, продолжает время устойчивого развития залежей. Грязевулканическая активность на этом отрезке полностью затухает. Последующий период 7<sup>ой</sup> стадии есть время рассеяния залежей и трансформации их состава в направлении обогащения высокомолекулярными соединениями.

Рис. 1.5, заимствованный из работы [5], демонстрирует существование крупных субгоризонтальных зон инверсии сейсмической скорости относительно большой мощности в разрезах Южно-Каспийской впадины, а рис. 1.6 [42] – существование аналогичных зон в отложениях бассейна Поудер в США. Эти зоны интерпретируются как области разуплотнения, связанные с аномально высокими пластовыми давлениями. Есть все основания полагать, что регистрируемые особенности сейсмического поля отображают зоны полифазного насыщения, представляя при этом и характерные линейные размеры такого рода образований, и глубины их залегания, и неравномерность распределения газонасыщенности в их пределах. Зоны такого рода встречены на глубинах от 2 до 10 км. Они ограничены по мощности интервалами в 2-4 км, их линейные размеры по горизонтали оцениваются сотнями (реже, десятками) километров. Инверсия скорости в их пределах носит постепенный непрерывный характер. Эти характеристики хорошо соотносятся с развитыми выше представлениями о линейных размерах и свойствах формирующихся последовательно зон фазовой нестабильности и зон полифазного насыщения. Так, именно в отмеченном интервале глубин наиболее вероятно пересечение реального и критического метанонасыщения, мощности зон инверсии вполне соответствуют возможным масштабам перекрытия кривых реального и критического метанонасыщения, также как и линейные размеры этих зон линейным характеристикам таких перекрытий. Изменение газонасыщенности (судя по уровню инверсии) носит непрерывный характер, как это и должно быть в зонах полифазного насыщения. Горизонтальные линейные размеры таких зон очевидно характеризуют и масштаб изменчивости удерживающих способностей пород, то есть характерные периоды вариаций полей начальных градиентов. Так, судя по построениям на рис. 5 горизонтальная составляющая периода вариации начального градиента в исследуемом разрезе Южно-Каспийской впадины может достигать сотен километров.

Разобранные примеры показывают, что зоны полифазного насыщения есть регулярные образования осадочных бассейнов, наиболее широко представленные в более молодых из них.



**Рис.1.5.** Зоны обращения сейсмической скорости в Южно-Каспийской впадине: 1, 2 - годографы наблюденные и расчетные, 3 – границы скачков скорости, 4 – поверхность фундамента, 5- поверхность М, 6 – зоны инверсии.



Рис 1.6. Зоны обращения сейсмической скорости в бассейне Поудер, США.

#### ГЛАВА 3. ФОРМИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ

На рис.1.7 а и б показаны распределения по глубине газонасыщенности и избыточного давления, какими они должны были бы быть в рамках принятых предпосылок на Солохской площади к концу периода стационарного развития, то есть примерно 200 млн. лет тому назад. На рисунке 1.7 в показано распределение погонного запаса свободного газа, рассчитанного с точностью до коэффициента пористости и представляющего из себя произведение газонасыщенности на давление, откорректированное за изменчивость температуры. Кривые газонасыщенности и избыточного давления имеют совпадающие по глубине экстремумы. Если за характерную меру пористости принять значение 0.1, то максимум погонного запаса по исследуемому стволу будет достигать 8 м<sup>3</sup>/м, а общий запас газа на квадратный метр площади поверхности Земли в данном стволе зоны газонасыщения составит 17864 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>.

Агрегирование частиц газа в крупные тела становится возможным после их отрыва от поверхности минеральной матрицы. При дифференцированном по скорости подъеме пузырей в пустотном пространстве пород в некотором диапазоне размеров более мелкие из них догоняют более крупные и, сливаясь с ними, предопределяют дальнейшее замедление скорости подъема последних. Соответственно, процесс агрегирования должен быть охарактеризован пороговыми размерами инициации перемещения газовых частиц (размерами отрывного пузыря, за который принимается радиус сферы эквивалентного объема) в зависимости от размеров сечения порового канала, а также зависимостями скорости подъема газовых агрегатов от их размера при данных сечениях поровых каналов. Кривая 1 на рис. 1.8 представляет зависимость отрывного радиуса от сечения канала, а кривая 2 на этом же рисунке характеризует размеры агрегатов, при которых скорость их подъема в каналах данного сечения достигает максимального значения и не возрастает при дальнейшем увеличении агрегата. Скорости подъема в соответствующих капиллярах соответствующих агрегатов представлены кривыми 3 и 3'. В зоне сопоставимости размеров пузырей и сечений каналов (заштрихованная область рис. 1.8) отмечается следующая закономерность. Скорость подъема пузыря при равенстве его размера и сечения канала равна нулю. Однако пузыри меньших размеров способны перемещаться в таком канале, и для каждого из этих сечений существует пузырек такого радиуса, скорость подъема которого максимальна. Зависимости размеров таких пузырьков и скорости их подъема от сечения канала представлены штрихованной частью кривых 1 и 4 соответственно. Рассмотренные зависимости построены на основе анализа и обобщения материалов, содержащихся в работе [25]. Они свидетельствуют о



Рис. 1.7. Распределение по глубине газонасыщенности (а), избыточного давления (б) и погонного запаса газа (в), которые пределение по глубине газонасыщенности, кривая 2 – аналогичное распределение неудаляемой газонасыщенности, штрихом показаны интервалы разреза, где газонасыщенность превосходит неудаляемое ее значение, залитые полосы представляют лодолжны бы быть характерными для разреза Солохской площади примерно 200 млн. лет тому назад. На рис. За кривая 1 – раскализацию и мощность газовых залежей, образовавшихся в рассматриваемых интервалах вследствие гравитационной сепарации воды и газа.



**Рис. 1.8.** Соотношения между сечениями поровых каналов (r) и размерами пузырей отрыва (кривая 1), минимальными радиусами агрегатов, всплывающих с установившимися скоростями (кривая 2)(R), установившимися скоростями всплывания агрегатов (ветви 3 и 3') (v). Заштрихована область, в пределах которой установившийся режим подъема агрегатов не наблюдается. Кривая 4 –максимальные скорости подъема пузырей (диаметр меньше сечения) в соответствующих каналах.

том, что в структурах пустотного пространства, характеризующих геологические образования, разделение флюида по фазам возможно лишь по достижению некоторого порога газонасыщения, обеспечивающего формирование пузырей отрывных размеров, и что в образованиях, характеризуемых малыми сечениями каналов ( менее 10<sup>-4</sup> см), значение этого порога может стремиться к единице. И, наоборот, в образованиях с достаточно большими сечениями каналов, как правило, представлены и каналы малых сечений, блокирующих сепарацию флюидов и предопределяющих остаточную газонасыщенность в дренированных от газа порах, характеризующую возможный порог разделения. Оба этих порога представляют так называемую неудаляемую газонасыщенность, которая может использоваться в качестве меры сепарируемости флюида по фазам в данной структуре пустотного пространства.

Предположим теперь, что для рассматриваемого разреза характерно распределение неудаляемой газонасыщенности ( $\alpha_U$ ), показанное на рис. 1.7 а контрастной ломаной. В тех участках разреза, где газонасыщенность превосходит неудаляемый порог, происходит разделение флюида по фазам: газ скапливается у подошвы комплекса, характеризуемого высоким значением неудаляемой газонасыщенности, газонасыщенность в этой части пласта достигает значения единицы за вычетом неудаляемой водонасыщенности. С газонасыщенностью перекрывающего пласта она связывается капиллярной кривой пропитки. У подошвы формирующегося агрегированного газового тела, в свою очередь, водонасыщенность возрастает до единицы за вычетом неудаляемой газонасыщенности. Неудаляемая газонасыщенность этой части пласта

связывается с газонасыщенностью в пределах агрегированного тела капиллярной кривой дренирования. Из построения на рис. 1.7 а следует, что агрегированные газовые тела могли сформироваться в интервалах разреза вблизи отметок глубин 2, 3 и 3.5 км. При этом в первом из этих интервалов должно бы сформироваться тело с отметкой кровли на глубине 1.8 км, мощностью 34 м, находящееся под давлением примерно 41 МПа с извлекаемым запасом на квадратный метр поверхности Земли (при том же предположении, что пористость оценивается значением 0.1), равным примерно 1400 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>. Во втором из названных интервалов должно сформироваться тело мощностью 50 м под давлением 60 МПа, с площадным запасом 3000 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>, в третьем - тело мощностью 15 м при давлении 70 МПа с запасом 1150 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>. Таким образом, в рамках принятых предположений, суммарное извлекаемое количество газа в рассматриваемом столбе газоносности равно 5550 м<sup>3</sup>, что составляет менее трети запасов свободного газа столба. Положение сформировавшихся газовых тел в разрезе показано на рис. 1.7 а.

Рассмотрим, какими тенденциями изменения должен характеризоваться химический состав газовых тел и частиц на отмеченных выше стадиях формирования, роста и устойчивого развития залежей. Выделим следующие процессы, вклад которых в преобразование состава газа выглядит несомненным. 1) Экстрагирование из вмещающей матрицы пород, в частности, из контактирующих с газом вкраплений органического вещества растворимых в газе компонентов до равновесного их перераспределения между первичной и вторичной фазами. 2) Радикализация молекул низкокипящих соединений предельных углеводородов и, прежде всего, метана, и склеивание радикалов в высокомолекулярные линейные и более сложные замкнутые соединения.

Наиболее универсальным из рассматриваемых механизмов преобразования состава является второй, поскольку он практически не зависит от особенностей вещественного состава вмещающей залежь среды. Образование свободных радикалов в газе обуславливается ионизирующим воздействием естественных  $\alpha$ ,  $\beta$  и  $\gamma$  излучений изотопов семейств урана, тория и калия, в кларковых содержаниях распределенных в вмещающих породах. Мощность годовой дозы облучения минеральных образований межпоровой матрицы и флюидов пор может быть подсчитана, исходя из оценок энергии, выделяемой при распаде атомов <sup>238</sup>U, <sup>235</sup>U и <sup>232</sup>Th, и кларков этих изотопов в породе. Первые характеризуются следующими значениями (в mev) 51.7, 46.4, 42.8 [31]. Кларк <sup>238</sup>U полагается равным 3.5 \*10<sup>-6</sup> г/г, кларк <sup>232</sup>Th - 1.1\*10<sup>-6</sup> г/г [31]. Приходящаяся на 1 см<sup>3</sup> подземной среды мощность дозы облучения рассчитывается по формуле:

$$E = \rho \mathbf{N} \left( \frac{E_1 \lambda_1 q_1}{A_1} e^{-\lambda_1 t} + \frac{E_2 \lambda_2 q_1}{139.8A_2} e^{-\lambda_2 t} + \frac{E_3 \lambda_3 q_2}{A_3} e^{-\lambda_3 t} \right), \qquad (1.12)$$

где q<sub>1</sub> и q<sub>2</sub> - кларки урана и тория,  $\lambda_1$ ,  $\lambda_2$  и  $\lambda_3$  –постоянные распада <sup>238</sup>U, <sup>235</sup>U и <sup>232</sup>Th, E<sub>1</sub>, E<sub>2</sub> и E<sub>3</sub> -энергии на распад <sup>238</sup>U, <sup>235</sup>U и <sup>232</sup>Th, A<sub>1</sub>, A<sub>2</sub> и A<sub>3</sub> - атомные веса <sup>238</sup>U, <sup>235</sup>U и <sup>232</sup>Th соответственно, t - возраст геологического образования,  $\rho$  - плотность породы, N - число Авогадро. В рамках выполняемых ориентировочных построений и рассчетов будем полагать, что эта энергия распределяется между флюидом пустотного пространства и материалом межпоровой матрицы в соответствии с относительными объемами и плотностями этих образований. Плотность порового газа будем представлять следующей зависимостью от параметров состояния:

$$\rho_g = \rho_0 z \frac{T_A}{T} \frac{P}{P_A}, \qquad (1.13)$$

где  $\rho_g$  и  $\rho_0$  - плотности газа в пластовых и атмосферных условиях соответственно, z - фактор сжимаемости, T и T<sub>A</sub> - температуры в условиях пласта и атмосферы соответственно, P и P<sub>A</sub> - давления в условиях пласта и атмосферы соответственно.

При этих предположениях поглощенная газом часть излученной дозы будет равна:

$$E_{g} = \frac{E}{1 + \frac{m_{s}\rho_{s}}{m_{g}\rho_{g}}},$$
(1.14)

где  $E_g$  -поглощенная доза порового газа,  $m_s$  и  $m_g$  -части подземной среды, приходящиеся на межпоровую минеральную матрицу и поровый газ соответственно,  $\rho_s$  и  $\rho_g$  - плотности материала межпоровой матрицы и порового газа соответственно.

Для определенности будем следить за изменением состава залежи, сформировавшейся в интервале глубин вблизи отметки касания глубинного распределения концентраций метана с кривой пресыщения. Момент начала ее формирования будем связывать с завершением временного отрезка, в течение которого достигается неудаляемая газонасыщенность соответствующего вмещающего пласта ( $\alpha_U$ =0.03, t=3.55\*10<sup>5</sup> лет). Этот же момент примем за начальный для процессов преобразования состава выделяющегося газа. Полагая далее, что  $\lambda_1$ =1.54\*10<sup>-10</sup> лет<sup>-1</sup>,  $\lambda_2$ =9.72\*10<sup>-10</sup> лет<sup>-1</sup>,  $\lambda_3$ =0.499\*10<sup>-10</sup> лет<sup>-1</sup>, m<sub>s</sub>=0.9, m<sub>g</sub>=0.1,  $\rho_g$ =0.209 г/см<sup>3</sup>,  $\rho_s$ =2.3 г/см<sup>3</sup>, N=6.02\*10<sup>23</sup>, найдем: E<sub>g</sub>= 1.94\*10<sup>6</sup> мэв/год. В соответствии со справочными материалами [30] этой дозы достаточно для возбуждения в 1 см<sup>3</sup> пустотной среды, занятой метановым газом, при температуре 300 К более 5.1\*1.94\*10<sup>8</sup> свободно-радикальных комплексов CH<sub>3</sub>. При более высоких температурах количество возбуждаемых
радикалов должно возрастать на порядки. Это значит, что в газовых телах функционируют объемные источники свободных радикалов, обильность (F<sub>R</sub>) которых определяется энергией поглощаемого излучения. Для постулируемых условий рассматриваемого газового тела она должна быть не менее следующего значения:

$$F_R > 5.1*1.94*10^8 / 7.87*10^{21} = 1.26*10^{-13} \text{ met}^{-1}$$
.

Знаменатель последнего соотношения представляет число молекул метана в 1 см<sup>3</sup> сжатого до 40 МПа и нагретого до  $127^{0}$ С газа.

Образование этих комплексов стимулирует реализацию цепочек различных превращений. Один из возможных маршрутов множества параллельных и конкурирующих цепей преобразования состава газа представлен последовательностью вида:

$$\begin{split} 1)CH_{4} &\to CH_{3} + H \\ 2)CH_{3} + CH_{3} \to C_{2}H_{6} \\ 3)C_{2}H_{6} \to C_{2}H_{5} + H \\ 4)C_{2}H_{5} + C_{2}H_{5} \to C_{4}H_{10} \\ 5)C_{4}H_{10} \to C_{4}H_{9} + H \\ 6)C_{4}H_{9} + C_{4}H_{9} \to C_{8}H_{18} \\ 7)C_{8}H_{18} \to C_{8}H_{17} + H \\ 8)C_{8}H_{17} + C_{8}H_{17} \to C_{16}H_{34} \\ \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ H_{17} = H_{18} \\ \end{bmatrix} \end{split}$$

Радиационно-химические выходы свободных радикалов (нечетные реакции последовательности) в соответствии со справочником [30] должны составлять от 4 до 5 комплексов на 100 эв поглощенной энергии при 300 К. В рассматриваемых условиях они должны быть на порядок выше. Реакции рекомбинации радикалов (четные реакции), согласно тому же справочнику, характеризуются очень высокими константами скорости. Так константа реакции рекомбинации метильных групп в молекулу этана (реакция 2) должна быть не менее  $6.3*10^{15}$  лет<sup>-1</sup>, а соответствующая константа реакции сшивания этиловых групп в молекулу бутана (реакция 4) должна превосходить значение  $2*10^{15}$  лет<sup>-1</sup>. Это значит, что лимитирующим процессом в преобразовании вещества залежи является радиолиз углеводородов. Последующие превращения происходят практически мгновенно. Таким образом на рассматриваемом этапе накопления метанового газа в пустотном пространстве подземной сре-

ды в условиях равновесия с насыщенными вмещающими водными растворами основная тенденция преобразования его состава определяется увеличением содержаний более высокомолекулярных углеводородов, в том числе и таких, чьи собственные фазы в условиях залегания представлены конденсированными образованиями.

С другой стороны накапливающиеся высокомолекулярные соединения являются объектами того же радиолитического или термолитического разложения, причем связи могут разрываться в различных частях молекулы углеводорода, порождая различные вторичные соединения. Одна из возможных схем такого рода реакций может выглядеть следующим образом:

$$C_n H_{2n+2} \to C_k H_{2k+2} + C_{n-k} H_{2(n-k)+2} + 2H.$$

При преобладании низкомолекулярных соединений в составе газа ведущими превращениями являются реакции сшивания радикалов в высокомолекулярные комплексы, что, видимо, и является наиболее характерным для рассматриваемых ранних этапов эволюции состава залежей. Наоборот, при преобладании высокомолекулярных соединений (как, например, в захороненном органическом веществе) ведущими продуктами радиолиза становятся более низкомолекулярные углеводороды. По мере накопления в газе высокомолекулярных соединений по истечению какого-то периода прямые и обратные превращения могут быть сбалансированы. Тогда состав углеводородов может стать стационарной характеристикой залежи. Если при этом суммарное содержание средне- и высокомолекулярных соединений превысит порог их растворимости в газе и достигнет порога метастабильной устойчивости, то произойдет выделение этих соединений в жидкую фазу, частицы которой первоначально будут дисперсно рассеяны в газе на стенках вмещающей матрицы. При этом углеводороды залежи распределятся между жидкой и газовой фазами в соответствии с условиями фазового равновесия, однако радиолитический баланс их превращений в газе окажется смещенным в сторону реакций сшивания. Это обусловит дальнейшее накопление высокомолекулярных образований в газе и их периодическое сбрасывание в жидкую фазу. Эта фаза и представляет то, что обычно называется нефтью. На данном этапе она представлена наиболее низкокипящими легкими своими фракциями. На каком то этапе нефтенасыщенность газа превзойдет ее неудаляемый уровень, и фазы начнут сепарироваться в поле силы тяжести в соответствии с их плотностями - нефть концентрироваться в подошве залежи, газ перемещаться к ее кровле. Такая дифференциация будет означать формирование нефтегазовой залежи.

Процесс, включающий химическое превращение низкомолекулярных соединений в высокомолекулярные, выделение последних в конденсированную фазу, концентрирование этой фазы в подошве залежи, остается преобладающим и устойчивым в течение выделенных выше 4, 5 и 6 стадий развития бассейна. То есть указанные стадии есть время формирования, роста и устой-

чивого развития нефтегазовых залежей с последовательным накоплением в их составе высокомолекулярных соединений и постепенным увеличением доли жидких углеводородов в составе скоплений.

Как только устойчивость самих залежей перестанет поддерживаться метанообразованием и насыщенность вмещающих растворов упадет ниже критического значения (2<sup>ая</sup> часть 7<sup>ой</sup> стадии), то залежи окажутся термодинамически неравновесными телами по отношению к среде вмещения. Вдоль их разделов сформируются направленные во вмещающий раствор потоки углеводородов, интенсивность каждого из которых может быть охарактеризована следующим выражением:

$$J_i = D_i grad \left( \frac{C_{i0}}{K_i} - C_i \right),$$

где J<sub>i</sub> - поток i-ого углеводорода от раздела залежи во вмещающий раствор, D<sub>i</sub> - коэффициент диффузии i-ого углеводорода в растворе в прираздельной области, С<sub>i0</sub> – концентрация углеводорода в залежи, К<sub>i</sub> – константа фазового равновесия данного углеводорода при данных параметрах состояния, Ci-концентрация углеводорода в растворе в прираздельной области. Из рассматриваемого соотношения следует, что скорость рассеяния углеводорода из залежи будет определяться его растворимостью во вмещающем растворе, характеризуемой в данном соотношении константой равновесия, и подвижностью в растворе, характеризуемой коэффициентом диффузии. С увеличением молекулярного веса углеводорода систематически уменьшаются и его растворимость (увеличивается константа фазового равновесия) и его подвижность в растворе (коэффициент диффузии). Так, например, при температуре 373 К и давлении 20 МПа константа равновесия пропана более, чем в три раза превосходит константу равновесия метана (т.е. растворимость метана в три раза выше), а коэффициент диффузии метана при этих же условиях в два раза больше коэффициента диффузии пропана. Такие соотношения означают, что наиболее интенсивно из залежи будут рассеиваться ее наиболее растворимые и подвижные низкомолекулярные соединения. Соответственно, в составе залежей неизбежно будет увеличиваться доля наименее растворимых и подвижных высокомолекулярных образований, то есть на рассматриваемом заключительном этапе 7<sup>ой</sup> стадии должно происходить постепенное вырождение газонефтяных залежей в нефтяные с последовательным увеличением доли тяжелых фракций в их составе и конечным преобразованием в скопления остаточных битумов, слабо взаимодействующих сосредой вмещения.

#### ГЛАВА 4. ГРЯЗЕВОЙ ВУЛКАНИЗМ

Как уже отмечалось выше, грязевой вулканизм представляет сбросовый механизм релаксирования напряженных состояний, развивающихся в связи с газовыделением. Условия для его проявления существуют в тех участках напластований, где в толщах, перекрывающих зоны полифазного насыщения или сформировавшиеся газовые тела, представлены субвертикальные каналы, минимальные сечения каждого из которых обеспечивают реализацию соотношения:

$$P_{us\sigma} + (\rho_{\mathcal{H}} - \rho_{\mathcal{F}})gh \ge \frac{2}{r_{\mathcal{M}uH}} \left(\sigma + \int_{0}^{l} \beta \overline{\omega} dx\right) + \Pi(r), \qquad (1.15)$$

где  $\rho_{\rm ж}$  и  $\rho_{\rm r}$  – плотности раствора и газа соответственно, g –ускорение силы тяжести, h – суммарная толщина газовых пузырей, заключенных в рассматриваемом канале, или мощность газового тела,  $r_{\rm мин}$  – радиус минимального сечения канала, остальные символы раскрыты выше. Такого рода каналы могли сформироваться как вследствие каких-то особых условий осадконакопления и литификации породы, так и в результате гидроразрыва напластований, перекрывающих полифазную зону, в случае, если давление в ее пределах превысило боковой распор. Предположим, что совокупность рассматриваемых каналов формирует некоторую субвертикальную зону конечных размеров по горизонтали, в пределах которой с какого-то момента насыщающий ее водный раствор начинает оттесняться полифазной смесью или газом. Проницаемость зоны будем представлять следующим выражением [17]:

$$k = \frac{1}{4} m \int_{r_{max}}^{r_{max}} \left( 1 - \frac{2\sigma}{rP} \right) \left[ \chi(r) \left( 1 - \frac{8\sigma l}{3rP} + \frac{1}{3} \left( \frac{2\sigma l}{rP} \right)^3 \right) + (1 - \chi(r)) \right] r^2 f(r) dr , \quad (1.16)$$

где  $P = P_{uso} + (\rho_{xc} - \rho_z)gh$ , г<sub>мин</sub> и г<sub>мкс</sub> – минимальное и максимальное значения радиусов, характеризующих минимальные сечения рассматриваемой совокупности каналов, причем г<sub>мин</sub> совпадает с минимальным радиусом предшествующей формулы,  $\chi(r)$  - часть канала, занятая раствором, а  $(1 - \chi(r))$  - часть канала, занятая газом, 1 – характерная длина проводящей зоны, f(r) - функция распределения сечений каналов по размерам. Вследствие непрерывного увеличения доли газовой компоненты в каждом канале из-за снижения давления и продолжающегося разгазирования раствора по мере его подъема по каналам проводящей системы уменьшаются и величина  $\chi(r)$ , и вязкость, и плотность флюида, постепенно заполняющего проводящую полость. Ассимптотическим пределом для значения проницаемости в этом процессе является проводимость для газа, характеризуемая следующим выражением:

$$k = \frac{1}{4} m \int_{r_{max}}^{r_{max}} r^2 f(r) dr \quad . \tag{1.17}$$

Аналогичным ассимптотическим пределом для перепада давления по рассматриваемой полости при ее заполнении газом является величина:

$$P = P_{us\delta} + \rho_{\mathcal{H}} gl . \tag{1.18}$$

На пути к отмеченным пределам скорость потока в какой-то момент скачкообразно возрастает и может достигнуть значений, превосходящих пороги взвешивания, витания и псевдоожижения материала проводящей системы. Минимальная оценка первого из этих порогов для частиц диаметров 10<sup>-3</sup> -1 см, при достижении которого материал проводящей зоны будет переведен во взвешенное состояние, может быть найдена из следующего приближенно-го соотношения [24]:

$$V_{min} \sim \frac{d^2 \left(\rho_s - \rho_g\right)g}{1650\,\mu} \quad , \tag{1.19}$$

где d — диаметр частиц влажной породы;  $\rho_s$  — их плотность;  $\rho_g$  — плотность газа в основании взвешенного слоя;  $\mu$  — вязкость газа в том же сечении; g — ускорение силы тяжести. Значения  $V_{min}$  для частиц различных диаметров при  $\rho_s \sim 2\Gamma/cm^3$ ,  $\rho_g \sim 0.3 \Gamma/cm^3$ ,  $\mu = 4 \ 10^{-5}$  Пас составят: для  $d = 10^{-3}$  см,  $V_{min} = 2.5 \ 10^{-3}$  см/с; для  $d = 10^{-2}$  см,  $V_{min} = 0.25$  см/с; для  $d = 10^{-1}$  см,  $V_{min} = 2.5$  см/с; для d = 1 см,  $V_{min} = 25$  см/с.

Если же поток газа достигает, так называемой, скорости витания, определяемой соотношением:

$$V_t = \sqrt{\frac{4gd(\rho_s - \rho_g)}{3\rho_g \lambda}} \quad , \tag{1.20}$$

то частицы начнут уноситься из дисперсного слоя. В выражении (1.20)  $\lambda$  представляет коэффициент сопротивления, зависящий от режима потока. Для частиц с диаметром d > 1 10<sup>-2</sup> см можно считать  $\lambda = 0,43$ . Соответствующие оценки скорости витания составят: для  $d = 10^{-1}$  см,  $V_t = 41$  см/с; для d = 1 см,  $V_t = 130$  см/с.

При дальнейшем увеличении скорости весь дисперсный слой придет в движение, подобное течению обычной вязкой жидкости. В теории ламинарного течения псевдоожиженной смеси показывается [24], что эпюра скорости выноса обломков в сечении потока может быть описана следующим соотношением:

$$\omega = \overline{\omega} \left( 1 - \frac{2r^2}{R^2} \right)^2, \tag{1.21}$$

где  $\overline{\omega}$  - средняя скорость течения газа,  $\omega$  - локальная скорость переноса твердого обломка на расстоянии г от оси зоны истечения, R – радиус сечения зоны. В соответствии с этой формулой перемещение обломочного материала вверх происходит в части сечения зоны, ограниченной радиусом  $r_T = R / \sqrt{2}$ . В пристеночном зазоре наблюдается обратное движение обломков. Скорости, необходимые для псевдоожижения слоя в полости истечения, могут быть достигнуты и превзойдены. Вытеснение ожиженного материала из этой полости и представляет собственно процесс грязевого извержения. Завершающей его стадией может быть истечение газа по практически открытому каналу с радиусом сечения близким к г<sub>т</sub>. Скорость потока (V) может быть оценена с помощью формулы адиабатического течения [26]:

$$V = \sqrt{\frac{2k}{k+1} \cdot \frac{P_0}{\rho_0}},\tag{1.22}$$

где  $P_0$  и  $\rho_0$  давление и плотность газа в условиях залегания; k=1.3 — показатель адиабаты. Положим, в частности, что  $P_0=100$  МПа,  $T_0=400$  К,  $\rho_0=0.455$  г/см<sup>3</sup>. Здесь  $T_0$  – температура в возбужденной зоне, а  $\rho_0$  (плотность газа в условиях залегания) рассчитана по формуле (1.13) предшествующего раздела. В этом случае V=500м/с, то есть течение по каналу будет гиперзвуковым. Канал истечения, как правило, будет содержать участки сужения и расширения (конфузоры и диффузоры). При прохождении газом подобных участков в нем возникают скачки уплотнения, в каждом из которых температура увеличивается в соответствии с зависимостью [26]:

$$\Delta T = T_0 \frac{2(k-1)}{(k+1)^2 M^2} (M^2 - 1)(1 + kM^2), \qquad (1.23)$$

где  $\Delta T$  - скачок температуы,  $T_0$  - температура газа до скачка уплотнения, M=V/a - число Маха, равное отношению скорости течения (V) к местной скорости звука (a). Температура возгорания метаново-воздушной смеси составляет 537<sup>0</sup> С (810 K). При М в интервале 2 – 3 и  $T_0$ =400 К температура в скачке уплотнения возрастет до значений в интервале 611 – 912 К, то есть часть этого диапазона превзойдет порог воспламенения. Соответственно, возгорание метана и взрыв газа в рассматриваемом режиме истечения представляются весьма вероятными событиями.

Устойчивость канала истечения обеспечивается скоростным напором потока, и при его падении ниже некоторого уровня по мере расходования газа полость вновь заполняется водой и обломочным материалом. Залечивание канала начнется в некоторый момент t от начала истечения на некоторой

глубине x, где гидростатическая составляющая давления сравняется с текущим давлением скоростного напора, то есть:

$$\rho_s gx + 0.1 \sim P_0(l,t) \left( 1 - \frac{k-1}{2k} \frac{V^2(x,t)\rho_0(l,t)}{P_0(l,t)} \right)^{\frac{\kappa}{k-1}}, \qquad (1.24)$$

где  $P_0(l,t)$  и  $\rho_0(l,t)$  – давление и плотность газа в возбужденной зоне в момент t; V(x,t) – скорость на глубине x канала в момент t;  $\rho_s$  – плотность грязеводяной смеси. Рассматриваемый момент можно считать завершающим в цикле подготовки и реализации извержения грязевого вулкана. Длительность каждого такого цикла определяется скоростью механического восстановления очага извержения (заполнения его материалом (флюидами) вмещающей среды), интенсивностью метанообразования в очаге и гидродинамическими характеристиками реформированной в результате извержения проводящей полости.

Рассмотрим конкретный пример извержения [23] и попытаемся на его основе оценить порядок выделяющегося при этом количества газа. Извержение вулкана на острове Дуванный, произошедшее 04.09.1961 г., описывается следующим образом. "Глухой подземный гул, подъем брекчии и взрыв. Газовое извержение и поднятие брекчии на кратере площадью 200 тыс. м<sup>2</sup> на высоту 10м. ...Диаметр покрова 400 – 600 м, толщина – 6-7 м". Начальная скорость вылета обломка брекчии в соответствии с этим описанием должна быть не менее следующей:  $v_0 = \sqrt{2gs} = \sqrt{2*9.8*10} = 14$ м/с. Здесь g - ускорение силы тяжести, s - высота подъема обломка брекчии. Сила, действующая на обломок со стороны движущегося газа, определяется из соотношения Ньюто-

на: 
$$F_g = c(\text{Re}) \frac{\rho_g (v_g - v_s)^2}{2} \pi r^2$$
, где  $\rho_g$  - плотность газа на отметке вылета

обломка,  $v_g, v_s$  - скорости газа и обломка соответственно, r - радиус обломка, c(Re) - поправочный множитель, зависящий от числа Рейнольдса  $\text{Re} = \frac{v_g r}{v}$ , v - кинематическая вязкость газа. При  $\text{Re}{<}10^5$  величина  $c(\text{Re}){\sim}0.01 - 1$ . Полагая, что эта сила расходуется на компенсацию свободного падения обломка, скорость истечения газа выразим следующим соотношением:  $v_g = v_s + \sqrt{\frac{8g\rho_s}{3c(\text{Re})\rho_g}}$ . Плотность газа на отметке его выхода на по-

верхность можно оценить из следующей зависимости:  $\rho_g = \rho_0 (P_A / P_0)^{\frac{1}{k}}$ , где  $P_0, \rho_0$  - давление и плотность газа в области формирования газового тела,  $P_A$  - атмосферное давление, k = 1.3 – постоянная адиабаты. Положив, как и ра-

нее,  $P_0 / P_A = 1000$ ,  $\rho_0 = 0.455$  г/см<sup>3</sup>, найдем для возможного диапазона скоростей газового истечения следующие значения: 150 – 1400 м/с. Эти оценки на 2 –3 порядка превосходят полученные ранее скорости витания для обломков размером 1 см (~1 см/с) и, скорей всего, относятся к категории завышенных. Будем рассматривать нижнюю из полученных оценок верхним возможным порогом скорости истечения, а вероятный диапазон этих скоростей находящимся в пределах 1 – 100 м/с. Расход газа на вынос обломка радиуса г должен быть не менее следующего:  $G = \rho_g v_g \pi r^2$ . Полагая за характерный размер обломка радиус 1 см, найдем, что расход газа на его выброс должен быть не менее 0,007 – 0,7 г/с. При плотности обломка 2 г/см<sup>3</sup> и в предположении, что обломок выносится с глубины порядка 10 км, это будет означать, что на вынос 1 г брекчии потребуется от 5 до 500 г газа или (если считать газ состоящим из метана) от 1,4\*10<sup>4</sup> до 1,4\*10<sup>6</sup> м<sup>3</sup> метана на м<sup>3</sup> брекчии. Соответственно, на вынос всего объема брекчии при рассматриваемом извержении

(равного  $\frac{\pi}{4} \times 500^2 \times 6 = 1,18 \times 10^6 \text{ м}^3$ ) должно было быть затрачено от  $1.6*10^{10}$  до  $1.6*10^{12} \text{ м}^3$  метана. Как показывают расчеты [17], количество газа,

1.6\*10 до 1.6\*10 м метана. Как показывают расчеты [17], количество газа, освобождающееся в режиме свободного истечения, оценивается этими же порядками.

К категории релаксаций сбросового механизма разрешения должны быть отнесены и менее катастрофические проявления, такие как формирование структур протыкания (глинистых диапиров), складок пучения, безвзрывное излияние брекчии.

Рассмотренные примеры преобразования структуры напластований показывают, что углеводородообразование является движущей силой специфических тектонических процессов в осадочном комплексе.

Проявления современного грязевого вулканизма распространены в альпийских геосинклинальных бассейнах с мощностями осадочных толщ не менее 8-10 км и очень высокими скоростями осадконакопления. Как правило, большие глубины характерны и для очагов грязевых извержений. Такая приуроченность дает основания для предположения о том, что в формирование гигантских импульсов избыточного давления, обеспечивающих перенос колоссальных масс пород и воды, свой вклад вносит и региональная геостатическая нагрузка на подземные воды погруженных горизонтов разреза, обуславливаемая отставанием скорости оттеснения поровой воды из этих горизонтов от скорости накопления осадков [23]. Следствием такого соотношения между скоростями является увеличение градиента порового давления в этой части разреза и асимптотический выход его на геостатическое значение. На рис.1.9 показаны нормальные гео- и гидростатические составляющие давления (кривые I и II) и изменение темпа роста последнего (с глубины  $\sim 4$  км) в интервале недокомпенсации осадконакопления водоотводом (толстый штрих). Рассмотренная выше составляющая избыточного давления, обуслов-

ленная метанообразованием осадочных толщ, налагается на эту "недокомпенсированную" кривую, формируя суммарное распределение давления по глубине, показанное на рис. 9 толстой сплошной линией. Особенностью альпийских геосинклинальных бассейнов, в частности Южно-Каспийской впадины, является сохранение высокой интенсивности генерации метана на очень больших глубинах, достигающих 8-10 км [9]. Соответственно, рассматриваемые горизонты должны характеризоваться и высокими темпами газовыделения и высокими скоростями накопления избыточного давления.



**Рис. 1.9.** Вероятное распределение по глубине порового давления и компенсирующего напряжения в осадочных комплексах альпийских геосинклинальных бассейнов:1 составляющая порового давления, обусловленная геостатическим нагружением подземных вод, 2 - глубинная кривая порового давления, 3 - глубинная кривая крмпенсирующего напряжения в порах, 4- очаг грязевого извержения, I - нормальное геостатическое давление, II -нормальное гидростатическое давление.

Как уже отмечалось, исследуемая система будет механически устойчивой до тех пор, пока возникающие в ней напряжения компенсируют увеличение порового давления. В работе [2] на площадях морских промыслов Южно-Каспийской впадины прослежено изменение пористости и распределения пор по размерам в глинистых разностях разреза с глубиной. По данным этих определений, большая часть поровых каналов на глубине 1400 м характеризуется размерами 2-3 10<sup>-4</sup> см, а максимальные радиусы достигают значений 1 –  $10^{-3}$  см. Ниже по разрезу возрастает число каналов в диапазоне п  $10^{-5}$  см и менее. На глубине 5100 м они составляют 50% от их общего числа. Макси-

мальные сечения в этом интервале ограничены значением 7 -  $10^{-4}$  см. С учетом этих данных и данных по характерным распределениям параметров состояния на рис.1.9 построена кривая глубинного распределения  $P_{\kappa M n}$  для наиболее вероятных значений радиусов пор, рассчитанная по формуле главы 3 части 1. Сопоставление этой кривой с глубинной зависимостью порового давления показывает, что в разрезе отложений могут возникнуть области, где поровое давление превысит компенсирующее напряжение, т.е.:

$$P_{\Sigma} \ge P_{\kappa M n}, \tag{1.25}$$

где  $P_{\Sigma}$  — результирующая кривая порового давления.

Эти области и являются потенциальными очагами грязевых извержений, реализация которых будет иметь место при выполнении соотношений, рассмотренных в начале раздела.

Подчеркнутые особенности альпийских геосинклинальных бассейнов (региональная геостатическая нагрузка на воды глубокозалегающих горизонтов и высокий уровень их метанообразования, а также относительно невысокий уровень литификации неглубокозалегающих горизонтов) объясняют, почему очаги грязевых извержений оказались погруженными на большие глубины.

Рис.1.10, построения которого заимствованы из работ [33, 36], представляет сейсмические разрезы 2D модификации съемки с подчеркнутыми контурами зон потери информации. Профили северо-восточного направления пройдены через западный борт Южно-Каспийской впадины, преимущественно вдоль акваториальной ее части. Контуры зон потери информации представлены трубчатыми субвертикальными телами, глубины заложения которых превышают 10-километровую отметку. Естественно рассматривать эти тела как жерла грязевых вулканов, заполненные остаточной брекчией. Как следует из представленных построений, не все жерла достигли поверхности Земли. Из их анализа непосредственно следует, что стравливание и сброс – суть параллельные механизмы релаксирования механически напряженных состояний полифазных зон, и что основной механизм формирования каналов истечения связан с пошаговым гидроразрывом среды.

Представляется уместным еще раз подчеркнуть один из важнейших аспектов развиваемых представлений. Речь идет об образовании в осадочных бассейнах гигантских объемов разуплотненного материала. Несмотря на достаточно длительный срок изучения глинистых диапиров и грязевых вулканов, общепринятой обоснованной физико-химической модели этого процесса пока нет. Между тем именно ясное представление о механизме перевода гигантских объемов структуированных и слоистых осадочных пород в разуплотненные массы имеет ключевое значение не только для обоснования происхождения диапиров и грязевых вулканов, но и для понимания процессов перераспределения УВ, а также интерпретации геофизических полей.



**Рис. 1.10.** Сейсмо геологические разрезы юго-восточного направления через экваториальную часть Южно-Каспийской впадины (по П.3.Мамедову).

К сожалению предложенная авторами еще в 1986 г.модель не стала объектом достаточного внимания и дискуссии, что не способствовало дальнейшему развитию этого ключевого направления. Нам представляется, что именно фазовые переходы в перенасыщенных УВ системах, происходящие вследствии ступенчатых гидроразрывов и других естественных и техногенных факторов, являются основным механизмом спонтанного разгазирования, последующей миграции и разуплотнения осадочного материала. Дальнейшие исследования позволят получить более ясное представление об образовании гигантских субвертикальных тел, менее масштабных грязевулканических каналов и бесчисленных иньекционных внедрений разуплотненных глинистых и песчаных масс в осадочные породы. Они позволят также глубже оценить роль этих процессов в формировании УВ скоплений и распределении динамических нагрузок в осадочном чехле.

## ЧАСТЬ 2

### К "ЕСТЕСТВЕННЫМ" ТЕХНОЛОГИЯМ ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

## ГЛАВА 5. АЛГОРИТМ ПОИСКА

Рассмотренные модели позволяют построить логическую схему последовательного получения информации, кратчайшим путем приводящую к оконтуриванию зон концентрирования скоплений углеводородов [4, 12, 19, 40]. Как следует из построений, в основе формирования залежей газа и нефти лежит метанообразование природных сред. Соответственно выделение зон метанообразования является естественным этапом, предшествующим непосредственному поиску скоплений. Однако, как это отмечалось в начале первого раздела настоящей работы, локализация зон метанообразования самым тесным образом связана с дифференциацией природных сред по режимам обменных процессов. В рамках выполненных построений они ассоциировались с зонами диффузионного обмена, которым приписывалась средняя на их мощность обильность продуцирования метана. Прежде чем начинать построение логической схемы поиска, целесообразно уточнить и детализировать характер связи зон метанообразования с обменными процессами в природных средах. Любая ассоциация минералов межпоровой матрицы и компонентов флюидов пор (в частности, рассматриваемые скопления углеводородов) складывается в данной подобласти литосферы в естественных процессах превращения и перераспределения вещества. Часть таких ассоциаций (в частности, и скопления углеводородов), отличающаяся наличием некоторого потребительского качества, рассматриваются как месторождения. Подобласть локализации любой ассоциации всегда есть транзитивная зона, в которую поступает и из которой выносится какие-то вещества, и в пределах которой в ходе химических и фазовых превращений идет либо формирование, либо расформирование, либо поддержание данной компонентно-минеральной ассоциации в сбалансированных процессах вноса-выноса, образованияразложения. Эта зона всегда есть некоторая ячейка в совокупности непрерывно связанных подобных зон, каждая из которых характеризуется своими входным и выходным комплексами и совокупностью превращений и каждая из которых принимает выходные комплексы веществ из окружающих ячеек и поставляет в них свой комплекс. Флюиды пустотного пространства и, прежде всего, водные растворы выполняют роль связующей среды ячеек. Через них (в диффузионных зонах) и с их помощью (в конвективных зонах) осуществляется основной перенос вещества. Эта непрерывно связанная система стремится к согласованию всех последовательностей превращений и переноса и формированию некоторой самоорганизующейся структуры с характерными чертами пространственной изменчивости естественных полей (концентраций, температуры, давления, плотности и др.), характеризующих подземную и

надземную гидросферы и атмосферу. Определяющим фактором формирования закономерностей этой изменчивости является дифференциация флюидальных сфер по интенсивности обновления. Оптимальным образом в ячейке поддерживаются те реакции (из числа возможных), характерные скорости которых согласованы с расходом вещества через ячейку. Такая согласованность означает, что само превращение вещества обеспечивается привносом составляющих компонентов реакции в требуемом количестве, а химическое сродство реакции сохраняет отличное от ноля значение благодаря отводу продуктов превращения из реакционной зоны (или дальнейшему их потреблению в самой зоне), то есть каждая компонентно-минеральная ассоциация имеет определенные ниши формирования и устойчивости в диапазоне интенсивностей обновления. Сам процесс превращения происходит при столкновении частиц (молекул, радикалов, ионных комплексов и т.д.). Это значит, что в зоне превращения вещества должны быть соизмеримы и конвективная, и диффузионная составляющие потока, то есть основными зонами наиболее интенсивных химических превращений в подземной среде являются диффузионные пограничные слои конвективных зон и примыкающие к ним высокоградиентные области диффузионных зон, которые симметричным образом могут быть названы "конвективными пограничными слоями диффузионных зон".

Эти положения в полном объеме распространяются и на зоны метанообразования, то есть и эти зоны локализуются в диффузионных и конвективных пограничных слоях, а разделы между этими образованиями есть те стержневые части геологических разрезов, вдоль которых естественно ожидать концентрирования не только углеводородов. Поэтому естественным первым шагом обосновываемой логической схемы поиска является получение информации о разделении подземных вод на зоны конвективного и лиффузионного обмена и о поле скоростей течений в конвективных зонах. Очень важно подчеркнуть, что необходимость обладания такой информацией связана не только и не столько с задачей поиска скоплений углеводородов и др. месторождений полезных ископаемых. В обществе уже давно растет осознание того, что подземная среда есть "цокольный этаж" общечеловеческого дома, от состояния которого зависит и само существование, и благополучие человечества. Отсюда и понимание необходимости существенно более глубокого и всестороннего изучения процессов, обеспечивающих устойчивость и прочность цоколя. К числу важнейших из этих процессов и относится подземный водообмен – распределение и интенсивность подземных потоков. Соответственно первая из фундаментальных задач этого изучения, а именно - определение в геологических разрезах геометрических и гидродинамических характеристик подземных потоков и их характерных осцилляций - практически полностью совпадает с задачей первого шага логической схемы поиска.

Естественным следующим шагом логической схемы должно стать выделение зон метанообразования в разрезах. Как было показано в первом раз-

деле настоящей работы, одной из основных причин возникновения механических неустойчивостей в подземной среде является газообразование. Эти неустойчивости имеют потенцию разрешаться в виде разномасштабных катастрофических проявлений – перестройкой структурных планов, грязевулканическими извержениями, мелкофокусными землетрясениями. Прогнозирование и, по возможности, предупреждение подобных проявлений есть актуальная задача текущего периода развития человеческого общества. Возможность спонтанного газообразования в подземных средах связана с развитием полей концентраций метана, азота, двуокиси углерода и сероводорода. Соответственно, **определение в геологических разрезах положения зон продуцирования и потребления метана, азота, двуокиси углерода и сероводорода и оценивание интенсивностей этих процессов есть следующая насущная задача в рамках характеризации устойчивости цоколя. Таким образом и второй шаг логической схемы есть составляющая более общего изучения подземной среды как фундамента общечеловеческого дома.** 

Как было показано выше, в циклах эволюции бассейнов и др. геологических макрообразований есть такие периоды, когда в отдельных подобластях зон превращения скорость продуцирования того или иного компонента (в частности, метана) превосходит скорость его отвода. Эти подобласти в течение рассматриваемого периода являются зонами накопления этого компонента, в пределах которых достигаются пороги растворимости и метастабильного пресыщения раствора компонентом и происходит переход его в газообразное или твердофазное состояния, то есть инициируется вторичное минералообразование. Именно эти фазовые переходы –пролог и причина механических неустойчивостей. Наиболее вероятными областями локализации зон накопления являются помянутый выше "конвективный пограничный слой диффузионной зоны" и примыкающие к нему участки диффузионного пограничного слоя конвективной зоны. В рамках развиваемых представлений область генерации метана должна занимать приграничную часть диффузионной зоны и характеризоваться переменной обильностью по своему простиранию. Кривая 2 рис. 3 главы 3 вполне может быть аппроксимирована в соответствии с этой моделью. Однако, такая аппроксимация только усложнила бы все расчеты и никак не сказалась бы на сформулированных заключениях. Итак, естественным третьим шагом логической схемы поиска должно стать оконтуривание зон метанонакопления в пределах зон продуцирования. Эти зоны ассоциируются с областями фазово-неустойчивых метастабильных состояний и фазовых превращений и сами по себе являются объектами исключительного интереса в рамках оценивания устойчивости цоколя. Поэтому и третий шаг по существу совпадает по содержанию с решением задачи более общего характера, а именно:

определение в геологических разрезах локализации зон фазовонеустойчивых метастабильных состояний, обусловленных как развитием поля концентраций метана, так и развитием полей азота, двуокиси углерода, сероводорода и их совместным воздействием.

Газовыделение в недренируемых порах сопровождается пропорциональным увеличением давления. Отметим сразу же, что любой фазовый переход в недренируемом пустотном пространстве, в итоге которого суммарный удельный объем продуктов превращения окажется больше аналогичного объема исходных веществ, будет сопровождаться нарастанием давления, пропорциональным разности между указанными объемами. И, наоборот, если отмеченная разность будет отрицательной, давление в пустотном пространстве будет уменьшаться, что, видимо, и наблюдается в окрестности газовых и газоконденсатных залежей при образовании кристаллогидратов низкокипящих углеводородов. Стравливание части материала из зон газонакопления отражается в пространственном распределении избыточного давления сменой изменчивости градиента – от нарастания, по мере приближения к зоне, к убыванию в ее пределах. Максимум градиента есть индикатор положения границы полифазной зоны, а его абсолютное значение есть мера удерживающих способностей вмещающих толщ по отношению к флюидам пустотного пространства в возбужденном состоянии.

Таким образом, зоны избыточного над гидростатическим давления являются индикаторами состоявшихся фазовых переходов, в частности, газовыделения. Они содержат в своих пределах области полифазного насыщения, в которых могут идти процессы формирования газовых и нефтегазовых залежей. Пространственная изменчивость давления позволяет оконтурить возбуждаемые области полифазного насыщения и оценить пороговые градиенты удерживания флюида в рассматриваемой области, определяющие, в частности, величину максимально возможного столба продуктивности.

В рамках характеризации подземной среды как фундамента общечеловеческого дома выявление зон избыточного давления является одной из важнейших задач, влияющей и на проблемы размещения жилого фонда, и на хозяйственное освоение территорий. Поэтому и следующая задача, которую можно определить как

#### выделение в подземных средах зон избыточного над гидростатическим давления, оконтуривание зон полифазного насыщения, оценивание пороговых градиентов удерживания возбужденных флюидов, – является общей и для характеризации цоколя и для нефтегазопоиска.

Каждая из перечисленных операций вносит свой вклад в решение задачи оконтуривания зон концентрирования скоплений углеводородов. Вклад этот, вообще говоря не равноценный, и в различных ситуациях значимость операций в решении конечной задачи может меняться. Ниже, на конкретных примерах и с учетом эмпирических материалов, это будет продемонстрировано.

Итак, в соответствии с развитыми положениями логическая схема последовательного получения информации о месте локализации зон концентрирования скоплений углеводородов в подземной среде должна включать следующие операции. 1) Разделение подземных вод на зоны конвективного и диффузионного обмена и реконструкцию скоростного поля конвективных зон. 2) Оконтуривание зон образования и потребления углеводородов и оце-

нивание обильностей их источников и стоков. 3) Выделение зон современного накопления и вероятных зон палеонакопления углеводородов. 4) Дифференциацию каждой из выделенных зон накопления по перспективам на основе анализа распределений обильности источников, коэффициента метастабильности и избыточного над гидростатическим давлением. 5) Выбор наиболее благоприятных участков разрезов для удержания залежей и извлечения из них газа и нефти в пределах оконтуренных перспективных подобластей.

#### ГЛАВА 6. МЕТОДИЧЕСКАЯ ОСНОВА ПОИСКА

Методическую основу обосновываемой технологии составляет анализ пространственной изменчивости естественных полей (концентраций, температуры, давления, плотности и др.), восстанавливаемых по материалам гидрогеологических испытаний глубоких скважин. В рамках зонального прогнозирования достаточна плотность опоискования, соответствующая одной скважине на 10 тыс. км<sup>2</sup>. Предлагаемый пример базируется на изучении фондовых и литературных источников за период исследований с конца пятидесятых до начала девяностых годов, включающих работы В.П.Якуцени, А.С.Зингера, Л.М.Зорькина, Е.В.Стадника, Г.И.Тимофеева, Л.Д.Тальновой и др. исследователей. Разработанный интерпретационный алгоритм ориентирован на освоение архивных материалов, сосредоточенных в банках и базах данных. Он включает следующие общие для анализа полей измеренных параметров блоки.

1. Создание исходной выборки, состоящей из трех координат (X,Y,Z (км),точки опробования и анализируемого параметра (концентрации He, CH4, CO2, N2 (см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup>), а также температура ( $^{0}$ C), давление (атм), минерализация (г/дм<sup>3</sup>) и плотность (г/см<sup>3</sup>) в этой точке. На рис. 2.1 представлена схема расположения скважин в северном Прикаспие, по стволу которых испытано не менее одного комплекса с измерением перечисленных параметров в его водах. Всего исходная выборка содержит 180 результатов измерений концентраций He и примерно 250 измерений остальных параметров в подземных водах из 132 скважин опробования. Кроме того, ствол каждой скважины охарактеризован равновесными с воздухом концентрациями, отнесенными к отметке вскрытия зеркала грунтовых вод. К этой же отметке отнесены атмосферное давление, плотность пресной воды и средняя по территории исследований температура в термоклине.

2. Построение трехмерной модели исследуемых полей с пересчетом значений параметров в точке регулярной сети. На рис. 2.1, наряду со скважинами опробования, показаны проекции вертикальных последовательностей таких точек на земную поверхность. Совокупность этих проекций в дальнейшем будет называться сетью съемки, а каждый пункт с проанализированной вертикальной изменчивостью - точкой съемки. Трансформация выполнена с помощью системы трехмерной интерполяции, разработанной В.И.Ароновым [1], специальным программным пакетом, созданным В.И.Ароновым и Д.В.Калмыковым [34]. Размер элементарной ячейки трехмерной сети, обосновываемый из расположения точек наблюдения и изменчивости поля гелия, составил 60 км х 123 км х 0.2 км.



Рис. 2.1. Карта территории исследований.

1. Скважины опробования водоносных комплексов.

2. Проекции узлов равномерной сети с пересчитанными значениями естественных полей (концентраций гелия, метана, двуокиси углерода, азота, общей минерализации, плотности, давления и температуры).

3. Государственная граница между республиками Россия и Казахстан.

54

Каждое из восстановленных таким образом полей используется для решения своей задачи в логической схеме нефтегазопоиска.

1. По изменчивости распределений концентраций гелия подземные воды дифференцируются на подобласти с диффузионным и конвективным режимами обмена и в пределах последних реконструируется поле скоростей течений.

2. Определение положения зон продуцирования и потребления метана, азота, двуокиси углерода, а также оценивание распределений обильности их источников и стоков в пределах названных зон достигается с помощью совместного анализа выполненной на предшествующем этапе реконструкции обменных процессов и пространственной изменчивости полей соответствующих компонентов.

3. Зоны предполагаемого накопления рассматриваемых компонентов выделяются как области пересечения зон продуцирования с зонами диффузионного обмена.

4. Области фазовой неустойчивости выделяются и дифференцируются по степени отклонения от условий фазового равновесия на основе анализа пространственной изменчивости коэффициента метастабильности, характеризующего положение измеренных концентраций исследуемых компонентов относительно их растворимости и достижимого пресыщения при данных температуре, давлении и минерализации.

5. Составляющая избыточного над гидростатическим давлением рассчитывается как разность между измеренным (восстановленным) его значением и гидростатической компонентой, оцениваемой по глубинному распределению плотности. С помощью анализа пространственной изменчивости этого параметра выделяются предполагаемые области полифазного насыщения и рассчитываются пороговые градиенты удерживания.

# 2.6.1. Методика расшифровки подземного водообмена по распределениям концентраций гелия

В основе использования гелия как индикатора массо- и водообменных процессов в подземной среде лежат следующие особенности его образования и перераспределения:

 гелий – продукт альфа-распада изотопов семейств урана и тория, повсеместно в кларковых содержаниях распределенных в породах земной коры, что и предопределяет возможность оценивания его источников в подземных водах;

 гелий интенсивно рассеивается в космическое пространство из атмосферы, что, наряду с помянутыми источниками, предопределяет глобальный поток гелия через подземные воды;

 из-за химической нейтральности гелия превращения вещества в подземной среде практически не влияют на этот поток (что не относится к фазовым переходам и, особенно, к газовыделению);

4) несопоставимость скорости его переноса с интенсивностью его продуцирования обуславливает резкое недонасыщение поровых растворов гелием на всю сферу их существования и независимость складывающихся распределений его концентраций от вариаций в содержаниях алфа-излучателей в породах и литолого-петрологической дифференциации разрезов.

Отмеченные особенности и предопределяют то обстоятельство, что решающий вклад в пространственную изменчивость поля гелия вносит сопротивление среды его переносу, то есть дифференциация подземных вод по режимам обмена и скоростям течения.

В рамках этих представлений поле концентраций Не в подземных водах должно характеризоваться пространственно гладкой изменчивостью, в которой специфическими вариациями и особенностями отражаются следующие характерные подобласти и разделы гидросферы.

1. Подобласть "быстрых вод". Это часть конвективной зоны гидросферы, в которой обновление вод происходит настолько быстро, что они остаются в равновесии с атмосферным воздухом. В пределах подобласти концентрация Не в воде остается практически постоянной, близкой к равновесному с воздушным значению ( $4.5*10^8 \text{ см}^3/\text{сm}^3$ ). Поле скоростей течений в "быстрых водах" с помощью распределений Не не может быть восстановлено. Основная роль в расшифровке водообмена в них должна принадлежать <sup>3</sup>H [16, 21, 22]. В работе [13] в качестве вероятного нижнего порога скоростного диапазона "быстрых вод" называлось значение 100 м/год. Как показали результаты рассматриваемых ниже исследований, этот порог действительно находится в диапазоне 10 - 100 м/год, но никаким фиксированным значением скорости охарактеризован быть не может.

2. Зоны диффузии. Они отражаются участками выпуклого поля, диагностирующими некоторый масштаб накопления Не в подобласти. Вертикальная изменчивость в пределах диффузионных зон может быть описана параболическими зависимостями второго порядка [13].

3. Зоны конвекции. Они отражаются участками вогнутого поля, причем изменчивость распределений концентраций связана как с контрастностью в перепаде скорости по профилю сечения потока, так и с режимом (напорный, безнапорный) и областью (гидродинамический слой, ядро) течения. Вертикальная изменчивость поля гелия много выше горизонтальной. Это позволяет связывать характеристики скоростного поля и поля концентраций в зонах конвекции следующими соотношениями.

Линейному участку эпюры скорости, характеризуемому постоянным наклоном, в пределах гидродинамического слоя безнапорного потока может быть сопоставлен интервал изменчивости поля, описываемый зависимостью вида [22]:

$$C = C_d \left( 1 - \int_0^{\sigma_y} \exp(-\zeta^3) d\zeta \right) / \int_0^\infty \exp(-\zeta^3) d\zeta , \qquad (2.1)$$

где С - концентрация Не вдоль рассматриваемого интервала, C<sub>d</sub> - концентрация Не на разделе в основании интервала (этот раздел может быть границей зон конвекции и диффузии или точкой излома эпюры), у - расстояние вдоль интервала, отсчитываемое от его основания,  $\sigma = h^{-1} (\beta Q / 9 D h)^{\frac{1}{3}}$  - число фильтрации для безнапорного потока,  $\beta$  - движущая сила безнапорного потока, Q - расход потока поперек интервала, D - коэффициент диффузии Не в воде, h - напор. Для установившегося потока на плоском основании  $\beta = (h_m^2 - h_0^2)/L$ , а  $h^2 = h_0^2 + \beta x$ , где  $h_m, h_0, h$  - напоры на оси водораздела,

у уреза дрены и на расстоянии х от уреза по токовой линии соответственно.

Аналогичному интервалу в пограничном слое напорного потока может быть сопоставлен отрезок кривой, описываемый зависимостью вида [21]:

$$C = C_d \left( 1 - \int_0^{\omega_y} \exp\left(-\frac{2}{9}\zeta^3\right) d\zeta \right) / \int_0^\infty \exp\left(-\frac{2}{9}\zeta^3\right) d\zeta \right), \qquad (2.2)$$

где  $\omega = \left(\frac{\alpha}{2Dx}\right)^{\frac{1}{3}}$  - число фильтрации напорного потока,  $\alpha$  - угловой коэф-

фициент наклона эпюры скорости, х - расстояние по линии тока от точки попадания потока в напорную полость до изучаемого сечения, а все остальные символы раскрываются также, как в подписях предшествующей формулы.

В ядре течения темп изменения концентрации по сечению потока может быть представлен зависимостью:

$$C = C_d \left( 1 - \int_0^{\kappa_y} \exp(-\zeta^2) d\zeta / \sqrt{2\pi} \right), \qquad (2.3)$$

где  $\kappa = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{u}{Dx}}$  - число фильтрации для ядра течения, и - скорость течения в

ядре, остальные символы те же, что и в предшествующих формулах.

 Поверхности разделов между зонами конвекции и диффузии (сопряжения подобластей вогнутого и выпуклого поля), характеризуемые максимальными значениями градиентов распределений концентраций.

5. Поверхности изломов эпюр скорости в сечениях потоков, отмечаемые изменением типа и темпа изменчивости концентраций.

Таким образом, с помощью анализа вертикальной кривой распределения Не в исследуемом разрезе могут выделены отметки кровель и подошв диффузионных линз (тел) и отметки поверхностей изломов эпюр, т.е. восстановлена качественная картина течения в сечении потока. Пространственная интерполяция полученных отметок позволяет откартировать ложа безнапорных и напорных и кровли напорных потоков, а также поверхности изломов эпюр подземных потоков. Количественная оценка векторов скоростей течений базируется на следующих соображениях [21,13]. Если бы гидродинамический слой на разделе между конвективной и диффузионной зонами занимал все сечение потока, то числа фильтрации ( $\sigma$  и  $\sigma$ ) и толщины диффузионных слоев должны были бы быть связаны следующими соотношениями:

$$\delta_{f} = 1.6/\sigma \quad \text{M} \qquad \delta_{\mu} = 2.6/\sigma, \tag{2.4}$$

где  $\delta_f$  и  $\delta_u$  - толщины диффузионных слоев в безнапорном и напорном горизонтах соответственно. Значения 1.6 и 2.6 есть те верхние пределы, при которых отношения интегралов в формулах (2.1) и (2.2) соответственно становятся не отличимыми от единицы. Таким образом по оценкам чисел фильтрации из анализа вертикальных кривых распределений эти толщины могут быть рассчитаны. Из формул (1), (2) и (4) непосредственно следует:

$$\delta_{f} = 1.6h / (\beta Q / 9Dh)^{\frac{1}{3}}, \quad \delta_{u} = 2.6 / \left(\frac{\alpha}{2Dx}\right)^{\frac{1}{3}}.$$
 (2.5)

Таким образом, распределения толщин в горизонте со свободной поверхностью самым непосредственным образом связаны с распределениями напоров и, соответственно, их изменчивость может быть использована для определения направлений и оценки амплитуд векторов скоростей течений. Толщины слоев зависят от длины пути течения (х), практическая оценка которой по экспериментальным данным невозможна. Если принять гипотезу об ограниченном влиянии изменчивости поперек течения на изменчивость вдоль течения и пренебречь девиациями траектории течения, то следующие операции позволяют преодолеть это препятствие. Для безнапорного горизонта их последовательность выглядит следующим образом. Производная толщина слоя вдоль траектории течения равна:

$$\frac{d\delta_{f}}{dx} = \frac{d\delta_{f}}{dh} \times \frac{dh}{dx} = \frac{2.13}{\sigma} \times \frac{\beta}{2h}.$$
(2.6)

Значение величины

$$\gamma_{f} = \delta_{f} \times \frac{d\delta_{f}}{dx} = \frac{1.6h}{\sigma} \times \frac{2.13}{\sigma} \times \frac{\beta}{2h} = 1.71 \frac{\beta}{\sigma^{2}}$$
(2.7)

уже поддается оцениванию по данным полевых исследований. С ее помощью могут быть рассчитаны движущая сила потока:

$$\beta = 1.5\gamma_f (h/\delta_f)^2, \qquad (2.8)$$

гипотетический расход (через сечение, полностью занятое гидродинамичес-ким слоем)

$$Q_h = 9D\left(\frac{1.6}{\delta_f}\right)^3 \frac{h^4}{\beta}, \qquad (2.9)$$

и расход через фактическое сечение гидродинамического пограничного слоя, связанный с гипотетическим соотношением:

$$Q = Q_{\mu} (d/h)^2$$
, (2.10)

где d - толщина гидродинамического слоя. Средняя и максимальная скорости в слое соответственно равны:

$$\overline{u} = Q/d$$
,  $u_{mx} = 2\overline{u} = 2Q/d$ . (2.11)

Аналогичные операции для расчетов гидродинамических характеристик в напорных горизонтах выполняются с учетом соотношений между расходом потока и изменчивостью диффузионного слоя вдоль траектории течения. Если представить профиль течения, состоящим из верхнего и нижнего гидродинамических слоев и ядра, то расход потока, с учетом вторых соотношений из формул (4) и (5), может быть описан выражением вида:

$$Q = 2Dx\,\overline{\varpi}^3 d_b \left[\frac{d_b + d_u}{2} + d_m\right],\tag{2.12}$$

где  $d_b, d_m, d_u$  - толщины нижнего слоя, ядра и верхнего слоя соответственно. Производная толщины диффузионного слоя вдоль траектории с учетом тех же соотношений оказывается равной:

$$\frac{d\delta_u}{dx} = 2.6 \frac{d}{dx} \left(\frac{1}{\varpi}\right) = \frac{2.6}{3\varpi x} = \frac{\delta_u}{3x}.$$
(2.13)

Произведение

$$\gamma_{u} = Q \times \frac{d\delta_{u}}{dx} = \frac{2}{3} D \,\overline{\omega}^{3} \delta_{u} d_{b} \left[ \frac{d_{b} + d_{u}}{2} + d_{m} \right] = \frac{2}{3} D \frac{2.6^{3}}{\delta^{2}_{u}} d_{b} \left[ \frac{d_{b} + d_{u}}{2} + d_{m} \right]$$
(2.14)

состоит из оцениваемых по материалам полевых исследований составляющих. Соответственно, с помощью оценки этого произведения можно рассчитать расход

$$Q = \gamma_{u} / \frac{d\delta_{u}}{dx}, \qquad (2.15)$$

среднюю скорость в сечении

$$\overline{u} = Q / \left( d_b + d_m + d_u \right), \qquad (2.16)$$

скорость в ядре потока

$$u_{mx} = \overline{u} \frac{\left(d_{b} + d_{m} + d_{u}\right)}{\left[\frac{d_{b} + d_{u}}{2} + d_{m}\right]},$$
(2.17)

угловые коэффициенты наклонов эпюры в нижнем и верхнем гидродинамических слоях

$$\alpha_{b} = u_{mx} / d_{b}, \qquad \alpha_{u} = u_{mx} / d_{u}. \qquad (2.18)$$

Перечисленные операции позволяют получить представление о соотношении конвективного и диффузионного обмена и о гидродинамических характеристиках потоков для стационарной модели изучаемой гидравлической системы. Периодические (сезонные и более низкочастотные) осцилляции положений разделов между зонами обмена, также как сечений и скоростей потоков в рамках такого рода исследований, выявлены быть не могут.

Специфические разномасштабные возмущения полей концентраций Не вызывают процессы спонтанного газовыделения в толщах пород [6]. В осадочном выполнении Прикаспийской впадины эти процессы имеют место. Однако в рамках выполняемой реконструкции они пока не могли быть учтены. Как будет показано ниже, это обстоятельство создаст проблемы в оконтуривании зон концентрирования скоплений и предопределит приоритет других показателей при выполнении этой операции.

Коэффициент диффузии Не в водных растворах подземной гидросферы слабо варьирует по глубине при типичных перепадах температуры и изменчивости структур пористости [3]. В рамках данной работы его значение полагается постоянным и равным 0.1 м<sup>2</sup>/год.

Представление о характере изменчивости поля концентраций гелия, восстановленного с помощью системы трехмерной интерпретации В.И.Аронова, дают построения на рис. 2.2a, 2.3a и 2.4a. На рис. 2.2a демонстрируется сечение полученной модели поля горизонтальной поверхностью с альтитудой -2 км, а на рис. 2.3a и 2.4a представлены вертикальные сечения поля вдоль взаимно перпендикулярных профилей. Профили показаны на рис. 2.2a. На этих же сечениях достаточно схематично построены геологические карта и разрезы соответственно. Интерпретационный алгоритм, использованный для расшифровки подземного водообмена по рассматриваемому распределению, включает следующие блоки.

 Анализ вертикальной изменчивости поля в каждой точке сети. В рамках этого анализа строится кривая распределения концентраций Не по глубине и в её изменчивости выделяется и исключается из дальнейших исследований интервал с равновесными по отношению к атмосферному воздуху концентрациями. Для оставшейся части кривой находятся первая и вторая

производные и строятся их зависимости от глубины. По экстремумам кривой распределения первой производной и точкам перехода через ноль распределения второй производной определяют альтитуды разделов между зонами диффузионного и конвективного обмена (кровли и подошвы диффузионных линз). Сопоставляя участки анализируемой кривой в интервалах конвективного обмена с теоретическими зависимостями (2.1) - (2.3), находят отметки изломов эпюры скорости и восстанавливают качественный профиль распределения скоростей в данном интервале. В ходе этой операции оценивают числа фильтрации и толщины диффузионных слоев по формулам (2.4) для соответствующих отрезков профиля скоростей. На рис. 2.5 представлено распределение концентраций Не по глубине в точке сети с горизонтальными координатами Х=327 км, Y=172 км. На этом же рисунке построены кривые изменения его первой и второй производных и выполнены перечисленные выше операции. В интервалах отметок (-0.9 - -1.22 км) и (-1.7 - -2.3 км) выделились диффузионные подобласти конечной мощности, а на отметке -3.68 км регистрируется кровля диффузионной зоны, вероятно представляющая глобальный раздел между зонами конвекции и диффузии. Безнапорный поток занимает область над кровлей верхней диффузионной "линзы", а два напорных потока (верхний и нижний) - интервалы между диффузионными "телами". Профиль течения нижнего напорного потока содержит ядро, и верхний и нижний - гидродинамические слои. Почти всё сечение последующего напорного потока занимает нижний гидродинамический слой. В безнапорном потоке единственным выделяемым элементом эпюры скорости течения является нижний гидродинамический слой в интервале (-0.6 - -0.9 км). Большая часть сечения этого потока находится в подобласти недешифрируемых "быстрых вод". Оценки чисел фильтрации составили для диффузионного слоя безнапорного потока - 3.0 км<sup>-1</sup>, для нижних диффузионных слоев верхнего и нижнего напорных потоков - 0.95 км<sup>-1</sup> и 0.96 км<sup>-1</sup> соответственно. Значения толщин диффузионных слоев, рассчитанные по формулам (4) для каждого из этих потоков, составили 0.53 км, 1.66 км, 1.66 км соответственно. Численные оценки скоростей потоков получены в ходе последующего этапа обработки. Скорости течения в напорных потоках на порядки ниже, чем в безнапорном, и с увеличением глубины проявления потока резко уменьшаются. Стратиграфическая колонка показывает, как соотносятся напластования разреза с зонами обмена вдоль рассматриваемого сечения.

2. Формирование выборок альтитуд, характеризующих одни и те же кровли и подошвы диффузионных "тел", и толщин нижних диффузионных слоев, относящихся к одним и тем же потокам. Эти выборки состоят из координат съемочной сети и альтитуд или толщин, выделенных в данной вертикальной последовательности точек или рассчитанных для неё в ходе выполнения предшествующего этапа. Корреляция этих характеристик по планшету исследований выполняется при участии интерпретатора в интерактивном режиме работы пакета программ. Выполнение этой операции для изучаемого разреза Прикаспийской впадины показало (рис. 2.26, 2.36 и 2.46), что во всех

точках планшета съемки отмечается глобальный раздел между зонами конвекции и диффузии. Выделены также две надежно коррелируемые регионально представленные диффузионные "линзы". Соответственно в дальнейшем рассматриваются три потока - безнапорный подповерхностный, ложе которого на большей части его простирания представлено кровлей верхней диффузионной линзы, а по границам планшета - непосредственно поверхностью глобального раздела, верхний напорный, занимающий полость между верхней и нижней диффузионными "линзами", и нижний напорный, находящийся в полости между подошвой нижней диффузионной "линзы" и поверхностью глобального раздела. Оба последних потока ответвляются от первого в северной части планшета и вновь сливаются с ним в западной, восточной и южной его частях. Таким образом, все потоки являются элементами единой гидродинамической системы с общим распределением движущих сил.



**Рис. 2.2.** Поле концентраций гелия и распределение водообменных процессов в осадочном комплексе Прикаспийской впадины: а - схема изоконцентраций гелия в горизонтальном сечении с альтитудой -2 км и геологическая карта осадочного выполнения в этом сечении; б - потоки и зоны с различным режимом обмена, вскрываемые этим сечением. А и Б - профили широтного и меридионального разрезов на рис. 3 и 4 соответственно. Шкала рис. 2а - индексация геологического возраста отложений. На шкале рис. 26: 1 - безнапорный поток, 2 - верхний напорный поток, 3 - нижний напорный поток, 4 - диффузионная зона. Штриховые линии на рис. 26 - границы стратиграфических подразделений.



**Рис. 2.3.** Поле концентраций гелия и распределение водообменных процессов в осадочном комплексе Прикаспийской впадины: а - схема изоконцентраций гелия в вертикальном сечении широтного профиля А и геологический разрез в этом сечении; б потоки и зоны с различным режимом обмена, вскрываемые этим сечением. Условные обозначения те же, что и на рис. 2.2. Тонкие ломаные линии на рис. б - границы стратиграфических подразделений.



**Рис. 2.4**. Поле концентраций гелия и распределение водообменных процессов в осадочном комплексе Прикаспийской впадины: а - схема изоконцентраций гелия в вертикальном сечении меридионального профиля Б и геологический разрез в этом сечении; б - потоки и зоны с различным режимом обмена, вскрываемые этим сечением. Условные обозначения те же, что и на рис. 2.2. Тонкие ломаные линии на рис. б границы стратиграфических подразделений.



**Рис. 2.5.** Распределение концентраций гелия по глубине в точке сети с координатами x=327, y=172 и результаты ее интерпретации: 1 - кривая распределения концентраций гелия по глубине, 2 - первая производная этой кривой, 3 - вторая производная этой кривой, 4 - зоны диффузии, 5 - зоны конвекции, 6 - подобласть "быстрых вод", 7 - эпюры скорости потоков. Слева представлен стратиграфический разрез в данной точке сети.

3. Построение поверхностей толщин диффузионных слоев и расчет градиентов изменчивости их рельефа для каждого из выделенных потоков. В рамках этой операции вдоль взаимно перпендикулярных профилей съемочной сети определяют первую и вторую производные и с их помощью находят экстремумы рельефа и экстремумы его первой производной. Первые используют для трассирования осей водоразделов (по максимумам) и дрен (по минимумам). Вторые - для разделения потока в пределах планшета исследований на области водосбора и дренирования. Трассирование выполняется интерпретатором на основе визуального анализа рассматриваемого построения. Для каждой точки сети и для каждой точки экстремума по найденным производным рассчитывают градиент изменчивости рельефа поверхности, который характеризуются абсолютным значением вектора и тремя направляющими косинусами. С помощью соотношений (2.6 – 2.11) и (2.12 – 2.17) рассчитывают расходы и скорости течений по сечениям потоков в точках планшета съемки и в точках экстремумов. На рис. 2.6а представлена карта поверхности толщин диффузионного слоя безнапорного потока, рассчитанных в процессе анализа вертикальных зависимостей в точках съемочной сети. Аналогичные построения выполнены для верхнего и нижнего напорных потоков. Максимальные толщины в обоих потоках отмечаются в северной части планшета в междуречье Урала и Волги вблизи излучины Урала. Рассчитанные скорости течения в кровле гидродинамического слоя безнапорного потока оказались в диапазоне 7\*10-3 - 20 м/год. В ядре течения верхнего напорного потока скорости варьируют в диапазоне 1\*10-4 - 0.6 м/год, в ядре нижнего - в диапазоне 2\*10<sup>-5</sup> - 0.16 м/год. На рисунке показаны направления векторов скорости течения в точках съемки и выделены трассы дрен (осевые линии коррелируемых минимумов рельефа), представляющие линии схождения векторов скорости. За характерную оценку скорости течения в дрене принимают максимальное значение, отмеченное вдоль ее трассы. Оценки скоростей и расходов вдоль линий сопряжения площадей водосбора и дренирования позволяют рассчитать общие дебиты поступающих в каждую дрену вод.

4. Построение структурных поверхностей ложа выделенных потоков с вынесением на них протрассированных дрен и контуров разделов между зонами водосбора и дренирования. Присвоение наименований основным из выявленных дрен. Указание направления течения в дрене и количественных характеристик течения (скоростей и расходов). На рис. 2.66 представлена поверхность ложа безнапорного потока (кровли верхней диффузионной "линзы"), а на рис. 2.7а эта поверхность построена в аксонометрической проекции. На поверхности вынесены линии дрен, и стрелками показаны направления векторов скорости течения в дренах. Аналогичные построения выполнены для верхнего и нижнего напорных потоков, а на рис. 2.76 также в аксонометрической проекции показана по-

верхность ложа нижнего напорного потока (глобального раздела зон диффузии и конвекции). На рис. 2.7 а и б стрелками показаны направления локальных векторов течения в потоках, а на рис. 2.7а в разрезах представлены разделы зон конвекции и диффузии и сечения напорных потоков. Каждый из рассматриваемых потоков содержит сети дрен, имеющие глубокое сходство с обычными речными сетями. В отличие от рек, девиация русел которых происходит в субгоризонтальной плоскости, а направление течения всегда определяется гипсометрическим уклоном поверхности ложа потока, подземные дрены характеризуются трехмерными девиациями с большими перепадами гипсометрических отметок (более 1 км) и течениями как по нисходящим, так и восстающим траекториям. Вдоль разделов зон водосбора рассчитаны расходы вод (м<sup>3</sup>/год), разгружающихся в соответствующие дрены, и оценены их значения в конечных сечениях дрен. На рис. 2.66 у стрелок, демонстрирующих направление течения в дренах, вынесены оценки скорости и расхода, полученные в итоге всех выполненных расчетов. Из этих оценок следует, что сечения дрен характеризуются порядком  $n^*10^4 \text{ м}^2$ , а линейный размер сечения не превышает сотен метров. Так, дрена безнапорного потока юго-восточного направления, занимающая центральную часть планшета, выносит ежегодно через свое конечное сечение 3.7\*10<sup>5</sup> м<sup>3</sup> воды. В этом месте она характеризуется сечением 4.6\*10<sup>4</sup> м<sup>2</sup> и линейным размером сечения порядка 200 м. Это значит, что дрены действительно представляют из себя сугубо линейные образования.

Интервалы разреза отложений, вмещающие рассмотренные выше безнапорный и напорные потоки, не связаны с определенными литостратиграфическими комплексами. Основная загрузка проводящих полостей осуществляется из гигантской линзы интенсивно обновляемых вод (мощность линзы более 3 км), большая часть которой, видимо, находится к северу от планшета съемки. Лишь южная ее оконечность входит в пределы исследованной территории в северо-восточный ее сектор вблизи от излучины Урала. Приуроченность линзы не позволяет связывать ее формирование ни с раскрытием осадочных комплексов на поверхности Земли, ни с ландшафтно- метеорологическими характеристиками территории. Перенос водных масс в проводящих полостях осадочных отложений осуществляется по сложной схеме водораздельно - дренажной дифференциации с разнонаправленным стоком и концентрированием расхода в дренах. При таком переносе не может быть какойто единой зоны разгрузки. Гидравлическая система северного Прикаспия, в рамках выполненных построений, представляется открытой транзитивной частью глобальной циркуляционной сети.



**Рис. 2.6.** Гидродинамические и геометрические характеристики подземных потоков осадочного выполнения Прикаспийской впадины: а - поверхность толщин диффузионного слоя безнапорного потока с полем направлений векторов скоростей и трассами дрен; б - поверхность ложа безнапорного потока с трассами дрен. Шкала к рис. ба - индексация толщин диффузионного слоя, шкала к рис. бб - индексация отметок ложа безнапорного потока, стрелки у дрен - направления течения в дренах, цифра у основания стрелки - скорость течения (м/год), цифра у завершения стрелки - расход через дрену (тыс. м<sup>3</sup>/год).



**Рис. 2.7.** Аксонометрические проекции поверхности ложа потоков: а - безнапорного потока; б - нижнего напорного потока. Маленькие стрелки - местные направления вектора скорости, линии на поверхности ложа - дрены, большие стрелки - направления течения в дренах. Индексация зон обмена и потоков такая же, как на шкале к рис. 2.2.

#### 2.6.2. Методика выделения зон продуцирования и потребления компонентов водного раствора по пространственной изменчивости их концентраций и реконструированной схеме обменных процессов

Континуальность пустотного пространства и первичная насыщенность его водным раствором дают основания полагать, что распределения концентраций растворенных компонентов в подземных водах подчиняются уравнению конвективной диффузии, которое при принятой гипотезе о постоянстве коэффициента диффузии может быть представлено в следующем виде:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + v\nabla C = D\nabla^2 C + F , \qquad (2.19)$$

где С – концентрация компонента, v – скорость течения раствора, D – коэффициент диффузии компонента в растворе, F –обильность источников (стоков) компонента,  $\nabla = i \frac{\partial}{\partial x} + j \frac{\partial}{\partial y} + k \frac{\partial}{\partial z}$  - символ градиента,  $\nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2}$  - лапласиан, i, j, k – единичные векторы соответствующих направлений. В стационарном приближении при известных распределениях C и v и значении D оценка F может быть найдена непосредственно из соотношения (2.19):

$$F = v\nabla C - D\nabla^2 C . \tag{2.20}$$

Оценивание обильностей источников метана, азота и двуокиси углерода в каждой точке регулярной сети состояло в нахождении первой и второй производных их распределений по всем координатным напрвлениям, в вычислении произведений первых производных на соответствующие составляющие скорости и векторном их суммировании, в вычислении лапласиана и умножении его на коэффициент диффузии, принятый равным 0.03 м<sup>2</sup>/год для всех этих компонентов. Вычисление обильностей распространено и на область "быстрых вод". Скорости потоков в этой части разреза рассчитывались путем экстраполяции последних отрезков эпюр течения на рассматриваемую область.

На рис. 2.8 показано горизонтальное сечение полученных распределений обильностей источников (стоков) метана (а), двуокиси углерода (б) и азота (в) на отметке –1 км. На рис. 2.9 и 2.10 (а, б. в) представлены вертикальные сечения этих же распределений вдоль взаимно перпендикулярных широтного и меридионального профилей, показанных на рис. 2.8. Наряду с обильностями на срезах демонстрируются сечения зон диффузии и конвекции, а на вертикальных срезах - и стратиграфические подразделения осадочного комплекса.



зоны продуцирования компонента, 4 – зоны потребления компонента. Линии в зонах продуцирования и потребления – изообильности источников (красные) и стоков (синие). Цифры у линий – значение изообильности\*10<sup>6</sup> лет<sup>-1</sup>, 5 – зоны метанона-Рис. 2.8. Зоны продуцирования и потребления метана (а), двуокиси углерода (б), азота (в) в горизонтальном сечении с альтитудой –1 км и геологическая карта в этом сечении (д). Условные обозначения: 1 – зоны конвекции, 2 – зоны диффузии, 3 – копления, 6 – установленные залежи углеводородов. Индексация стратиграфических подразделений – та же, что и на рис. 2.2.
В горизонтальном срезе вскрывается верхняя из диффузионных линз, а также безнапорный и верхний напорные потоки (рис. 2.8). В западной части планшета линза представлена расходящимися гребнями, один из которых характеризуется близмеридиональным простиранием и прослеживается на всю ширину планшета. В юго-восточной части планшета она представлена сложноконтурным образованием с внутренней лакуной. По внешним границам контуры диффузионной зоны омываются безнапорным потоком, во внутренних лакунах вскрыты воды верхнего напорного потока.

Изоповерхность "ноль" каждого из рассматриваемых распределений подразделяет исследуемые области на зоны преимущественного влияния продуцирования и потребления. На рисунках 2.8 – 2.10 показаны те изоповерхности полей обильностей (как со стороны отрицательных, так и со стороны положительных значений), которые составляют не менее 20% от пиковых обильностей источников и стоков. Зоны продуцирования рассматриваемых компонентов (рис. 2.8) буквально прилепились к разделам между зонами конвективного и диффузионного обмена, то есть их локализация, как это подчеркивалось выше, действительно контролируется пространственным положением конвективного и диффузионного пограничных слоев. Эта приуроченность характерна как для границ внешних контуров, так и для береговых линий лакун. Максимумы обильностей в зонах продуцирования, как правило, находятся в приграничной области конвективного обмена, но сами зоны простираются глубоко и в пределы диффузионных областей. В эпицентрах зон на горизонтальном срезе обильности источников всех трех компонентов характеризуются близкими значениями ~ 1\*10<sup>-6</sup> лет<sup>-1</sup> при характерных средних значениях обильностей источников ~ 1\*10<sup>-8</sup> лет<sup>-1</sup>. Анализ исследуемых сечений показывает, что зоны продуцирования метана и двуокиси углерода пространственно либо совпадают, либо имеют широкие области перекрытия, хотя положение максимумов их обильностей, как правило, не совпадает. Контуры зон продуцирования азота размещены по внешней периферии зон метанообразования, и иногда очень четко совпадают с зонами метанопотребления. И, наоборот, с зонами метанообразования пространственно совпадают зоны интенсивного азотопотребления.

Зоны потребления метана расположены в пределах безнапорного потока, так или иначе сопрягаясь со скоростными участками потока. Общая для метана, азота и двуокиси углерода зона интенсивного потребления расположена в юго-западном углу планшета. Обильности стоков в эпицентрах зон поглощения почти на порядок превосходят аналогичные обильности источников.



**Рис. 2.9.** Зоны продуцирования и потребления метана (а), двуокиси углерода (б), азота (в) в вертикальном сечении по профилю А –А рис. 2.8. Условные обозначения: 1 – подобласть быстрых вод, 2 – стратиграфические разделы, остальные обозначения те же, что и на рис. 2.8.

Чрезвычайно интересная область превращений регистрируется в интервалах разреза с координатами X – 200 – 400 км, Y – 200 – 500 км, на глубинах от 1500 м и далее (рис.2.11б). Симметричная в меридиональном и широтном направлениях зона азотообразования диаметром ~ 100 км с эпицентром в отметке с координатами X=267 км, Y=418 км, Z=2000 м занимает интервал разреза от 1700 до 2400 м (рис. 2.9в и 2.10в). Она характеризуется ураганным (для исследованных напластований) значением обильности источников в эпицентре  $3*10^{-5}$  лет<sup>-1</sup> (при среднем по исследованным напластованиям значении ~  $2*10^{-8}$ лет<sup>-1</sup>). С этой зоной буквально совпадают зоны потребления метана и двуокиси углерода с обильностями стоков в том же эпицентре, равными 8\*10<sup>-5</sup> и 1.3\*10<sup>-6</sup> лет<sup>-1</sup> соответственно. Эта зона азотообразования-метанопотребления подстилается симметрично расположенной зоной метанообразования-азотопотребления с эпицентром в отметке Х=267 км, Y=418 км, Z=3000 м и с обильностями источников метана 1\*10<sup>-5</sup> лет<sup>-1</sup> и стоков азота 3\*10<sup>-5</sup> лет<sup>-1</sup>. Последнее значение также является ураганным для исследованных напластований. С эпицентром рассматриваемой зоны совпадает и локальный максимум обильности источников двуокиси углерода, равный 8\*10<sup>-7</sup> лет<sup>-1</sup>.

Эта область чередования превращений расположена в протоке со сложным сечением (рис. 2.9), кровля которой представлена подошвой верхней диффузионной линзы, а подошва составлена из кровель глобального раздела и нижней диффузионной линзы. Характерным для данной части протоки является большой линейный размер сечения, превосходящий 2.5 км. Эта протока соседствует с другой, меньшего сечения, заключенной между нижней диффузионной линзой и глобальным разделом. На рис.2.11 представлен профиль течения (а) вдоль вертикального направления в точке пересечения рассматриваемых профилей (X=267 км, Y=418 км) вместе с распределениями обильности рассматриваемых компонентов (б), коэффициента метастабильности и избыточного над гидростатическим давлением (в) (о них речь пойдет ниже). В соответствии с этими построениями эпюра скорости в рассматриваемом сечении резко ассиметрична, скорость нарастает от ложа до кровли потока и достигает значения 1 м/год, что для верхнего напорного потока выглядит высоким значением. Зоны продуцирования-потребления формируют гармоническое чередование на этом отрезке, причем обильности метана и азота представлены противофазными гармониками убывающей амплитуды, а обильность двуокиси углерода – почти правильной синусоидой, софазной с гармоникой метана. Максимумы обильностей ассоциируются с интервалом высоких скоростей течения, и амплитуды гармоник метана и азота убывают по мере уменьшения скорости. Это соотношение подтверждает отмечавшуюся выше связь между скоростями обновления и превращения, подчеркивая, вместе с тем, роль более тонких механизмов саморегуляции в пространственном размещении реакций.



**Рис. 2.10.** Зоны продуцирования и потребления метана (а), двуокиси углерода (б), азота (в) в вертикальном сечении по профилю В– В рис. 2.8. Условные обозначения те же, что и на рис. 2.8 и 2.9.



та (3) (в) в точке с горизонтальными координатами X = 267 км, Y = 418 км. Вертикальной штриховкой выделены интервалы диффузионного обмена. азота (3) (б) и распределения по глубине избыточного давления (1), коэффициента метастабильности (2), начального градиен-

Накопление рассматриваемых компонентов наиболее вероятно на участках пересечения зон их продуцирования с зонами диффузионного обмена. Эти пересечения могут рассматриваться как стержневые части зон накопления. Реальные контуры этих зон должны выходить за пределы пересечений. К категории потенциальных зон накопления, диагностируемых с меньшей уверенностью, могут быть отнесены все области перекрытия позитивных обильностей с диффузионными зонами. На рис. 2.8a, 2.9a и 2.10a, показаны отмеченные пересечения. Сюда же специальным значком вынесены установленные на сегодняшний день месторождения углеводородов, расположенные вблизи от отметки сечения –1 км и от плоскостей разрезов. Соотношения между положениями выделенных зон и установленных залежей дают основания полагать, что они все находятся в пределах общих объемных контуров, которые и заключают в себе зоны концентрирования скоплений.

#### 2.6.3. Методики оценивания коэффициента метастабильности и избыточного над гидростатическим давлением

Коэффициент метастабильности и избыточное давление являются непосредственными индикаторами подготовки и реализации фазового перехода – спонтанного газовыделения, и изменчивость их распределений целесообразно анализировать совместно.

Как уже отмечалось в первом разделе настоящей работы, устойчивость раствора относительно спонтанного газовыделения для системы метан – раствор определяется положением концентрации метана (С) относительно двух характерных значений – растворимости ( $C_{\rm кр}$ ) и достижимого пресыщения ( $C_{\rm нкр}$ ). Величина

$$\kappa = \frac{C - C_{\kappa p}}{C_{\kappa p} - C_{\kappa p}} = \frac{C / C_{\kappa p} - 1}{\delta - 1}$$
(2.21)

именуется обычно коэффициентом метастабильности для такого рода бинарных систем. Значение ноль этого коэффициента характеризует насыщенные растворы, отрицательные значения представляют область недонасыщенных растворов и фазово-устойчивых состояний, положительные – область пресыщенных растворов и метастабильных состояний. Поскольку и растворимость, и достижимое пресыщение – функции параметров состояния, содержания и состава солей в растворе, пространственная изменчивость этого коэффициента в растворах пустотного пространства позволяет судить об их устойчивости относительно газовыделения независимо от вариаций отмеченных характеристик.

Как ранее уже подчеркивалось, основной вклад в спонтанное газовыделение вносит развитие полей метана, азота, двуокиси углерода и сероводорода. Однако, до настоящего времени не существовало методик представительного опробования подземных вод на содержание сероводорода из-за химической агрессивности этого компонента, и в анализируемых выборках его концентрации не представлены. Поэтому получаемые оценки коэффициента метастабильности, учитывающие только первые три из перечисленных компонентов, могут быть заметно занижены в зонах продуцирования сероводорода, что еще раз подчеркивает целесообразность анализа изменчивости этого показателя в тандеме с изменчивостью избыточного давления. Эффективная растворимость для газа, состоящего из метана, азота и двуокиси углерода, в условиях нахождения раствора представляется суммой вида:

$$\overline{C}_{\kappa p} = \sum_{i=1}^{3} \omega_i C^i_{\kappa p}, \qquad (2.22)$$

где  $\overline{C}_{\kappa p}$  - эффективная растворимость,  $\omega_i$  - весовой множитель i-ого компонента (метана, азота, двуокиси углерода),  $C^i_{\kappa p}$  - растворимость i-ого компонента (метана, азота, двуокиси углерода). Растворимость каждого из изучаемых компонентов рассчитывается по справочным изданиям [29] с помощью соотношения:

$$C_{\kappa p}^{i} = \frac{1244}{K_{i}(P, T, M)} \left( \rho - \frac{Q}{1000} \right), \qquad (2.23)$$

где  $K_i(P,T,M)$  – константы фазового равновесия каждого из компонентов при данных давлении, температуре и минерализации,  $\rho$  – плотность раствора, Q – суммарный вес солей (г) в 1 литре раствора. Весовой множитель оценивается по формуле:

$$\omega_i = \frac{C_i K_i (P, T, M)}{\sum C_i K_i (P, T, M)},$$
(2.24)

где C<sub>i</sub> – измеренные (восстановленные) концентрации каждого из компонентов в данной точке.

Достижимое пресыщение рассчитывается по формуле (1.13) первой части настоящей работы, то есть предполагается, что поверхностное натяжение фазового раздела не зависит от состава газа и не отличается от такового для системы воздух- вода при данных температуре и минерализации раствора.

С помощью полученных оценок растворимости и пресыщения для каждой точки регулярной сети по формуле (2.21) рассчитывается коэффициент метастабильности.

Избыточное над гидростатическим давлением определяется с помощью сопоставления вертикальных распределений восстановленного давления в каждой точке планшета с гидростатической компонентой, рассчитываемой по вертикальному распределению восстановленной плотности. Разность между этими составляющими в каждой точке планшета и представляет искомую оценку избыточного давления.



Рис. 2.12. Распределение избыточного давления и коэффициента метастабильности в горизонтальном сечении с альтитудой –1 км (а) и в вертикальных сечениях вдоль профилей A (б) и B (в). Толстые линии – сечения изоповерхностей избыточного давления (МПа), тонкие линии - сечения изоповерхностей коэффициента метастабильности, окрашены области положительных значений коэффициента.

На рис. 2.12а, б, в представлены распределения коэффициента метастабильности и избыточного давления в рассмотренных в предшествующем разделе сечениях. Изменчивость обоих распределений действительно тесным образом сопряжена, однако максимумы коэффициента не распределены равномерно по обрамлению зон повышенных значений избыточного давления, как это можно было бы ожидать, а занимают некоторые места на их "склонах". Для изолиний коэффициента нижних разрядов (<0.5) характерны шлейфоподобные удлинения. В областях полифазного насыщения, ассоциируемых с участками выпуклого поля аномальных зон избыточного давления, значение коэффициента асимптотически должно приближаться к нулю, то есть диагностировать фазово-равновесное состояние системы раствор-газ. Отрицательные значения коэффициента, отмечаемые на этих участках, скорей всего, являются следствием недоучета каких-то компонентов, играющих важную роль в формировании фазовой нестабильности систем. В рассматриваемых случаях этим недоучтенным компонентом является сероводород. И приуроченность максимумов коэффициента, и шлейфоподобные формы поверхностей, ограничиваемых изолиниями нижних положительных разрядов, и очень широкие области, занимаемые положительными значениями этого параметра в общем поле его значений, видимо, являются следствием "стравливания" материала из зон полифазного насыщения. Области фазовой нестабильности более локального характера проявляются на фоне изменчивости коэффициента, обуславливаемой этим процессом.

Построения на рис. 2.11в позволяют связать распределения коэффициента метастабильности и избыточного давления с распределением превращений вдоль рассмотренного ранее вертикального направления. В распределении коэффициента на интервале положительных значений два последовательных максимума разделяются промежуточным минимумом. Такой характер распределения свидетельствует о двух источниках формирования фазовой нестабильности. Первый из них (верхний) естественно связывать с азотопродуцированием. Отметка пика обильности источников азота почти совпадает с отметкой максимума коэффициента метастабильности. К этому же интервалу приурочен локальный малоамплитудный (0.3 МПа) максимум избыточного давления. Совокупность рассматриваемых материалов дает основания заключить, что азотопродуцирование обеспечивает газовыделение на интервале глубин примерно от -1.5 км до -2.1 км (отметки определяются по экстремумам кривой градиента избыточного давления), что газонасыщенность в локальном максимуме избыточного давления может достигать значения 0.3/500=0.0006 (мы, как и ранее, полагаем модуль объемного сжатия равным 500 МПа) и что в интервале –1.5 - -1.7 км, где зона газовыделения и область диффузионного обмена перекрываются, возможно формирование небольших газовых залежей, преимущественно азотных по составу. Второй из рассматриваемых максимумов коэффициента (нижний) локализуется в интервале (-2.5 - -4 км) между пиками обильности метанопродуцирования (-3 км) и градиента давления (-3.6 км) на склоне очень высокоамплитудной (>13 МПа) зоны, максимум которой лежит

за пределами прослеженного интервала. Подчеркиваемое положение экстремума позволяет предположить, что его формирование связано и с рассмотренной ранее зоной продуцирования метана, и с вероятным стравливанием газожидкостной смеси из подлежащей зоны полифазного насыщения. Об этом же свидетельствует и его амплитуда. Сам максимум производной избыточного давления может рассматриваться как индикатор положения верхней границы области полифазного насыщения. Эта область (рис. 2.9 и 2.10) расположена буквально на разделе между зонами конвективного и диффузионного обмена, погруженного на глубины, превышающие 4-х километровые отметки. Она связана с недооконтуренной снизу зоной поликомпонентного продуцирования. Обильности источников метана и азота в практически совпадающих пространственно эпицентрах их образования у южной границы раздела в 4-х километровом горизонтальном сечении (см. рис. 2.17) достигают значений 1\*10<sup>-7</sup> лет<sup>-1</sup>. Очевидно, в этой же области расположена зона продуцирования сероводорода. Если, как и ранее, принять модуль объемного сжатия равным 500 МПа, то газонасыщенность в эпицентре области должна достигать значения, превышающего 17/500=0.034. Значение градиента избыточного давления равно 0.0103 МПа/м, что примерно соответствует градиенту напора 1.03, есть свидетельство очень высоких удерживающих способностей перекрывающих (вероятно, и подлежащих) толщ по отношению к возбужденным полифазным флюидам. Итак, построения на рис. 2.11в и 2.12 показывают, что все вертикальные распределения (профиль скорости течения, кривые обильностей источников и стоков метана, азота, двуокиси углерода, коэффициента метастабильности и избыточного давления) взаимно обусловлены и связаны. Они свидетельствуют о несомненных перспективах изучаемого разреза на возможность обнаружения газовых залежей различного состава в глубинном интервале свыше 1.6 км.

Рассмотренный выше пример показывает также, что существует возможность характеризации подземной среды по способностям выдерживать избыточные давления, то есть, по существу, по масштабам резервов газа, которые могут быть удержаны в тех или иных частях напластований. Хотя пространственная изменчивость градиентов избыточного давления едва ли может ассоциироваться с изменчивостью распределения начальных градиентов, однако нет оснований считать, что повсеместно в подземной среде существуют предпосылки для достижения выдерживаемых порогов такого давления и она, несомненно, может быть использована для дифференциации напластований по рассматриваемому признаку. Напомним, что в соответствии с построениями первого раздела настоящей работы, максимальный запас удерживаемого газа, достигающийся к началу шестой (квазистационарной) стадии развития полифазной системы, определяется именно вторым пороговым градиентом удерживания. Поэтому предлагаемая дифференциация выполняет функции классифицирования отложений данного глубинного интервала по возможностям обнаружения наиболее крупных (для данного интервала) месторождений.

Практическое нахождение оценок градиента в точках регулярной сети осуществляется нахождением первых производных избыточного давления вдоль координатных осей и их векторным суммированием. Положительная величина:

$$\nabla P = \sqrt{\left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial P}{\partial y}\right)^2 + \left(\frac{\partial P}{\partial z}\right)^2} \quad , \tag{2.25}$$

где Р - избыточное давление, и есть искомая оценка.

На рис. 2.13а, б показаны распределения градиента в горизонтальных сечениях на отметках -1 км и -4 км, а на рис. 2.14а, б представлены распределения этого же показателя в изученных ранее вертикальных широтном и мерилиональном сечениях. Все построения выполнены вместе с соответствующими схематическими геологическими картами и разрезами. Из анализа этих построений непосредственно следует, что напластования бассейна резко дифференцированы по удерживающим способностям, и такая дифференциация характеризует как горизонтальные, так и вертикальное направления. В сечении на километровой отметке выделяются три основных зоны удерживания - две на западе (южная и северная) и одна обширная на востоке планше-Максимальное значение градиента, характеризующее эпицентры раста. сматриваемых зон, оценивается значением 2\*10<sup>-3</sup> МПа/м. Четкой связи между положением этих зон и стратиграфической дифференциацией на изучаемом срезе не наблюдается, хотя восточная зона и совпадает пространственно с выходами пермских отложений на эту плоскость. Нет оснований и для увязывания этих зон с зонами диффузионного обмена, хотя две западные зоны удерживания находятся преимущественно в пределах диффузионного гребня и совпадают с ним по простиранию. На 4-х километровом горизонтальном срезе также можно выделить 4 зоны удерживания, причем в эпицентре одной из них градиент достигает оценки 0.01 МПа/м, в эпицентрах других его оценки лежат в диапазоне 1-3\*10<sup>-3</sup> МПа/м. Также как и в предшествующем случае связи между стратиграфической дифференциацией и положением зон в рассматриваемом сечении не устанавливается, хотя в основной своей части они ассоциированы с зонами диффузии. Построения на разрезах (рис. 2.14а и б) показывают, что рассматриваемые зоны (оконтуриваемые, скажем, изолинией 0.001) рисуются в виде последовательностей линз, перемежаемых слоями с более низкими возможностями удерживания. Связи между стратиграфической последовательностью напластований и положением линз в разрезе, как и ранее, не устанавливается.



**Рис.2.13.** Распределение начального градиента в горизонтальных сечениях с альтитудами –1 км (а) –4 км (б). Толстым штрихом показаны границы стратиграфических подразделений в рассматриваемых сечениях.



**Рис. 2.14.** Распределение начального градиента в вертикальных сечениях по профилям A (а) и B (б). Коричневые ломаные линии – границы стратиграфических подразделений.

С рассмотренной возможностью тесно связана другая - выделение в напластованиях зон наиболее высокой проводимости, точней, дифференциация конвективной зоны напластований по проводимости. Если принять гипотезу, что рассмотренное выше поле градиентов избыточного давления есть поле начальных градиентов, то в качестве меры проводимости в каждой точке регулярной сети можно рассматривать величину, определяемую следующей зависимостью:

$$\kappa = \frac{v}{\nabla P - \nabla P_{i\dot{a}^{\pm}}},\tag{2.26}$$

где  $\kappa$  - проводимость,  $\nabla P$  -градиент давления,  $\nabla P_{i\dot{a}+}$  - начальный градиент, v - скорость течения. Величина проводимости оценивалась для каждого координатного направления и векторным образом суммировалась. При преобразовании градиентов давления в градиенты напора ее размерность равнялась (м/год). Расчеты выполнены для всех точек трехмерной сети с использованием в том числе и экстраполированных в область "быстрых вод" значений

скорости.

Характерный диапазон проводимостей для безнапорного потока в экстраполированной области n\*(10<sup>3</sup> -10<sup>5</sup>) м/год. Отдельные оценки достигали первых единиц в порядке 10<sup>6</sup> м/год. Характерные значения для оценок проводимости в ядерных частях верхнего напорного потока - от десятков до тысяч м/год. В нижнем напорном потоке верхний предел скорости находится в порядке 10<sup>2</sup> м/год, характерные значения - единицы и десятки м/год. На рис.2.15а, б, в представлены распределения полученных оценок проводимости в рассмотренных ранее однокилометровом горизонтальном и взаимо перпендикулярных вертикальных сечениях. Почти весь горизонтальный срез (рис. 2.15а) занят областями конечной и высокой (>10<sup>4</sup> м/год) проводимости, причем именно с последними совпадают зоны интенсивного потребления метана (рис. 2.8а). Нельзя не подчеркнуть, вместе с тем, что подземная среда резко дифференцирована по проводимости (вариация составляет 0-10<sup>6</sup> м/год) и что эта дифференциация никак не коррелирована со стратиграфической последовательностью выходов отложений на рассматриваемую плоскость. Построения в вертикальных сечениях (рис. 2.15 б и в) показывают, что, наряду с приповерхностной подобластью сплошной высокой проводимости (так или иначе коррелируемой с поверхностью подошвы быстрых вод), в напластования разреза включены отдельные линзовидные полости высокой и повышенной проводимости, причем одна из них совпадает с рассмотренной выше зоной активного продуцирования азота, а некоторые другие - с зонами интенсивного потребления метана. Эти полости также трудно коррелировать с какими-либо особенностями стратиграфической дифференциации разрезов.



**Рис. 2.15.** Распределение проводимости (м/год) в горизонтальном сечении с альтитудой –1 км (а) и в вертикальных сечениях по профилям А (б) и В (в). Серой заливкой показаны зоны диффузии.

В работе [15] подчеркивалось, что породам не может быть приписана такая аттрибутирующая их характеристика, как проводимость (коэффициент фильтрации, проницаемость, гидродинамическая дисперсия и т.д.). Измеренные значения проводимости не могут быть экстраполированы на область распространения данной литологической разности и относятся к категории не интерполируемых величин. Это положение определяется тем, что совокупность точечных оценок проводимости, а, тем более, единичное ее значение в принципиальном плане не в состоянии характеризовать поровый канал, вмещающий некую элементарную трубку тока. Действительно, проводимость каждого такого канала есть функция его траектории, длины и минимального из сечений, с необходимостью преодолеваемого вдоль его траектории. В силу несопоставимости линейных характеристик канала и линейных размеров зон испытания при экспериментальном оценивании проводимости, гидродинамическая характеризация подземных сред с помощью таких оценок невозможна. И это не зависит от того, каким методом получают эти оценки - лабораторными ли исследованиями, пробными откачками или снятием кривых продуктивности и приемистости. Подчеркиваемая выше некоррелированость положения проводящих зон и стратиграфической дифференциации разреза в полном объеме подтверждает высказанные соображения. Она показывает, что основным средством дифференциации подземной среды по проводимости остается анализ пространственной изменчивости химического состава растворов пустотного пространства.

#### 2.6.4. Методика выделения зон концентрирования скоплений углеводородов

Как показал выполненный анализ, все индикаторы процессов потенциального газонефтеобразования и устойчивости скоплений углеводородов (разделы между зонами конвективного и диффузионного обмена, зоны продуцирования, зоны фазовой неустойчивости, зоны избыточного давления, зоны удерживания и зоны проводимости) характеризуются достаточно большими линейными размерами, существенно превосходящими вероятные характеристики скоплений. Желательно по возможности сузить контур наиболее перспективных участков толщ, опираясь на всю совокупность данных. Промышленность интересуют не все скопления, а только те, разработка которых экономически эффективна. Поэтому целесообразной является очередность в открытии месторождений - первыми следует выявлять наиболее крупные из них, с продукцией наиболее высокого качества, которые оправдывали бы формирование инфраструктуры добывающего комплекса региона. По мере развития последней и месторождения с худшими исходными параметрами – меньшими запасами, с вредными примесями, более труднодоступные и т.д. – также могут оказаться в категории прибыльных. Их обнаружение,

соответственно, есть задача последующего этапа, выполняемого параллельно с подготовкой и введением в эксплуатацию ранее открытых скоплений.

В рамках такого подхода к категории первых из выявляемых объектов в последовательности напластований должны быть отнесены зоны удерживания – рассмотренные в предшествующем разделе замкнутые области повышенных значений начальных градиентов. Наиболее крупные месторождения, гиганты и сверхгиганты должны быть связаны именно с такими зонами. Нетрудно показать, что между запасами газа месторождения ( $W_0$ ), его размерами (площадью (s) и высотой столба продуктивности (h)), глубиной залегания водно-газового контакта (d) и начальным градиентом (J, выраженном в единицах напора) должна существовать следующая приближенная зависимость:

$$W_0 = \frac{sh}{\beta} (d + J \times l), \qquad (2.27)$$

где 1 – толщина удерживающего пласта,  $\beta$  - размерная константа, близкая к значению 100 м, если полагать пористость вмещающей среды, равной 0.1. То есть ресурсы месторождения прямо пропорциональны комплексу  $s \times J \times l$ , и выделение зон с повышенными значениями входящих в комплекс характеристик и есть путь локализации искомых скоплений.

На рис. 2.16а и 2.17а (горизонтальные сечения на отметках –1 км и –4 км) и на рис. 2.18а и 2.19а (рассмотренные ранее разрезы) встречной косой штриховкой и красным цветом показаны области, ограничиваемые изолинией 0.01 начального напора. Оконтуренные таким образом зоны формируют изолированные пятна различных форм и размеров на картах и отдельные связанные и не связанные штоки и линзы в разрезах. Линейные характеристики этих пятен оцениваются первыми сотнями и десятками км, мощности – от первых сотен метров до первых единиц км. Максимальное значение начального градиента в самой мощной из рассматриваемых зон (мощность почти 2 км), расположенной вблизи Астраханского свода с эпицентром на глубинах около 4 км, достигает единицы.

Следующий шаг на пути к локализации скопления – выделение зон полифазного насыщения. Однозначных критериев выделения таких зон нет. С определенной долей условности в эту категорию отнесены части зон избыточного давления с выпуклой изменчивостью поля. Контуры этих зон в сечениях на рис. 2.16а – 2.19а отмечены горизонтальной штриховкой и оранжевым цветом, и, соответственно, области перекрытия встречной косой штриховки и горизонтальной (красного и оранжевого цветов) определяют зоны предпочтительного обнаружения крупных месторождений. Линейные характеристики зон полифазного насыщения в плане – первые сотни и десятки километров, в разрезе – от сотен метров до единиц километров.



**Рис. 2.16.** Выделение зон концентрирования скоплений углеводородов в горизонтальном сечении с альтитудой –1 км (а) и геологическая карта этого сечения с выделенными зонами (б).

Условные обозначения к рис (а):. 1 - зоны конвекции; 2 – зоны диффузии; 3 – зоны удерживания; 4 – зоны полифазного насыщения; 5 – зоны метанопродуцирования; 6 – зоны фазовой неустойчивости; 7 –установленные скопления углеводородов.

Условные обозначения к рис. (б): 1 – земли возможного обнаружения скоплений – "гигантов"; 2 – 3 – земли возможного обнаружения рядовых скоплений, увеличение номера градации – уменьшение перспектив обнаружения; 4 - установленные скопления углеводородов. Индексация стратиграфических подразделений – та же, что и на рис. 2.2.



**Рис. 2.17.** Выделение зон концентрирования скоплений углеводородов в горизонтальном сечении с альтитудой –4 км (а) и геологическая карта этого сечения с выделенными зонами (б).

Условные обозначения и индексация стратиграфических подразделений – те же, что и на рис. 2.16.



**Рис. 2.18**. Выделение зон концентрирования скоплений углеводородов в вертикальном сечении про-филя A – A рис. 2.16 (а) и геологическая карта этого сечения с выделенными зонами (б). Условные обозначения и индексация стратиграфических подразделений – те же, что и на рис. 2.16.



**Рис. 2.19.** Выделение зон концентрирования скоплений углеводородов в вертикальном сечении профиля В – В рис. 2.16 (а) и геологическая карта этого сечения с выделенными зонами (б). Условные обозначения и индексация стратиграфических подразделений – те же, что и на рис. 2.16.

Дальнейшее сужение потенциальных зон локализации такого рода залежей возможно на основе дифференциации выделенных контуров по обменным процессам. Более перспективными следует считать те части этих областей, которые находятся в диффузионных зонах. На рис. 2.16а – 2.19а они выделяются как области наложения контуров с двойной штриховкой и участков светло-серого тона, которым идентифицируются зоны диффузии. Совпадение или соседство оконтуренных таким образом зон с зонами метанопродуцирования и с зонами фазовой неустойчивости подчеркивает обоснованность их выделения.

На рис. 2.166 – 2.196 темно-синим цветом показаны зоны вероятного концентрирования "крупных" скоплений, оконтуренные с помощью перечисленных операций. На однокилометровом срезе в восточной части планшета выделена одна такого рода зона небольших размеров и сложных очертаний. Из построений на рис. 2.18а (широтный разрез) видно, что ее положение контролируется "замковой" частью верхней диффузионной линзы. Линза обрамлена небольшим овалом зоны полифазного насыщения и заключена между языками зон удерживания с начальными градиентами, ограниченными значением 0.2. Площадь зоны порядка - 8\*10<sup>9</sup> м<sup>2</sup>, мощность где-то около 200 м. Возможный удерживаемый ресурс этой зоны  $W_0=8*10^{9*}(1000 + 0.2*200)=8.32*10^{12} \text{ м}^3$ . Из построений на рис.2.186 следует, что рассматриваемая зона приурочена к отложениям перми и триаса в области их раздела.

На четырехкилометровом горизонтальном срезе (рис. 2.17а) уверенно выделяются две такого рода зоны - юго-западная и восточная. Очень крупная юго-западная зона примыкает к южному берегу лакуны конвективного обмена и неширокими полосами обрамляет значительные части западного и восточного ее берегов. Размер площади зоны в рассматриваемом сечении составляет около  $5*10^{10}$  м<sup>2</sup>. Из построений на рис. 2.18а и 2.19а (широтный и меридиональный разрезы) следует, что снизу зона осталась не оконтуренной, но мощность ее может достигать 2000 м. Максимальное значение начального градиента в ее пределах равно единице, мощность пачки удерживания составляет не менее 3000 м. Возможный удерживаемый ресурс  $W_0=5*10^{10}*20*(4000$ +0.5\*3000)=5.5 \*10<sup>15</sup> м<sup>3</sup>. При расчете ресурса положено, что характерным для пачки удерживания начальным градиентом является значение 0.5.

Восточная зона связана с зонами полифазного насыщения и удерживания, характеризуемыми и меньшими размерами, и меньшими давлениями, и меньшими начальными градиентами. Форма и размеры этой зоны определяются линейными характеристиками зоны удерживания. В плоскости широтного разреза ее контур представлен изогнутой полосой переменной ширины. Протяженность зоны по вертикали достигает 1.2 км. Линейные размеры зоны в четырехкилометровом срезе примерно 100\*150 км<sup>2</sup>, начальный градиент в ее пределах достигает значения 0.2. Возможный ресурс составляет примерно 2\*10<sup>14</sup> м<sup>3</sup> газа. Эта зона также приурочена к придонной области конвективной впадины, сечение которой трекилометровым горизонтальным срезом показано на рассматриваемом рисунке штриховой линией.

В плоскостях разрезов выделяется еще ряд зон концентрирования крупных скоплений, не отразившихся в горизонтальных сечениях. В широтном разрезе (рис. 2.18а) в западном его окончании в интервале глубин примерно от 1000 до 3000 м оконтурены две сепарированные друг от друга маломощные линзоподобные зоны у разделов зон диффузии и конвекции, связанные с общей зоной полифазного насыщения и удерживания. В меридиональном разрезе (рис. 2.19а) можно выделить четыре такие зоны. Наиболее интересная из них лежит на северном продолжении самой крупной из рассмотренных ранее зон в интервале глубин от 3 до 4 км. Она представляется слегка наклонной линзой протяженностью до 150 км и мощностью до 300 м. Давление в ее пределах достигает значения 3 МПа, максимальное значение начального градиента в удерживающей пачке составляет 0.3, зато мощность самой удерживающей пачки оценивается значением 2.5 км. Рассматриваемая зона распласталась вдоль глобального раздела между областями конвективного и диффузионного обмена. Прямо над этой зоной на глубинах 1.3 – 1.6 км лежит маломощная зона, давление в пределах которой не достигает и 1 МПа, а начальный градиент равен 0.1. Положение зоны контролируется подошвой верхней диффузионной линзы. Следующие две зоны выделены у южной оконечности разреза. Верхняя из них представлена линзой протяженностью до 100 км и мощностью до 300 м, положение которой также контролируется подошвой верхней диффузионной линзы. Давление в ее пределах достигает 1 МПа и максимум начального градиента оценивается значением 0.3. Нижняя также представлена небольшой линзочкой, приуроченной к кровле нижней диффузионной линзы. Ее параметры близки к соответствующим характеристикам предыдущей зоны.

Выделение зон концентрирования рядовых и не крупных скоплений базируется, как это уже отмечалось, на идентификации наиболее вероятного положения областей накопления углеводородов. К таковым отнесены наложения зон метанопродуцирования и диффузионных зон. Очевидно, совмещение участков такого рода с зонами фазовой неустойчивости или повышенного избыточного давления или и с той и другой зоной одновременно должно восприниматься как фактор, подтверждающий правильность выделения. В рамках такого подхода и области наложения зон фазовой неустойчивости и диффузионных зон должны рассматриваться как потенциальные зоны накопления. Некоторая иерархия, устанавливаемая для зон концентрирования рядовых скоплений, выглядит следующим образом. К категории наиболее надежно выделяемых зон относятся области, подтверждаемые совпадением всех четырех анализируемых признаков (режим обмена, продуцирование, фазовая неустойчивость, избыточное давление) или хотя-бы трех из них. На картах и разрезах эти зоны представляются косым встречным штрихом более интенсивного синего цвета. Зоны, устанавливаемые с помощью выделения участков совмещения зон продуцирования и фазовой неустойчивости с диффузионными зонами, рассматриваются как менее надежно идентифицируемые и показываются синим цветом меньшей интенсивности. Зоны избыточ-

ного давления и удерживания, не подтвержденные признаками продуцирования или фазовой неустойчивости, в перспективные не выделяются.

На уже рассмотренные рисунки 2.166 – 2.196 соответствующими оттенками синего вынесены выделенные таким образом зоны возможного концентрирования рядовых скоплений. Выделенные зоны концентрирования скоплений (как крупных, так и рядовых) часто оказываются либо соседствующими по простиранию, либо занимающими различные этажи последовательности напластований. Такая сосредоточенность зон в полной мере оправдывает ориентацию на опережающее открытие крупных месторождений. На рисунках 2.16 – 2.19(а и б) представлены также установленные на сегодняшний день в Прикаспийской впадине залежи углеводородов, находящиеся в непосредственной близости от рассмотренных сечений. Данные, относятся к началу 80-ых гг. и ни в коей мере на полноту представления не претендуют. Почти все месторождения оказались в пределах той или иной из выделенных зон или в непосредственном соседстве с ними. Это обстоятельство подчеркивает, что локализация скоплений углеводородов действительно контролируется рассмотренными процессами (режимом обмена, углеводородообразованием, фазовыми переходами, перераспределением полифазных флюидов в поле начальных градиентов, сепарацией флюидов и трансформацией их состава) и что предлагаемая технология является наиболее естественным путем приближения к местам их залегания.

Из анализа выполненных построений следует, что между положением зон концентрирования скоплений и стратигрфической дифференциацией осадочного выполнения впадины видимой связи не существует, и объяснить формирование этих зон в той или иной части напластований без анализа естественных полей невозможно.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненный анализ обосновывает следующие выводы.

1. Метанообразование осадочных бассейнов является базовым для формирования залежей газа и нефти процессом. Эволюционная кривая обильности источников, характеризующих среднюю по объемам их выполнения интенсивность метанообразования, имеет ассиметричный максимум, приходящийся на конец третичного времени, крутой фронт становления, охватывающий большую часть третичного периода, и пологую ветвь деградации, растянутую на мезозойское, палеозойское и постпалеозойское времена. В течение отрезка времени, примыкающего справа и слева к пику метанообразования и охватывающего большую часть третичного и некоторую часть мезозойского времени, в связи с метанообразованием в отдельных участках конвективных пограничных слоев диффузионных зон и в примыкающих к ним частях диффузионных пограничных слоев конвективных зон формируются зоны метанонакопления - подобласти, где скорость образования метана превосходит скорость его отвода. В течение рассматриваемого периода- это зоны газовыделения и свзанного с этим процессом нарастания избыточного над гидростатическим давлением. Оба этих процесса являются прямыми предтечами и формирования залежей газа и нефти, и грязевулканической активности бассейнов.

2. Механизм формирования залежи в отмеченных зонах состоит из последовательности превращений, включающей:

 а) периодическое достижение предельного метастабильного пресыщения водного раствора метаном и выделение дисперсных частиц новой фазы, причем количество выделившегося газа определяется локальной разностью концентраций пресыщения и насыщения;

б) накопление газа в области выделения и гравитационную сепарацию водногазовой смеси на газовую и водную части в тех разностях разреза, где увеличивающаяся газонасыщенность с некоторого момента превосходит неудаляемое ее значение;

в) формирование в пределах такого рода разностей непрерывного газового тела и закрепление его на некотором механически стабильном уровне;

г) трансформацию химического состава тела вследствие накопления в нем высокомолекулярных линейных и замкнутых соединений углеводородов, образующихся в процессах последовательной полимеризации низкомолекулярных соединений;

д) накопление в газовом растворе высокомолекулярных соединений до предельных метастабильных содержаний и выделение их избытка в жидкую фазу в виде дисперсных частиц, распределенных по всему газовому телу;

ж) накопление такого рода частиц до уровня гравитационной сепарируемости и разделение флюида на послойно залегающие газовую и жидкую фазы;

з) дифференциальное фракционирование химического состава залежей в направлении высокомолекулярных соединений, а фазового состояния в сторону конденсированных более плотных образований вследствие преимущественной отдачи низкомолекулярных подвижных компонентов из скоплений в вмещающие воды; этот процесс происходит на тех этапах деградации обильности источников, когда метанопродуцирование недокомпенсирует его отвод.

3. Механизм подготовки и реализации грязевулканического извержения включает следующие превращения:

а) формирование зон избыточного над гидростатическим давлением в недренируемых частях зон газовыделения и достижение таких его перепадов по отношению к вмещающим напластованиям, когда по системам субвертикальных каналов наиболее крупных сечений инициируется оттеснение порового раствора образовавшейся газоводяной смесью (системы субвертикальных каналов могли сформироваться либо в процессе литификации и тектонической переработки напластований, либо при их ступенчатом гидроразрыве на участках, где избыточное давление превысило боковой распор);

б) постепенное насыщение системы субвертикальных каналов газом, в результате чего амплитуда перепада давления вдоль рассматриваемой системы возрастает почти до абсолютного значения давления в полифазной зоне, а проводимость системы падает почти до минимального значения, соответствующего однородному газонасыщению;

в) скачкообразное увеличение скорости истечения при достижении определенных соотношений между перепадом и проводимостью, переход значений скорости через пороги взвешивания, витания и псевдоожижения материала стенок проводящих каналов – формирование зоны истечения, периметр сечения которой охватывает систему каналов;

г) вытеснение псевдоожиженного материала из полости зоны – собственно грязевулканическое извержение;

д) газовое истечение по практически открытому каналу, сечение которого соизмеримо с сечением полости, освобожденной от псевдоожиженного материала;

ж) самовозгорание газовой смеси при прохождении скачка уплотнения;

з) залечивание полости канала при падении скоростного напора до значния, равного гидростатическому напору грязеводяной смеси.

4. Выстраиваемая на основе этих представлений "естественная" технология поисков зон концентрирования скоплений углеводородов должна базироваться на получении следующей информации об исследуемой подземной среде:

a) о дифференциации пустотной части разрезов на зоны диффузионного и конвективного обмена и о полях скоростей течений в конвективных зонах;

б) о локализации зон продуцирования и потребления метана в подземных водах и распределении обильностей его источников и стоков в их пределах;.

 в) о локализации зон фазово-неустойчивых метастабильных состояний в растворах и распределении коэффициента метастабильности в их пределах;

г) о распределении избыточного над гидростатическим давления.

Эта информация позволяет выделять зоны метанонакопления (на пересечениях зон метанопродуцирования и зон диффузии) и зоны полифазного насыщения (в выпуклой части изменчивости поля избыточных давлений) и дифференцировать их по перспективам с учетом, прежде всего, их приуроченности к благоприятным для удержания залежей участкам разрезов (зонам повышенных начальных градиентов), а также в связи с их соотношениями с зонами фазовой неустойчивости.

5. Получение такого рода информации достигается с помощью изучения пространственной изменчивости (правильней, пространственно-временной изменчивости) естественных полей подземных вод (концентраций гелия, метана, азота, двуокиси углерода, общей минерализации и др.), температуры, давления и плотности водного раствора на основе опробования водоотдающих комплексов отложений исследуемых разрезов.

a) Поля концентраций гелия используются для дифференциации подземных вод по режимам обмена и реконструкции полей скоростей течений;

б) Определение положения зон продуцирования и потребления метана, азота, двуокиси углерода, а также оценивание распределений обильности их источников и стоков в пределах названных зон достигается с помощью совместного анализа выполненной на предшествующем этапе реконструкции обменных процессов и пространственной изменчивости полей соответствующих компонентов;

в) Зоны накопления рассматриваемых компонентов выделяются как области пересечения зон продуцирования с зонами диффузионного обмена;

г) Области фазовой неустойчивости выделяются и дифференцируются по степени отклонения от условий фазового равновесия на основе анализа пространственной изменчивости коэффициента метастабильности, характеризующего положение измеренных концентраций исследуемых компонентов относительно их растворимости и достижимого пресыщения при данных температуре, давлении и минерализации;

д) Составляющая избыточного над гидростатическим давлением рассчитывается как разность между измеренным его значением и гидростатической компонентой, оцениваемой по глубинному распределению плотности. С помощью анализа пространственной изменчивости этого параметра выделяются предполагаемые области полифазного насыщения и рассчитываются пороговые градиенты удерживания.

Проведенные исследования показывают, что проведение следующих операций становится возможным.

### 1. Картирование очагов возбуждения, их мощности и продуктивности.

Как уже отмечалось, фазовые переходы в УВ-системах происходят периодически и, как правило, в одних и тех же очагах (аналогично гипоцентрам землетрясений). Таким образом, создается возможность локализации координат очагов, определения их объемов, фациальных особенностей, стратиграфической приуроченности, качества пород-источников и т.д. На этой основе можно оценить также УВ продуктивность очагов возбуждения.

### 2. Картирование каналов течения вулканической брекчии.

В свете изложенных представлений предполагается, что наиболее масштабная миграция УВ происходит по субвертикальным столбчатым телам, проницаемость которых значительно повышается в следствии псевдосжижения заполняющего каналы вещества. Такие субвертикальные тела достаточно надежно могут фиксироваться геофизическими и геохимическими методами.

#### 3. Картирование зон стабилизации УВ тел.

Теоретически УВ тела могут находиться в любой части осадочного бассейна, где выполняются условия механического закрепления УВ газов или жидкостей в поровом пространстве, не обязательно в традиционных ловушках. Такого типа залежи обнаружены во всех нефтегазоносных бассейнах мира. Их условно называют гидродинамическими. Методика картирования таких УВ тел еще не разработана, хотя известны примеры их обнаружения как зон инверсии скоростей сейсмических (акустических) волн, либо зон аномалий порового давления.

Как непосредственно следует из рассмотренных выше материалов, изучение подземных флюидов и, в частности, пространственной изменчивости их химического состава и параметров состояния является важнейшим направлением исследования земных недр, имеющим исключительное значение как для мониторинга сферы обитания, так и для народно-хозяйственной деятельности людей. С глубоким сожалением, вместе с тем нельзя не отметить, что в практической деятельности организаций, компаний и фирм, занимающихся природопользованием, во всем мире отмечается пренебрежительное отношение к такого рода информации и наблюдается тенденция к сворачиванию этих исследований. Представляется целесообразным в этой связи обозначить еще ряд важнейших причин, по которым исследование подземных вод, особенно их глубоких горизонтов, должны занять свое достойное положение в ряду геологических и геофизических исследований.

1. Из представленного исследования со всей очевидностью вытекает, что пустотная часть подземной среды есть непосредственное продолжение наземных атмосферы и гидросферы, и потому все, что в ней происходит, не может не отражаться в той или иной степени на сфере нашего обитания. Более того, текущие в ней процессы вносят определяющий вклад в воспроизводство и поддержание сферы обитания в виде, обеспечивающем жизнедеятельность населяющих ее биоценозов. И этот вклад формируется не только быстротекущими короткопериодными процессами, характерными для циклов репродуктивности растительных организмов, но и очень широким спектром длиннопериодных превращений, включающих такие, как естественная биоочистка природных вод на этапах фильтрования их через минеральные сита проницаемых горизонтов, и складирование огромных масс воды связыванием ее в минеральных образованиях с последующей отдачей в зоны более короткопериодных циклов, и естественное захоронение и изоляция не утилизированных продуктов жизнедеятельности и прочих поверхностных превращений в аккумуляционных бассейнах, и многое другое. Никакое долгосрочное прогнозирование развития сферы обитания без оценивания и учета вклада этой длиннопериодной составляющей спектра подземных воздействий невозможно.

2. В циклах природных процессов нет отходов. Любое промежуточное образование цикла, любой продукт или неизрасходованный остаток его завершения всегда составляют некоторый сырьевой ресурс для продолжающегося этапа цикла или для последующих циклов превращений, которые могут быть и соизмеримыми с данным по периоду, а могут быть и более длинно и короткопериодными. То есть природа учит нас тому, что все отходы цивилизационных циклов должны быть увязаны в такую цепь последовательного использования, которая минимизировала бы их конечный остаток, а составляющие этого остатка должны быть инъецированы в природные циклы перераспределения-превращения, соразмерные по периоду с временами распада, разложения или нейтрализации этих составляющих. Никаких проблем с охраной окружающей среды не будет возникать, если все производственные процессы будут увязаны в подобные цивилизационно-природные циклы. Для формирования таких циклов необходимо иметь четкое представление о дифференциации пустотной части подземной среды по интенсивности обновления.

3. Любая природная ассоциация, в том числе и относимая нами к месторождению полезного ископаемого, всегла есть некоторая результирующая составляющая некоторой совокупности сопряженных циклов превращений, заставаемая нами в некоторый момент развертки их периодов. В зависимости от этого момента ассоциация может быть отнесена к категории формирующейся (развивающейся), поддерживаемой (устойчивой), расформировываемой (деградирующей) [35]. Сами циклы превращений, обеспечивающие возникновение ассоциации, также имеют свои моменты инициации и свертывания и свои периоды воспроизведения. То есть месторождения практически любого вида могут быть охарактеризованы своими временами "жизни" и периодами "смены поколений". Это значит, что, в принципиальном плане, во-всяком случае, сырьевого голода можно избежать, или отложить его на неопределенно долгое время. Для этого, во-первых, необходимо знать, в какой стадии развития находится данное месторождение, и, если оно застается в моменты формирования или устойчивого развития, следить за тем, чтобы амплитуда цивилизационного воздействия на природную среду в процессе отбора ископаемого не превосходила магнитуду бифуркации – необратимой смены текущих циклов в пределах месторождения. То есть эксплуатация месторождения должна включать периоды отбора продукции из его залежей и периоды возвратного экспонирования их в природу, причем длительности и тех и других периодов могут быть сопоставимы со временами жизни многих поколений людей. Во-вторых, необходимо следить, чтобы мировое извлече-

ние данного вида сырья не превосходило его планетарное воспроизводство в естественных процессах. Выход к представительным оценкам мировых запасов данного вида сырья и планетарной скорости его естественного воспроизводства возможен через конкретные определения этих характеристик в конкретных макрогеологических образованиях с помощью исследования тех же процессов перераспределения-превращения вещества, которые выполнялись в настоящей работе. Это значит, что анализ пространственной изменчивости естественных полей подземных флюидов не только обеспечивает возможность быстрейшего обнаружения месторождения с минимальным ущербом для окружающей среды и позволяет подобрать щадящие системы его разработки, как это уже отмечалось выше, но и является необходимой предпосылкой поддержания разумного уровня мирового извлечения данного вида сырья из недр.

4. Многие природные катастрофы [33], опасные для человеческого сообщества (землетрясения, магматическая активность, вулканические и грязевулканические извержения) инициируются часто на глубинах, недоступных непосредственному исследованию. Основным средством их познания продолжает оставаться дистанционное геофизическое зондирование. Получаемая при этом информация подлежит расшифровке, и эта расшифровка не может быть ни однозначной, ни полной. Определенным шагом к сужению поля интерпретации, выбору предпочтительных ее вариантов и конкретизации параметров явления, характеризующих предпочтительные варианты, могло бы стать комплексное изучение генетически близких очагов, формирующихся в связи с рассмотренными выше зонами полифазного насыщения и механически возбужденных состояний в доступной для непосредственных наблюдений части разрезов. Построение такой системы расшифровки немыслимо без исследования изменчивости фазового и химического составов подземных флюидов и их параметров состояния.

Сказанного достаточно для следующего заключения: изучение подземных флюидов является совершенно самостоятельной составляющей исследования недр, некомпенсируемой никакими усилиями геологических, геофизических и любых др. методов. Масштабы этого изучения должны в полной мере соответствовать объемам и значению поставляемой информации.

#### ЛИТЕРАТУРА

- 1. **Аронов В.И.**1990- Методы построения геолого-геофизических карт и геометризации месторождений нефти и газа на ЭВМ. М. Недра, 300 с.
- Буряковский Л.А., Джафаров И.С., Джеваншир Р.Д. 1982- Прогнозирование физических свойств коллекторов и покрышек нефти и газа. М.: Недра, 1982.
- 3. Ванюшин В.А., Иванов В.В., Сиротюк В.А. и др. 1987- Обработка и интерпретация геолого-геохимической информации при поисках залежей нефти и газа. М.: Недра, 164 с.
- Гулиев И.С, Иванов В.В. 2001 Новая парадигма поисков залежей нефти и газа в Южно-Каспийском бассейне. Тезисы международного совещания "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа", М.,Изд-во МГУ, с 113-115.
- 5. Гулиев И.С, Павленкова Н.И, Раджабов М.М.-1988 .Зона регионального разуплотнения в осадочном чехле Южно-Каспийского бассейна. Известия АН СССР, Литология и полезные ископаемые, 5, с. 130-136.
- 6. Гулиев И.С., 1999 Возбужденные осадочные комплексы и их роль в динамических процессах и формировании нефтегазовых месторождений. Матер. Межд. Совещ. Семинара "Новейшая тектоника и ее влияние на формирование и размещение залежей нефти и газа". Баку, с.78-79
- 7. Гулиев И.С., 1999 Быстропротекающие геологические процессы приложение к процессам формирования нефтегазовых залежей. Тез. Междунар. Конференции Геодинамика Черноморско-Каспийского региона. Баку
- Гулиев И.С., Кадиров Ф.А., 2000 Об одном механизме внутрипластовой миграции углеводородов. Доклады Российской Академии Наук, том. 373, 4, с.506-509.
- Дадашев Ф.Г., Гулиев И.С. 1984-Газоносность мезо-кайнозойских отложений и перспективы открытия новых месторождений в Южно-Каспийской впадине/ Очерки по геологии Азербайджана. Баку: Элм.
- 10. Желтов Ю. П. 1975-Механика нефтегазоносного пласта. М. Недра.
- 11. **Иванов В.В.** 1980- Об особенностях фильтрации неньютоновых жидкостей в гетеропористых средах. Сб. трудов "Теоретические вопросы геохимических методов поисков залежей нефти и газа". М., ОНТИ ВНИИЯГГ, 1980, с. 78-93.
- 12.Иванов В.В. 2001 К эволюции представлений о теоретических основах прямых поисков месторождений нефти и газа. Геоинформатика, №1, с. 53-59.
- 13. **Иванов В.В., Антоненко Е.Ф., Обухова С.Н.** 1999-Подземный водообмен в свете распределений концентраций Не. Вод. ресурсы, № 4, с.397 409.
- 14. **Иванов В.В., Антоненко Е.Ф., Обухова С.Н.** 1991-Поля газонасыщенности и избыточных давлений в осадочных толщах. Сов. Геология, , № 1, с. 11-14.
- 15. **Иванов В.В., Антоненко Е.Ф., Обухова С.Н.** 1988-Проводимость поровых сред при дисперсном распределении одной из фаз порового флюида. Препринт 6-88, М., ОНТИ ВНИИгеоинформсистем, 24 с.

- 16. **Иванов В.В., Антоненко Е.Ф., Обухова С.Н., Романов В.В. 1995**-Оценка скоростей и расходов потоков подземных вод по распределениям гелия и трития. Вод. ресурсы, , № 6, с. 667-675.
- 17.**Иванов В.В., Гулиев И.С.** 1986-Опыт физико-химического моделирования грязевого вулканизма. Бюл. МОИП. Отд. геол.. № 1.
- 18. **Иванов В.В., Гулиев И.С.** 1988-Физико-химическая модель грязевого вулканизма. Сб. Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М., Наука, , с. 92-100.
- 19. Иванов В.В., Гулиев И.С. 2001 К новым технологиям поисков углеводородов. Труды III Международной конференции "Геофизические чтения им. Федынского", М.
- 20. Иванов В.В., Медовый В.И., Бушмакин В.А., Добровольская В.И., Довченко Е.Л. 1984-Гелиевые исследования в поисковой геологии. Сов. Геология, № 5, с. 105-116.
- 21. **Иванов В.В., Романов В.В., Медовый В.И. и др.** 1983-Способ определения средней скорости и расхода подземных вод: А.с. СССР 1053049, Б.И. № 41, с. 175.
- 22. **Иванов В.В., Романов В.В.** 1986-Использование модели диффузионного пограничного слоя для анализа массообмена в подземных водах на примере данных по гелию и тритию. Вод. ресурсы, № 2, с. 40-51.
- 23.Каталог зафиксированных извержений грязевых вулканов Азербайджана (за период 1810—1974 гг.)/А.А. Якубов, А.А. Али-Заде, Р.Р. Рахманов и др. Баку: Изд-во АН АзССР, 197 с.
- 24. Кунии Д., Левеншпиль О. 1976-Промышленное псевдоожижение: Пер. с англ. М.:Химия,
- 25. Кутателадзе С.С., Накоряков В.Е. 1984-Массообмен и волны в газожидкостных системах.— М.: Наука.
- 26. Лойцянский Л.Г. 1973-Механика жидкости и газа. М.: Наука.
- 27. Магара К. 1982-Уплотнение пород и миграция флюидов. М. Недра. .
- 28. Мусиченко Н.И., Иванов В.В. 1970-О некоторых характерных чертах в распределении концентраций гелия в поровых пространствах земной коры. Сб. "Прямые геохимические методы поисков нефти и газа и вопросы ядерной геологии". Тр. ВНИИЯГГ, вып. 8, М., Недра, с. 9-24.
- 29.Намиот А.Ю., Бондарева М.М. 1963-Растворимость газов в воде под давлением. Гостоптехиздат, 147 с.
- 30. Радиационная стойкость органических материалов. Справочник. М., Энергоатомиздат, 1986, 270 с.
- 31.Скляренко И.Я., Готтих Р.П., Стадник Е.В., Мельчук Б.Ю. 1984-О поглощенной дозе естественной радиации органическим веществом осадочных пород. ДАН СССР, т. 276, № 4, с. 895 – 898.
- 32. Теплофизические свойства жидкостей в метастабильном состоянии/ В.П.Скрипов, Е.И. Синицин, П.А. Павлов и др. – М.: Атомиздат, 1980.
- 33.Aliev A.A., Guliev I.S, Panahi B. -2000-Mud volcanoes hazards.-Baku.Nafta-Press. 45 s.

- 34. Aronov V.I., Kalmykov D.V. 1993-A new method for solving geometric modeling and data processing problems. The third conference on computer Graphics and Visualization, GRAPHICON 93, Saint Petersburg, V. !-2.
- 35. **Guliev I.S.**, 1999, Hydrocarbons- renewable sources of energy. Proceeding of fifth Baku International Congress Energy, Ecology, Economy. Baku, 109-110.
- 36.**Guliev I.S. and Feizullaev A.A**. 1996. Geochemistry of hydrocarbon seepages in Azerbaijan. In: Hydrocarbon migration and its near-surface expression: AAPG Memoir, 66, p. 63-70.
- 37. Guliyev I.S. and Feizullayev A.A., 1997. All about mud volcanoes. Nafta Press, Baku, 52p.
- 38. Guliyev I.S., Feyzullayev, A.A., Huseynov D.A. 2001- Isotope geochemistry of oils from fields and mud volcanoes in the South Caspian Basin, Azerbaijan. Petroleum Geoscience, v.7, p.201-209.
- Guliyev I.S., Ivanov V.V. 2002 Theoretical Base of New Technology of Hydrocarbons (HC) Exploration in the South Caspian Basin. AAPG/ASPG conference, Baku.
- 40.**Mamedov P.Z.** 1991 –Paleo-deltaic complexes in the North on the South Caspian depression – Petroleum Geology ,v.25 ,9-10 ,4p
- 41.**Mamedov P.Z.** 2001. Isotope geochemistry of oils from fields and mud volcanoes in the South Caspian Basin, Azerbaijan. Petroleum Geoscience, v.7, p.201-209.
- 42.Surdam R., Sheng Z., Martinsen R. 1994. The Regional regime in cretaceous sandstone and shales in the Powder River Basin. AAPG MEMORIAL 61 Basin Compartments and Seals. 213 -233 p.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

ОТ РЕДАКТОРА	3
ВВЕДЕНИЕ	6
ЧАСТЬ 1. ПОЛЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ И МАССООБМЕН В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ	. 8
ГЛАВА 1. ОСАДОЧНЫЕ БАССЕЙНЫ – КАК АВТОНОМНЫЕ САМОДОСТАТОЧНЫЕ СИСТЕМЫ	. 8
ГЛАВА 2. ПОЛЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ МЕТАНА, ФАЗОВЫЕ ПЕРЕ- ХОДЫ И МЕХАНИЧЕСКИЕ НЕСТАБИЛЬНОСТИ В ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩАХ	16
ГЛАВА З. ФОРМИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ	32
ГЛАВА 4. ГРЯЗЕВОЙ ВУЛКАНИЗМ	40
ЧАСТЬ 2. К "ЕСТЕСТВЕННЫМ" ТЕХНОЛОГИЯМ ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ	48
ГПАВА 5. АЛГОРИТМ ПОИСКА	48
ГЛАВА 6. МЕТОДИЧЕСКАЯ ОСНОВА ПОИСКА	53
2.6.1. Методика расшифровки подземного водообмена по распределениям концентраций гелия	55 71 78 88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
ЛИТЕРАТУРА	. 103

В.В.ИВАНОВ, И.С.ГУЛИЕВ

# МАССООБМЕН, УГЛЕВОДОРОДООБРАЗОВАНИЕ И ФАЗОВЫЕ ПЕРЕХОДЫ В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ

БАКУ -2002

Директор издательста: Х.Х.Абиев

Компьютерный оформитель: Г.Хейруллаоглы

Подписано к печати 04.11.2001. Формат бумаги 70Х100 1/16. Бумага офсетная высш. качества. Гарнитура шрифта - литературная. Печать - офсетная. Объем - 6,6 п.л. Тираж 500 экз. Заказ № 43. Цена договорная.

Издательство "Nafta-Press", 370143, Баку–143. Пр.Г.Джавида, 29а, Академгородок. Типография Института геологии, тел.: 39-39-72.