

Особенности флюидных систем зон нефтегазонакопления и геодинамические типы месторождений нефти и газа

М.В. Багдасарова (ИПНГ РАН)

Многолетние геолого-геофизические и геохимические наблюдения, а также изучение современной геодинамики нефтегазоносных территорий на специальных геодинамических полигонах, локализованных в разных по геологическому строению районах (древних и молодых платформах, краевых прогибах и др.), позволили убедиться в единстве флюидных систем, формирующих месторождения флюидогенных полезных ископаемых, и их тесной связи с глубинными разломами и процессами дегазации глубинных сфер Земли.

Установлена сопряженность скоплений УВ с наиболее активно развивающимися глубинными разломами, динамика которых проявляется в высокоградиентных современных вертикальных и горизонтальных движениях земной поверхности и изменениях во времени геофизических полей. Последние отражают происходящие в настоящее время геологические процессы в глубоких горизонтах осадочного чехла и фундаменте. Установленная геохимическими исследованиями миграция флюидных систем, как в глубоких горизонтах осадочного чехла, так и вблизи его поверхности, вероятно, наряду с деформациями земной коры, определяет и нестабильность во времени геофизических полей [5]. Работы велись в Припятской впадине, Терско-Каспийском прогибе и других нефтегазоносных районах.

Комплексные геодинамические исследования в Припятской впадине проводились более 10 лет. Глубинное сейсмическое зондирование позволило сопоставить результаты геодинамических наблюдений на поверхности и в глубоких скважинах с особенностями глубинного строения этой территории. В работе Р.Г. Гарецкого и С.В. Клушина (1988) приведены результаты исследований глубинного строения Припятской впадины — рифтовой структуры на древней платформе. Методом глубинного сейсмического зондирования в северной части впадины установлена вертикальная зона пониженных скоростей распространения сейсмических волн на глубине 20–70 и 100 км, уходящая корнями в мантию. Над этой зоной сосредоточены основные промышленные месторождения нефти Речицко-Вишанской и Малодушинской структурных ступеней фундамента. Здесь же был проведен основной объем геодинамических работ.

Многократным нивелированием по региональным профилям в Припятской впадине установлены относительный подъем ее северной части, а также значительные вертикальные перемещения блоков в пределах локальных структур. Динамика вертикальных смещений сопряжена с изменением во времени гравитационного поля, замеренного при повторных высокоточных гравиметрических работах (Сидоров В.А., Кузьмин Ю.О., 1989; [5]). Интересно, что северная часть впадины характеризуется более напряженным температурным полем. По данным Г.В. Богомолова и А.П. Пинчука (1978), на глубине 2500 м и других срезах в северной части впадины отмечено значительное повышение температуры. Совокупность этих данных позволяет считать, что в северной структурной зоне происходят наиболее интенсивные геологические процессы в глубоких горизонтах осадочного чехла и фундаменте, в том числе миграция нефти и формирование ее скоплений, что и определяет здесь размещение основных промышленных месторождений (Багдасарова М.В., 2000).

В пределах локальных структур и месторождений Припятской впадины периоды сжатия и растяжения между отдельными блоками в зоне Речицкого разлома и их сопряженность с изменчивостью гравитационного поля установлены геодезическими работами и геофизическими наблюдениями, а процессы миграции флюидных систем в отдельных структурах — наблюдениями за изменением во времени аномалий гелия как в глубоких горизонтах (в попутной газе), так и в приповерхностных водах четвертичных отложений [5].

Таким образом, в Припятской впадине наиболее активный в настоящее время Речицкий

разлом, контролирующей основные промышленные месторождения нефти, характеризуется вертикальной зоной разуплотнения земной коры и верхней мантии и повышенным тепловым потоком, который отражает процессы вертикальной миграции флюидных систем. Последняя определяет вариации геофизических полей в отдельных звеньях Речицкого разлома. Эти геодинамические параметры могут быть использованы в поисковых целях.

Известные крупные месторождения нефти в Терско-Каспийском прогибе также контролируются глубинными разломами. Региональными исследованиями методом отраженных волн по Терскому профилю установлены разломы глубинного заложения. По этому же профилю выполнены многократное нивелирование и светодальномерные измерения, а также повторные высокоточные магнитометрические наблюдения [5]. В результате этих комплексных исследований установлено, что основные зоны нефтегазоаккумуляции здесь также контролируются глубинными разломами, уходящими в мантию. Зоны разуплотнения в их пределах выявлены расчетным путем по значениям измерений гравитационного поля и современным вертикальным перемещениям земной поверхности.

Более высокая проницаемость и активная вертикальная миграция флюидных систем в зоне глубинного разлома отражены в характере теплового поля. Резкое повышение температуры на срезе -3000 м установлено в пределах Терской и в меньшей мере Сунженской зон нефтеаккумуляции. Интенсивность динамики разгрузки глубинных флюидных систем определена здесь изменчивостью во времени магнитного поля. Наибольшая аномалия изменчивости магнитного поля (до 12 нТл) зафиксирована над Терской зоной (Кузнецова В.Г., Максимчук В.Е., 1998), где активная современная разгрузка флюидных систем до поверхности проявляется в виде горячих минеральных источников (иногда с нефтью).

Результаты режимных наблюдений, геохимических съемок и анализа геофизических материалов нефтегазоносных территорий показали, что разрывные нарушения и зоны трещиноватости обладают повышенной проницаемостью не везде, а лишь в отдельных звеньях и главным образом в местах пересечения разрывов разных простираний. При этом проницаемость, как и другие физические свойства геологической среды в зоне разломов, изменчива во времени, что отражается и на интенсивности миграции флюидных систем, в том числе и УВ.

На геодинамических полигонах (Припятская впадина, Терско-Каспийский прогиб и др.) в верхней части земной коры установлены напряжения сжатия и растяжения, обычно сменяющие друг друга. При этом сохраняется определенная динамическая тенденция, присущая данному региону, которая формирует геологическую структуру. Так, в условиях древних платформ (Припятская впадина) преобладают напряжения растяжения, сопровождающиеся рифтообразованием и развитием сбросов в основании фундамента и базальных горизонтах осадочного чехла. В предгорных прогибах и межгорных впадинах (например, в Терско-Каспийском прогибе) преобладают напряжения сжатия, что отражено в складчатости и общей структуре осадочного чехла.

Известно, что формирование скоплений нефти и газа происходит всегда после образования и консолидации осадочных толщ. Убедительные материалы о наложенном характере процессов формирования месторождений УВ приводятся многими авторами при анализе коллекторов, содержащих залежи нефти и газа. Особенно ярко это проявляется в залежах, вскрытых на больших глубинах. Основная емкость таких коллекторов представляет собой вторичные поры, каверны и трещины, образованные в результате взаимодействия агрессивных флюидных систем и пород. Такие коллекторы тяготеют к проводящим разрывным нарушениям. К этим же зонам обычно приурочены геотермические и геохимические аномалии в пластовых водах и нефтях. На периферии залежей в зоне ВНК и за его пределами обычно присутствуют зоны вторичной цементации и переотложения минерального вещества (окремнения, вторичной кальцитизации, анкеритизации, сидеритизации, ангидритизации и др.), часто экранирующие залежь.

Характер вторичной минерализации и зональность преобразованных вмещающих пород аналогичны таковым при гидротермальных метасоматических процессах, хорошо известных

при изучении рудных гидротермальных месторождений, локализующихся в осадочных и вулканогенных толщах. Исходя из минеральных компонентов — сульфидов металлов, фторсодержащих минералов и др., характерных для глубинных зон земной коры и мантии, и состава газов, в которых часто улавливаются пары ртути, свободного водорода и углекислоты, можно судить о поступлении флюидных систем, в том числе и УВ, из глубинных сфер и рассматривать их как гидротермальные поствулканические эманации в ходе дегазации Земли. Таким образом, пластовые флюиды нефтегазоносных территорий являются как современными, так и накопленными гидротермальными системами, тесно связанными с вулканизмом и поствулканическими процессами (Багдасарова М.В., 1997, 2000).

Известны существенные различия в характере пластовых флюидов для разных нефтегазоносных территорий. Различия в динамике, химизме, минерализации, составе рудных и нерудных элементов в современных гидротермальных системах, на наш взгляд, во многом определяются относительным содержанием воды как основного флюида. Для нефтегазоносных территорий древних платформ обычны высокоминерализованные рассолы (200–600 г/л), в то время как для предгорных прогибов и межгорных впадин, связанных с Альпийским подвижным поясом, — слабоминерализованные растворы (10–50 г/л). Такие же слабоминерализованные воды характерны для Широкого Приобья Западной Сибири и восточного склона Урала, гидротермальная природа которых достаточно убедительно обоснована в работе [4].

Количество воды определяет интенсивность миграции флюидов, напряженность теплового поля и геодинамику (в том числе и сейсмичность). В этом аспекте можно рассматривать два флюидодинамических типа месторождений нефти и газа — с высокими флюидодинамическими параметрами и низкими.

Изучение месторождений с позиций флюидодинамики наметилось давно. Первую флюидодинамическую модель нефтегазового месторождения предложил К.А. Аникиев (1963), затем П.Н. Кропоткин и Б.М. Валяев (1965), [2]. Основу модели составляет явление флюидного диапиризма, отмечаемое в проницаемых участках глубинных разломов. Участки разломов («стволы месторождений», по К.А. Аникиеву [1], или «трубы дегазации», по П.Н. Кропоткину [2]) представлены этажами крупными массивно-пластовыми диапирообразными залежками, увенчанными ореолами вторжения и рассеяния УВ. Эта геодинамическая модель отражает механические, физические и химические воздействия флюидного диапира на фундамент и массивы осадочных пород в зоне разлома, вызывающие аномалии геофизических и геохимических полей. Модель подтверждается эмпирическими и теоретическими разработками по флюидодинамике, наблюдениями на геодинамических полигонах и результатами изучения дегазации Земли. Эта модель стала основой при определении нефтепоисковых признаков месторождений нефти и газа (Павлов Н.Д. и др., 1988; Нелюбин В.В., 1991). Огромный фактический материал, отражающий роль флюидодинамических процессов, накоплен и в ходе разработки залежек УВ (Корценштейн В.Н., 1980; Сапрыгин СМ., 1989).

Анализ имеющейся информации позволяет сделать вывод о том, что в природе реализуется взаимодействие тектонических подвижек, приводящих к сжатию и растяжению в зонах разломов и внедрению и перераспределению флюидов, сопровождающимся их фазовыми переходами и расслоением. Эти процессы особенно четко проявляются в сейсмоактивных областях (Терско-Каспийском прогибе, Сахалине, Предкарпатье и др.), где распространены месторождения первого типа — с высокими флюидодинамическими параметрами. Наиболее типичными в этом отношении являются многопластовые месторождения на Терском хребте (Малгобек-Вознесенское, Эльдаровское, Брагунское и др.). Строение таких многопластовых месторождений весьма сходно. Они распространены как в Терско-Сунженском районе, так и в Предгорном Дагестане. На рис. 1 приведена схематическая флюидодинамическая модель такого типа на примере Эльдаровского месторождения на Терском хребте.

Как известно, эти месторождения контролируются глубинными разломами, способствующими развитию трещиноватости и сильной раздробленности фундамента и

мезозойского карбонатного комплекса. Последний содержит узкие протяженные залежи нефти массивного типа высотой более 1200 м. Трещиноватость коллектора неравномерная и на участках, где имеются поперечные нарушения (выраженные в структуре поверхности верхнемеловых известняков), она увеличивается, что определяет и более высокие дебиты скважин. Мезозойский комплекс является зоной внедрения флюидов снизу, которые способствовали гидроразрыву пород, формированию трещинного коллектора и высоконапорной нефтяной залежи под мощной глинистой покрывкой (майкопской толщей) на глубине 2,5–4,0 км. Залежи подпираются слабоминерализованной водой, режим упруговодонапорный, температура залежей до 180 °С, давление до 90 МПа. Признаки внедрения легко обнаруживаются по характеру температурного поля, УВ-составу нефти и др.

Мезозойский комплекс перекрыт мощной майкопской глинистой толщей, для которой типичны внедрение снизу глыб и обломков карбонатных пород мела, диапировый характер залегания и небольшие по размерам, но с высоким давлением залежи нефти («сателлитные», по К.А. Аникиеву). Эта зона названа переходной с залежами-сателлитами, свидетельствующими о процессе внедрения снизу по системе нарушений. Последние пропитаны высоконапорными флюидами, размачивающими глинистую толщу Майкопа и способствующими вязкому перемещению пород в виде глиняного диапира.

Верхний этаж этой флюидодинамической системы сложен высокопроницаемыми пластами песчаников неогена (чокрака и карагана), в которые по разрывам периодически разгружаются напорные флюиды. Они также содержат залежи нефти и иногда газа. Неогеновые отложения смяты в складки, осложнены надвигом и поперечными разрывными нарушениями, местами проницаемыми до поверхности и являющимися путями миграции горячих вод (иногда с нефтью), которые в виде источников выходят на поверхность на Терском и Сунженском хребтах.

Динамика разгрузки флюидных систем для этого типа месторождений очень высока, часто до явлений грязевого вулканизма, следы которого находят в четвертичных отложениях Предгорного Дагестана.

Верхний продуктивный этаж месторождений этого типа характеризуется многочисленными пластовыми залежами, контролируемыми проводящими разрывными нарушениями. Распределение залежей в разрезе обуславливается давлением флюидов в основном проводнике (зоне разлома) и подчиняется законам гидравлики. В этой зоне есть связь с поверхностью, и колебание давления ведет к перераспределению флюидов. Связь с нижним мезозойским этажом происходит периодически через вязкую майкопскую толщу.

Внешний контур такого многопластового месторождения представляется в виде пирамиды. Основные флюидодинамические характеристики проявляются в динамике геофизических полей. Наиболее отчетливо это наблюдалось после проведения здесь повторных высокоточных магнитометрических исследований по Терскому профилю (Кузнецова В.Г., Максимчук В.Е., 1998). Максимальная изменчивость во времени магнитного поля была установлена в пределах Терского хребта. Известно, что в этой зоне разгрузка флюидов проявляется наиболее ярко в виде источников горячих минеральных вод. Напоры вод по оценкам гидрогеологов здесь намного превышают таковые артезианских бассейнов.

Флюидодинамика Терского хребта сопровождается интенсивной динамикой литосферы в целом. Помимо землетрясений, очаги которых часто располагаются под Терским хребтом на глубине до 50 км (Эльдаровское землетрясение 1913 г.), для этой зоны характерны высокоградиентные современные вертикальные движения земной поверхности и общий подъем хребта, отражающий, видимо, основную тенденцию развития надвига и диапиризма майкопской толщи под влиянием напорных флюидов. Светодальномерные измерения показали, что некоторые линии через Терский хребет сократились за 1 год до 66 мм, что подтверждает здесь напряжения сжатия (Багдасарова М.В., Сидоров В.А., 2000).

В целом первый тип флюидодинамики характерен для районов, в которых осадочные толщи содержат большие запасы пластовых вод. Минерализация пластовых вод в зоне нефтегазонакопления такого типа небольшая, обычно 15–50 г/л. В процессе вертикальной

миграции вод происходит их вскипание (при снятии давления в результате трещинообразования), и в верхние горизонты поступает пар, конденсация которого приводит к опреснению пластовых вод. Особенно отчетливо это видно по подошвенным водам нефтяных и газовых залежей во флюидодинамической системе такого типа.

Взаимодействие флюидов с вмещающими породами в этих случаях весьма велико и в основном связано с механическим воздействием в виде гидроразрыва слоев (особенно при сейсмических толчках) и увеличением таким путем трещиноватости коллекторов и общей проницаемости разреза. Это касается прежде всего плотных пород — карбонатных и песчаных толщ. В случае взаимодействия флюидов с глинистыми породами имеют место увлажнение, пропаривание, что вызывает уменьшение вязкости, приводит к ползучести и глиняному диапиризму, облегчает складкообразование, развитие надвигов (Прайс Н. и др., 1981).

Высокая активность флюидных систем (в основном воды, являющейся главным переносчиком тепла) создает повышенный температурный фон в зоне нефтегазоаккумуляции. Температура залежей нефти в глубоких горизонтах таких систем (доступных для бурения) иногда превышает 200 °С, а постоянные вертикальные перетоки в месторождении создают на одинаковой глубине значительные разности температур. Например, в пределах Терского хребта разница температуры на глубине -3000 м в залежах Эльдаровского месторождения достигает 20 °С, а максимальные значения отмечаются вблизи проводящих разрывных нарушений.

Таким образом, представленный флюидодинамический тип месторождения характеризуется следующими определяющими его чертами: высокой обводненностью осадочного разреза в целом; высокой активностью флюидной системы и разгрузкой флюидов по зонам трещиноватости до поверхности; относительно низкой минерализацией пластовых вод; многоэтажностью УВ-скоплений разного фазового состояния со сложноэкранированными залежами; развитием зон АВПД в нижнем этаже и переходной зоне; развитием трещиноватости компетентных пород в результате гидроразрыва; проявлением глиняного диапиризма и грязевого вулканизма.

Второй тип месторождений нефти с низкими флюидодинамическими параметрами может быть рассмотрен на примере месторождений Припятской впадины, представляющей собой рифтовую структуру в теле древней платформы. На рис. 2 приведена схема строения Речицкого месторождения нефти, являющегося типичным для месторождений, контролируемых Речицким глубинным разломом. Основные принципы флюидодинамики в этих условиях остаются те же: разгрузка флюидных систем снизу вверх по проницаемым системам — зонам повышенной трещиноватости. Однако в этих условиях имеет место другой тип флюидов и соответственно наблюдается другое их взаимодействие с вмещающими породами. Флюидные системы представлены здесь высокоминерализованными рассолами (до 600 г/л), содержащими нефтяные УВ с незначительным количеством газа. Для этого типа флюидной системы обычна скрытая разгрузка, которая проявляется на глубине ниже 1000 м, а до поверхности доходит лишь часть потока флюидов, создающих гидрохимические аномалии в водах четвертичных отложений и незначительные УВ-аномалии в верхних слоях осадочного чехла. В то же время гелиеметрическим опробованием здесь установлены сквозная проницаемость разреза и глубинная природа потока флюидов.

Взаимодействие рассолов (содержащих УВ) с вмещающими породами сильно отличается от такового предыдущего типа флюидной системы. Здесь характерны два типа процессов — метасоматические преобразования вмещающих пород и соляной диапиризм. Карбонатные породы при взаимодействии с рассолами подвергаются вторичной доломитизации с образованием пустотного пространства коллекторов, а также частичному растворению и выщелачиванию матрицы пород. Эти процессы особенно ярко проявляются в зонах разломов, служащих путями миграции флюидных систем. Метасоматические процессы в карбонатных толщах способствуют возникновению не только нового емкостного пространства, но и развитию вторичной кальцитизации, ангидритизации, окварцевания и выпадению

легкорастворимых солей, которые быстро заполняют трещины и пустоты проницаемой части разлома.

Особенно важное значение при этом типе флюидной системы приобретает соляной диапиризм. Он также развивается по наиболее проницаемым зонам разреза. Соль заполняет трещины пород и замещает породы, растворяя их (соляной метасоматоз). Возникновение соляных толщ в разрезе осадочных пород до сих пор является предметом дискуссий. Идея глубинного генезиса солей и рассолов [3] находит повсеместное подтверждение, снимает многие противоречия и заставляет более целенаправленно анализировать глубинное строение этих территорий, проявления основного вулканизма и весьма специфический комплекс полезных ископаемых (соль, нефть, медистые песчаники, рудоносные рассолы и т.д.).

Второй флюидодинамический тип месторождений характеризуется не только спецификой флюидов, но и существенно меньшим масштабом их проявления. Рассматриваемая территория отличается отсутствием обильных термальных источников и водоносных комплексов в глубоких горизонтах. В пределах Припятской впадины во многих скважинах, пробуренных с целью оконтуривания нефтяных залежей, не было обнаружено предполагаемых водоносных комплексов в подсолевых и межсолевых отложениях девона

Таким образом, второй флюидодинамический тип месторождений характеризуется следующими чертами, наличием высокоминерализованных рассолов, содержащих нефть и небольшое количество газа; преобладанием скрытой разгрузки флюидных систем, агрессивным характером рассолов, определяющим сильное локальное преобразование пород, а приразломных зонах, изменение карбонатных толщ и образование вторичных коллекторов, а также экранирующих зон; разгрузкой флюидов, сопровождающейся явлениями соляного диапиризма.

Специфические особенности самих флюидных систем и их взаимодействия с вмещающими породами определяют и своеобразие подхода к зональному и локальному прогнозу при поисках приразломных залежей нефти.

Основные различия флюидодинамических типов месторождений тесно связаны с особенностями вулканизма рассматриваемых территорий, который определил не только типы флюидных систем, но и осадочное выполнение этих бассейнов. Так, в Припятской впадине в девонской эпохе известны проявления основного и ультраосновного вулканизма, а поствулканические эманации в последующие периоды характеризовались восстановленными флюидными системами с низкой фугитивностью кислорода, что определило небольшое количество воды и высокое содержание растворимых солей. Это привело к накоплению солей и проявлениям соляного диапиризма. В Терско-Каспийском прогибе так же, как и в большинстве районов Альпийского складчатого пояса и предгорных прогибах, преобладал вулканизм андезитового типа, для которого характерна более высокая фугитивность кислорода и соответственно преобладание воды во флюидной фазе при поствулканических процессах, что и определило низкую минерализацию флюидов, преимущественно терригенный состав осадочного выполнения этих бассейнов (особенно в неогеновую эпоху) и высокую флюидодинамическую активность, что, вероятно, связано и с повышенной сейсмичностью этих регионов. Установленные связи еще раз подчеркивают глубинную природу скоплений УВ и позволяют использовать при их поисках геодинамические параметры.

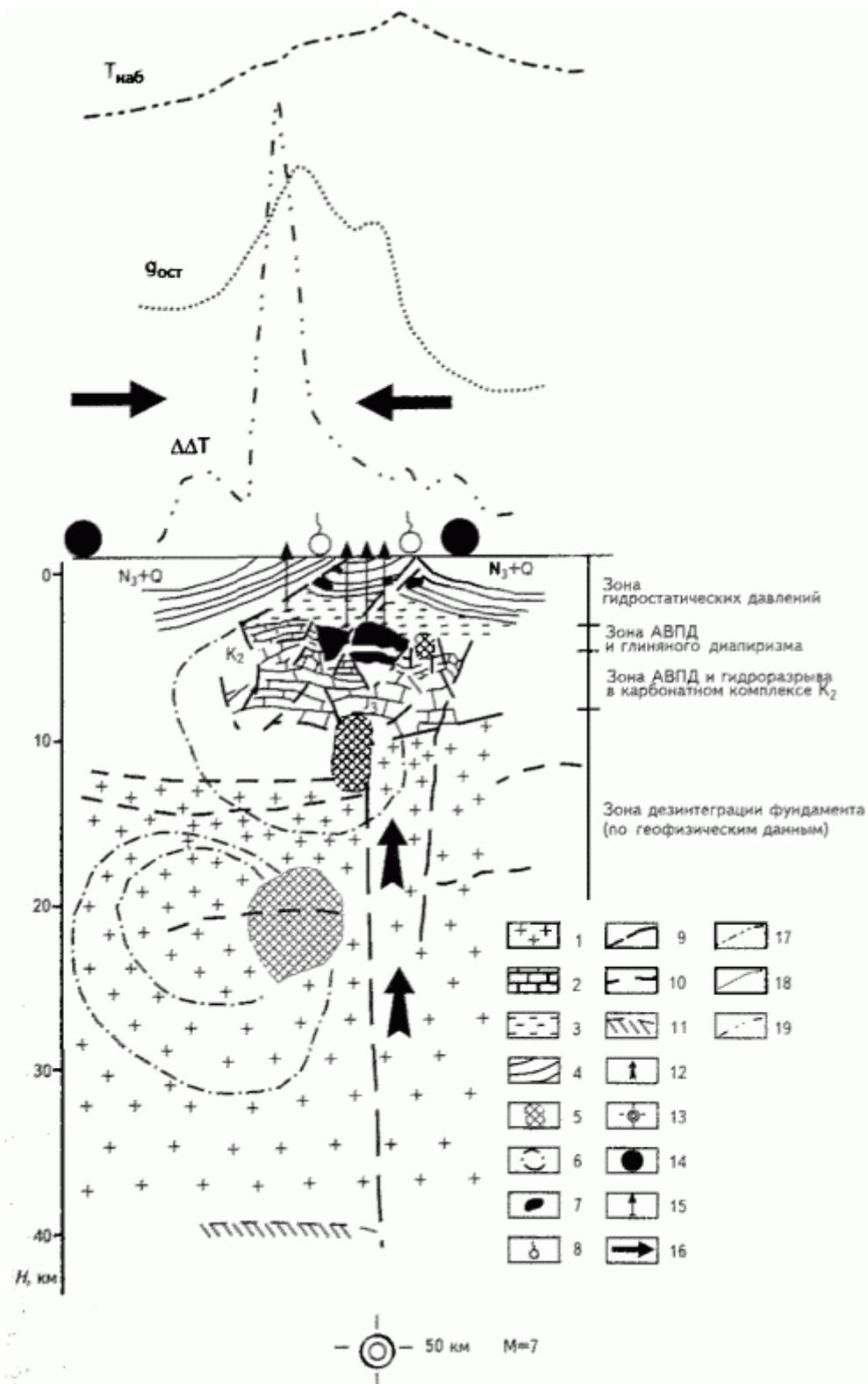
Литература

1. Аникиев К.А. Геодинамическая теория сверхвысокой пластовой энергии разбурываемых нефтегазоносных недр. Дегазация Земли и геотектоника. — М.: Наука. 1980.
2. Кропоткин П.Н. Дегазация Земли и генезис углеводородов //ЖВХО. — 1986. — Т. 31, № 5,- С. 540–547.
3. Кудрявцев Н.А. О закономерностях накопления ископаемых солей (к вопросу о парагенезисе нефти и соли) // Сов. геология. — 1966. — № 7. -С. 17–35.
4. Розин А.А. Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна и их

формирование — Новосибирск: Наука, 1977.

5. Современная геодинамика и нефтегазоносность / В.А. Сидоров, М.В. Багдасарова, С.В. Атанасян и др. — М.: Наука, 1989.

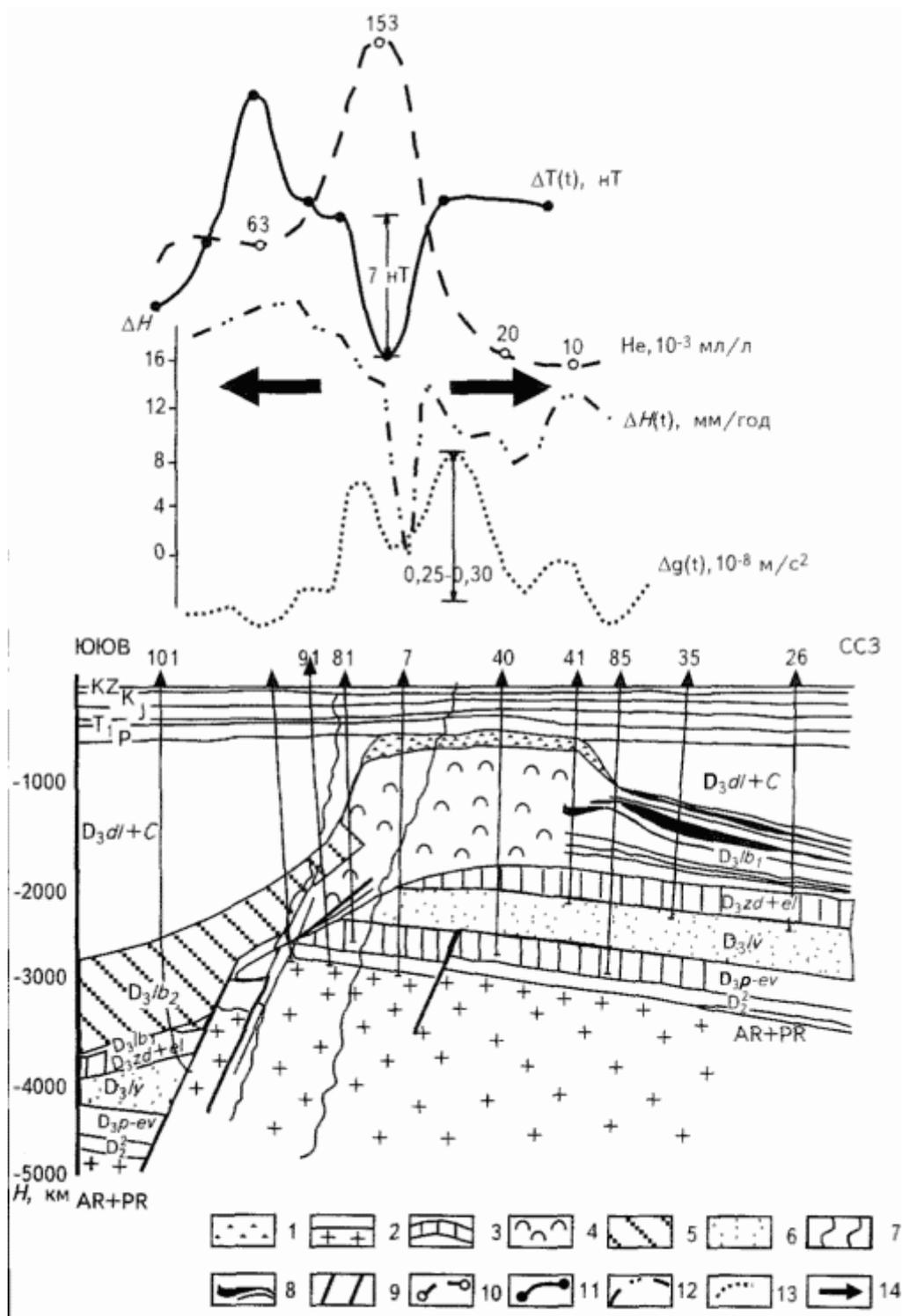
Рис. 1. ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ С АКТИВНОЙ ФАЮИДОДИНАМИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ (на примере Эльдаровского месторождения)



1 — кристаллический фундамент; 2 — карбонатный комплекс мезозоя; 3 — глинистая толща Майкопа, 4 — песчано-глинистая толща неогена, 5 — зоны разуплотнения пород осадочного чехла и фундамента по данным интерпретации современных движений земной поверхности [5]; 6 — зоны разуплотнения по данным гравиметрии; 7 — нефтяные залежи; 8 — выходы на

поверхность горячих вод с нефтепроявлениями, 9 — разломы осадочного чехла и фундамента; 10 — сейсмические границы по данным МОВЗ; 11 — предполагаемая граница поверхности Мохоровичича, 12 — направление флюидоперетоков, 13 — очаг Эльдаровского землетрясения 1913 г.; 14 — пункты светодальномерных измерений, 15 — глубокие скважины; 16 — направление горизонтальных перемещений, 17 — наблюдаемое магнитное поле; 18 — кривая остаточного гравитационного поля, 19 — изменение магнитного поля во времени.

Рис. 2. ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ С МАЛОАКТИВНОЙ ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ (на примере Речицкого месторождения)



1 — образование кепрока; 2 — поверхность кристаллического фундамента; 3 — карбонатные комплексы (продуктивные), сильно измененные в результате проработки гидротермальными

растворами (по данным В.Е. Ржанникова и др.); 4 — зона галитового метасоматоза; 5 — надсолевые отложения верхнего девона с признаками засоления в период осадконакопления; 6 — нижняя соленосная толща 7 — наиболее проницаемая зона для современных флюидоперетоков (по данным геохимических и геофизических наблюдений); 8 — реперные горизонты в соленосной толще верхнего девона и зоны их замещения (по данным Ржанникова В.Е. 1974); 9 — разломы фундамента и осадочного чехла; 10 ~ содержание водорастворенного гелия четвертичных отложениях в зоне Речицкого разлома; 11 — изменение во времени магнитного поля над Речицким разломом; 12 — современные вертикальные движения земной поверхности в зоне Речицкого разлома; 13 — изменение во времени гравитационного поля над Речицким разломом; 14 — преобладающие напряжения растяжения над Речицким разломом.