

В.В. ТРУШКИН

**ФИЗИЧЕСКИЕ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ
ОСНОВЫ
ИЗУЧЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ВОД
В ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТАХ**

Томск - 2006

В.В. ТРУШКИН

**ФИЗИЧЕСКИЕ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ
ОСНОВЫ
ИЗУЧЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ВОД
В ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТАХ**

**Научный редактор
профессор,
доктор геолого-минералогических наук
Н.П. Запивалов**

Томск - 2006

УДК 556,342; 553,38; 553.98.

В.В. Трушкин. Физические и геологические основы изучения движения вод в глубоких горизонтах. – Томск. Изд-во ТПУ. 2006. – 156 с.

Проведен обзор состояния изученности проблемы движения глубоких вод и представления о причинах их аномальной характеристики – удельной теплоёмкости. Показано, что в глубоких коллекторах значительную долю занимают свободные воды. Описан геологический круговорот воды.

Рассмотрена механическая, физическая и геологическая сущность двух видов фильтрации свободной воды: текучей и ползучей. Рассмотрены формы движения физически связанных вод в глубоких горизонтах. С позиции теории ползучей фильтрации рассмотрены процессы питания, транзита и разгрузки глубоких вод, основные закономерности и принципы изучения скорости и направления глубоких вод. Обосновано выделение метаморфогенной формы движения воды и рассмотрена основная её закономерность - удельная теплоёмкость глубоких вод. Предоставлено обоснование необходимости изучения направления пластовых вод в резконеоднородной фильтрационной среде с использованием неинерциальных систем отсчета. Проанализирован механизм движения связанных вод при формировании и разработке залежей нефти и газа.

Исходя из сути процесса ползучей фильтрации, проанализирована точка зрения ведущей роли подземных вод в формировании теплового поля глубоких горизонтов. Впервые рассмотрены некоторые вопросы геологической эволюции и самоорганизации системы вода – порода с позиции гидрогеодинамики и гидрогеотермии. Выдвинуто предположение, что механизм авторегулирования температуры тел теплокровных животных и человека был сформирован еще на предбиогенных этапах, выразившийся в определении парадоксальной зависимости определения удельной теплоёмкости воды в системе с вмещающим телом.

Для гидрогеологов, нефтяников, геологов, научных работников, аспирантов и студентов.

Рецензенты:

Рассказов Н.М. – профессор, доктор геолого-минералогических наук.

Пешков В.Е. – профессор, кандидат геолого-минералогических наук.

© В.В. Трушкин, 2006

Оглавление

<i>Предисловие</i>	<u>6</u>
Глава 1. Постановка и обзор проблемы, методологические основы её решения	<u>9</u>
1.1. Понятие глубокие воды и постановка проблемы	<u>9</u>
1.2. Физическая и геологическая суть проблемы	<u>10</u>
1.2.1. Проблема разграничения жидкостей и твердых тел	<u>10</u>
1.2.2. Проблема сохранности пор	<u>12</u>
1.3. Методологические приемы познания	<u>12</u>
1.3.1. Кибернетический механизм в познании гидрогеодинамических объектов	<u>13</u>
1.3.2. Основной идейный подход данной работы с позиции синергетики	<u>13</u>
1.4. История познания законов движения подземных вод	<u>14</u>
1.4.1. Развитие взглядов на нижний предел применимости закона Дарси	<u>14</u>
1.4.2. Проблемы изучения направления движения вод в глубоких горизонтах	<u>17</u>
1.5. Об аномальной характеристике воды - удельной теплоёмкости	<u>18</u>
1.5.1. Особенности строения свободной воды	<u>19</u>
1.5.2. Структура свободной воды и причины её высокой теплоёмкости	<u>20</u>
1.5.3. К вопросу об удельной теплоёмкости физически связанной воды	<u>22</u>
Глава 2. Вода в глубоких горизонтах	<u>24</u>
2.1. Виды воды	<u>24</u>
2.2. Вода в нефтяных и газовых однородных коллекторах	<u>25</u>
2.2.1. Физически связанная вода	<u>26</u>
2.2.2. Остаточная свободная вода и нефть	<u>27</u>
2.2.3. Оценка содержания различных видов воды	<u>28</u>
2.2.4. Синклинальные ловушки воды	<u>29</u>
2.3. Капиллярные силы воды в неоднородных коллекторах	<u>30</u>
2.3.1. Классификация залежей с капиллярными ВНК	<u>30</u>
2.3.2. Остаточная свободная вода	<u>32</u>
Глава 3. Геологический круговорот воды	<u>34</u>
Глава 4. Основные формы движения глубоких вод и их законы	<u>39</u>
4.1. Сущность движения свободной воды как механического тела	<u>39</u>
4.1.1. Упругость и пластическая деформация воды	<u>39</u>
4.1.2. Упругое сжатие и температурное расширение воды	<u>40</u>
4.2. Сущность движения свободной воды как физического тела	<u>41</u>
4.2.1. Течение и вязкость воды	<u>41</u>
4.2.2. Теплопроводность и ползучесть воды	<u>42</u>
4.3. Геологическая суть ползучей фильтрации воды	<u>43</u>
4.4. Движение физически связанной воды	<u>44</u>
4.4.1. Файлоационная форма движения	<u>44</u>
4.4.2. Электроосмотическая форма движения	<u>45</u>
4.5. Движение глубоких вод как геологического тела	<u>45</u>
4.5.1. Элизионный источник внутрипластовой зоны питания	<u>46</u>
4.5.2. Главная особенность зоны транзита глубоких вод	<u>47</u>
4.5.3. Глубинные разломы как очаги (зоны) разгрузки глубоких вод	<u>49</u>

Глава 5. Единая геологическая форма движения глубоких вод и основная её закономерность	52
5.1. О разновидностях геологических форм движения воды	53
5.1.1. Существующие представления	53
5.1.2. Метаморфогенная форма движения воды	54
5.2. О роли воды в геологическом цикле образования пород	55
5.2.1. Цикл геологических форм движения воды	55
5.2.2. Предполагаемые геологические формы движения воды	55
5.3. О методологической сути геологических форм движения воды	56
5.4. Основная закономерность метаморфогенной формы движения воды	57
5.4.1. Вывод формулы удельной изобарной теплоёмкости глубоких вод	58
5.4.2. О парадоксе и геологической сути определения удельной теплоёмкости воды в системе с породой	59
5.4.3. Удельная теплоёмкость глубоких вод как закономерность метаморфогенной формы движения воды	60
Глава 6. Основные закономерности и принципы изучения движения вод в глубоких горизонтах	62
6.1. Уникальность изучения движения глубоких вод как физического тела	62
6.2. Оценка скорости движения глубоких вод	63
6.2.1. Скорость фильтрации свободных вод	63
6.2.2. Скорость фэйлюации физически связанных вод	66
6.3. Основной элемент изучения направления ползучей фильтрации	67
6.3.1. Понятие энергометрический напор	67
6.3.2. Формула расчета энергометрического напора	68
6.3.3. Принцип вывода формул - расчета наклонных границ залежей углеводородов	69
6.3.4. Доказательство величины энергометрического напора	71
6.4. Физические основы изучения направления движения вод в резконеоднородной фильтрационной среде	72
6.4.1. Неинерциальная фильтрация и разрывность потока	74
6.4.2. Выявление экранов в межскважинном пространстве	77
6.4.3. Вариационные принципы	78
6.4.4. Неоднородность фильтрационной среды и энергометрический напор	81
6.5. Оценка степени достоверности исходной информации	86
6.5.1. Характеристика качества и точности термометрической информации	86
6.5.2. Оценка достоверности определения пластовых давлений	87
6.6. Влияние физически связанных вод на фильтрационно-ёмкостные свойства	88
6.6.1. Капиллярное кольматирование коллектора технической водой	88
6.6.2. Электроосмотические деформации воды при форсированных отборах нефти	89
6.6.3. Методика оценки показателей зон электроосмотических деформаций	90
6.7. Гидродинамическая классификация залежей нефти и газа	93
Глава 7. О роли системы вода - порода в формировании теплового поля	98
7.1. Об источниках генерации тепла	99
7.1.1. Роль гравитационной энергии	99
7.1.2. Механизм генерации тепла в воде под действием гравитационных сил	100
7.1.3. Взаимосвязь напряженности теплового поля и гидродинамического режима	100
7.2. Кондуктивный теплоперенос с учетом гравитационных сил	102
7.2.1. Вертикальный перенос тепла	102
7.2.2. Латеральный перенос тепла	103
7.3. Теплопроводящие и теплоизолирующие толщи	103

7.4.	Роль подземных вод в формировании теплового поля _____	104
7.4.1.	Эволюция представлений о роли глубоких вод _____	104
7.4.2.	Основной аргумент в пользу главенствующей роли системы вода - порода _____	105
7.5.	Новые возможности изучения движения глубоких вод по тепловому потоку _____	106
Глава 8. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода - порода _____		109
8.1.	Механизмы управления в системе вода - порода _____	110
8.1.1.	Механизм перехода текучей фильтрации в ползучую _____	110
8.1.2.	Механизм сохранности порового пространства _____	112
8.2.	Об уровнях организации геологических форм движения воды _____	113
8.2.1.	Основное опровержение идеи геологической формы движения материи _____	113
8.2.2.	Кибернетическая альтернатива космогонической гипотезы Лапласа _____	114
8.2.3.	Удельная теплоёмкость глубоких вод как закономерность авторегулируемой системы вода - порода _____	115
8.3.	Энтропия и нелинейность процессов _____	116
8.3.1.	О «тепловой смерти» глубоких вод _____	117
8.3.2.	Энтропия и удельная теплоёмкость глубоких вод _____	118
8.3.3.	Количество информации, считываемое глубокой водой о породе _____	119
8.3.4.	Землетрясения как синергетический процесс глубинных вод _____	120
8.4.	Информационная модель развития земной коры _____	121
8.4.1.	Прогноз пористости и скорости фильтрации на больших глубинах _____	122
8.4.2.	Подход к изучению движения вод на стадии метаморфизма _____	123
8.4.3.	Гипотезы причин гигантских флуктуаций в истории Земли _____	124
8.5.	Биогенные предпосылки основ изучения движения глубоких вод _____	126
Заключение _____		128
Приложения для определения удельных изобарных теплоёмкостей и объёмов _____		131
Воды и водяного пара _____		131
Морской воды и её растворов _____		135
Компонентов нефти _____		140
Природного газа и конденсатной смеси _____		145
Список литературы _____		151
Именной указатель _____		155

Предисловие

Проблема необходимости отдельного обобщающего освещения режима и характера движения вод на больших глубинах в гидрогеологии созрела давно. Так, еще при издании многотомника “Основы гидрогеологии” планировалось изложить современные представления о режиме и характере движения глубоких вод. Однако, данная проблема, в силу субъективных обстоятельств была рассмотрена лишь частично. И лишь совсем недавно В.И. Дюниным опубликована монография «Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов» [30], в которой сделан комплексный подход к решению этой проблемы. Тем не менее, физическая и геологическая суть, касающаяся непосредственно движения глубоких вод и законов этого движения, в основном оставалась неясной до последнего времени.

В теории изучения фильтрации глубоких вод достаточно прочно укоренились основные подходы к решению существующих в этой области проблем. Отсутствие каких-либо попыток уйти в сторону от установившихся стереотипов привело к застою в этой сфере познания. Так в теории и практике гидродинамических исследований прочно укоренились два мнения.

Во-первых, при изучении направления фильтрации вод учитывалась только потенциальная энергия воды в виде пьезометрического напора, различных модификаций приведенных напоров А.И. Силин-Бекчурина, метода фильтрационной силы А.Е. Гуревича и другие. Все эти методы были направлены на возможно более точный расчет потенциальной энергии воды, и практически отсутствовали попытки учета других видов её энергии.

Во-вторых, при изучении скорости фильтрации глубоких вод нарушение закона Дарси при низких скоростях фильтрации

только связывалось с проявлением межмолекулярных сил притяжения воды с породой-коллектором. Наиболее полно вопросы влияния породы на скорость фильтрации воды были описаны А.Г. Арье в работе “Физические основы фильтрации подземных вод” [4]. Интересные идеи по этому вопросу предлагались группой ученых механиков из г. Казани. Обобщенная их работа изложена в “Основах теории релаксационной фильтрации” [74]. Однако, все эти работы относились к изучению движения физически связанных вод.

Предлагаемая Вашему вниманию книга в некотором роде рушит сложившиеся стереотипы в подходе к решению проблем динамики движения глубоких вод. В работе рассматривается физическая сущность процесса нарушения закона Дарси в свободной воде и учитывается возможность изучения направления её движения с учетом тепловой энергии.

Одна из причин слабой изученности такой, казалось бы, простой проблемы, как движения свободных вод заключается в фундаментальных проблемах современной физики. Например, разграничение аморфно твердых тел от жидкостей и их переход, отличий свойств ползучести и текучести и ряд других проблем, так или иначе взаимосвязанных между собой. Решение данных физических проблем дает выход на разрешение ряда других вопросов геологии, достаточно наглядно описанных А.А. Граусманом [24]. Поэтому в данной книге читатель найдет решение этих и других современных проблем физики, которые будут интересны не только в данной области знаний, но и в других разделах гидрогеологии, в частности, в гидрогеотермии, где также нет достаточно общепризнанной точки зрения на проблему формирования температурного поля осадочных бассейнов.

Основой данной книги послужили материалы многолетних авторских исканий. Результатом этих исканий явилась кандидатская диссертация «Исследование характера движения пластовых вод...» [104]. Однако, в силу ряда обстоятельств многие разделы из глав работы были либо удалены, либо сокращены. Прежде всего, это вопросы, связанные с интерпретацией выведенных в данной работе формул, с физическими основами изучения направления фильтрации в резконеоднородной среде, уникальностью изучения движения глубоких вод как физического тела и ряд других вопросов. Практически не раскрытыми остались вопросы изучения движения глубоких вод в нефтяных и газовых пластах.

Кроме этого, в книге освещаются многие фундаментальные идеи: о гидрогеологии как науки о подземной гидросфере, о геологической форме движения воды, о самоорганизации системы вода - порода и др., которые только начинают развиваться в гидрогеологии. Во многом данные идеи, развиваемые Е.В. Пиннекером, С.Л. Шварцевым и др., остаются полностью не раскрытыми и спорными, в особенности, при изучении динамики движения подземных вод. Поэтому их рассмотрение приводится не столько с целью показа возможного пути дальнейшего развития данного направления, сколько являются мировоззрением автора на решение рассматриваемых проблем данной работы. Первоначально это мировоззрение было чисто интуитивным и основано на предположении, что механизм движения глубоких вод тесно связан с регулированием пластовых температур, подобным механизму поддержания температуры тел животных и человека за счет кровообращения. Однако, впоследствии, как оказалось, данное предположение, возможно, имеет под собой довольно глубокие корни, связанные с бурно развивающейся в последние годы науки синергетики, изучающей связи процессов и законов, происходящих в неживой и живой природе [39, 122]. Переходным звеном которой, возможно, является геологическая форма движения материи, обоснованная академиком Б.М. Кедровым.

Необходимо также отметить, что хотя в названии книги речь идет об изучении движения вод, значительная её часть так или иначе связана с рассмотрением вопросов, связанных с движением воды в неф-

тяных и газовых пластах. С одной стороны, это вполне естественно, так как благодаря этим полезным ископаемым стало возможным изучение движения глубоких вод. Несмотря на то, что, по данным Ю.П. Гаттенбергера, нефть и газ в природных резервуарах занимают всего 0,1 % ёмкостного пространства в сравнении с 99,9 % воды. С другой стороны, изучение движения воды в нефтяных и газовых пластах позволяет достаточно просто и наглядно понять сложные процессы, явления и законы движения физически связанных вод. Главное, характер распределения нефтенасыщенности по высоте в залежах позволяет четко доказать, что содержание свободной воды в водоносных пластах достигает 70 %, и, тем самым, нарушение закона Дарси в глубоких горизонтах нельзя сводить только к действию сил притяжения со стороны стенок пор.

Первые главы написаны более просто и доступно, чем последующие. Постепенно изложение усложняется.

В главе 4 освещаются непосредственно теоретические основы данной книги. Последовательность и методология изложения материала этой главы заимствована из монографии А.Г. Арье “Физические основы...”. Далее происходит переход к “геологическим основам”, где движение глубоких вод изучается не столько через поры горных пород, сколько вместе с горной породой, т.е. рассматривается это движение как результат более общих осадочных, тектонических, геотермических и других движений, обусловленных силами Земли.

В главе 5 дается объяснение полученной в работе [104] парадоксальной зависимости расчета удельной теплоёмкости глубоких вод, исходя из фундаментальных идей С.Л. Шварцева и Е.В. Пиннекера о геологической форме движения воды.

Шестая глава – практическая, непосредственно посвящена изучению скорости и направления движения глубоких вод.

Последние две главы наиболее сложные, посвящены перспективам дальнейшего направления изучения движения глубоких вод. Поэтому для их понимания рекомендуется предварительно прочитать 4, 5 и 6 главы. Это значительно облегчит понимание идей, изложенных в последних главах.

В главе 7 затрагиваются предпосылки нового научного направления в геоло-

гии, основанного на интеграции гидрогеодинамики и геотермии глубоких горизонтов.

В главе 8 обсуждаются общемировоззренческие, фундаментальные, геологические проблемы и взгляды на изучение законов движения глубоких вод.

Автор прекрасно отдает себе отчет в том, что сложность проблемы в целом и самый широкий подход к её решению с использованием не только различных направлений геологии и физики (термодинамики, молекулярной физики, теории упругости и др), но и механики, философии, биологии, не может не сказаться на дискуссионности данной книги. Отчего книга не может быть лишена недостатков, так как отражает только позицию автора. Поэтому автор будет признателен за всякого рода рекомендации, замечания и пожелания.

Представляемая книга – плод более чем двадцатилетней работы автора по проблемам, связанным с гидродинамикой глубоких горизонтов и дань глубокой признательности и благодарности всем тем, с кем довелось за эти годы работать и учиться. Прежде всего, профессору М.Б. Букаты который еще в студенческую бытность уговорил перейти на индивидуальный план обучения на специализацию «Нефтяная гидродинамика». Всем мастерам и геологам, с которыми работал и перенимал опыт в неф-

тегазовых организациях Эвенкии, Заполярья, Тюменской и Томской области. В.Г. Иванову, пригласившему работать в ПО «ТомскНИПИнефть» по проблемам гидродинамики глубоких горизонтов, где и начали формироваться основные идеи данной книги, и в дальнейшем никогда не отказывавшему в совете и в помощи. Особую признательность необходимо выразить профессору С.Л. Шварцеву, который не только особенно поддерживал ценность и смелость многих идей, но и долгое время убеждал и учил, как правильно защищать эти идеи. Первоначальная рукопись книги была прочитана и просмотрена вышеперечисленными людьми. Все их замечания и пожелания учтены в окончательной редакции книги.

В процессе работы над книгой автор стремился её изложить как можно проще, несмотря на сложность решаемых проблем. Насколько это удалось судить читателю.

Многие разделы этой книги использовались автором при разработке программы нового учебного курса «Гидродинамика элизионных систем» и при преподавании его в первый учебный 2002 год на кафедре гидрогеологии и инженерной геологии в Томском политехническом университете, по инициативе С.Л. Шварцева и М.Б. Букаты. Поэтому данная книга может быть рекомендована в качестве учебника.

Глава 1. Постановка и обзор проблемы, методологические основы её решения

1.1. Понятие глубокие воды и постановка проблемы

Классическое понятие «артезианский бассейн» (Keilhack, 1935; Саваренский, 1935) с последовательным расположением области питания, стока и разгрузки, как считают А.А. Карцев, В.М. Матусевич, В.Н. Борисов и др., является архаичным и требует замены, так как оно отражает только инфильтрационные водонапорные системы с гидростатическим напором. Уместно говорить лишь об *артезианской воде*, находящейся в зоне активного или свободного водообмена.

В зонах затрудненного и весьма затрудненного водообмена или застойного режима классическая артезианская схема нарушается. Дело в том, что, как отмечал Е.В. Пиннекер [80], в глубоких горизонтах пластовых вод на гидрогеодинамике, кроме гидростатического напора, сказываются: во-первых, литостатическое (геостатическое) давление и, во-вторых, проявления внутренних сил, т.е. тектонических (геодинамических) напряжений и восходящей миграции газовой-жидких растворов из фундамента. При отжатии влаги из глин под действием выше залегающих пород движение пластовых вод происходит из погруженных частей к периферии бассейнов. Проявление внутренних сил происходит локально в тектонически-подвижных участках. Это движение преимущественно восходящее, происходящее под действием внутренних сил: разгрузкой ювенильных флюидов, эпигенезом пород, выжиманием гидротермальных растворов из пород, дегидратацией и перекристаллизацией пород. Казалось бы, данное определение понятия «глубокие воды (горизонты)», можно и принять как объект исследований данной книги. Однако более детальное изучение этого вопроса вызывает необходимость конкретизировать его исходя, из следующих соображений.

Во-первых, аналогичное рассужде-

ние в первом томе «Основ гидрогеологии» приводится В.Н. Борисовым [79] для понятия глубинные воды. При этом он считает, что условность термина «глубинные воды» очевидна, но в гидрогеологии он используется за неимением лучшего.

Во-вторых, у самого Е.В. Пиннекера отмечается некоторая неопределенность. Так, он считает, что в глубоких горизонтах гидростатический напор может распространяться практически на всю толщу гидрогеологического бассейна. Исходя из этого, получается, что при определенных условиях классическую инфильтрационную схему все же можно переносить на глубокие горизонты.

Кроме этого, детальные характеристики обоих понятий также имеют некоторую расплывчатость и неопределенность границ их применения. Так, кроме гидростатического режима, Е.В. Пиннекер выделял в глубоких горизонтах еще два режима: геостатический и режим глубинного типа. Глубинные воды, описанные В.Н. Борисовым, в основном характеризуются глубинным типом режима, хотя частично затрагивается влияние на эти воды действие геостатических сил. Однозначно к понятию *глубинные воды* подходит С.Л. Шварцев [122], четко увязывая данное понятие с действием только внутренних сил. Причем к понятию «глубинные воды» он подходит гораздо шире, рассматривая их не просто как генетический тип, а как движение геологического тела, т.е. движение не столько через поры горных пород, а сколько их движение вместе с горной породой (в частности с магмой).

Исходя из данных представлений, под *глубокими водами (горизонтами)* будем понимать воды, на режим которых оказывает влияние в основном геостатические силы вышележащих пород. Причем это не озна-

чает, что в таких водах гидростатический напор не может распространяться на весь бассейн. В глубоких горизонтах также могут сохраняться и образовываться гидростатические давления, но характер движения этих вод принципиально иной, отличный от характера движения артезианских вод, описываемых законом Дарси. Условность термина глубокие воды также очевидна, как и глубинные воды, но в нефтяной гидрогеологии он получает все большее распространение. Так, например у В.И. Дюнина [30] общепринятое понятие воды глубоких горизонтов отождествляется с понятием глубокие воды (флюиды).

Признаваемая и рассматриваемая в настоящее время многими исследователями (А.А. Карцев, В.А. Кротова, Л.Н. Капченко, И.Г. Киссин, А.Е. Гуревич, А.Г. Арье и др.) гидродинамическая зональность гидрогеологических бассейнов, позволяет связывать основную проблему изучения движения глубоких вод с проявлением нижнего предела применимости закона Дарси. Именно благодаря принципиально иным законам движения глубоких вод в них создаются благоприятные условия для образования и длительной сохранности сверхгидростатических давлений.

1.2. Физическая и геологическая суть проблемы

Как уже было отмечено, основная проблема изучения движения глубоких вод связана с проявлением нижнего предела применимости закона Дарси. Однако, установление зависимости скорости фильтрации от градиента напора ниже начального в настоящее время является теоретически слабо разработанной. Основные исследова-

Причем движение глубоких вод в данной книге рассматривается не просто как физическое движение генетического типа вод, а гораздо шире – как движение геологического тела. Достаточно полно такой комплексный подход к решению проблемы формирования глубоких флюидов был предпринят В.И. Дюниным для обоснования несостоятельности инфильтрационной и элизионной теорий формирования пластовых давлений глубоких горизонтов.

Однако, если у С.Л. Шварцева и В.И. Дюнина, закладываются лишь предпосылки к необходимости изучения законов и механизмов движения вод с учетом их взаимодействия с породой, то здесь в гидрогеодинамике, вслед за гидрогеохимией, выражаясь словами В.М. Матусевича [71], «система вода - порода, реально претендует на её перенос из сферы "научно-божественной", в сферу практического её использования».

В итоге, в дальнейшем под глубокими водами будем понимать такие воды, в которых фильтрация происходит, не подчиняясь закону Дарси (нижний предел применимости).

ния по этому вопросу, проведенные Ю.М. Молоковичем [72,74], А.Г. Арье [3,4] и В.В. Трушкиным [111,104], до конца не решают эту сложную проблему глубокой гидродинамики. Основное различие этих работ заключается в подходе к решению физической проблемы разграничения твердых тел и жидкостей.

1.2.1. Проблема разграничения жидкостей и твердых тел

Классически признается, что жидкость (в отличие от твердого тела) обладает свойством текучести. Твердое тело, наоборот, при приложении к нему нагрузки проявляет свойство упругости формы. Однако, если на твердое тело будет действовать нагрузка в течение длительного времени, то оно начинает проявлять свойство ползучести. В этой связи, в практике не всегда

можно четко дать ответ, когда тело можно назвать твердым, а когда жидким.

Д.В. Сивухин [97], описывая различные примеры изменения скоростей деформаций жидкостей и аморфных твердых тел (спирт, вода, мед, патока, гудрон, стекло), пытается показать, что в настоящее время нельзя провести резкое разграничение между ними. Например, летящая пуля

рикошетит от воды, как от твердого тела. Мед через щели в бочке выползает или вытекает? Куски гудрона по истечении времени принимает форму ёмкости, в которую положены. Стеклянная палочка лежащая концами на двух опорах по истечении длительно времени необратимо деформируется - прогибаясь. Схожая проблема возникает при плавлении твердых тел, которые вначале начинают ползти, а затем течь.

В 1867 г. Максвелл предложил способ определения перехода свойств жидкости в твердое тело на основе выражения $w*t_p$, где w - частота воздействия переменных внешних сил; t_p - время релаксации. При $w*t_p \ll 1$ жидкость ведет себя как обычное вязкое тело. В обратном случае ($w*t_p \gg 1$) жидкость будет проявлять свойства твердого тела.

Попытку решить проблему разграничения твердого тела от жидкости еще в начале XX века предпринял известный советский физик Я.И. Френкель. Разработанная им кинетическая концепция трансляционных переходов и вышедшая на основе этой работы монография (1925) в дальнейшем выдерживает несколько переизданий и входит в школьные учебники. Рассматривая идею Максвелла как феноменологическую теорию, он считал, что течение жидкости полностью аналогично пластической деформации (ползучести) твердого тела по физической сущности процесса, но отличается от нее масштабом проявления при одинаковом усилии и времени приложения. "Твердые тела не имеют свойства твердости или упругости формы, относятся к "жидкостям", проявляя свойство текучести, но отмечаемого только по истечении достаточно длительного времени", т.е. процесс течения жидкости по физической сути аналогичен процессу ползучести твердого тела.

Аналогичного мнения придерживаются и в настоящее время ряд других исследователей, как физиков, так и геологов, включая А.Г. Арье, О.Я. Самойлова и др. Так, например, Я.С. Гегузин [20], утверждает, что время "оседлой жизни" атомов в кристалле t_p несравненно больше, чем в жидкости, но "если действовать на кристалл

в течение времени значительно большего, то кристалл будет течь, как жидкость". Таким образом, разница между твердым телом и жидкостью в геологическом масштабе времени, по мнению многих исследователей, является относительной. "Как известно геологам, текут даже скалы, хотя значительно медленнее, чем вода... В действительности, не имеется резкой границы между твердым телом и жидкостью"[92].

Однако, еще Я.И. Френкель, прекрасно осознавая противоречивость своей теории сложившимся классическим представлениям, писал: "Изложение новой теории, даже еще в очень сырой и неполной форме, будет способствовать привлечению других ученых к этому предмету и ускорению его дальнейшего развития".

В этой связи обратная точка зрения развивается В.В. Трушкиным. Опираясь на идею Максвелла [63] им было сделано предположение [108], что вода при градиенте напора ниже начального проявляет свойство аморфно твердого тела – ползучесть [2]. Затем, используя классические представления, была установлена молекулярно-кинетическая сущность свойства ползучести тел – заключающаяся в явлениях генерации тепла и последующей его передачи за счет явления теплопроводности, следствием последнего является вязкоупругий сдвиг, в отличие от упругопластического сдвига – характеризующего процесс течения [104, 106, 111].

Таким образом, в настоящее время предложено объяснение физической сущности свойства - ползучести тел с классических позиций, которое заключается в явлении теплопроводности. Это доказывает его отличие от свойства – текучести, заключающееся в явлении вязкости. В свою очередь решение данной физической проблемы при изучении фильтрации вод вызывает другую геологическую проблему взаимосвязи сущности ползучей фильтрации с режимом формирования теплового поля и сохранности порового пространства в глубоких горизонтах.

1.2.2. Проблема сохранности пор

Второстепенной но, не менее важной проблемой гидродинамики, является проблема сохранности порового пространства на больших глубинах. В настоящее время, например, стало аксиомой, что отсутствие зазоров между каменными плитами Египетских пирамид сегодня уже объясняется не филигранной техникой древних мастеров, а способностью материала к пластической деформации, "затеканием" плит в зазоры между ними. Поэтому, если твердая фаза осадочных пород в геологическом масштабе времени обладает свойством "течения", то должен существовать механизм его прекращения. В противном случае в земной коре не могли бы существовать двухфазные среды: более легкая фаза всегда была бы выжата более тяжелой.

Более того, время релаксации напряжений в граните и базальте не превышает 30 тыс. лет, и при данных параметрах, как считает В.С. Пономарев [87], "...в наши дни на Земле должны были бы существовать только те горы, которые возникли не более ста тысяч лет назад". Отсутствие "течения гор" он объясняет зоной релаксацией, т.е. тем, что время релаксации напряжений определяется размерами системы и в больших массивах становится соизмеримым с геологическим временем.

Не оспаривая это предположение для объяснения существования гор, А.А. Граусман [24] высказывает сомнение в правомерности его для объяснения сохранения в геологическом масштабе времени двухфазных сред. По его мнению, вряд ли можно объяснить зоной релаксацией напряжений существование под давлением многокилометровой вышележащей толщи на коллектор имеющий возраст более 600 млн. лет.

1.3. Методологические приемы познания

В идейную основу данной работы были положены методологические приемы синергетики, которые становятся, по мнению С.Л. Шварцева [122], одними из главных в арсенале гидрогеологии. Главной составной частью, которых являются приемы

В этой связи он одним из первых предпринимает попытку практически доказывать необходимость изучения движения глубоких вод в системе с породой. Основную причину сохранности порового пространства на больших глубинах, он видит в релаксации накапливающихся напряжений в горной породе через воду в окружающую среду. Что, по его мнению, можно рассматривать - как процессы *саморегулирования и самоорганизации в системе вода-порода*.

Фактами, подтверждающими прекращение действия этого процесса, является необратимая деформация пластов (уменьшение пористости) без нарушения сплошности скелета пород при снижении пластового давления в процессе разработки месторождений нефти и газа. Аналогичные процессы зафиксированы при неумеренных водоотборах в черте многих крупных городов [82]. Например, под городами Японии (Рис. 1-1).

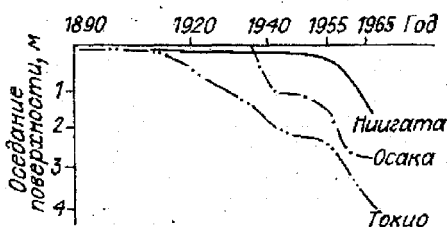


Рис. 1-1. Оседание земной поверхности под крупными городами Японии.

По А.А. Никонову

Исходя из этого, проблема сохранности порового пространства перерастает из чисто физической в геологическую. По своей сути данная проблема является фундаментальной, основанной на необходимости рассмотрения этого процесса в системе с водой.

кибернетики — изучающие механизмы управления и саморазвития, самоорганизующихся систем, которые достаточно хорошо изучены в живой природе, в технике, в обществе, в мышлении и практически не изучены в неживой природе.

1.3.1. Кибернетический механизм в познании гидрогеодинамических объектов

Относительно наглядно кибернетический механизм управления проявился и в познании гидрогеологических объектов. Достаточно точно и хорошо этот механизм был описан В.А. Кирюхиным, А.И. Коротковым, А.Г. Арье и др. [3, 49, 50]. Так, в учебнике "Гидрогеохимия" [50] нарисована схема их познания, в которой авторы практически очень близко отображали реальный кибернетический механизм познания законов природы, изображенный на рис. 1-2. В этих работах также выделяется два этапа (стадии) познания: первый – эмпирический, когда происходит восприятие явления, второй – теоретический, основанный на познании сущности явления.

В этой связи необходимо напомнить, что "сущность раскрывается в явлениях: «...сущность является. Явление существенно» (В.И. Ленин). Однако, единство сущности и явления не означает их совпадения, сущность всегда скрыта за поверхностью явления. В результате раскрытия сущности становится возможным научное объяснение самого явления. Противоречия между сущностью и явлением и обуславливают характер процесса познания "... Если бы форма проявления и сущность вещей непосредственно совпадали, - писал К. Маркс, - то всякая наука была бы излишняя...". [58].

В изучении подземной гидродинамики также первоначально велись поиски математических зависимостей, удовлетворительно описывающих результаты экспериментов без рассмотрения сущности процессов (явлений). Главным результатом

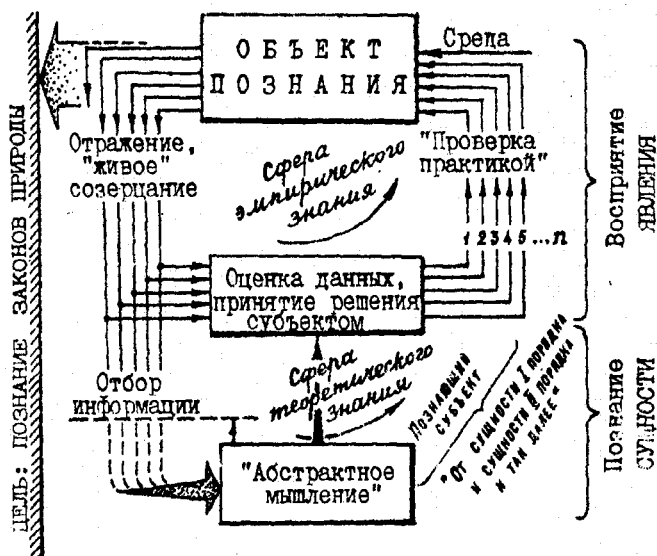


Рис. 1-2. Этапы познания законов природы.
По Р.Ф. Абдееву

этого этапа явилось открытие эмпирического закона Дарси. Затем появились попытки изучения сущности процесса фильтрации на основе фундаментальных наук естествознания. Наиболее значимыми попытками стали работы А.Г. Арье [3, 4] по изучению движения *физически связанной* воды и В.В. Трушкина [104, 106, 111] по изучению фильтрации *свободной* воды при низких градиентах. В этой связи можно с уверенностью сказать, что на современном этапе развития гидродинамика перешла на вторую стадию познания.

Основной задачей данной работы явилось дальнейшее развитие второго пути решения проблемы применительно к движению глубоких вод.

1.3.2. Основной идейный подход данной работы с позиции синергетики

Наряду с эмпирической и теоретической стадией познания В.А. Кирюхиным, А.И. Коротковым др. [49, 50] выделяется начальная стадия – интуитивная, когда связи между познаваемыми объектами изучаются стихийно, а законы, управляющие ими, неизвестны. Хотя данная стадия и не является составной частью кибернетическо-

го механизма познания, тем не менее, её значение в познании законов природы, как отмечают авторы, весьма велико. Между тем по большей части в современном научном мире результаты, полученные таким путем, не признаются. Причиной отрицательного отношения к результатам, полученным интуитивным путем, является не

изученность наукой механизма интуитивного мышления.

Согласно современному определению, интуиция – это чутье, пронизательность, непосредственное постижение истины без логического обоснования, основанное на предшествующем опыте [100].

Невозможность логического обоснования полученных закономерностей также первоначально вызвало отрицательное отношение к результатам, полученным еще в 1991 г. В основу подхода установления этих закономерностей легла интуитивная идея об аналогичности формирования механизма температуры живых тел и геологических, в первом случае кровообращения, во втором за счет движения глубоких вод. По сути, как оказалось, данная идея согласуется с синергетическим выводом в работе [122] «об унаследовании биологическими формами в процессе эволюции формы круговорота воды в геологических системах».

Синергетика как наука появилась благодаря работам советского эмигранта И.Р. Пригожина и других зарубежных исследователей в 1975 г и явилась мостом между неорганической и живой природой. Поскольку до этого до середины 70-х годов нашего столетия существовал непреодолимый барьер между неорганической и живой природой, и считалось, что лишь живой природе присущи процессы саморегуляции и самоорганизации.

После выявления сущности движения вод, подтверждающей идею Н.Н. Непримерова и Ю.М. Молоковича [72] о том, что вода при градиенте напора ниже начального ползет подобно аморфно твердому телу, проведена вторая часть исследования, основанная на применении метода принци-

пов И. Ньютона [98]. Согласно данного метода, необходимо установить основные принципы и законы, описывающие это явление. Для этого нужно определить возможности использования принципов теории вязкоупругости применительно к ползучей фильтрации. Однако их использование требует учета уникальности изучения глубоких вод как физического тела (раздел 6.1), что позволяет применять не приближенные зависимости деформаций от напряжений теории вязкоупругости, использовавшиеся Ю.М. Молоковичем, а точные законы термодинамики. Данное направление внедрения в гидрогеологию законов точных наук, по выражению Е.В. Пиннекера [79], таит в себе большие перспективы. Однако, по мнению С.Л. Шварцева [79], необходимость учета специфики движения воды в Земле, как геологического процесса, требует и соответствующего подхода к изучению этих законов, также *носящих специфический характер*.

Идея необходимости рассмотрения геологии не как прикладной науки, использующей законы механики, физики, химии и др. а как фундаментальной науки, имеющей собственные законы развития была впервые высказана Ф. Энгельсом. В дальнейшем она получила развитие в работах академика Б.М. Кедрова и применительно к подземным водам - С.Л. Шварцева и Е.В. Пиннекера.

В этой связи, вторая часть исследования посвящена дальнейшему развитию идеи рассмотрения геологии как фундаментальной науки, основанной на приемах синергетики.

1.4. История познания законов движения подземных вод

1.4.1. Развитие взглядов на нижний предел применимости закона Дарси

Установление в 1839-1841 гг. Пуазейлем и Гагеном закономерности течения жидкости в тонких трубах дало толчок к развитию гидравлики, и, по-видимому, натолкнуло французского гидравлика Анри Дарси в 1856 г. на мысль о возможности такой же фильтрации воды через пески. Эксперименты подтвердили прямолинейную

связь между скоростью фильтрации и градиентом напора

$$v_{\phi} = k_{\phi} * I, \quad (1.1)$$

где v_{ϕ} – скорость фильтрации; k_{ϕ} – коэффициент пропорциональности, названный коэффициентом фильтрации; I – градиент напора.

В 1857 г. другой французский инженер-гидравлик Ж. Дюпюи экспериментально доказал, что закон Дарси справедлив только для относительно медленных ламинарных течений, при турбулентных потоках он не выдерживается. Позже в 1898 г. Кинг установил, что нарушение закона Дарси происходит и при весьма малых скоростях фильтрации. Оказалось, что аппроксимируемая, экспериментальная прямая проходит не через 0, а через некоторую величину градиента напора I_0 . Экспериментально это подтвердилось в исследованиях советских ученых Н.П. Пузыревского (1931), С.В. Избаша (1931), К.П. Лундина (1934) и др. При этом полученные ими эмпирические формулы даны без раскрытия физической сущности входящих в них коэффициентов (кроме коэффициента фильтрации).

Не составляет в этом смысле исключения такой параметр как начальный градиент фильтрации. Под начальным градиентом напора, по К.П. Лундину, понимается такой градиент, при котором начинается фильтрация по закону Дарси (Рис. 1-2). Исходя из этого, при низких скоростях фильтрации по закону Дарси формула скорости фильтрации приобретает следующий вид:

$$v_{\phi} = k_{\phi} * (I - I_0). \quad (1.2)$$

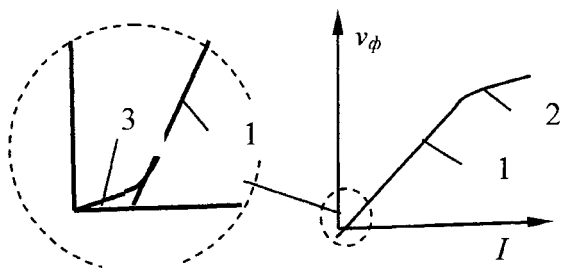


Рис. 1-3. Графики зависимости скорости фильтрации от градиента напора:

1 – ламинарная фильтрация по закону Дарси; 2 – турбулентная фильтрация; 3 – фильтрация при градиенте напора ниже начального I_0 .

При более высоких скоростях погрешность измерений градиента напора становится сопоставимой с величиной I_0 . В результате скорость фильтрации считается по основной формуле (1.1)

Выявленные отклонения от основного закона ламинарного течения жидкости в пористой среде возбудили интерес различных ученых к исследованию физической сущности и количественной оценки

коэффициента пропорциональности между расходом потока и градиентом напора.

Развитие взглядов на данный вопрос достаточно подробно осветил и проанализировал А.Г. Арье [3, 4], что позволило ему сформулировать следующий обобщенный вывод: наличие начального градиента течения в настоящее время является предметом дискуссий. Одни авторы, опираясь на эксперименты, проведенные с высокой точностью измерений, показывают, что начальный градиент течения отсутствует, и опровергают физическую возможность его существования, другие экспериментально и теоретически оценивают эту величину.

Причины нарушения закона Дарси связывают в основном с проявлением сил молекулярного взаимодействия частиц воды и породы. Второстепенными считаются причины, связанные со структурной прочностью (упругостью) самой воды и наличием в ней взвешенных и коллоидных частиц, что дополнительно повышает её структурность.

Обобщая результаты проделанной работы, А.Г. Арье [3] указывает: «Применение закона Дарси в качестве основного закона фильтрации для решения многих задач практической гидрогеологии вполне оправдано. Однако нелинейность зависимости скорости фильтрации от градиента напора проявляется в существенных масштабах, например, при оценках региональных потоков. В таких случаях традиционный подход к рассмотрению движения подземных вод, базирующийся на использовании принципов и положений трубной гидравлики, не дает возможности объяснить отклонение от прямой зависимости между скоростью фильтрации и градиентом напора.» Несомненно, что в глубоких горизонтах эти масштабы еще в большей степени начнут проявляться, вплоть до движения вод при градиенте напора ниже начального. Аналогичные мнения, как отмечает А.А. Карцев [45], "высказываются и другими исследователями. Особенно широко такие взгляды развиты в работах А.Е. Гуревича".

Изучение процесса фильтрации при градиенте ниже начального ведется довольно длительное время в США и в бывшем СССР. Впервые целенаправленно этим вопросом у нас в стране стал заниматься

Ю.М. Молокович, по наставлению Н.Н. Непримерова. Опираясь на идею Максвелла, он считает, что физически связанная вода проявляет свойства твердого тела. Исходя из этого, он применяет уравнения теории вязкоупругости. Теория вязкоупругости изучает ползучее движение твердых тел, соответственно движение такой жидкости в пористой среде он называет "ползучим" течением. Опираясь на закон Дарси, он получил основное уравнение такого движения для однофазной жидкости в однородных изотропных коллекторах с учетом релаксационных явлений:

$$v_{\phi} = \frac{k}{\mu} * grad(P - t_p \frac{dP}{dt_p}), \quad (1.3)$$

где k - коэффициент проницаемости; μ - вязкость; t_p - время релаксации; P - давление;

Резкое снижение скорости фильтрации вод (нарушение закона Дарси) им связывается с вычитаемой частью, которая в теории вязкоупругости называется ядром ползучести.

Результаты исследований по математической теории релаксационной фильтрации публиковались в течение ряда лет (1969, 1971, 1980). В 1987 г. издана монография Ю.М. Молоковича и П.П. Осипова [74], обобщающая результаты всех работ. Однако, как отмечают во введении авторы, "несмотря на большую серию поставленных специальных опытов, эта книга скорее ставит вопрос на обсуждение, чем дает однозначный ответ на реальные механизмы релаксации в продуктивных коллекторах".

Попытку изучить сущность течения воды в пористой среде с позиции теории трансляционных переходов Я.И. Френкеля [114] предпринимает А.Г. Арье [3]. Рассматривая идею Максвелла о переходе свойств жидкости в твердое тело как феноменологическую теорию, Я.И. Френкель [105] делает вывод, что процесс течения жидкости по физической сути аналогичен пластической деформации твердого тела и отличается лишь по масштабу скорости движения. Опираясь на данный вывод, А.Г. Арье считает, что физически связанная вода не может течь, а, следовательно, и дви-

гаться. Однако, признавая фильтрационный массоперенос при градиенте напора ниже начального, этот процесс он попытался представить в виде мономолекулярных цепочек воды, текущих вдоль осей капиллярных трубок идеального грунта, т.к. равнодействующая поверхностных сил на этих линиях равна нулю. Такой молекулярный массоперенос, близкий по своей сущности к явлению самодиффузии, в некоторых работах называют файлоацией.

Не претендуя на обязательность термина, А.Г. Арье называет коэффициент пропорциональности между единичным расходом и градиентом напора коэффициентом файлоации (в отличие от коэффициента фильтрации).

Третья точка зрения развивается В.В. Трушкиным, начиная с 1990 г. В её идейную основу положены те же классические представления [108], что и у Ю.М. Молоковича. Считается, что вода при градиенте напора ниже начального относится к типу максвелловской жидкости и проявляет свойство аморфно-твердого тела – ползучесть. Однако, далее, используя подход А.Г. Арье, им с позиции термодинамики и молекулярной физики изучается сущность ползучести воды. В результате установлено, что механизм релаксации связывается не только с ядром ползучести, но и самой сущностью процесса ползучести – явлением теплопроводности, а свойство ползучести может проявлять не только физически связанная вода, но и свободная. В конечном итоге в работе [104] защищено положение о наличии двух видов фильтрации: текучей, описываемой законом Дарси и ползучей, происходящей при градиенте напора ниже начального. Опираясь на теорию теплопроводности выведена формула расчета скорости ползучей фильтрации.

В целом, исходя из сделанного обзора, применительно к глубоким горизонтам можно рассматривать два вида движения воды при градиенте напора ниже начального: для свободной воды – ползучую фильтрацию, для связанной воды – файлоацию.

1.4.2. Проблемы изучения направления движения вод в глубоких горизонтах

Более чем за 100 лет до открытия основного закона фильтрации в 1738 г. русским ученым Даниилом Бернулли было введено понятие о напоре воды, которое в последующем явилось базовым элементом изучения направления движения подземных вод. По его определению, величина полного напора для подземных вод может выражаться следующим уравнением:

$$H = \frac{P_{nz}}{\rho * g} + h + \frac{v_{\phi}^2}{2 * g}, \quad (1.4)$$

где $v_{\phi}^2/2 * g$ – скоростной напор, отражающий кинетическую энергию воды в линейном виде, который в потоке подземных вод весьма мал и обычно приравнивается к нулю. В этом случае оставшаяся часть выражения (1.4)

$$H = \frac{P_{nz}}{\rho * g} + h, \quad (1.5)$$

известна под названием пьезометрического напора, отражающего потенциальную энергию воды, отнесенную к единице силы тяжести. Вследствие возникающих при движении вязких сил величина пьезометрического напора падает. По направлению падения напоров определяется направление движения вод.

Данное уравнение эффективно работает только в приповерхностных водоносных горизонтах, где плотность воды остается практически без изменений. При изучении направления движения глубоких вод их плотность значительно меняется за счет увеличения минерализации, температуры, газонасыщенности и других факторов. В этой связи в 1941 г. А.И. Силин-Бекчуриным для учета вариаций плотности глубоких вод было впервые сформулировано понятие о приведенном напоре. Основным условием применимости данного уравнения является постоянство плотности воды во всех точках выбранной плоскости сравнения.

В последующие годы идея приведенных напоров развивалась в трудах большого числа исследователей. Однако, данный метод, сформулированный с четкими условиями его математической правомерности, во многом стал толковаться умозрительно. В результате, как отмечает А.Е.

Гуревич, приведенные давления стали применяться и принимаются до сих пор в таких ситуациях, где они сами и их перепады не имеют уже ни гидродинамического, ни математического смысла [26]. Поэтому стало возможным, как считал еще Е.Ф. Станкевич (1963), с помощью различных формул и допущений "заставлять" воду течь в обратном направлении.

В условиях Западной Сибири из-за небольших перепадов минерализации и температуры вод данная проблема, как считают Ю.П. Гаттенбергер, В.М. Матусевич, В.В. Трушкин и др., упрощается и сводится к сравнению абсолютных отметок статических уровней, определяемых по формуле (1.5). Исключением являются напоры, рассчитываемые в нефтяных и газовых участках пласта, где за плоскость сравнения принимается плоскость ВНК или ГВК. Однако, даже в этом случае погрешность в определении направления движения пластовых вод достигает 7 %, а по данным А.Е. Гуревича [26] около 20-25 %.

Между тем возникающая еще в первой половине XIX века термодинамика дополняет уравнение Бернулли третьей составляющей - внутренней энергией и расширяет границы его применимости не только для несжимаемых жидкостей, но и для сжимаемых жидкостей, которыми, по сути, являются глубокие воды. Несмотря на это, в литературе по динамике глубоких горизонтов данный факт до последнего времени оставался фактически без внимания.

Исключением явились работа В.В. Трушкина [104], в которой впервые удалось применить это уравнение на основе парадоксально выведенной величины удельной теплоёмкости глубокой воды, которая оказалась в 4 раза ниже обычной воды. Причина такого расхождения хоть и была дана в этой работе, но явилась не достаточно обоснованной. Более подробно этот вопрос рассмотрен в следующем разделе. Для изучения направления движения глубоких вод с учетом тепловой энергии В.В. Трушкин предлагается [104, 107, 110] использовать величину - энергометрический напор, которая отражает общую энергию воды, отнесенную к единице силы тяжести

$$H_3 = \frac{c_v^{nl} T_{nl}}{g} + \frac{P_{nl}}{\rho g} + h. \quad (1.6)$$

где c_v^{nl} — удельная изохорная теплоёмкость глубоких вод.

Использование данной величины при картировании границ ВНК Первомайского и Игольско-Талового месторождения показало практически 100 % схожесть границ с фактически установленными.

Кроме этого, в течение ряда лет В.И. Дюниным ставится еще одна не менее важная проблема глубоких горизонтов, связанная с определением направления движения в резконеоднородной фильтрационной среде, что обусловлено двумя причинами.

С одной стороны, высокая стоимость бурения и опробования глубоких скважин не позволяет решать эту проблему путем, характерным для приповерхностных горизонтов, за счет дополнительного проведения буровых работ и замера статических уровней.

С другой стороны, существующий метод определения направления фильтрации вод по направлению падения напоров в резконеоднородной фильтрационной среде, даже при достаточном количестве замеров статических уровней, не всегда подтверждался геологическим строением. Например, места образования пьезоминимумов и пьезомаксимумов необходимо было рассматривать как скрытые зоны разгрузки и питания между пластами. Некая неопреде-

ленность возникает и при определении направления движения вод по наклону пластово-сводовых залежей нефти. Как фильтрационный поток, двигаясь на залежь, не только смещает ее, но и проходит через нее?

Основной причиной неэффективности метода гидродинамических сеток является то обстоятельство, что данный метод применим только для условий однородной фильтрационной среды.

К изучению направления воды в резконеоднородной фильтрационной среде необходима разработка новых методов, с изучением физических основ этого процесса. Предпосылки необходимости разработки таких физических подходов впервые были изложены В.В. Трушкиным [108], где, используя вариационный принцип теории вязкоупругости, он показал его эффективность на примере Малореченского месторождения нефти.

Таким образом, в изучении направления движения движения глубоких вод прослеживается две проблемы. Первая связана с необходимостью разработки физических основ такого движения в резконеоднородной фильтрационной среде. Вторая - с необходимостью дальнейшего внедрения в практическую деятельность величины энергометрического напора и теоретическому исследованию её парадоксальной величины удельной теплоёмкости.

1.5. Об аномальной характеристике воды - удельной теплоёмкости

Вода — одно из самых удивительных соединений на Земле — давно уже поражает исследователей необычностью многих своих физических свойств. Так, самой яркой и загадочной аномалией обычной воды, будь она обычным гидридом, является температура замерзания и кипения (Рис. 1-4). Если продолжить прямую в сторону H_2O , то окажется, что температура плавления льда должна приближаться к $-100^\circ C$. На самом же деле эта температура равна $0^\circ C$, т.е. резко аномальна для данной группы гидридных соединений. Сходная картина наблюдается и для температуры кипения, которая должна быть где-то между -70 и $-80^\circ C$, а фактически она равна $+100^\circ C$.

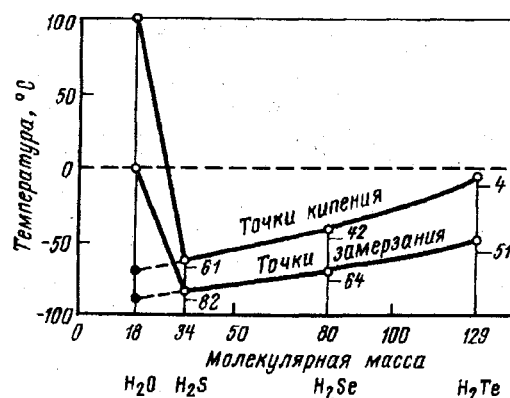


Рис. 1-4. Точки кипения и замерзания гидридов VI группы таблицы Д.И. Менделеева

Не менее удивительным является тот факт, что плавление воды сопровождается не расширением, как у подавляющего большинства соединений, а сжатием. Только поэтому лед не тонет в собственном расплаве (воде). В результате водоемы не промерзают, полностью обеспечивая тем самым сохранение жизни в них. Наибольшей плотностью $0,99987 \text{ г/см}^3$, а следовательно, и наименьшим удельным объемом, вода обладает при температуре, равной $3,98^\circ\text{C}$, а не при 0°C .

При нормальных условиях вода обладает свойствами то слабой кислоты, то слабого основания. При повышении температуры она становится кислотой. При 600°C вода уже становится очень агрессивным веществом, легко растворяя в себе кремнезем, становясь при этом раствором кремниевой кислоты H_4SiO_4 .

Не менее удивительны и другие свойства воды: необычная зависимость вязкости воды от давления, высокая диэлектрическая проницаемость, её большое поверхностное натяжение и т.д.

Одна из самых загадочных характеристик рассматриваемых в данной работе, - *удельная теплоёмкость воды*. её величина самая высокая из всех жидкостей и горных

пород. Для того чтобы нагреть 1 кг обычной воды на 1°C , затрачивается $4,1868 \text{ кДж}$ теплоты (1 ккал). В горных породах она составляет не более $1 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}$. Минимальная теплоёмкость воды приходится на температуру $32 - 38^\circ\text{C}$, близкой к температуре человеческого тела. При этом удельная теплоёмкость льда и водяного пара вдвое ниже - $2,06$ и $2,08 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}$.

Еще более удивителен и тот факт, что реально установленная величина - удельная теплоёмкость глубоких вод - оказывается в 4 раза меньше свободной воды! И оказывается приблизительно равной удельной теплоёмкости породы!

Выведенная еще в 1991 г В.В. Трушкиным случайно данная зависимость, уже к 1993 г. привела к осознанию того, что она отражает какой-то фундаментальный закон, происходящий в недрах земли. Первые попытки описать механизм этого закона были изложены в работах [105, 109]. Однако, затем, в силу субъективных обстоятельств дальнейшее обсуждение данного закона пришлось прекратить и в работе [104] предложить «поверхностное» объяснение причины низкой величины удельной теплоёмкости глубоких вод.

1.5.1. Особенность строения свободной воды

Приведенные данные красноречиво говорят о необычности многих свойств не только свободной воды в обычных условиях, но и вод в глубоких горизонтах, причина которых, возможно, кроется в своеобразном строении её молекулы.

Водород имеет очень небольшой атомный радиус, и у него нет внутренних слоев электронов. В результате, во всех гидридах с большим атомным радиусом водород полностью экранируется, и поэтому водородная связь отсутствует. Только ион водорода, связанный с гидридом кислорода, за счет незначительного атомного радиуса последнего и поэтому низкого его экранирующего воздействия $0,4$ [10] способен электростатически притягивать к себе другой ион кислорода.

Графически этот факт изображается так: $\text{O}-\text{H}^{\cdots}\text{O}$. В среднем расстояния между атомами в молекулах воды, соединенных водородной связью, в соответствии с величиной экранирующего воздействия ки-

слорода, равны: $\text{O}-\text{H} = 0,098 \text{ нм}$ и $\text{H}^{\cdots}\text{O} = 0,176 \text{ нм}$. Левая часть приведенного выражения характеризует прочную химическую связь между водородом и кислородом, существующую в самой молекуле воды (имеющую порядок $100-400 \text{ кДж/моль}$), а правая — более слабую и по расстоянию более длинную водородную связь между водородом и атомом кислорода другой соседней молекулы воды. Энергия водородной связи в воде по данным разных исследователей, составляет от $5,4$ до $19,3 \text{ кДж/моль}$ [3,4]. Помимо этого в воде существуют и более слабые Ван-дер-Вальсовы связи, энергия которых колеблется в зависимости от температуры от 4 до 8 кДж/моль , но эта связь действует на гораздо большее расстояние, чем водородная.

Кроме кислорода водородная связь проявляется с азотом и с фтором, расположенным слева и справа от кислорода в таблице Д.И. Менделеева, и в некоторых случаях с хлором. В углеводородных соедине-

ниях (нефть, газ) водород, имеющий ковалентную связь с углеродом (слева от фтора), уже практически полностью экранируется им (0,8) и потому оказывается неактивным.

Таким образом, уникальность многих свойств обычной воды обусловлена, прежде всего, проявлением в ней водородного типа связи, которая полностью не экранируется кислородом, имеющим небольшой атомный радиус в отличие от других гидридов.

1.5.2. Структура свободной воды и причины её высокой теплоёмкости

В 1783 г. Г. Кавендиш в Кембридже и А. Лавуазье в Париже, сжигая водород в кислороде, получили воду, что позволило установить удивительно простой её состав, выражающий в символах элементов предельно примитивно – H_2O ! Но, выдав более 200 лет назад простоту химического состава, вода сыграла с человечеством потрясающую шутку, скрыв при этом и скрывая до сих пор невероятно динамичную и загадочную свою структуру.

Начало современным исследованиям воды было положено с открытием рентгеновских лучей. Это позволило в 1933 г. английским исследователям Дж. Берналу и Р. Фаулеру установить, что структура воды имеет тетраэдрический характер, при котором каждая её молекула окружена четырьмя другими молекулами. Состав молекулы воды - два атома водорода и один атом кислорода - обеспечивает наличие в ней трех электрических центров: двух положительных и одного отрицательного. Благодаря такому строению каждая молекула воды в состоянии образовать четыре водородных связи (Рис. 1-5). Действительно, каждая молекула воды окружена четырьмя другими, с чем связывалась наиболее популярная модель жесткой тетраэдрической их конфигурации с углами в 105° .

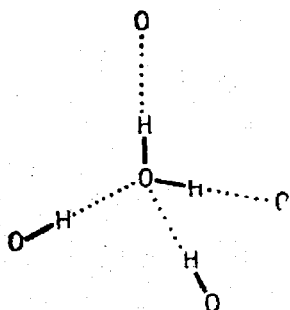


Рис. 1-5. Схема тетраэдрического характера водородных связей в воде.

По Дж. Берналу и Р. Фаулеру

Значительный вклад в объяснение структуры воды внесли советский исследователь О.Я. Самойлов, итальянский - М. Аджено, американские – А. Смит и А. Лоусон, немецкий ученый Г. Рот и др. Несмотря на это в целом вопрос о структуре воды оставался открытым. Синтез эмпирических и экспериментальных данных по структуре воды позволил Ю.А. Колясникову выявить принципиальную неравнозначность соединяющих молекулы воды H -связей и создать новую тетрамерную модель воды. В ней предполагается отсутствие молекул H_2O во всем диапазоне существования жидкой фазы. Это, в свою очередь, объясняется участием в качестве “молекулы” воды более тяжелого тетрамера H_8O_4 (Рис. 1-6). Именно эта структурная единица в поисках разгадки воды всплывала, по мнению В.В. Синюкова [99], наиболее часто в работах различных исследователей, в которой три связи принадлежат внутритетрамерному кооперативу и расположены по отношению друг к другу под углом 60° (как в равностороннем треугольнике) и только четвертая задействована на соединение с соседним тетрамером и имеет тетраэдрический угол 105° .

В таком тетрамере, 12 из 16 концов связей кооперативно замкнуты вовнутрь, что определяет его уникальную прочность и сильную сжатость, и только четыре связи-

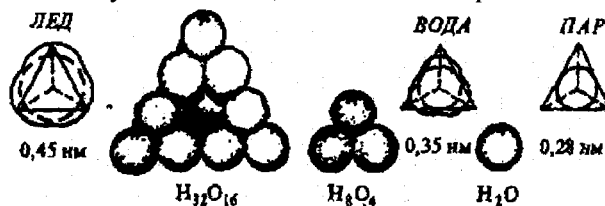


Рис. 1-6. Структурные единицы льда, воды и водного пара.

По Ю.А. Колясникову.

Внизу – идеальный разжатый вид, вверху – природная форма, суперсжатая для тетратетрамера и тетрамера кооперативом из шести H -связей

вают тетрамер с соседними, образуя лед при 0 °С в виде тетратетрамера $H_{32}O_{16}$. Эта модель предполагает, что во льду роль молекул играют тоже сжатые тетраэдры из четырех тетрамеров (тетратетрамера), все межтетрамерные Н-связи которых прямые, но с началом плавления они начинают изгибаться. Аномально большая теплота подготовки к изгибу прямых скооперированных межтетрамерных Н-связей льда при его плавлении (80 кал/г) обеспечивает длительное сохранение в талой воде фрагментов структуры льда. В то же время в охлаждающейся воде они отсутствуют вплоть до 0°С, что обеспечивает легкий переход в минусовое метастабильное состояние без замерзания. Отсюда различие сходных структур воды в интервале 0-4 °С и льда состоит лишь в изогнутости межтетрамерных связей в воде!

При плавлении льда внешние связи под воздействием вчетверо более тяжелого тетрамера «надламываются» и изгибаются до 12 (нагрев идеального полимера с искаженной структурой льда до 4°С), чем обусловлена максимальная плотность воды в этой точке, и приобретают еще одну степень свободы - осевое вращение (наглядный пример - вбитые в стену прямой и загнутый гвозди). С этой особенностью связана аномально низкая вязкость воды, несмотря на отсутствие в интервале 0-4°С, согласно модели, разорванных Н-связей. Так что подавляющий объем земной океаносферы, вода которой имеет среднюю температуру 3,7°С, представляет собой глобальный соленый полимер таких тетрамеров (одна гигантская молекула, по И.В. Петрову-Соколову, или еще образнее - единый жидкий кристалл, подобный квантовой жидкости).

При нагреве воды до 100°С, соответственно с её удельной теплоёмкостью 1 кал/г, затрачивается тепла 100 кал/г. Разгадка «пения» воды задолго до вскипания объясняется тем, что при 60-80°С идет постепенное разбиение уже фрагментов объемного политетрамерного каркаса на одиночные тетраметры и их цепочки. В связи с этим высвобождаются и резко, рождая звук, расширяются сжатые до того в каркасе микропузырьки растворенного в воде воздуха. При 100°С в кипящей воде происходит единовременный разрыв всех шести кооперативных прямых Н-связей уже оди-

ночных тетрамеров, иначе говоря, очень теплоемкий их распад на истинные мономолекулы. Теплота испарения воды в точке кипения достигает 540 кал/г.

Но, вылетая из кипятка, они тут же объединяются снова в тетрамеры пара, известная обжигающая способность которого прямо связана с выделением только что затраченной на кипение тепловой энергии. Так что видимый пар над кипятком - это уже тетрамерная микрокапельная вода, а собственно молекулы H_2O , будучи вообще на нашей планете исключительно эфемерной субстанцией, существуют лишь в бурляще-кипящей воде и буквально мгновения, до момента вылета их из кипятка, т.е. за пределы изотермы 100 °С. Отсюда следует, что тетрамеризация является наиболее важным свойством воды, обеспечивающим её удержание на поверхности планеты, а стало быть, и существование самой Жизни.

Отношение суммы теплоты плавления льда (80 кал/г) и нагрева воды до 100°С (100 кал/г) к теплоте её испарения в точке кипения (540 кал/г) строго отражает пропорцию меж- и внутритетрамерных концов Н-связей, равную 4:12, и является прямым доказательством истинности модели. Хотя выделяются «сильные» и «слабые» Н-связи, строго рассчитанная её энергия равна 45 кал/г, или 3,4 кДж/моль, на каждую из двух молекул H_2O , что, соответственно, входит в половину интервал разброса значений, полученных другими авторами [4]. И поэтому неслучайно, что при этом в атмосфере наблюдается 6 сингулярных фазовых переходов льда, ровно укладывающихся в интригующий температурный интервал 45 °С [56]:

0°С. Капельки воды в атмосфере покрываются ледяной оболочкой, образуя облака;

-45°С. Происходит спонтанная взрывная кристаллизация водного конденсата в снежинки и возникновение гроз;

-90°С. Полное смерзание воды в ледяной оболочке и образование льда I (перламутровые и серебристые облака);

-135°С. Лед I переходит в стекловидный лед или аморфно твердую воду (плотностью 0,94 г/см³);

-180°С. Происходит скачкообразное увеличение плотности до 1,1 г/см³;

-225°C. Плотность льда увеличивается до 2,3 г/см³, что свойственно водородно-молекулярным облакам космоса;

-270 °С или 3 К. Минимальная температура зафиксированной в космосе.

По экстраполяции сделанной Б.А. Савельевым (1991), равномерное уменьшение теплоёмкости льда с каждым градусом на 0,0078 кДж/(кг*К) также дает величину -270 °С, близко подходя к абсолютному нулю -273,15 °С. Поэтому «абсолютный ноль лорда Кальвина существует не сам по себе и не дан от Бога» [56].

1.5.3. К вопросу об удельной теплоёмкости физически связанной воды

В начале 60-х годов Н.Н. Федякин обнаружил чрезвычайно интересное явление: при конденсации паров воды в тонких кварцевых капиллярах (диаметром 5— 20 мкм) образуется жидкость, которая по свойствам значительно отличается от обычной воды. Позднее эта жидкость, названная вода II, изучалась крупными советскими и зарубежными исследователями, в частности, большим коллективом ученых во главе с Б.В. Дерягиным.

Вода II представляет собой очень вязкую жидкость $16,5-22 \cdot 10^2$ пз, (в сравнении с $1 \cdot 10^2$ пз) и имеет плотность около 1.4 г/см³. Молярный вес колеблется в пределах 190 ± 80 кг/моль, иногда достигая 285 кг/моль, т.е. превышая обычный молекулярный вес воды в 16 раз. Эта жидкость переходит в твердое состояние при охлаждении до -35 - -40 °С без скачка объёма. Температура кипения при атмосферном давлении примерно 250 °С. При этом она сохраняет свою структуру при повышении температуры до 300-400 °С за счет особо прочной ковалентной молекулярной связи О—Н—О между водородом и кислородом и только при 700 °С переходит в обычную воду. Энергия этой связи ими оценивается в 210 кДж/моль и характеризуется тем, что валентные электроны принадлежат одновременно трем атомам, а не двум, как это имеет место в обычной воде. Расстояние между атомами О -...- О составляет 2,3 нм, и атом Н при этом находится в центре, в отличие от обыкновенной воды, где это расстояние равно 2,8 нм, и водород находится ближе к одному из атомов О.

Таким образом, как считал Ю.А. Колясников [56], аномальность всех свойств обычной воды, в том числе и теплоёмкости, обязана тому, что она, благодаря особенностям Н-связей её молекул H₂O, является единственным веществом мироздания, которое в различных агрегатных состояниях обладает разными и уникальными структурными единицами H₃₂O₁₆ - лед, H₈O₄ - вода, H₂O - пар (с соотношением масс 16:4:1), но имеющими близкие размеры 0,45, 0,35 и 0,28 нм.

Если по отношению к обычной воде, благодаря работам Ю.А. Колясникова в последнее время, кажется, появилась более или менее какая-то ясность в отношении её структуры, то по отношению к воде II вопрос остается открытым. Для примера на рис.1-7 приведены предполагаемые типы структур молекул воды II. Более подробно этот вопрос освещен в работе [29].

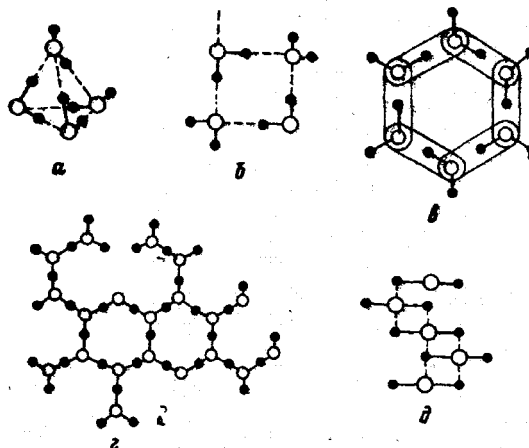


Рис. 1-7. Предполагаемые типы структур молекул воды II:

a - тетраэдрическая; *b* - кольцевые тетрамеры; *в* - гексагональная; *г* - разветвленная полимерная цепь; *д* - ассоциация возбужденных молекул H₂O.

Возможность образования воды II в тонких капиллярах, является решающим аргументом для многих отечественных исследователей – гидрогеологов, приравнивающих свойства этой воды к свойствам физически связанной воды. В частности, С.Л. Шварцев считает, что и удельная теплоёмкость глубокой воды также должна отличаться от удельной теплоёмкости сво-

бодной воды. Действительно, согласно первого начала термодинамики, удельная теплоёмкость глубокой воды может быть представлена в виде:

$$c_p^{nl} = C_p / \mu_{nl}, \quad (1.7)$$

где C_p - изобарная теплоёмкость воды равна 75,37 Дж/(моль*К) [13]; μ_{nl} - молярный вес пластовой воды, в среднем составит 69,6 кг/моль, при 70 % свободной воды (18 кг/моль) и 30 % физически связанной воды (взяв значение воды II 190 ± 80 кг/моль).

В этом случае она будет равняться 1,086 кДж/(кг*К), что очень близко к установленной. Поэтому попытка обосновать в работе [104] низкую величину удельную теплоёмкости глубоких вод в сравнении со свободной водой, используя свойства воды II, оказалась вполне уместной.

Однако, по мнению Б.В. Дерягина, такая вода действительно может образовываться в глинах, своеобразных природных

капиллярах. Но проведенные им исследования показали, что вода II не образовывалась на поверхности гидрофильных пластин при наложении на них очень тонких пленок воды, и только в условиях резкого колебания недонасыщения и перенасыщения парами обычной воды на поверхности пластинки (не обязательно в капиллярах) начинала образовываться вода II. Не менее удивителен и тот факт, что данная вода при закипании сохраняла свою структуру и не переходила в обычный пар.

Поэтому, как считают В.А. Кирюхин, А.И. Коротков, А.Н. Павлов [49], пока трудно определить роль воды II в природных системах, но ясно, что её исследование сулит определенные перспективы в изучении глубинных геологических процессов. Соответственно и само объяснение низкой удельной теплоёмкости глубоких вод с данных позиций становится спорным.

Итак, проведенный обзор проблемы изучения движения глубоких вод говорит о намечившемся существенном сдвиге, её решения в практическом плане, но в теоретическом плане осмысление этих результатов оказывается далеким от своего завершения.

Глава 2. Вода в глубоких горизонтах

2.1. Виды воды

В глубоких горизонтах вода может быть представлена тремя видами: свободная вода, физически связанная вода и химически связанная вода. Рассмотрим более подробно выделенные виды воды.

Свободная вода в глубоких горизонтах может находиться в твердом состоянии (лед), в жидком и парообразном состоянии. Вода в твердом состоянии образуется при отрицательных температурах и содержится в зоне многолетней мерзлоты, где лед особенно широко распространен до глубин 1500 м, в Антарктиде до нескольких километров. Вода в форме пара особенно широко распространена в областях вулканизма. На больших глубинах находится также жидкие перегретые воды.

Физически связанная вода обладает резко отличными свойствами от свободной воды, на чем и основано её выделение. Связанная вода содержится в горных породах в виде гидратных оболочек, облегающих мельчайшие минеральные частицы, слагающие породы, и подразделяется на прочносвязанную или адсорбированную и рыхло- или слабосвязанную. Средняя плотность у них гораздо выше (1,2 и 2,4 г/см³), чем у свободной воды. Температура замерзания этих вод существенно ниже нуля и понижается в каолините -20 °С, а монтмориллоните ниже -100 °С.

Прочносвязанная вода на поверхности частиц удерживается молекулярными и электрическими силами сцепления и может перемещаться только при переходе в парообразное состояние. Толщина слоя прочносвязанной воды, а, следовательно, и её количество зависят от минерального состава частиц, их размера, характера катионов адсорбированного слоя, состава и концентрации растворенных в воде солей, давления и температуры. Частицы окружены несколькими слоями воды, и чем ближе слой воды к частице, тем сильнее он притягивается к

ней (Рис. 2-1). Прочносвязанную воду можно разделить на два различных слоя: 1) слой, непосредственно прилегающий к частице породы толщиной 1-3 молекулы, который по своим свойствам близок к твердому телу и удаляется при нагревании до 150-300 °С; 2) сольватный или осмотический слой толщиной 10-20 молекул, непосредственно прилегающий к первому слою.

Рыхлосвязанная (осмотически впитанная, или пленочная) вода образует пленку поверх прочносвязанной воды. По мере удаления от поверхности частицы си-

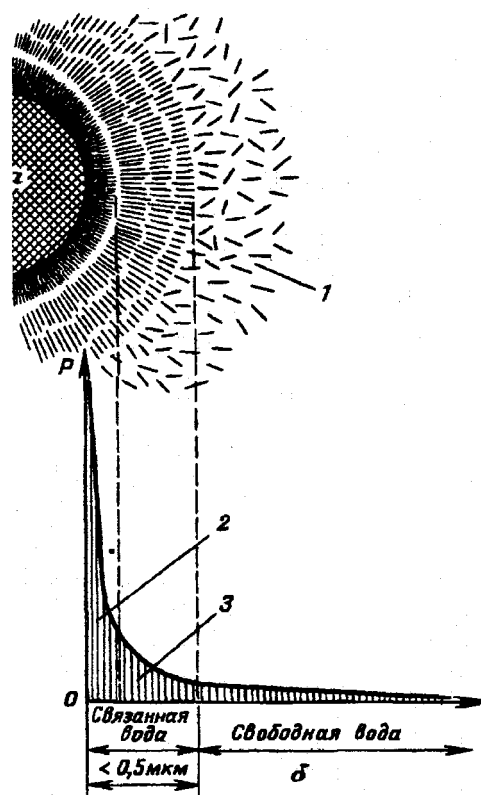


Рис. 2-1. Схема взаимодействия сил в системе твердая частица — вода.

По Н.А. Цытовичу:

а — схема расположения молекул воды в пределах диффузионного слоя твердой частицы; б — эпюра изменения поверхностных сил P в зависимости от расстояния до минеральной частицы L ; вода: 1 — свободная; 2 — адсорбированная; 3 — поверхностных слоев

лы связи грунта с молекулами воды ослабевают. На некотором расстоянии, исчисляемом долями микрометра, эта связь утрачивается совсем, и вода переходит в свободное состояние.

Основным признаком рыхлосвязанной воды является её способность передвигаться от одной частицы к другой, независимо от влияния силы тяжести. Передвижение пленочной влаги происходит от мест, где толщина пленок большая, к местам, где пленки тоньше. Такое передвижение частиц будет продолжаться до тех пор, пока толщина водной пленки на обоих зернах породы не станет одинаковой. Передвижение рыхлосвязанной воды происходит также под действием разности осмотического давления, и разной концентрации солей и заполнения ловушек нефть и газом.

Физически связанная вода начинает удаляться из породы путем нагревания до 105-110 °С, центрифугирования, отсасывания под вакуумом. Как показали опыты П.А. Крюкова и других исследователей, при давлении 300-500 МПа рыхло- и прочносвязанная вода глиен способна переходить в свободное состояние. Такая отжатая из тонких пор вода получила название горного или порового раствора. В естественных условиях поровые растворы отжимаются при уплотнении осадков под действием собственного веса.

Химически связанная вода – это вода, входящая в состав кристаллической решетки минералов, образует химически единое целое с другими элементами решетки и по степени связи с ними делится на цеолитную, кристаллизационную и конституционную.

Цеолитная вода связана с минералами весьма непрочной, она выделяется при низких температурах 80-400 °С, и количество её зависит от температуры и влажности воздуха. При нагревании она удаляется

постепенно, минералы при этом сохраняют свою кристаллическую структуру, меняя лишь оптические свойства. Примером минерала с цеолитной водой может служить опал $\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$.

Кристаллизационная вода входит в кристаллическую решетку минералов в виде молекул H_2O . Примером может служить гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, удаление воды которого при повышении температуры до 400 °С ведет к перестройке его кристаллической решетки и образованию ангидрита CaSO_4 .

Конституционная вода входит в состав решетки минералов в виде отдельных ионов, её удаление возможно только путем нагревания при высоких температурах более 400 °С и полном разрушении молекулы. Например, диаспор $\text{AlO}(\text{OH})$, мусковит $\text{K,Al}_2(\text{OH,F})_2[\text{AlSi}_3\text{O}_{10}]$.

Как видно из приведенных выше примеров химически связанных вод, их роль, как активного источника питания пластовых вод, начинает проявляться при температурах более 200 °С, т.е. фактически при переходе глубоких вод в глубинный тип режима.

В дальнейшем объектом изучения будет в основном свободная и физически связанная вода, непосредственно участвующая в движении глубоких вод. Поэтому в заключение данного раздела сделаем важный вывод для количественной оценки роли этих вод в их движении на больших глубинах. Общая средняя толщина слоя прочносвязанной воды (состоящего из 11-23 молекул), исходя из размера одной молекулы воды 2,8 нм ($2,8 \cdot 10^{-12}$ м), не должна превышать 0,05 мкм ($5 \cdot 10^{-11}$ м), что составляет десятую долю толщины всей физически связанной воды 0,5 мкм ($5 \cdot 10^{-10}$ м) (по Н.А. Цытовичу).

2.2. Вода в нефтяных и газовых однородных коллекторах

Поровое пространство пласта-коллектора в пределах залежей заполнено жидкими и газообразными углеводородами (нефтью и природным газом) и водой. Вопросы изучения распределения воды в нефтяных и газовых пластах принципиаль-

но важны при построении геологических моделей месторождений, в частности, при определении их границ и при их разработке. Ранее представлялось, что эти вещества полностью отделены друг от друга и распределены по вертикальному разрезу зале-

жи в строгом соответствии со своей плотностью: сверху наиболее легкий газ, образующий “газовую шапку”, затем нефть, а снизу — вода как более тяжелая жидкость по сравнению с углеводородами.

Однако, полного гравитационного разделения жидкостей и газов в нефтяных пластах не происходит. В 1929 г. советские геологи Н.Т. Линдтроп и В.М. Николаев показали, что в порах нефтяных пластов содержится значительное количество воды, которая остается при вытеснении нефтью и газом под действием гравитационных сил. Затем М.И. Максимовым [68] было установлено зональное распределение нефти, газа и воды в пласте по высоте, где им выделялась (снизу вверх):

- I - водонасыщенная зона;
- II - переходная зона от воды к нефти;
- III - нефтяная зона;
- VI - переходная зона от нефти к газу;
- V - газовая зона.

2.2.1. Физически связанная вода

Детальные исследования распределения нефти, газа и воды по высоте были проведены специалистами ЗапСибБурНИ-ПИ. Главное принципиальное отличие данных исследований заключалось в том, что изменение водонасыщенности переходной зоны было увязано не с капиллярными силами свободной воды, а с наличием рыхлосвязанной воды. Второе отличие: в зоне предельного нефтенасыщения коэффициент водонасыщенности не постоянен, а незначительно, но все же убывает (Рис. 2-2). В соответствии с данной схемой ими выделялось семь зон.

1. Водонасыщенная зона.
2. Зона с остаточной нефтью, находящейся в слепых непроточных порах. В подошве содержание нефти равно нулю, а в кровле фазовая проницаемость нефти равна нулю. Толщина зоны 8-20 м. Поэтому приток из этой зоны осуществляется только за счет свободной воды.
3. Зона совместных притоков нефти и воды или зона ВНК, толщиной 1-8 м. В подошве этой зоны фазовая проницаемость по нефти равна нулю, а содержание остаточной нефти соответствует её максимальному значению. В кровле зоны фазовая проницаемость свободной воды равна ну-

Переходная зона им делилась на три части: нижняя, содержащая воду с некоторым количеством неподвижной нефти; средняя — с подвижной нефтью и водой и верхняя, содержащая неподвижную воду и подвижную нефть.

Считалось, что в верхних трех зонах содержание воды примерно одинаковое с предельным коэффициентом нефтенасыщения. В пределах II переходной зоны содержание нефти снижается сверху вниз от предельного насыщения до нуля. Толщина переходной зоны связывалась с силами капиллярного вытеснения нефти водой. Чем меньше радиус пор пласта-коллектора, тем больше толщина переходной зоны, которая достигает 12-15 м.

Накопленные к настоящему времени многочисленные данные по зональному распределению воды, нефти и газа по высоте не только уточняют эти представления, но, главное по-новому раскрывают физическую суть этих процессов.

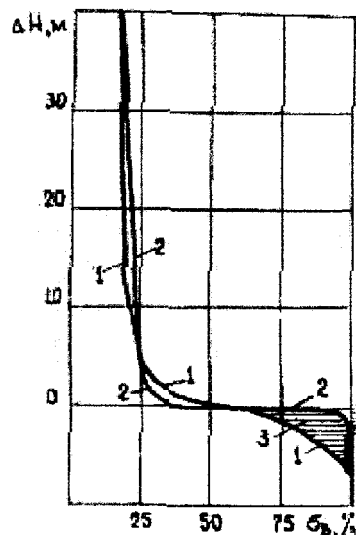


Рис. 2-2. Кривые распределения водонасыщенности по высоте [90]:

1 - нефтяной залежи горизонта АВ_{4,5} Самотлорского месторождения; 2 - газонефтяной залежи горизонта АС₉₋₁₀ Лянторского месторождения; 3 - петля гистерезиса

лю, свободная вода выше этой границы целиком переходит в связанное состояние. При откачках из этой зоны получают притоки за счет свободной воды и подвижной нефти, по соотношению которых расчетным путем её можно разделить на эквивалентные водо- и нефтенасыщенные толщины.

4. Зона недонасыщения порового объема коллектора нефтью, высотой около 18-30 м). На нижней границе зоны, фазовая проницаемость по воде равна нулю. На верхней границе нефтенасыщенность достигает своего максимального значения. Водонасыщенность коллектора по толщине зоны убывает снизу вверх за счет снижения толщины пленки рыхлосвязанной воды. Коэффициент нефтенасыщенности возрастает здесь приблизительно на 27 %. При откачках вместе с нефтью получают следы или небольшое количество воды (менее 5 %) за счет частичной подвижности рыхлосвязанной воды при создании высокой депрессии на пласт.

5. Зона предельного нефтенасыщения. Для нее характерно максимальное и незначительное уменьшение по высоте для равно проницаемых коллекторов (нефтенасыщение до 3 %). В проточных и слепых порах, заполненных нефтью, находится только прочносвязанная вода. При откачках из нее получают безводную нефть.

2.2.2. Остаточная свободная вода и нефть

Прежде чем перейти к рассмотрению данного раздела необходимо отметить, что общая пористость (m) подразделяется на: открытую (m_o), закрытую (m_z), тупиковую (m_m) и описываются следующей зависимостью:

$$m = m_o + m_m + m_z. \quad (2.1)$$

Остаточная вода и нефть содержатся в основном в тупиковых или закрытых непроточных порах. При гравитационном вытеснении воды нефтью её свободная часть остается в порах и каналах, которые имеют проточный канал в верхней части, а также в нижней части, но перекрытый физически связанной водой (рис.2-3).

При стечении определенных обстоятельств выше ВНК в силу расчлененности пластовых резервуаров могут быть встречены отдельные изолированные линзы и «тупиковые» зоны с водой. Подобно механизму сохранности «тупиковых» зон вод в залежах и вблизи залежей могут сохраняться целые синклинали ловушки воды, что приводит к кажущемуся на первый взгляд не гравитационному перепаду отметок ВНК (раздел 2.2.4).

Аналогично в газовых залежах допускается, что при вытеснении газом нефти

Возможно также, что на отдельных участках сплошная до этого пленка связанной воды разорвана нефтью, и поверхность породы в некоторой степени приобретает гидрофобные свойства.

6. Зона ГНК и переходная зона с повышенным содержанием остаточной нефти. Распределение связанной воды становится еще более сложным, в большей степени могут отмечаться разрывы пленок связанной воды (гидрофобизация поверхности породы-коллектора).

7. Зона предельного газонасыщения. $K_r \approx 100$ %.

Сравнивая рассмотренную кривую выше границы ВНК со схемой взаимодействия твердой частицы с водой (Рис. 2-1), нетрудно заметить, что вытеснение воды нефтью под действием гравитационных сил происходит в соответствии с поверхностными силами взаимодействия воды и породы.

также могут оставаться скопления нефти с ограниченным упругим запасом.

В течение геологического времени содержание остаточной воды уменьшается. Факты, доказывающие уменьшение содержания воды в залежах в течение геологического времени, были приведены в работе Н.А. Еременко, В.С. Славкина и М.П. Головановой [33]. В ней сделан вывод, что чем древнее залежь, тем нефтенасыщенность приближается к единице (Рис. 2-4). Суть данного явления заключается в сле-

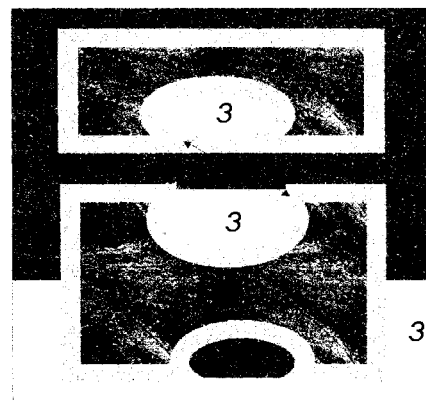


Рис. 2-3. Схема сохранности остаточной воды и нефти в тупиковых порах:

1 – порода; 2 – нефть; 3 – свободная вода; 4 – физически связанная вода

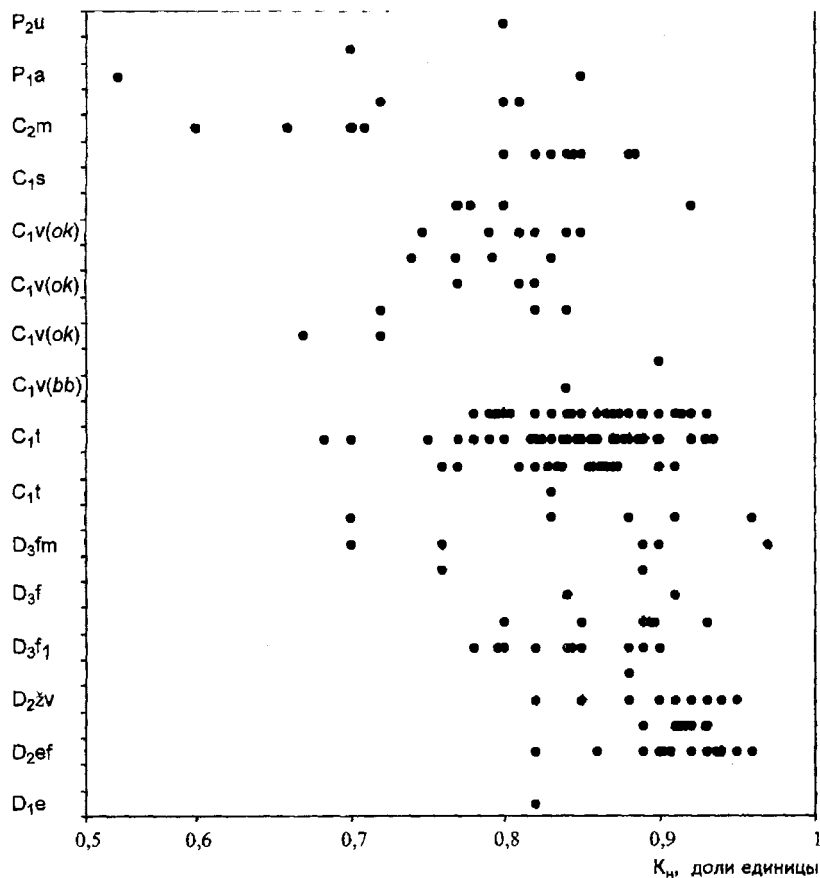


Рис. 2-4. Зависимость коэффициента нефтенасыщенности K_n от возраста для Оренбуржья [33].

дующем. За счет тектонических движений и других геологических процессов происходит раскрытие и наклон слепых пор, трещин и их систем. В результате, остаточная вода опускается вниз, увеличивая коэффициент нефтенасыщенности залежи, а остаточная нефть, наоборот мигрирует в ловушку, уменьшая зону остаточной нефтенасыщенности.

Вместе с тем при колебательных движениях земной коры, когда одни участки опускаются, а другие поднимаются, границы залежей меняются. В приподнятую часть начинает мигрировать нефть из проточных пор опущенной части, оставляя

нефть в слепых порых. Это приводит к тому, что если в течение геологического времени содержание остаточной воды постоянно уменьшается в ловушке, то содержание остаточной нефти вблизи границы ВНК может как уменьшаться, так и увеличиваться, сохраняя зону с остаточной нефтью.

Таким образом, содержание остаточной воды в нефтяных и газовых пластах зависит в основном от возраста формирования залежи, чем древнее залежь, тем меньше в ней остаточной воды.

2.2.3. Оценка содержания различных видов воды

Содержание воды в пласте характеризуется коэффициентом водонасыщенности, определяемым по ГИС:

$$k_g = V_g / V_n, \quad (2.2)$$

где V_g – объем воды, содержащийся в порах образца; V_n – объем всех пор образца.

В промышленной практике коэффициенты газо- и нефтенасыщенности опре-

деляют по коэффициенту водонасыщенности из соотношений $k_n = 1 - k_g$, $k_2 = 1 - k_g - K_g$, где K_n – остаточная нефтенасыщенность в газовой части нефтегазовых залежей.

Используя кривую распределения водонасыщенности по высоте в любой залежи УВ, можно ориентировочно определить процентное содержание свободной,

рыхло- и прочносвязанной воды и, как следствие, их процентное содержание в чисто-водоносных пластах.

В основу оценки количества различных видов воды положено два вывода сделанных выше. По величине изменения коэффициента нефтенасыщенности переходной зоны определяется процент рыхлосвязанной воды в нефтенасыщенных порах. Затем, в соответствии с выводом раздела 2.1, определяется количество прочносвязанной воды как десятой части рыхлосвязанной воды. Далее, после их суммирования, оставшаяся часть будет являться остаточной водой.

Например, для нефтяной залежи горизонта АВ_{4,5} Самотлорского месторождения (Рис. 2-2) на границе ВНК 40 % порового пространства заполнено нефтью, остальная часть водой: 35 % рыхлосвязанной (по переходной зоне), 3,5 % прочносвязанной (как 0,1 часть рыхлосвязанной) и 21,5 % остаточной.

В остаточной воде: 40/78,5 будет заполнено свободной водой 11 %; 35/78,5 –

рыхлосвязанной водой 9,6 %; 3,5/78,5 – прочносвязанной водой 1 %.

В сумме в пласте на границе ВНК содержится 40 % нефти, 44,5 % рыхлосвязанной воды, 4,5 % прочносвязанной, 11 % свободной непроточной воды, содержащейся в слепых порах, аналогичный процент непроточной нефти, т.е. практически не извлекаемой.

В зоне предельного нефтенасыщения процент непроточной нефти увеличится на величину рыхлосвязанной воды, вытесненной из слепых непроточных пор – 4,5 и в сумме составит 15,5 %.

При незначительном изменении фильтрационно-ёмкостных свойств более точно оценить содержание различных видов воды можно, используя кривую распределения влагоёмкости по высоте.

Коэффициент объёмной влагоёмкости W характеризует отношение объёма воды, содержащегося в продуктивном пласте, к объёму этой породы и численно зависит от пористости и коэффициента нефтенасыщения

$$W = m * \kappa_n = m * (1 - \kappa_n). \quad (2.3)$$

2.2.4. Синклиналильные ловушки воды

В практике геологоразведочных работ на нефть и газ каждый исследователь знает концепцию теории формирования антиклинальных ловушек залежей УВ. Когда нефть или газ под действием гравитационных сил всплывают вверх, занимая более высокое гипсометрическое положение и, в конечном итоге, скапливаясь в положительных структурах, образуют залежи нефти и газа.

В противоположность этому для большинства исследователей не очевиден процесс невозможности вытеснения воды нефтью из замкнутых отрицательных структур и его роль в сохранении в пределах залежей УВ синклиналильных ловушек воды.

Так, по мнению В.Б. Белозерова и других исследователей, замкнутые отрицательные структуры, расположенные в пределах более крупных положительных структур, при заполнении последних нефтью будут сохранять пластовую воду даже при условии, если ВНК находится ниже ловушки с водой (Рис. 2-5). Не учёт данного

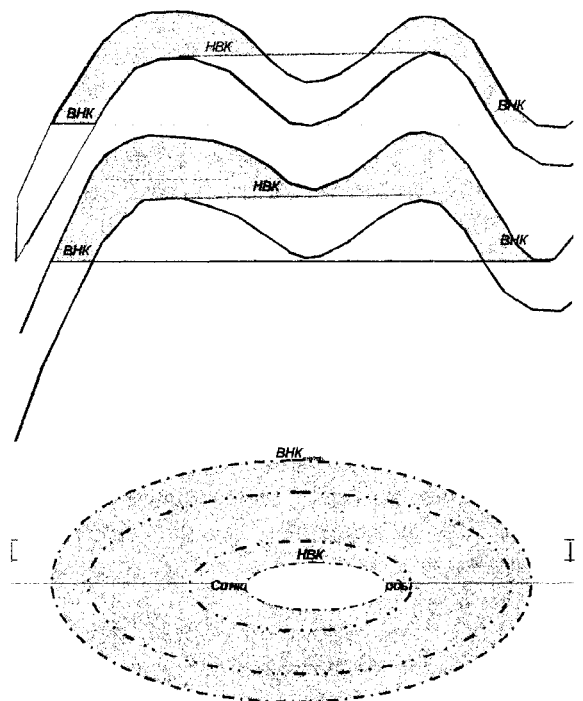


Рис. 2-5. Синклиналильные ловушки воды в пределах залежей нефти в разрезе и в плане

явления может привести к занижению запасов. Так, в случае бурения скважины в центре синклинали структуры и вскрытия нефтеводяной зоны (нижний пласт), ВНК может быть распространен на всю антиклинальную структуру. А в случае с верхним пластом антиклинальная структура вообще может быть принята как бесперспективная.

Обратная ситуация может возникнуть, когда запасы залежи могут быть завышены в случае отсутствия пробуренных скважин в пределах синклинали ловушки.

Рассмотренные примеры являются лишь частными, наиболее простыми и наглядными. Гораздо менее очевидно влияние крупных синклинали структур на формирование ловушек нефти и газа. Однако, при благоприятном сочетании и наличии в пределах структуры различного рода тектонических, литологических экранов здесь также возможно формирование комбинированных ловушек нефти, где в качестве од-

ного из экранов может выступать *синклинали ловушка воды*. В этой ситуации также могут возникать различного рода НВК - синклинали и ВНК - антиклинальные.

Поэтому любой анализ структурного плана должен включать в себя не только выявление замкнутых положительных структур по проницаемой кровле пластов, но и отрицательных структур по подошве проницаемых пластов. При этом нужно учитывать возможность образования комбинированных ловушек воды *синклинали-экранных*.

Таким образом, в пределах залежей нефти и газа, свободная вода может находиться не только в тупиковых порах, зонах, но и даже в целых синклинали структурах. Данный вывод очень важно учитывать при поисково-разведочных работах, различая ВНК и ГВК антиклинальных и НВК и ВГК синклинали структур.

2.3. Капиллярные силы воды в неоднородных коллекторах

Капиллярное движение воды наряду с гравитационными силами обеспечивается дополнительно силами поверхностного натяжения, которые возникают под действием молекулярного притяжения жидкости к твердому телу, образуя *физически связанную воду*, и за счет сил поверхностного натяжения внутри самой воды по капилляру поднимается часть *свободной воды*. Давно замечено, что в тонкой стеклянной трубке, опущенной в воду, вода поднимается на некоторую высоту. При этом,

чем меньше диаметр трубки, тем больше высота подъема воды. Процесс подъема воды обусловлен тем, что при смачивании водой *гидрофильных* стенок сосуда за счет сил поверхностного натяжения поверхность воды стремится приобрести форму шара с образованием вогнутого мениска. Если же жидкость не смачивает стенки, которые являются *гидрофобными*, то формируется мениск выпуклой формы и соответственно уровень воды в трубке становится ниже уровня свободной воды.

2.3.1. Классификация залежей с капиллярными ВНК

В природных условиях капиллярная вода, образующая капиллярную кайму, располагается над поверхностью свободных безнапорных вод, от которых она поднимается под действием сил поверхностного натяжения от 2 см в крупнозернистых песках до 12 м в глинах.

В напорных горизонтах действие капиллярных сил наблюдается в наклоне границ залежей углеводородов, обуслов-

ленных размерами зерен, слагающих породу. Максимальный такой перепад в рыхлых осадочных породах может достигать 15-18 м (Рис. 2-6). При этом действие капиллярных сил проявляется только в физически связанной воде. Свободная вода практически не оказывает никакого влияния на наклон залежи, поскольку сразу вытесняется нефтью. Поэтому далее речь пойдет о *физически связанной воде*.

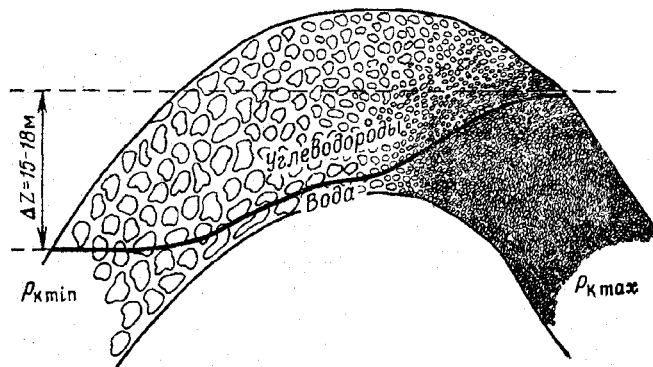


Рис. 2-6. Изменения уровней ВНК, отражающие разницу в капиллярных давлениях, обусловленные размерами зерен, слагающих породу.

[Petroleum Research Corporation, 1960].

Капиллярное давление, МПа: глина — от 0,1 до 4 и более; алевроит — от 0,06 до 0,1 и более; песок — от 0,0002 до 0,06; гравий — от 0,0001 до 0,0002

В нефтяной геологии в последние годы, благодаря работам Ю.Я. Большакова [8,9], большую известность получила теория капиллярного экранирования залежей, согласно которой выделяется два типа капиллярных барьеров в гидрофильной и в гидрофобной среде (Рис. 2-7). В случае с гидрофобной поровой средой капиллярное давление в системе нефть(газ) - вода является отрицательным. За счет этого нефть и

газ начинают проникать в наименьшие из пустот, т.е. в рассматриваемом случае происходит впитывание углеводородов порами и трещинами сравнительного малого размера.

В залежах гидрофильного типа притоки нефти значительно выше притоков воды из капиллярных барьеров, которые составляют около 1 м³/сут.

При этом даже чисто визуально не-

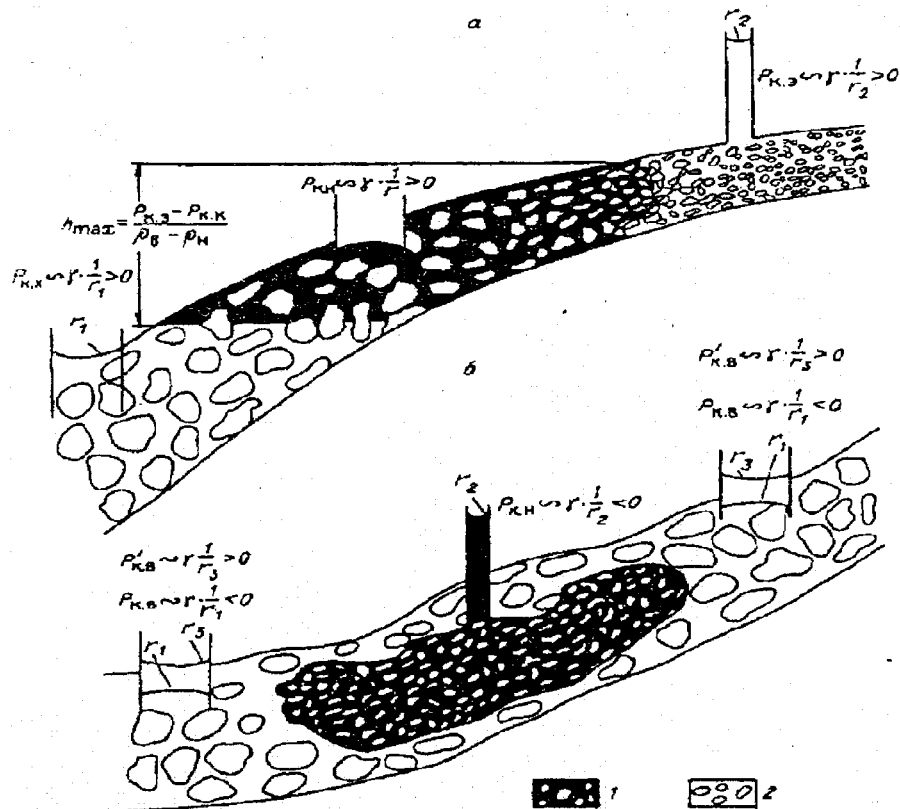


Рис. 2-7. Схема аккумуляции углеводородов капиллярным барьером в гидрофильной (а) и гидрофобной (б) среде.

По В.П. Большакову:

1 — углеводороды, 2 — вода.

трудно заметить, что ловушка нефти с гидрофильным барьером (Рис. 2-7а) является частным случаем водоплавающей ловушки с наклонным ВНК (Рис. 2-6). Поэтому максимально возможный перепад отметок ВНК для цементированных пород можно рассчитать по формуле В.П. Савченко:

$$h_{\max} = \frac{(P_{кэ} - P_{кк})}{P_g - P_{ув}} * \tau, \quad (2.4)$$

здесь $P_{кэ}$ и $P_{кк}$ - соответственно капиллярные давления в экране и в коллекторе, снимаемые с капиллярных кривых в точках В, отражающих начало вытеснения рыхлосвязанной воды (Рис. 2-8); τ - поправочный множитель, приводящий взаимодействие вытесняющего газа и воды при лабораторном измерении капиллярного давления к пласто-

вым условиям. Для систем газ-вода он равен 1, для систем нефть-вода до 30 °С - 0,5, в диапазоне 60-70 °С - 0,41-0,44.

Согласно этой формуле и данных таблицы 2.1, максимальный капиллярный перепад отметок ВНК может достигать 270 м, что на порядок выше, чем для рыхлых пород.

Таким образом, залежи с наклонными ВНК за счет физически связанных вод можно разделять на два типа: пластово-массивные и пластово-сводовые. При этом все значения и расчеты по оценке удерживающей способности цементированных пород будут применимы и для оценки величин перепада отметок ВНК водоплавающих залежей.

Таблица 2.1.

Характеристика пород.

По Ю.Я. Большакову

Порода	Диаметр зерна, мкм	Пористость, %		Предел проницаемости, мД	Капиллярное давление, МПа	
		открытая	эффективная		Модалное	Максимальное
Аргиллиты	3	1—4		0,00002 – 0,003	2,3-12	15
Алевролиты:						
Тонкозернистые	6—20	9—24	6-16	0,7 – 14	0,1-2,5	14
Среднезернистые	20—35	6—17	-	0,09 – 38	0,04-1,0	10,2
Крупнозернистые	735—60	7—20	<18	0,18 – 49	0,03-2,0	8,2
Песчаники:						
Тонкозернистые	60—250	12—19	9-15,3	1,3 – 800	0,03-0,2	4,6
Среднезернистые	250—500	9—21	7-18	1 - 390	0,07-0,28	3,0
Карбонатные породы		2-5		0-400	0,04-15	15

2.3.2. Остаточная свободная вода

Наряду с наклонными границами ВНК в неоднородных коллекторах, границы других нефтенасыщенных зон также будут наклонными. Причем при переходе от зоны с остаточным нефтенасыщением до зоны предельного нефтенасыщения расстояние от зеркала воды будет увеличиваться.

Достаточно наглядно данная зависимость продемонстрирована в работе [54] на образцах керна с помощью капиллярных кривых (Рис. 2-8), на которых имеются точки перегиба, указывающие на возрастание градиента давления, необходимого для вытеснения свободной воды (участок АВ), рыхлосвязанной (участок ВС) и прочносвязанной (участок СД). При этом при переходе от высокопроницаемого коллектора к

низкопроницаемому коллектору будет происходить увеличение водонасыщенности зоны предельного нефтенасыщения.

Если учесть, что прочносвязанная вода занимает десятую часть всей связанной воды, то в данном случае она будет занимать 1,5 – 2 %. Значит, при проницаемости 2974 мД содержание остаточной воды составит около 7 %, а при уменьшении проницаемости до 42 мД около 37 %. Достаточно четко данная линейная зависимость (2.5) изменения количества остаточной воды K_g^{ocm} от логарифма проницаемости K_{np} , представлена на рис. 2-9.

$$K_g^{ocm} = -0,146751gK_{np} + 0,59448, \quad (2.5)$$

Основная причина увеличения остаточной воды при уменьшении проницаемости связана с увеличением вначале тупиковых пор воды, имеющих проточный канал в нижней части, но перекрытый связанной водой, а затем и открытых пор, в которых проточные каналы также перекрываются связанной водой.

Таким образом, в неоднородных продуктивных пластах при уменьшении проницаемости увеличивается количество остаточной свободной воды, за счет перекрытия проточных каналов, как в тупиковых, так и в открытых порах физически связанной водой.

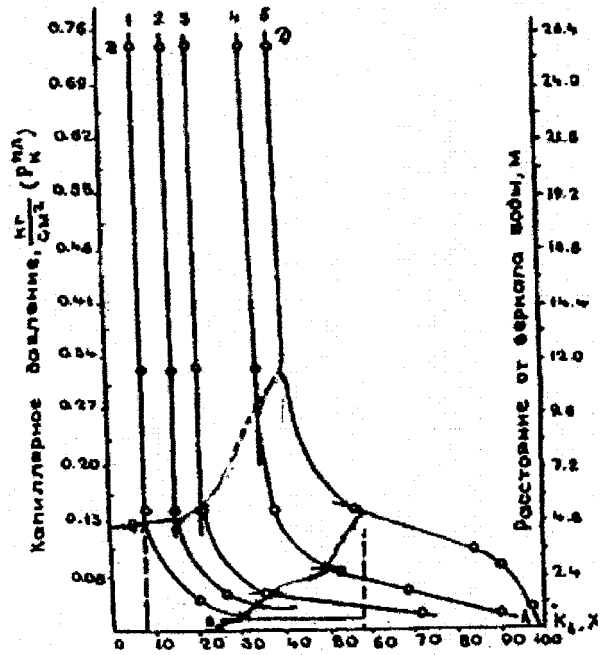


Рис. 2-8. Капиллярные кривые образцов ядра продуктивных пластов $AB_{1.5}$ Смотлорского месторождения:

1 – $K_{пр}=2974$ мД; 2 – 1446 мД; 3 – 982 мД; 4 – 71 мД; 5 – 42 мД.

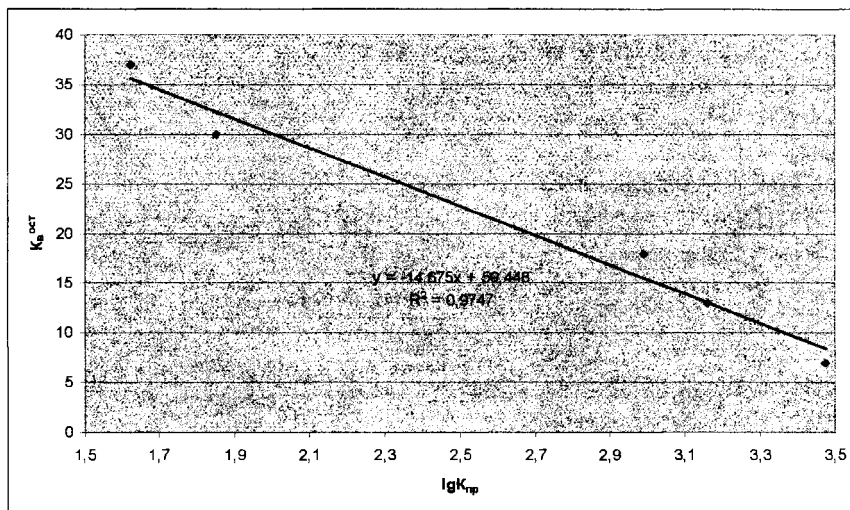


Рис. 2-9. Зависимость изменения остаточной водонасыщенности от проницаемости для пластов $AB_{1.5}$ Смотлорского месторождения

В целом, рассмотренные вопросы в данной главе о содержании воды в коллекторах глубоких горизонтов свидетельствуют о преобладании в них свободной воды, следовательно, нарушение закона Дарси нельзя связывать только с проявлением межмолекулярных сил притяжения воды с породой-коллектором.

Глава 3. Геологический круговорот воды

Представление о круговороте воды в природе уже давно вошло в школьные учебники. Основная суть этого круговорота сводится к тому, что выпадающие на сушу осадки частью образуют поверхностный сток, частью, просачиваясь вглубь, формируют подземные воды. Поверхностные и подземные воды под влиянием силы тяжести стекают в понижения — речные долины — и образуют реки. Вода рек, попадая в конечные бассейны стока и испаряясь, дает начало новым осадкам. Количественно данный круговорот хорошо изучен и составляет $9,67 \cdot 10^{18}$ г/год.

Менее известен геологический круговорот воды в земной коре (Рис. 3-1), рассмотренный А.Н. Павловым [83] и С.Л. Шварцевым [122] и в последние годы количественно оцениваемый В.П. Зверевым [152]. В отличие от климатического, он обусловлен непрерывным движением отдельных участков земной коры в вертикальном и горизонтальном направлениях в связи с общей тектонической жизнью Земли. Данный круговорот до настоящего времени делился на три этапа: седиментационный, метаморфогенный и магматогенный, каждый из которых в определенном смысле носит самостоятельный характер. В данной работе, опираясь на принципиальную схему гидрогеологической зональности В.А. Кудельского (таблица 3.1.), имеет смысл разбить седиментационный этап на два этапа: диагенный и катагенный.

Диагенный этап этого круговорота связан с бассейнами осадконакопления на стадии формирования геосинклинального прогиба. Вначале структурного развития происходит накопление и уплотнение огромных толщ осадочных пород, преимуще-

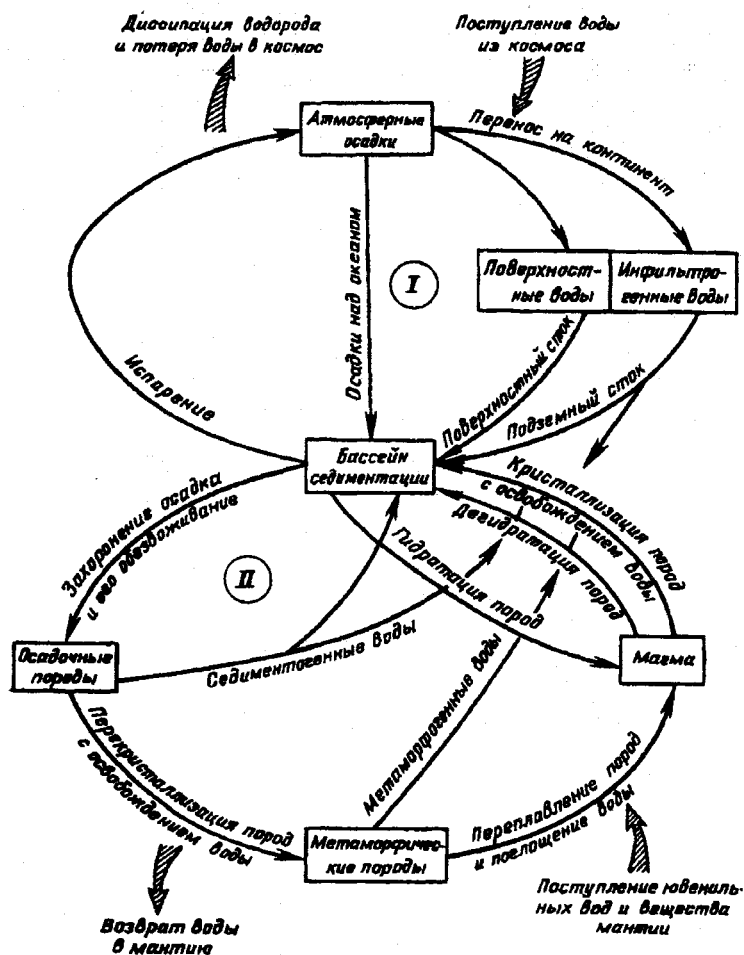


Рис. 3-1. Взаимодействие климатического (I) и геологического (II) круговоротов воды.

По С.Л. Шварцеву

ственно морского происхождения. В них захороняется большое количество седиментационных вод. На этой стадии происходит процесс физического и химического связывания воды частицами горной породы (Рис. 3-2) и сложного перераспределения молекул в соответствии с формирующейся пористостью и органо-минеральным типом осадков.

По мере того, как происходит увеличение толщины осадочных пород в результате давления перекрывающих слоев и уплотнения илов, содержание воды в них

Принципиальная схема гидрогеологической зональности осадочной толщи земной коры.
По В.А. Кудельскому

Гидродинамические системы	Стадия литогенеза осадочных пород	Особенности гидродинамики и флюидодинамики	Температура, °С	Давление
Грунтовые воды	Диогенез (при подъеме территории породы различных стадий преобразования)	Горизонты безнапорные и под гидростатическим давлением интенсивные, преимущественно латеральные трансбассейновые перемещения подземных вод. Питание водоносных горизонтов в основном инфильтрационное	До 50-60	$P_v = P_{пл} < P_{гст}$
Квазиэлизионные	Поздний диогенез-катагенез	Движение подземных вод под действием градиентов давления сложной природы. Примат вертикальных движений, сопряженных с элементами субгоризонтального центробежного перемещения подземных вод при активном воздействии флюидов термогидродинамической системы	60-200	$P_{пл} = P_v$; локально $P_v < P_{пл} < P_{гст}$
Термогидродинамические	Метагенез (региональный метаморфизм)	Особенности обусловлены: наличием перегретых вод (гипотермы), суб- и надкритических водно-газовых смесей (флюидов) преимущественным развитием надкритических (для воды) флюидов	200-450 450-700	$P_v \ll P_{пл} \rightarrow P_{гст}$ Периодически $P_{пл} > P_{гст}$ с релаксацией преимущественно в зонах разломов

начинает быстро уменьшаться. В начальной стадии седиментации и диогенеза осадков в гранулярных породах имеется одна связанная область порового пространства - один бесконечный кластер. При этом идет снижение пористости и выжимание воды, в особенности из глинистых осадков. Уже на первых сотнях метров пористость глинистых осадков интенсивно уменьшается, и они теряют значительное количество свободной воды. Основная часть воды в перераспределяемых иловых осадках возвращается в водоем, где происходит осадконакопление. Интенсивность этого водообмена составляет $0,49 \cdot 10^{18}$ г/год (таблица 3.2).

Катагенный этап геологического круговорота воды связан со стадией химико-минералогического преобразования пород при их погружении на более глубокие горизонты. На этом этапе вода отжимается в коллекторские пласты, преимущественно песчаные, залегающие между уплотненными слоями глин. На стадии катагенеза осадков отжатие постепенно сменяется процессами ионно-

го разложения и связывания воды, вновь формирующимися глинистыми и карбонатными минералами с одновременным перетоком воды в формирующиеся коллекторы. В песчаных пластах с самого начала их образования тоже находится седиментационная вода, но она постепенно уступает место водам, выдавливаемым из глин, так как геостатическое давление, господствующее в уплотняющихся слоях глин, в 2 раза и более превышает гидростатическое давление, господствующее в практически

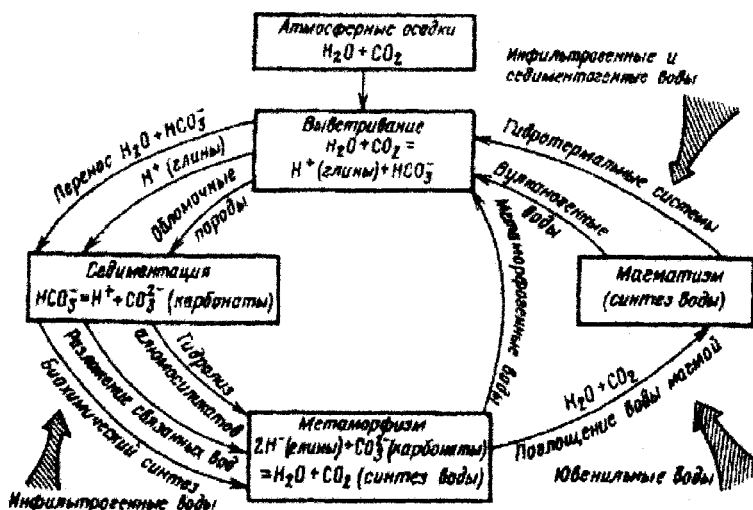


Рис. 3-2. Геохимический цикл воды в земной коре.
По С.Л. Шварцеву

Основные массопотоки подземных вод в земной коре.

По В.П. Звереву

Массопотоки	Толща горных пород земной коры, вовлекаемая в круговорот	Преобладающие состояние подземных вод	Масса горной породы, вовлекаемой в круговорот, 10^{24} г	Масса воды, содержащейся в горной породе, 10^{24} г	Интенсивность водообмена или выделения в свободное состояние, г/год
Гидрогеологический	Зона активного водообмена континентального блока земной коры	Свободное	0,04	0,0025	$9,67 \cdot 10^{18}$
	Зона замедленного водообмена континентального блока земной коры		1,06	0,065	$0,49 \cdot 10^{18}$
Литогенетический	Осадочные породы континентального и субконтинентального блока земной коры	Физически связанное	1,11	0,051	$4,42 \cdot 10^{15}$
	Осадочные породы I сейсмического слоя океанического блока земной коры		0,18	0,098	$0,42 \cdot 10^{15}$
Геологический	Гранитно-метаморфическая оболочка континентального блока земной коры	Химически связанное	8,12	0,17	$0,41 \cdot 10^{15}$
	II и III сейсмические слои океанического блока земной коры		5,96	0,052	$0,39 \cdot 10^{15}$
Гидротермальный	Система океанических рифтов	Свободное, пароводяная смесь	-	-	$0,18 \cdot 10^{15}*$
	Система островных дуг и активных континентальных окраин		-	-	$4,0 \cdot 10^{15}$

* $3 \cdot 10^{15}$ г/л по В.В. Трушкину.

несжимаемых песчаниках. В дальнейшем, движение вод в водоносных горизонтах происходит в соответствии с гидравлическим уклоном, направленным от мест наибольшего прогибания и выжимания к местам относительно меньшего тектонического движения.

При погружении пород в процессе диагенеза начинает формироваться тупиковая пористость, и, в дальнейшем, при катагенезе единая связанная область порового пространства распадается на ряд не связанных друг с другом областей, что существенно снижает отток вод на поверхность. В свою очередь, избыток пластового давления начинает препятствовать уменьшению пористости пород. Поэтому темпы снижения пористости на этом этапе, в сравнении с начальным этапом, значительно снижаются.

На этом этапе в процесс включаются связанные и цеолитные воды. Наибольшее внимание привлекают, прежде всего, межслоевые воды монтмориллонита, который содержит более 20 % воды в связанном состоянии. Выделение межпластовой воды происходит не равномерно, а связано

с этапами иллитизации монтмориллонита, определяемыми литологическими особенностями горных пород, скоростью их погружения, геотемпературными условиями. Важно, что выделение межпластовой воды сопровождается глубокими структурными изменениями минерального состава глин: монтмориллонит \rightarrow хлорит \rightarrow гидрослюды. При этом их объём уменьшается, что соответствует формирующейся геодинамической обстановке, связанной с увеличением давления. Особенно интенсивно процессы литификации протекают на глубинах 2-3 км, но продолжают и глубже. После уплотнения и полной литификации осадков оставшиеся в них поровые воды составляют еще 2-5 % от их объёма. На этом этапе в континентальной земной коре вода обратно переходит в свободное состояние с интенсивностью $4,42 \cdot 10^{15}$ г/год, в океанической коре эта величина на порядок меньше.

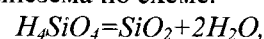
Метаморфогенный этап. Продолжающееся прогибание территории приводит к дальнейшему погружению осадочных пород и связанных с ними подземных вод и попадании их в зону прогрессивного метаморфизма. На этой стадии на глубинах

3-4 км в гранулярных породах-коллекторах идет закономерное расчленение единой поровой системы на отдельные, не связанные друг с другом области [24]. В дальнейшем размер областей уменьшается, и остаются отдельные замкнутые поры. В этих условиях начинает резко повышаться пластовая температура (до 200 - 450 °С) и пластовое давление (до геостатического), начинается перекристаллизация пород с выделением в свободную фазу не только поровых, но и всех их кристаллизационных и конституционных разностей воды, количество которых может достигать 15-25 % весовых. В результате, темпы снижения пористости, не только существенно снижаются, но и за счет процессов гидроразрывов пластов начинают развиваться процессы трещиноватости пород. Эти процессы метаморфизма, по всей видимости, играют не последнюю роль в образовании тектонических разломов и являются предвестниками резкого изменения тектонического режима территории, когда опускание сменяется поднятием и регрессией моря. В это время создается горно-складчатая система.

При этом происходит не просто освобождение воды или дегидратация горных пород, но и их дегидроксилирование, т.е. выделение гидроксильной группы OH, а также ионов водорода и кислорода, которые, соединяясь, синтезируют молекулу воды. В этих условиях формируются вновь синтезированные, или возрожденные, воды. Тем самым, захороненная первоначально в осадочных отложениях вода в процессе метаморфизма постепенно полностью освобождается. Интенсивность этого геологического выделения воды составляет около $0,4 \cdot 10^{15}$ г/год, как на континентах, так и в океанической коре.

В дальнейшем, при погружении пород на большие глубины пластовые давления флюидов начинают превышать геостатические, в результате происходит образование разломов, через которые идет релаксация пластовых давлений. Их температура достигает 450-700 °С. В этих надкритических условиях вода становится химически очень агрессивным веществом (С. Аррениус, 1900). Так она легко растворяет в себе кремнезем, становясь при этом раствором кремнекислоты H_4SiO_4 . Такой концентрированный раствор, двигаясь к разломам, «вбирает» на своем пути полезные компо-

ненты. Резкое падение давления провоцирует его вскипание и одновременное осаждение как кремнезема по схеме:



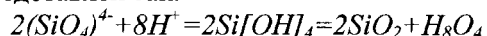
так и всех полезных компонентов или будущих руд [57].

Магматогенный этап. Процесс горообразования сопровождается раздроблением территории на отдельные части, возникновением магматических процессов с вулканическими проявлениями. Все это приводит к тому, что погребенные воды вступают в активное взаимодействие с глубинными растворами и газами магматического происхождения.

Расширяющиеся и углубляющиеся разломы земной коры, процессы магматической деятельности способствуют активной миграции захороненных вод и вовлечению их в сферу действия климатического круговорота. В этих условиях формируются разнообразные минеральные, газоносные, гидротермальные, ювенильные и другие воды. Поднимающиеся и раскрывающиеся структуры подвергаются воздействию массопотоков: метеорного происхождения ($3,37 \cdot 10^{15}$ г/год) и глубинного происхождения ($0,63 \cdot 10^{15}$ г/год), что еще усложняет гидрогеологические условия и способствует вовлечению глубинных вод в климатический круговорот.

В это время начинают также активно образовываться, по гипотезе предложенной австрийским геологом Э. Зюссом, ювенильные воды, которые составляют 3 % от массы изверженных пород и образуются с интенсивностью $0,18 \cdot 10^{15}$ г/год. Однако, данная гипотеза ювенильных вод является весьма слабо обоснованной фактическими данными [81]. По разнообразным современным методам оценки, содержание воды в магмах достигает 22 %, в среднем 5% [82]. В свое время еще В.И. Вернадский предлагал рассматривать магмы как растворы воды в силикатовой и алюмосиликатовой расплавленной, переполненной газами массе. Так по его данным только в палагонитовых породах и туфах Исландии количество воды доходит до 24,4 %. Это предположение получило дальнейшее развитие к концу 80 годов благодаря Ю.А. Колясникову [57]. Им была обоснована полимерная модель магмообразования. По этой модели, величина ювенильных вод составляет 50 %. Механизм

рождения воды в химических символах им представлен так:



Веским доказательством данной модели явились независимые данные базальтово-океанического феномена Земли [5], суть которого состоит в том, что за последние 150 млн. лет объём океаносферы возрос до 1060-1160 млн. км², из этого объ-

ёма только 50 % было заполнено излитыми базальтами в океанах 521 млн. км² и трапами на континентах - 30 млн. км². При 10 % объёмном выделении воды из магмы, вода, находящаяся в океане, грубо говоря, была бы слита в центры океанических впадин. Исходя из этой модели, величина образования ювенильных вод должна составлять $3 \cdot 10^{15}$ г/год.

Итак, рассмотренный нами геологический круговорот воды в основном отличается от ранее существовавших представлений разделением седиментационного этапа на диагенный и катагенный этапы. Особенности последнего являются резкое снижение темпов уменьшения пористости, интенсивный переход связанной воды в свободное состояние, когда пластовое давление начинает превышать гидростатическое и т.д., но, главное именно на этом этапе, по всей вероятности, меняется закон фильтрации вод, переставая подчиняться закону Дарси. Причем, возможно, благодаря именно изменению закона фильтрации вод, происходят резкие изменения свойств пород при катагенезе, что позволяет предложить геологический критерий понятия глубокие горизонты – это горизонты, подвергшиеся катагенетическим преобразованиям.

Глава 4. Основные формы движения глубоких вод и их законы

В гидрогеологии издавна и довольно прочно укоренилось мнение, что основные законы движения воды в земных недрах составляют предмет особой научной дисциплины - динамики подземных вод, которая как составная часть входит в подземную гидравлику, изучающую общие закономерности движения флюидов (воды, нефти, газа).

С таким подходом к гидродинамике, а, следовательно, и к оценке подвижности компонентов подземной гидросферы трудно согласиться, так как её законам подчиняется движение лишь “капельно-жидкой” воды, одной из многообразных других форм. На это обращали внимание Д.И. Гордеев, А.М. Овчинников, Г.Ю. Валуконис, А.Е. Ходьков, А.Н. Павлов, В.И. Дюнин и др., отметившие, что классическая гидродинамика не учитывает движение других форм воды, а также её изменения при движении.

Основная часть воды в земной коре находится в физически и химически связанном состоянии. При геологическом круговороте эта вода сначала поглощается породой, а затем на больших глубинах покидает горную породу. Поэтому наряду с фильтрацией механическое перемещение воды вместе с осадком, магматическим расплавом, т.е. вместе с геологической средой, которая вмещает эту воду, играет важнейшую роль в геологической истории земной коры. В этой связи, Е.В. Пиннекер и С.Л. Шварцев предлагают выделять движение воды как геологического тела, занимающего строго определенные объёмы и положение в геологической структуре.

Поэтому, при изучении движения глубоких вод, сначала рассмотрим механическую и физическую сущность движения свободной воды, затем как тела, физически связанного с горными породами, и, наконец, как геологического тела.

4.1. Сущность движения свободной воды как механического тела

4.1.1. Упругость и пластическая деформация воды

В настоящее время классически математическая суть упругости тел объясняется [98] как половина межмолекулярного расстояния, $a/2$ (в отличие от неклассических представлений Я.И. Френкеля [105], используемых А.Г. Арье, где данная величина для воды равна a). Рассмотрим два мономолекулярных слоя воды, к одному из которых приложено сдвигающее усилие, равное F , а второй закреплён неподвижно.

Из рис. 4-1. следует, что под действием такой силы этот слой воды сместится относительно нижнего слоя на расстояние l . Если $l > a/2$, то, согласно классическим представлениям, возникнет самопроизвольный

переход в ближайшее положение устойчивого равновесия $l=a$, т.е. произойдет *упруго-пластическая сдвиг* или процесс течения воды. Другая картина будет, когда a не перейдет через точку максимума $l=a/2$. В этом случае после снятия нагрузки слой молекул

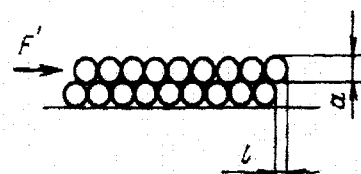


Рис. 4-1. Взаимодействие двух молекулярных слоев воды.

По А.Г. Арье

вернется в исходное положение равновесия, т.е. деформация будет упругой. Наоборот, если не снимать нагрузку в течение длительного времени, то в конечном итоге слой воды также должен сместиться на расстояние $l > a/2$. В этом случае произойдет *вязкоупругий сдвиг*, характеризующий процесс ползучести воды.

Исходя из данных представлений, если под фильтрацией воды понимать геометрию её движения, то, в отличие от термина Ю.М. Молоковича "ползучего" течения, не претендующего на обязательность, данный вид движения воды точнее будет называться ползучей фильтрацией. А фильтрация вод, происходящая по закону Дарси – текучей.

Для того чтобы воду можно было рассматривать как максвелловскую жидкость, согласно представлениям Ю.М. Молоковича, необходимо, чтобы выполнялось главное свойство твердого тела – свойство упругости, т.е. нагрузка силы F должна

быть не столь велика, чтобы сразу сместить молекулярный слой на расстояние $l > a/2$.

Находясь в порода-коллекторе, часть воды или весь её объём находится в физически связанном состоянии. Поэтому необходимо заметить, что физически связанная вода, в отличие от свободной, обладает повышенной сдвиговой прочностью. Значит для физически связанной воды сила упругости будет выше, чем нагрузка силы F в свободной воде. По этой причине первоначально в процесс текучей фильтрации при увеличении градиента напора вовлекается свободная вода, а затем связанная.

Таким образом, под силой начального градиента напора, в отличие от представлений Ю.М. Молоковича, А.Г. Арье и некоторых других исследователей, будем понимать такую величину напора, которая не превышает не только предел упругости физически связанной воды, но и свободной воды.

4.1.2. Упругое сжатие и

температурное расширение воды

Как было уже показано в предыдущем разделе, при $l < a/2$ слой воды упруго сожмется. В этом случае вода будет относиться не только к типу максвелловской жидкости, но и к типу сжимаемой жидкости. В результате, в воде резко возрастут нормальные силы трения (вязкости), действующие внутри струйки между молекулами в направлении силы напора. По этой причине произойдет процесс диссипации механической энергии (включающей в себя кинетическую энергию макроскопического движения в упругом теле и его потенциальную (упругую) энергию), переходящей, в конце концов, в тепло [63].

В результате упругого сжатия воды и выделения тепла, согласно представлениям А.Г. Арье [3], молекула воды при достижении определенной температуры получит недостающую энергию для совершения скачка в положение нового равновесия. Причем чем меньше сила напора относительно силы упругости воды, тем на большую величину должна повыситься её температура, чтобы произошел скачок.

Исходя из термодинамических позиций, причиной сдвиговой деформации воды будет являться её температурное расширение. Причем за счет противодействия сил упругости со стороны стенок пор и силы градиента напора температурное расширение будет не объёмным, а линейным и направленным в сторону падения напора. В результате к величине упругого сжатия $l < a/2$ начнет добавляться величина линейного температурного расширения Δl . При $l + \Delta l = a/2$ слой воды также сместится на половину межмолекулярного расстояния и произойдет вязкоупругий сдвиг, характеризующий процесс ползучести воды.

Таким образом, механическая суть ползучести воды будет заключаться в одностороннем действии двух линейных макроскопически малых процессов, в упругом сжатии и последующем температурном расширении. Причем за счет первого процесса происходит увеличение температуры воды, следствием которого в свою очередь, будет её температурное расширение.

4.2. Сущность движения свободной воды как физического тела

В соответствии с подходом А.Г. Арье, рассмотрим физическую сущность движения свободных вод. Сущность движения тел раскрывается в явлениях энерго-массопереноса вещества. В молекулярной физике наглядность взаимосвязи явлений переноса для газов: теплопроводности, вязкости и диффузии - можно представить выражением Максвелла

$$K_m = c_v * \mu = c_v * \rho * D, \quad (4.1)$$

где K_m , μ , D - коэффициенты теплопроводности, вязкости, диффузии; c_v - удельная изохорная теплоёмкость; ρ - плотность.

В подземной гидродинамике под вязкостью понимают коэффициент, характеризующий свойство жидкостей, но современная физика рассматривает его гораздо шире, как явление [97].

Для жидких и твердых тел эта взаимосвязь усложняется. Например, в работе А.Г. Арье [4] связь вязкости и диффузии выражена в следующем виде:

$$\mu = \frac{k * T}{3 * a * D}, \quad (4.2)$$

где k - постоянная Больцмана; T - температура; a - диаметр молекулы.

4.2.1. Течение и вязкость воды

Рассмотрим более подробно модель движения молекул воды для идеальной несжимаемой жидкости, в которой отсутствуют силы внутреннего трения. В этом случае течение любой молекулы воды можно описать уравнением Бернулли, представленного через линейную величину - напор

$$H = \frac{P}{\rho * g} + h + \frac{v^2}{2g} = const. \quad (4.3)$$

Сумма двух первых членов $P/\rho * g + h$ этого уравнения называется пьезометрическим напором и служит мерой потенциальной энергии воды (отнесенной к единице силы тяжести $m * g$). Третий член $v^2/2 * g$ называется скоростным напором и является линейной мерой кинетической удельной энергии воды. Таким образом, уравнение Бернулли показывает, что полный напор H , равный сумме пьезометрического H_n и скоростного $H_{ск}$ напоров, во всех сечениях мономолекулярного слоя идеальной воды будет одинаков

$$H = H_n + H_{ск} = const. \quad (4.4)$$

В реальной воде, в отличие от идеальной, при течении возникают силы трения или вязкости. Силы трения подразделяются на касательные и нормальные. Касательные образуются за счет трения струек воды между собой и о стенки сосуда или породы коллектора. Нормальные - возникают в результате давления молекул друг на друга внутри струек воды в этом случае,

как правило, они пренебрежительно малы. В результате действия силы трения (вязкости) скорость течения будет падать. Кинетическая энергия будет переходить в молекулярно-кинетическую или тепловую, что будет выражаться в понижении величины полного напора

$$H_n^1 + H_{ск}^1 = H_n^2 + H_{ск}^2 + \Delta H, \quad (4.5)$$

где по физической сути величина ΔH является отражением увеличения тепловой энергии воды (отнесенной к единице силы тяжести) в неявном виде. Причем чем выше вязкость воды, тем меньше скорость её течения. По этой причине величину, обратную коэффициенту абсолютной вязкости, называют текучестью.

В случае фильтрации воды через песок (Рис. 4-2) обычно считается, что величина ΔH равна перепаду уровней между

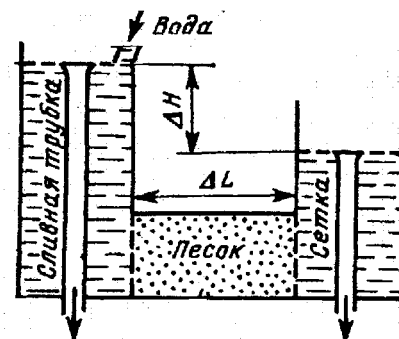


Рис. 4-2. Схема опыта Дарси.
По Ю.П. Гаттенбергеру

сливными трубками. В реальности, за счет скоростного напора уровень подъема воды в правой части модели будет несколько выше уровня сливной трубки. При повышении проницаемости песка уровень будет возрастать. В природных условиях в местах разгрузки вод это иногда можно наблюдать в виде небольших “бугров” или даже ключей, фонтанов - подъема воды над её главью.

В идеальном случае при проницаемости, равной бесконечно большой величине, и отсутствия вязкости у воды величина $H_{ск}$, в соответствии с уравнением (4.4), будет равна ΔH , а данная величина нулю.

В обратном случае, когда текучая фильтрация за счет сил вязкости прекратится ($H_{ск}=0$), величина ΔH будет равняться перепаду отметок уровней сливных трубок и отражать начало перехода текучей фильтрации в ползучую фильтрацию. В этом случае величина $\Delta H/l$ будет являться начальным градиентом напора $\Delta H_o/l$

4.2.2. Теплопроводность и ползучесть воды

Рассмотренная в предыдущем разделе механическая суть ползучей фильтрации позволяет перейти к рассмотрению более полной её физической сущности. Как уже отмечалось, за счет возникновения в слое сжатой воды нормальных сил вязкости в ней возникают процессы, приводящие к выделению тепла. Причем вследствие того, что величина сжатия воды будет убывать в направлении падения напора, то максимальное увеличение температуры будет также происходить в месте приложения силы F , минимальное - в конце слоя (Рис. 4-1). Тогда в слое воды возникнет перепад температур, что приведет к возникновению явления перераспределения тепла и, как следствие, дополнительному температурному линейному расширению воды. Следовательно, изложенная в начале главы предпосылка о связи явлений переноса теплопроводности, вязкости и диффузии с одним и тем же свойством газов и жидкости – подвижности их молекул – вполне доказуема не только для вязкости и диффузии [4], но и для вязкости и теплопроводности.

При ползучей фильтрации данный процесс может выглядеть следующим образом. Предположим, что на рассматриваемой

$$H_n^1 = H_n^2 + \Delta H_o. \quad (4.6)$$

При этом необходимо заметить, что если уменьшать и далее проницаемость песка (не сливая воду из системы), то величина ΔH будет оставаться неизменной. Однако, если при этом каждый раз заново пропускать воду через песок, то величина ΔH_o будет увеличиваться, т.е. процесс текучей фильтрации воды будет прекращаться, не достигнув края правой сливной трубки.

Таким образом, в подтверждение взгляда А.Г. Арье, физическая суть процесса течения будет заключаться в свойстве вязкости, в результате которого происходит переход кинетической энергии во внутримолекулярную энергию хаотического движения. При увеличении тепловой энергии воды (и породы) до разницы энергии положения области питания и разгрузки процесс течения воды прекратится, а градиент напора станет начальным.

схеме (Рис. 4-2) стенки представляют собой адиабатические оболочки и перепад напоров не превышает начальный. Тогда внизу модели произойдет упругое сжатие воды и начнется процесс увеличения тепла. Вследствие того, что в правой части схемы столб воды меньше, то конечная генерируемая температура будет меньше, чем в левой части. Разность температур будет приводить к оттоку тепла из левого сосуда. Из-за этого, около правого сосуда может произойти температурное расширение воды, что приведет к выталкиванию воды из данной части сосуда, т.е. произойдет процесс ползучей фильтрации. При этом величина ΔH , характеризующая тепловую энергию, будет равна разности отметок зон питания и разгрузки воды. На самом деле величина тепловой энергии, так же как и при текучей фильтрации, как было отмечено в разделе 4.1, будет увеличиваться. В этой связи, использование уравнения Бернулли для сжимаемой воды требует выражения внутренней энергии в явном виде. Тогда величина полного напора, включающая в себя внутреннюю энергию воды, отнесенную к единице силы тяжести, примет вид:

$$H = \frac{c_v * T}{g} + \frac{P}{\rho * g} + h = const, \quad (4.7)$$

где c_v - удельная теплоёмкость воды.

Подводя итог, сделаем последний вывод раздела 4.2. При длительном упругом сжатии воды происходит процесс преобразования внутримолекулярного

движения из хаотического в направленное, следствием которого является направленное температурное расширение воды. По физической сути процесс ползучести воды схож с явлением теплопроводности.

4.3. Геологическая суть ползучей фильтрации воды

Для рассмотрения геологической сути фильтрации воды разберем её физическую сущность в системе с породой. Как уже отмечалось в разделе 4.2, физическая суть движения воды по закону Дарси заключается в явлении вязкости. При рассмотрении в комплексе физической сущности этого движения, становится очевидным, что данный переход будет происходить, не только за счет взаимодействия молекул воды между собой, но и за счет их трения о стенки коллектора. Исходя из этого, можно сказать, что *геологическая сущность текучей фильтрации* будет заключаться в *площадном взаимодействии воды и стенок пор коллектора*. Математически данная геологическая суть взаимодействия молекул воды в законе Дарси выражается через коэффициент проницаемости, который соответственно измеряется в площадных единицах. Достаточно наглядно данную геологическую сущность можно показать, рассматривая течение воды через идеальный грунт (несколько капиллярных трубок). Согласно формулы Пуазейля и Гагена, коэффициент проницаемости зависит от квадрата радиуса труб грунта R

$$k_n = R^2 / 8. \quad (4.8)$$

При ползучей фильтрации, по своей сути схожей с явлением теплопроводности несомненно, что передача тепла будет происходить не только по воде, но и по пласту, т.е. в фильтрационном энергомассопереносе будет участвовать *весь объём фильтрационной среды*.

"Подземные воды, являясь наиболее теплоемким веществом земной коры, аккумулируют тепло глубинных недр и при движении способствуют перераспределению тепловой энергии в толще горных пород" [101]. Вследствие этого избыток тепла, накапливающийся в воде, будет постоянно

"сталкиваться" породе. В результате передача тепла по коллектору будет происходить прерывисто-прямолинейно, а по воде - фильтрационно. Рассмотренный механизм и будет отражать геологическую сущность взаимодействия ползучей воды в системе с породой, которую математически можно представить в приближенном виде формулой:

$$K_m^\phi = K_m^a * m + K_m^n \sqrt[3]{1-m}, \quad (4.9)$$

где m - пористость; K_m^ϕ , K_m^a и K_m^n - коэффициенты теплопроводности влажной породы, воды и сухой породы в пластовых условиях. Однако, в практических расчетах скорости ползучей фильтрации лучше использовать не расчетный коэффициент теплопроводности водонасыщенной породы, а экспериментальный (Рис. 4-3), так же как и при расчете фильтрации по закону Дарси используется экспериментальная величина коэффициента проницаемости.

Поэтому далее, если говорить о геологической сути движения глубоких вод, то необходимо иметь в виду не только и не столько ползучее движение воды через поры горных пород, сколько тепловое движение через всю горную породу, которое зависит от типа породы, влияния других источников тепла, взаимоотношения с породой и т.д. Если к этому добавить, что состав воды и породы также изменяется с выделением или поглощением тепла при химических реакциях, то станет еще более очевидной специфическая форма этого движения воды.

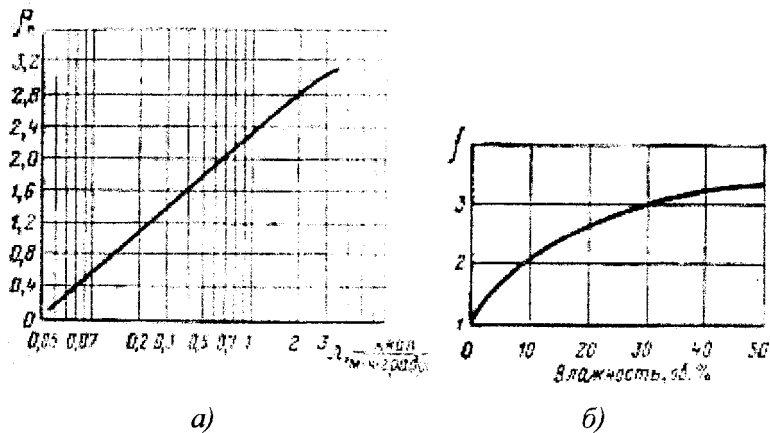


Рис. 4-3. а) Зависимость теплопроводности сухого скелета горных пород от их относительной плотности; б) Поправочный коэффициент для определения теплопроводности влажных горных пород. [28]

4.4. Движение физически связанной воды

Физически связанные воды находятся под воздействием капиллярных сил со стороны горных пород, и поэтому их движение существенно ограничено. Вследствие этого они, в отличие от свободных

вод, имеют принципиально иные формы передвижения. В настоящее время в практическом плане можно выделить две формы движения физически связанной воды: файлюационную и электроосмотическую.

4.4.1. Файлюационная форма движения

По А.Г. Арье [3,4] при уменьшении порового пространства до размеров, в которых проточные каналы полностью перекрываются физически связанной водой, ползучая фильтрация прекращается и переходит в файлюационную форму движения. Математический аппарат теории файлюации, опирается на не классическую теорию трансляционных переходов Я.И. Френкеля [114].

Файлюация происходит при градиенте напора ниже начального и осуществляется в форме мономолекулярных цепочек воды, движущихся вдоль осей поровых каналов (Рис. 4-4). Поэтому такая форма движения выражается молекулярным массопереносом, близким к направленной диффузии. Она не зависит от путей движения воды, но прямо пропорциональна пористости и обратно пропорциональна квадрату радиуса раскрытости пор. Причем в глубоких горизонтах, по расчетам А.Г. Арье [5], скорость такого вертикального файлюационно-

го потока через глинистые породы в миллион раз больше, чем по латерали вдоль песчаных пластов.

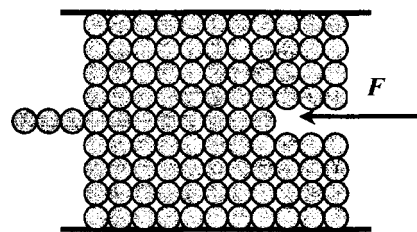


Рис. 4-4. Схема файлюации – движения одномолекулярной струйки воды через капиллярную трубку.

По нашему мнению, не смотря на то, что теория Я.И. Френкеля является не классической, в целом математический аппарат этой теории, используемый А.Г. Арье для описания файлюационного движения, является феноменологически верным.

4.4.2. Электроосмотическая форма движения

Движение физически связанной воды в глубоких горизонтах в практике еще отождествляют с их перемещением под действием электроосмотических сил. В зонах водонедонасыщения (приповерхностные пласты) основным признаком рыхлосвязанной воды является её способность передвигаться от одной частицы к другой. Передвижение пленочной влаги происходит от мест, где толщина пленок большая, к местам, где пленки тоньше. Такое электроосмотическое передвижение частиц будет продолжаться до тех пор, пока толщина водной пленки на обоих зернах породы не станет одинаковой.

В водонапорных горизонтах данный процесс происходит при всплытии вверх нефти или газа. Но при этом наблюдается уменьшение толщины пленки связанной воды по высоте залежи. Постепенно, по мере накопления нефти (газа) в ловушке и увеличения высоты залежи, вытесняется сначала свободная вода, затем рыхлосвязанная и, наконец, прочносвязанная. Скорость электроосмотического вытеснения связанной воды нефтью будет в основном зависеть от скорости аккумуляции углеводородов. В случае если проточная пора за-

полнена рыхлосвязанной водой, то для прохода через нее нефти порой достаточно аккумуляции «микрозалежи». Если проточная пора мала и заполнена только прочносвязанной водой, то для прохождения через нее нефти потребуется избыточное давление, формируемое залежью высотой более 20 м.

Избыточное давление, возникающее в верхней части залежи высотой h за счет разности плотностей воды и углеводородов рассчитывается следующим образом:

$$P_{изб} = h(p_g - p_{ув}). \quad (4.10)$$

Дополнительным стимулирующим условием, способствующим дальнейшему продвижению углеводородов по моноклиальному склону, могут являться землетрясения [8].

В результате, в процессе электроосмотического вытеснения физически связанной воды нефтью в пласте создаются уникальные условия. Главной особенностью нефтяных пластов, в особенности в зонах предельного нефтенасыщения, является резкое увеличение проницаемости нефти, в отличие от проницаемости воды в водоносном пласте.

4.5. Движение глубоких вод как геологического тела

Необычность гидрогеологического тела состоит в том, что оно не полностью занимает геологическое пространство, а только его часть, не занятую горной породой, включая мельчайшие пространства в пределах кристаллической решетки. Вода проникает во все без исключения геологические тела, пронизывает их тончайшей сетью волосных капилляров и только местами образует массовые скопления, называемые бассейнами, резервуарами, месторождениями. Вместе с тем распределение воды в недрах земли во многом определяется характером и типом горной породы, её сложением, составом, историей её развития и эволюции. Поэтому издавна в гидрогеологии сформировалось представление о геологической структуре, которая, по Е.В. Пиннекеру, характеризует "пространствен-

ное распределение подземных вод и их взаимоотношение с вмещающими породами" в недрах земли. Следовательно, геологическая структура и её элементы выступают одной из форм проявления геологического тела воды.

Движение глубоких вод как геологического тела совсем недавно достаточно полно было описано на примере ряда нефтегазоносных бассейнов В.И. Дюниным [30]. Данный вид движения воды занимает промежуточное положение между двумя другими *элизионным и глубинным движением вод как геологических тел*, рассмотренных С.Л. Шварцевым [154], и поэтому не может быть правильно понят без учета этих видов в свете теории ползучей фильтрации.

4.5.1. Элизионный источник внутрислоевой зоны питания

Элизионное движение воды связано в основном с погружением осадочных пород вниз и с элизией (выдавливанием) воды из горных пород. Элизия воды из горных пород начинается с первых моментов их захоронения в седиментационном бассейне (морском дне). На начальном этапе уплотнения глин, пока не наступила стадия минералогического их преобразования (первые сотни метров), отжимается свободная и физически связанная вода. В этом случае объём отжимаемой воды близок к объёму уменьшения порового пространства. На больших глубинах соотношение объёма изменения пор и объёма отжимаемой воды изменяется вследствие усиления разнообразных физико-химических процессов в водоносных горизонтах. Из уплотняющихся глин отжимается огромное количество воды. Так, например, из верхнеюрского-нижнемелового водоносного комплекса Западной Сибири за все время было отжато $330 \text{ м}^3/\text{м}^2$ поровых вод [31].

Вопрос о направлении оттока из уплотняющегося слоя глины водного раствора остается пока дискуссионным. Так, из расчетов Ю.В. Мухина [75] следует, что в слое осадка положение границы раздела оттока отжимаемой жидкости вверх и вниз зависит главным образом от глубины погружения осадка, и на значительных глубинах, измеряемых 100-кратными его первоначальными мощностями, устанавливается равновесие: и вверх, и вниз отжимается примерно одинаковое количество поровой жидкости. Выше этой глубины граница движения воды вверх вниз смещается к подошве уплотняющихся глин, ниже – соответственно к кровле.

Иначе вопрос о распределении эпюры давления в уплотняющемся глинистом слое рассмотрен Г.Ю. Валуконым, А.Е. Ходьковым [14], К. Магарой [67] и др, которые доказывают наличие в рассматриваемом слое глин двух зон уплотнения: зоны уплотнения, или активной зоны, и неуплотненной (мертвой) зоны, расположенной в центре уплотняющегося пласта глин. В первой зоне протекают процессы уплотнения и отжатия поровой воды, а напор изменяется в соответствии с колебаниями градиента отжатия. Во второй зоне процесс

уплотнения практически не протекает, а поровая жидкость находится под некоторым избыточным давлением. Ярким примером, где отмечаются такие зоны, являются баженовские аргиллиты Западной Сибири [77].

В.И. Дюнин, используя закон Дарси при расчетах скорости отжатия вод из глинистых толщ, опровергает эти точки зрения, считая, что в глинистых толщах не может существовать граница раздела между двумя противоположными направлениями движения. Поровое давление имеет нормальный закон распределения и зависит от значений гидростатического давления на границах глинистого слоя. По его расчетам, для формирования такой зоны коэффициент фильтрации должен быть менее 10^{-7} м/сут, которые реально не существуют в природе. С другой стороны, он придерживается мнения А.Г. Арье о возможности существования в глинистых породах градиента напора ниже начального. Это и позволяет отвергать возможность движения флюидов в глинистых породах. Наличие начальных градиентов установлено в лабораторных условиях. Коэффициент фильтрации как раз и достигает величины 10^{-7} м/сут. Однако, данные коэффициенты характерны только для поровой ёмкости.

Исходя из предположения, что вода, отжимаемая из уплотняющихся пород, удаляется на поверхность только по пластам проницаемых пород - коллекторов вверх по их напластованию, А.Е. Гуревич [26] по выведенным им формулам ориентировочно рассчитал среднюю скорость элизионного потока, возникающий при этом гидравлический уклон и избыточное давление. Как видно из таблицы 4.1, с глубиной элизионные скорости движения вод падают, гидравлические уклоны уменьшаются, интенсивность водообмена замедляется, что, в конечном итоге, способствует переходу текучей фильтрации в ползучую.

Несмотря на безусловную ориентировочность полученных данных, в целом они согласуются с наиболее общей картиной движения глубоких вод в зависимости от движения элизионных вод и по порядку величины совпадают со скоростью ползучей фильтрации [104].

Таблица 4.1.

Зависимость скорости движения v , гидравлического уклона I и избыточного давления P от глубины залегания пласта

Глубина залегания пласта, м	Зависимость скорости от глубины					
	Экспоненциальная			Логарифмическая		
	V , м/год	I , м/м	P , МПа	V , м/год	I , м/м	P , МПа
100	0,00076	0,000024	0,096	0,22	0,00070	0,70
500	0,00039	0,000012	0,039	0,0044	0,00014	0,14
3000	0,00032	0,000010	0,013	0,00073	0,000023	0,023

4.5.2. Главная особенность зоны транзита глубоких вод

Переход текучей фильтрации в ползучую фильтрацию ведет к принципиальному изменению классической артезианской схемы движения вод (раздел 1.1). Основные суждения по этому вопросу были изложены В.В. Трушкиным [108]. В физическую основу рассмотрения этой схемы, положены представления В.И. Дюнина, А.А. Граусмана и многих других исследователей о необходимости использования термодинамического уравнения состояния при изучении движения глубоких вод

$$f(P, V, T) = 0, \quad (4.11)$$

согласно которого давление P , объём V и температура T находятся в функциональной зависимости. Изменение одной или двух из этих величин приводит к изменению остальных.

В глубоких горизонтах зону транзита, где происходит ползучая фильтрация воды, правильной будет назвать *зоной сползания глубоких вод*. Принципиальной отличительной особенностью этой зоны от *зоны стока артезианских вод* является то, что дальнейшее снижение гидравлических уклонов и скорости движения способствуют созданию относительно застойного режима вод и условий для формирования на определенном этапе развития структуры аномально высоких пластовых давлений (АВПД), т.е. возникновению *внутрипластовой области питания*. В противном случае, как это доказывается В.И. Дюниным [30] по результатам моделирования, рассматриваемый процесс распределения напоров и скорости является стационарным, т.е. образование АВПД невозможно. При моделировании задавались следующие

комбинированные условия: протяженность бассейна 500 и 1000 км, коэффициент фильтрации глин 10^{-5} и 10^{-6} м/сут, суммарное питание их на всю длину разреза на 1 м ширины $3,2 \cdot 10^3$ м³/год, отношение величины инфильтрационного питания к питанию из глин 1,7 и 10. Начальная водопроницаемость песчаных отложений рассчитывалась, исходя из наиболее характерных проницаемостей глубоких горизонтов 300 и на периферии 3000 м²/сут, т.е. фильтрация вод моделировалась по закону Дарси.

Выделение зоны сползания глубоких вод позволяет подойти принципиально на ином количественном уровне к оценке времени существования АВПД. Попытки оценить время релаксации пластовых давлений предпринимались В.Ф. Линецким (несколько миллионов лет) [66], М.К. Калинин (десятки, сотни миллионов лет), В.В. Колодий и Ю.В. Калюжный (50 тысяч десятки миллионов лет), В.И. Дюнин (140-14000 лет) [30], И.Г. Киссин (3000 лет) [51], А.Е. Гуревич (сотни лет) [25]. Ю.П. Гаттенбергер вообще считает [19], что АВПД не могут образовываться в открытых системах, а только в закрытых. Поэтому само понятие аномальности давления некорректно и лучше использовать термин «сверхгидростатическое пластовое давление (СПД)».

Используя те же условия, что и у А.Е. Гуревича, но, заменив коэффициент текучей фильтрации 5 м/сут, рассчитанный по закону Дарси, на коэффициент ползучей фильтрации $2,6 \cdot 10^{-4}$ м/сут [104] считаем, что сохранность АВПД составит около 10 млн. лет. А поскольку вода при ползучей

фильтрации ведет себя как неньютоновская, максвелловская, аномальная жидкость, то термины АВПД и АНПД здесь вполне уместны. Более того, гидростатические давления в области сползания соответственно тоже будут являться аномальными гидростатическими пластовыми давлениями (АГПД), с изобарно-изотермической квазистатической обстановкой (пластовые давления и температуры неизменны во времени). В этом случае уравнение состояния примет вид термодинамического уравнения Бернулли. Однако, вероятно, в реальности использование данного уравнения ограничено и возможно только для верхних частей глубоких горизонтов или на локальных участках. В остальных случаях образование АВПД и АНПД неизбежно будет приводить к нарушению изобарно-изотермической обстановки.

Наличие внутрипластовой области питания предполагает движение воды от центра бассейна к его периферии, от участков с большим количеством глинистых слюев к участкам развития коллекторов. При этом происходит не просто отжатие вод за счет уплотнения, но и дополнительная генерация тепла, незначительная величина которой, по мнению В.И. Дюнина в соответствии с уравнением состояния (4.17) не может служить причиной образования АВПД, но, тем не менее, увеличение скорости перераспределения тепла, в соответствии с сущностью ползучей фильтрации, будет способствовать увеличению её скорости. Поэтому внутрипластовую область питания следует изучать гораздо шире, рассматривая её не только как область АВПД, но и еще как *тепловую область «питания»*. Высказанное предположение подтверждается материалами геотермических наблюдений на территории Восточного Предкавказья [52], согласно которым температура отложений, находящихся под большим геостатическим давлением, оказывается меньше температуры пород, находящихся под меньшим горным давлением.

По мнению Н.А. Огильви создание аномального температурного поля происходит при тектонических движениях. Тогда, в соответствии с уравнением состояния, будет повышаться пластовое давление.

Влияние неотектонических подвижек на современное положение пьезометрической поверхности глубоких подземных

вод выявлено было работами ВСЕГИНГЕО. Так, на профиле Йошкар-Ола-Туймазы-Уфа кривые новейших тектонических движений и приведенных напоров верхне-среднедевонского водоносного горизонта располагаются почти параллельно друг другу (Рис.4-5).

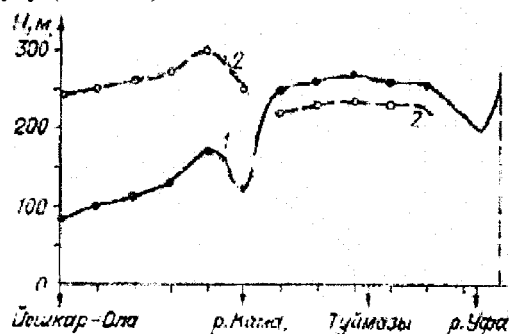


Рис. 4-5. Схематический профиль по линии Йошкар-Ола-Туймазы-Уфа:

1 — амплитуда неотектонических движений; 2 — значения приведенных напоров

Можно полагать, что при выполнении положений упругопластической теории фильтрации релаксация градиента в 0,0005, образовавшегося в течение 2-4 млн. лет, несомненно, должна была полностью завершиться (западная часть профиля). Фактически же градиент напора за этот период уменьшился лишь на 1/3 от градиента тектонических движений. Аналогичный вывод получается и при рассмотрении района Томск-Тара-Колпашево на юге Западной Сибири. На основе этих положений С.С. Бондаренко, Л.В. Боровским и А.А. Дзюбой [80] предлагается признать, что подземные воды глубокозалегающих горизонтов обладают достаточно выраженными реологическими свойствами. Для приведения их в движение нужно приложить определенную силу, обусловленную начальным градиентом фильтрации, причем для вышеуказанных районов его величина ими оценивается не меньше $5 \cdot 10^{-4}$. Далее они совершенно справедливо полагают, что ниже начального градиента напора движение подземных вод хотя и существует, но не подчиняется закону Дарси и зависит не только от приложенной силы, но и от времени воздействия. Данное предположение не противоречит вязкоупругой теории фильтрации. Поскольку ползучая фильтрация при нарушении квазистатической обстановки зависит не только от градиента напора, но и от времени релаксации. Причем скорости неотек-

тонических движений сопоставимы со скоростями ползучей фильтрации. Кроме этого, вертикальные движения пластов при неотектонических подвижках земной коры также сопровождаются не только увеличением или снижением напора вод в зависимости от знака колебательных движений, но и соответственным изменением величины латерального температурного градиента. При подъеме территории будет повышаться геотермический градиент и наоборот.

В тектонически-активных районах по разломам происходит термогидродинамическое воздействие глубинных флюидов на глубокие и артезианские воды, что существенно дополняет и изменяет представления о зонах питания глубоких вод. Так, воздействие глубинных процессов (магматических очагов, гидротермальных систем, дифференцированных тектонических движений и т.д.) также ведет к повышению температур и созданию *тепловых зон питания*. Аналогично зоны многолетнемерзлых пород могут рассматриваться *тепловыми зонами разгрузки* вод (Западная Сибирь – В.В. Трушкин [108], Якутия – А.А. Граусман [24]).

Установить точную зависимость между пластовым давлением и температурой, по мнению В.И. Дюнина, не представляется возможным. Кривая этой связи, по видимому, будет лежать между кривыми, одна из которых построена по уравнению Ван-дер-Ваальса, другая – по уравнению Клайперона-Менделеева. Между тем, используя уравнение состояния, А.А. Граусман вывел следующую формулу изменения давления в пласте при понижении темпера-

туры:

$$\Delta P_{пл} = \frac{a * m + (1 - m) * a_c}{K * m + (1 - m) * K_c} * \Delta T_{пл}, (4.12)$$

где m – пористость, a и a_c – коэффициенты температурного расширения воды и скелета породы; K и K_c – коэффициенты объёмного сжатия воды и скелета породы; $\Delta T_{пл}$ – изменение пластовой температуры; $\Delta P_{пл}$ – изменение пластового давления. Расчеты снижения пластовых давлений, сделанные им по этой формуле практически совпали с фактическими [24]. Это подтверждает её правомерность и очевидно, позволяет её применять не только к процессам понижения температуры при промерзании пород, но и к процессам её повышения. Различные химические реакции, происходящие с выделением или поглощением тепла, также будут влиять на режим движения вод.

Все изложенное в этом разделе позволяет говорить, что главной особенностью зоны сползания глубоких вод, в отличие от зоны стока артезианских вод, является возможность образования в первой внутренних зон питания и разгрузки вод. Причем образование этих зон может происходить не только за счет межпластовых перетоков, но и за счет любых других процессов: механических, физических, тепловых и химических, протекающих в системе вода – порода и оказывающих существенное влияние на скорость и направление ползучей фильтрации.

4.5.3. Глубинные разломы как очаги (зоны) разгрузки глубоких вод

Под глубинными водами понимаются генетические типы вод, сформированные на значительных глубинах. Генезис таких вод связывают не с отжатием их из горных пород в процессе уплотнения, а с возрождением (синтезом) молекул воды в процессе метаморфизма, т.е. выделением гидроксильной группы ОН, а также ионов водорода и кислорода, которые, соединяясь, синтезируют молекулу воды. В этих условиях формируются вновь синтезированные, или возрожденные, воды. Тем самым, захороненная первоначально в осадочных от-

ложениях вода в процессе метаморфизма постепенно полностью освобождается.

Одной из важнейших эмпирически установленных закономерностей движения воды в рассматриваемой зоне является её восходящее движение. Об этом, прежде всего, свидетельствует многочисленный опыт изучения гидротермальных месторождений. Проблема механизма движения и генезиса гидротермальных растворов (ювенильных, возрожденных, инфильтрационных) стоит очень давно (А.Г. Бетехтин, В.И. Семенов, В.А. Жариков, А.А. Пэк и др.). В

последнее время А.А. Пэк и др за причину движения глубинных растворов принимают выжимающее литостатическое давление (механизм Грейтона). Причем считалось, что движение глубинных вод происходит в условиях постоянного уменьшения порового пространства до 0,1 - 1,5 % и проницаемости до 0,001 мД.

Однако, в последние годы все больше исследователей опираясь на обширный геолого-промысловый материал, приходят к выводу, что с глубиной модель резервуара начинает усложняться, кроме пор в строении начинают принимать участие трещины и каверны. Так, В.И. Дюнин [30] на многочисленных примерах и фактах доказывает, что глинистые породы обладают еще и трещинной ёмкостью (не фиксируемой на образцах в лабораторных условиях), которая и обеспечивает повышение коэффициента фильтрации на 2-3 порядка при исследовании глин на массивах в полевых условиях (гидрогеохимический, термометрический, изотопный методы) и аналоговым моделированием. Эти заниженные значения на образцах связаны с тем, что масштаб опробования меньше масштаба микро- и макро-неоднородности, т.е. существует малая вероятность того, что в образце глин окажутся трещины, песчаный прослой и т.п. В большинстве случаев трещинные образцы вообще не изучаются, так как им нередко трудно придать форму, удобную для исследования на специальной аппаратуре. Поэтому по мере литогенетических преобразований глинистых минералов: пластичная глина → аргиллит → глинистый сланец - и скорость оттока освобождающейся химически связанной воды будет увеличиваться на 2-3 порядка. Этому способствует снижение пластичности и повышение способности глинистых пород к трещиноватости, т.е. по-

степенной смене поровой проницаемости на трещинную. В результате, покрышки становятся коллекторами, что приводит к вертикальным флюидоперетокам.

Н.П. Запивалов и И.П. Попов [34] на примерах разносторонних (гидродинамических, промыслово-геофизических, литолого-петро-графических и др.) исследований многочисленных месторождений нефти и газа также доказывают необходимость более сложного подхода к изучению резервуаров. Так, они подчеркивают условность таких укоренившихся в теории понятий, как коллектор и покрышка. Одна и та же порода в процессе литогенеза меняет свои свойства, превращаясь из покрышки в коллектор и наоборот. Малые значения пористости и проницаемости еще не определяют низкую продуктивность скважин; благодаря вторичной пористости и трещиноватости, горные породы могут содержать значительные и эффективные запасы углеводородов.

В целом по проблеме трещинных коллекторов выделяется две основные концепции (таблица 4.2)

К выше сказанному необходимо добавить следующее. Помимо того, что на этой стадии в гранулярных породах-коллекторах идет закономерное расчленение единой поровой системы на отдельные замкнутые поры, в этих условиях, начинают резко повышаться температуры (до 200 - 450 °С) и пластовые давления (до геостатических), начинается перекристаллизация пород с выделением в свободную фазу цеолитных и кристаллизационных разностей воды. Причем процесс выделения кристаллизационных разностей вод, в отличие от процесса отжатия физически связанных и цеолитных вод, происходит не постепенно, а скачкообразно, только при достижении определенных термобарических условий.

Таблица 4.2.

Сопоставление концепций по проблеме трещинных коллекторов Западной Сибири.

По С.И. Шшигину

Основные положения, параметры	I концепция (Г.А. Максимович и др.)	II концепция (А.А. Трофимук, А.М. Нечай, Ф.И. Котяхов и др.)
Возможность нахождения трещинных коллекторов	Не встречаются	Встречаются
Размеры трещин в породах	На глубинах 3 км и более зияние трещин не превышает 15-20 мкм, т.е. соизмеримо с размерами пор и поровых каналов	Кроме микротрещин есть макротрещины, каверны и карстовые полости, обладающие большими размерами
Трещинная ёмкость	Не надо учитывать, т.к. она не превышает 0,2 %, что находится за пределами ошибки определения пористости	Может достигать значительных размеров до 3-5 %. Поскольку она полностью эффективная, то не редко является соизмеримой с эффективной пористостью матрицы

Резкое поступление дополнительной воды в замкнутое поровое пространство приводит к возникновению процесса гидроразрыва пласта и образованию *трещинной ёмкости*, достигающей 3-5 %.

На глубинах более 5-6 км термодинамические условия залегания воды еще больше усложняются, скачкообразно происходит выделение уже конституционных разностей воды. Пластовые давления флюидов начинают превышать геостатические, в результате, происходит образование разломов, через которые происходит релаксация пластовых давлений. Их температура достигает 450-700 °С. В этих надкритических условиях вода, становясь химически очень агрессивным веществом, растворяет в себе кремнезем и, тем самым, создает *каверновую ёмкость*.

Тектоническая трещина, благодаря своей сквозной и высокой проводимости, создает область относительно пониженных пластовых давлений и поэтому действует как конденсатор первоначально рассеянного потока разгрузки. По межзерновым промежуткам, микротрещинам, опережающим трещинам и т.д. растворы активно проникают в центральную зону разлома, выводящую флюид в область пониженных давлений. Количественно оценить величину градиентов давления, побуждающую такого рода трещинный подсос, как справедливо отметил А.А. Пэк [84], в настоящее время невозможно, но сомневаться в его наличии вряд ли правомерно. Следовательно, именно дренирующая природа дизъюнктивных нарушений (и их систем) служит исходной гидродинамической предпосылкой, наблюдаемой связи большого числа гидротермальных месторождений с разломами и системами трещиноватости.

Одной из нерешенных проблем движения глубоких вод, по мнению М.Б. Букаты, является проблема выявления областей (зон) разгрузки огромных объемов вод, отжимаемых в процессе погружения осадочных пород.

В целом, все изложенное в данной главе позволяет заключить, что, несмотря на недостаточную изученность проблемы движения глубоких вод, в последние годы в этом направлении достигнуты успехи и намечаются серьезные сдвиги. В этой связи, как отмечал С.Л. Шварцев [122], “Стало совершенно очевидным, что динамика подземных вод глубоких горизонтов не может быть правильно понята без учета геологической формы движения воды”.

Образование глубинных разломов происходит не только в местах наибольшего синтеза молекул воды в процессе метаморфизма, но и максимального отжатия вод в вышелегающих глубоких горизонтах, поскольку основную роль в механизме движения как глубинных вод режима, так и элизионных вод играет уплотнение пород. В результате по разломам происходит разгрузка не только глубинных вод флюидов, но и вышелегающих глубоких и артезианских вод. Данная закономерность позволяет предположить, что огромные количества отжимаемых вод в глубоких горизонтах из-за низкой скорости ползучей фильтрации вряд ли имеют удаленные зоны разгрузки, а находятся в непосредственной близости от мест максимальных зон внутрипластовых областей питания. С другой стороны, необходимо подчеркнуть, что низкие скорости движения глубоких вод, препятствуют резкому падению напряжений, возникающих в наиболее погруженных частях и, тем самым, благоприятствуют проникновению глубинных разломов в верхние части земной коры вплоть до поверхности.

Таким образом, движение глубинных вод происходит в условиях, с одной стороны, уменьшения порового пространства, а, с другой стороны, увеличения трещинной и каверновой ёмкости, причем не только в коллекторах, но и в покрышках, что способствует восходящему движению возрожденных вод. А поскольку за счет того, что как в зоне глубинного режима, так и элизионного режима, уплотнение пород и низкие скорости ползучей фильтрации вод играют основную роль в механизме создания аномальных давлений, то глубинные разломы как раз и образуются в местах максимального уплотнения пород, образуя зоны разгрузки не только глубинных флюидов, но и глубоких вод.

Глава 5. Единая геологическая форма движения глубоких вод и основная её закономерность

Как видно из рассмотренной предыдущей главы, формы движения воды в глубоких горизонтах разнообразны. Вместе с тем, нельзя не видеть за многообразием движения этих форм их единства, взаимосвязи и взаимообусловленности. Например, совершенно очевидно, что механическая суть ползучей фильтрации, заключающаяся в упругом сжатии воды и последующем её температурном расширении, является частной составляющей её физической сути – явлений вязкости и теплопроводности. В свою очередь эти физические явления движения воды являются частью общего процесса происходящего во всем объёме фильтрационной среды. Данные тепловые явления, происходящие в фильтрационной среде, отражают геологическую суть движения глубоких вод. В свою очередь тепловые процессы, происходящие в системе вода – порода, возможно, являются важнейшей частью тепловых процессов, происходящих в целом в земной коре. Все это позволяет рассматривать движение глубоких вод, согласно представлениям С.Л. Шварцева [79, 122] и Е.В. Пиннекера [79, 80], как разновидность *единой геологической формы движения воды*, которая является важнейшей составляющей геологической формы движения материи, обоснованной академиком Б.М. Кедровым.

Идея геологической формы движения воды была рассмотрена достаточно широко в первом томе «Основ гидрогеологии» С.Л. Шварцевым [79]. Однако, в дальнейшем, в «Общей гидрогеологии» [122] этим же автором данная тема значительно сужается. Видимо уже глубже осознавая и чувствуя сложность этой проблемы, автор с одной стороны многие свои представления, относимые ранее к геологическим формам движения воды, переносит на ранг ниже, к процессам движения воды – как геологического тела. С другой стороны, опираясь на работу В.И. Вернадского, автор по этому поводу делает вывод, что «сложность и

многообразие движения воды определяют фундаментальные свойства гидросферы в целом». В данной главе делается попытка практически раскрыть это убеждение, исходя из представлений, описанных в предыдущей главе, новых знаний и современных мировоззренческих представлений. И, прежде всего, попытаемся практически доказать, на примере рассмотрения парадоксальной зависимости удельной теплоёмкости глубоких вод, что геология как наука является фундаментальной, а не прикладной наукой, имеющей собственные законы развития Земли, в дальнейшем перешедшие к биогенным системам.

Кажется парадоксальным, термодинамическое уравнение Бернулли, известно уже более 160 лет, но, несмотря на это, в современной литературе по динамике движения глубоких вод данный закон обходили вниманием. Между тем, наверняка, учитывая кажущуюся простоту этого уравнения, попытки его применить предпринимались не одним исследователем. На первый взгляд, казалось бы, чего проще к уже используемому гидродинамическому уравнению добавить произведение пластовой температуры на удельную теплоёмкость воды, которая равна 1 ккал/°С или 4,1868 кДж/°С. Это первоначально и было сделано, как впрочем, наверное, и другими исследователями, но был получен отрицательный результат.

Таким образом, с одной стороны, кажущаяся простота применения термодинамического уравнения Бернулли, а, с другой стороны, тупиковый результат, получаемый при попытках его применения, и явились, видимо, основной причиной обхождения этого закона соответствующим вниманием. Фактически, как оказалось, применительно к глубоким водам удельная теплоёмкость оказалась в 4 раза меньше. В причине этого парадокса мы и попытаемся разобраться в этой главе.

5.1. О разновидностях геологических форм движения воды

Неотъемлемой чертой различных геологических форм движения вод является то, что их нельзя сводить к простой сумме механических, физических и химических движений, которые геологами в ряде случаев традиционно возводятся в ранг ведущих или определяющих в изучении геологических явлений. Геологическая форма движения воды отличается также от движения во-

ды как геологического тела. Здесь это движение рассматривается не просто как механическое перемещение воды, вместе с веществом земной коры или тепловое - через породу, а как главная составляющая геологической формы движения материи. Чтобы лучше разобраться в исследуемом вопросе, приведем конкретные представления.

5.1.1. Существующие представления

Образование седиментогенных вод происходит благодаря круговороту вещества в недрах Земли, при котором вода вместе с вмещающими её породами медленно погружается на значительные глубины по мере опускания отдельных блоков земной коры, что затем компенсируется накоплением осадочных пород соответствующей мощности. При этом захороняются различные виды вод, как свободные, так и связанные (не только физически, но и химически). По мере погружения и захоронения осадка соотношение между отдельными видами воды непрерывно меняется: один её вид переходит в другой, часть молекул воды химически разлагается, часть механически отжимается из этой системы и т. д. При метаморфизме связанная вода вследствие процессов дегидратации, дегидроксилирования и синтеза молекул вновь возрождается. Главная особенность рассматриваемой системы состоит в переносе воды на большие глубины в результате геологического движения материи. Само движение воды — часть более общих процессов седиментации, диагенеза, катагенеза и метаморфизма, т. е. литогенеза в целом. Поэтому назвать эту разновидность движения воды, скорее, всего, следует назвать *литогенной*.

Обратимся к приповерхностной зоне земной коры. Казалось бы, здесь динамика подземных вод сводится к механической или физической формам движения. Однако это заблуждение, суть которого становится очевидной, если рассматривать движение как геологический процесс взаимодействия метеогенных вод с веществом

земной коры в течение длительного времени.

Действительно, в верхней части земной коры могут быть выделены простые виды движения воды: фильтрация, диффузия, капиллярное поднятие и т. д. Однако ни те, ни другие не определяют еще форму движения воды. При фильтрации или перемещении вода взаимодействует с горными породами, газами, органическим веществом, растворяет и выщелачивает одни породы, цементирует другие, т.е. изменяется не только сама вода, но и вмещающая её среда. Иначе говоря, налицо сложная разновидность геологической формы движения воды, в которой не только интегрируются простые его виды, но и характер движения выглядит качественно совершенно иным. Важнейшая черта динамики подземных вод верхней части земной коры - внедрение метеогенных вод. Этот процесс объединяет в себе воздействие экзогенных факторов и может считаться основополагающим. Он и положен в название данной разновидности геологической формы движения воды - *метеогенной*. По мнению Е.В. Пиннекера, метеогенная форма движения воды все больше видоизменяется под влиянием деятельности человека. В этой связи, он выделяет техногенную форму движения.

Кроме уже рассмотренных разновидностей С.Л. Шварцевым была выделена еще одна геологическая *форма* движения воды - *магматогенная*, которая вызвана магматическими явлениями: поступлением магмы в земную кору, её кристаллизацией и обезвоживанием, образованием постмагма-

тических глубинных растворов ювенильного или возрожденного генезиса. Механизм такого движения воды, как писал он, возможно, является не достаточно хорошо раскрытым, однако вряд ли можно сомневаться в его большой значимости и специфичности. Данное предположение подтвердилось в работе Ю.А. Колясникова [56], который, изучая структуру воды и её роль в процессах магматизма, пришел к следующему выводу. *Несуразное и неустойчивое* положение протонов в одиночной молекуле воды H_2O , с тетраэдрическим углом возникло благодаря тому, что в процессе рождения в магме воды ей было пространственно и энергетически выгодно занимать удобную тетраэдрическую *форму* кремнекислородного тетраэдра $[SiO_4]^{4-}$, главной структурной единицы *магмы*. Благодаря именно

тетраэдрическому углу происходит объединение четырех неустойчивых молекул воды в один тетрамер H_8O_4 , имеющий одинаковый размер 0,35 нм с $[SiO_4]^{4-}$. Эта мысль подтверждает существовавшее до сих пор предположение о способности воды «помнить» свое прошлое [10]. Иными словами, в процессе магматогенной формы движения материи, рождается и возникает уже рассмотренная метеогенная форма движения воды.

Таким образом, сказанное позволило С.Л. Шварцеву в первом приближении наметить три разновидности геологической формы движения воды. Между тем он считает, что пока изучены далеко не все разновидности. Их, вероятно, несколько.

5.1.2. **Метаморфогенная форма движения воды**

Рассмотренная физическая и геологическая сущность движения глубоких вод при градиенте напора ниже начального отличаются не только от метеогенной формы движения воды, происходящей по закону Дарси, но и в корне от остальных, что позволяет наметить четвертую разновидность геологической формы движения воды – *метаморфогенную*. Она обусловлена метаморфическими процессами, не столько в породе, сколько в самой воде.

Хорошо известно, что измененные в иоловую стадию седиментационные воды в процессе дальнейшего захоронения подвергаются процессам литогенной метаморфизации. При этом в водном растворе происходит непрерывное накопление элементов. Один геохимический тип воды переходит в другой. Отсюда в гидрогеологии давно сформировалось учение о метаморфизации состава подземных вод. Показателем, характеризующим степень метаморфизма воды, является Cl/Vg коэффициент, который по мере погружения вод уменьшается. При коэффициенте метаморфизма ниже 296 воды считаются метаморфизованными.

Наряду с изменением химического состава вод после иоловой стадии, когда скорость фильтрации вод в песчаных пластах и глинистых породах резко падает и

переходит в ползучий вид, в воде также начинаются процессы повышения температуры под действием давления столба воды или вышележающих пород. При этом происходит не столько механическое перемещение воды сквозь породу, сколько тепловое её перемещение по всему объёму фильтрационной среды.

Поэтому данная форма движения воды является составной частью (возможно ведущей) более общей геологической формы движения материи, связанной с погружением пластов их упругим сжатием, гравитационными процессами выделения тепла, его перераспределения и, в конечном итоге, процесса метаморфизма пород. Иными словами, метаморфогенная форма движения воды является предвестником метаморфогенной формы движения материи.

Таким образом, рассмотренные доводы позволяют наметить четвертую разновидность геологической формы движения вод – метаморфогенную, но главным аргументом в выделении данной формы движения воды является рассмотренная далее парадоксальная закономерность, присущая именно этой форме движения воды.

5.2. О роли воды в геологическом цикле образования пород

Согласно теории литогенеза, основанной академиком Н.М. Страховым, в цикле процессов образования осадочных пород выделяется три стадии: гипергенеза, седиментогенеза, диагенеза. В настоящее

время ряд ученых – литологов (Н.Б. Вассоевич, Н.В. Логвиненко, О.В. Япаскурт, В.П. Алексеев и др) в понятие литогенеза включают и стадии преобразования осадочных пород: катагенез и метагенез [32].

5.2.1. Цикл геологических форм движения воды

Выделение метаморфогенной формы движения воды, происходящей на стадии катагенеза, вызывает необходимость сузить понятие литогенной формы движения воды. Придерживаясь теории Н.П. Страхова, под литогенной формой движения воды будем понимать движение воды, происходящее на стадиях гипергенеза, седиментации и диагенеза. На этих стадиях фильтрация вод происходит в основном по закону Дарси.

Нарушение закона Дарси начинается на стадии диагенеза, в особенности, в глинистых отложениях. На стадии катагенеза текучая фильтрация полностью переходит в ползучий вид. Изменение закона фильтрации, видимо, и приводит к вторичному изменению осадочных пород и возникновению принципиально иной рассмотренной выше геологической формы движения воды – метаморфогенной, которая является предвестником метаморфогенной формы движения материи.

В свою очередь, на стадии метагенеза и регионального метаморфизма уже зарождается магматогенная форма движения воды. В отличие от предыдущей стадии, где поступление в коллектор отжимаемых из глин, физически связанных вод происходило постепенно и относительно равномерно, на стадии образования метаморфических пород начинает переходить в свободное состояние химически связанная вода скачко-

образно и мозаично. Поэтому, если в первом случае вода препятствует уплотнению пород, сохраняя поровый коллектор, то во втором случае начинаются процессы постепенного снижения порового пространства и резкого образования трещинного коллектора. И, наконец, на стадии регионального метаморфизма образование трещинного коллектора начинает приводить к землетрясениям с образованием разломов. Глубинные воды под действием высоких температур легко растворяют в себе кремнезем, становясь при этом раствором кремнекислоты H_4SiO_4 , образуя то, как считал еще В.И. Вернадский [16], что мы собственно называем магмой $Si(OH)_4^0$. Данная ювенильная вода (магма), поднимаясь по трещинам и разломам на поверхность, вскипает и осаждает кремнезем.

И, наконец, на стадии магматизма, как было показано в разделе 5.1.1, в расплаве будет образовываться ювенильная вода, предвестник метеогенной формы движения воды.

Итак, несмотря на безусловную неоспорность некоторых представлений данного раздела, все же нельзя не отметить просматривающуюся ведущую роль различных форм движения вод в геологическом цикле формирования основных типов пород.

5.2.2. Предполагаемые геологические формы движения воды

Исходя из вывода предыдущего раздела, можно предположить возможность более детального расчленения и рассмотрения метеогенной и литогенной форм движения воды. И, прежде всего, подойдем к

рассмотрению данного вопроса с позиции В.И. Вернадского [16], указывавшего на необходимость изучения воды как минерала, «В истории всех или почти всех минералов мы сталкиваемся с водой. Нередко она и в

этих частных проблемах играет совершенно исключительную определяющую роль. Если мы исключим из рассмотрения в истории минералов в земной коре природную воду, мы потеряем возможность научно обнять историю почти всех земных минералов».

Появление метеогенной формы движения воды приводит к химическому и физическому выветриванию коренных пород зоны гипергенеза и образованию коры выветривания. Но одним из первых минералов, подверженных химическому выветриванию, является метеогенная вода, данный водный минерал при взаимодействии с углекислым газом разрушается, переходя в углекислоту и в дальнейшем с захватом водорода алюмосиликатами при образовании глин. Иными словами, под метеогенной формой движения воды можно понимать *гипергенную* форму движения воды.

Выпадение атмосферных осадков и последующая их миграция в бассейны приводит к возникновению *седиментогенной* или *осадочной* формы движения воды и коры выветривания в зоне гипергенеза. Поскольку снова «первичной» осадочной породой в бассейнах является свободная и химически разложенная вода, вошедшая в состав переносимых глин и катиона HCO_3 .

Вслед за осадочной формой движения воды происходит снос пород из зон гипергенеза в седиментационные бассейны и образование *рыхлых осадков*. При переносе

и осаждении вещества происходит физико-химическое уравнивание воды с системой осадка. В частности, в этих условиях завершается процесс разложения воды с образованием карбонатных пород. Часть воды физически связывается переносимой породой. При накоплении осадков на стадии диагенеза начинается непосредственно процесс физико-химического уравнивания системы осадка, но первым минералом, с которым происходит уравнивание осадка, является вода, и данный диагенный процесс или *диагенная* форма движения воды начинается на стадии седиментационного этапа.

На стадии диагенеза начинается процесс отжатия рыхлосвязанной воды, т.е. катагенный процесс преобразования первого рыхлого осадка – воды, в первую осадочную породу – прочносвязанную воду, и в целом происходит уплотнение осадка за счет удаления рыхлосвязанной воды. На стадии катагенеза происходит уже уплотнение породы и её преобразование. Тем самым, опять-таки просматривается *катагенная* форма движения воды на диагенном этапе.

Итак, вывод предыдущего раздела позволяет наметить наиболее заметные признаки еще как минимум трех разновидностей геологических форм движения воды: осадочной, диагенной и катагенной.

5.3. О методологической сути геологических форм движения воды

Несмотря на достигнутые очевидные успехи в понимании геологической формы движения воды, все же многие вопросы, затронутые в «Основах гидрогеологии» [79], остаются полностью, не до конца и не четко раскрыты, и, в частности, вопрос о месте и взаимосвязи геологической формы движения с другими формами. Например, нельзя полностью согласиться с высказыванием С.Л. Шварцева, что геологическая форма движения материи, скорее всего, некоторая *специфическая* форма движения материи, которая включает в себя не только простые формы (механическую, физическую, химическую), но и более сложные (биологическую, техногенную или ноосферную). В результате, теряется методоло-

гическая суть этой формы движения материи как ключ к познанию законов геологических процессов. С.Л. Шварцев лишь отмечает, что «геологическая форма движения воды не механическая сумма более простых форм, а качественно новая форма, имеющая собственные законы движения и развития, пока еще, правда, недостаточно изученные». В этой связи приведенная в работе [104] положительная попытка объяснить причину низкой удельной теплоёмкости глубокой воды путем механического сложения удельных теплоёмкостей свободной и воды II (под которой, как это показано в разделе 1.3.3, необоснованно подразумевалась физически связанная вода) является совпадением.

О месте геологической формы движения Б.М. Кедров отмечал [152], что еще Ф. Энгельс трактовал геологию, “не как науку о какой-либо *специфической* форме движения, а как науку о реальных предпосылках для возникновения высших форм движения (жизни), как науку об условиях, в которых реализуются эти высшие формы движения. Геологическая форма движения материи образовалась как результат развития из низших форм движения в высшие. Они следуют в том же порядке: механическое, физическое, химическое, геологическое и биологическое движение. Таким образом, геологические процессы занимают здесь место промежуточное между химизмом и жизнью”. Исходя из данного определения, геологические формы движения материи не могут включать в себя более сложные формы движения материи в частности, биологическую, другое дело, что в биологических формах движения материи могут проявляться геологические формы движения материи.

Исходя из данного определения, необходимо отдельно остановиться на выделяемой Е.В. Пиннекером [79] *техногенной* форме движения воды как разновидности геологической формы воды. Действительно, воздействие человека на природу в последнее столетие настолько выросло, что начало сопоставляться в масштабе с геологическими процессами. Однако, пока человек не столько создает новую форму движения воды, сколько разрушает существующие: метеогенную, а последние десятилетия и метаморфогенную (создаваемые в течение длительного геологического времени) и, тем самым, переводя их в более низшие формы движения: механическую, физическую, химическую и, в конечном итоге, нередко обостряя экологическую ситуацию.

Для создания техногенной формы движения воды необходимо, прежде всего, хотя бы познание законов самой метеоген-

ной формы движения, и только после этого на основе использования этих законов и не нарушая их, а лишь дополняя, возможно появление техногенной формы движения воды. Это в конечном итоге позволит свести экологические последствия к разумно допустимому 10 % минимуму, а, возможно, и предотвращению отрицательного влияния человека на подземные воды.

Используя иерархию развития различных форм движения материи Ф. Энгельса, была сформулирована идея их единства с законами, управляющими ими. Говоря о законе сохранения энергии, он писал: “Но сама эта теория превращается, если последовательно применить её ко всем явлениям природы, в историческое изображение изменения, происходящих одно за другим в какой-нибудь мировой системе от её возникновения до гибели, т.е. превращается в историю, на каждой ступени которой господствуют другие законы, т.е. другие формы проявления одного и того же универсального движения...” [48, стр. 190].

Таким образом, исходя из рассмотренного единства иерархического положения геологических форм движения материи (воды) и их законов, вытекает методологическая суть их познания. Геологические формы движения материи имеют более универсальные законы движения и развития, которые включают в себя законы механики, физики и химии. В свою очередь, биогенными системам в процессе эволюции были унаследованы законы геологической формы движения материи, важнейшими из которых являются законы геологической формы движения воды, познание которых, как считает ряд исследователей, возможно, и позволит раскрыть суть становления Жизни на Земле.

5.4. Основная закономерность метаморфогенной формы движения воды

Идея геологической формы движения материи явилась результатом несостоятельности объяснения всех форм развития (движения) геологических систем механическими и физическими явлениями, а всех

закономерностей - физическими или физико-химическими. Исходя из единства взаимосвязи различных форм движения материи и законов, управляющих ими, была сформулирована методологическая взаимо-

связь законов между различными уровнями организации материи [1], которая звучит следующим образом: закономерности высших уровней развития материи, так или иначе, включают в себя закономерности низших уровней, но отнюдь не сводятся к

ним. Применительно к изучаемой форме она будет сформулирована следующим образом. *Законы геологической формы движения материи включают в себя законы механики, физики, химии и т.д., но отнюдь не сводятся к ним.*

5.4.1. Вывод формулы удельной изобарной теплоёмкости глубоких вод

В соответствии с изложенной методологией, используя законы первого и второго начал термодинамики, была выведена формула расчета удельной теплоёмкости пластовой воды в зависимости от других её параметров.

Согласно первого начала термодинамики удельная изобарная теплоёмкость пластовой воды может быть представлена, как:

$$c_p^{nl} = \frac{C_p}{\mu_{nl}}, \quad (5.1)$$

где C_p - изобарная теплоёмкость воды; μ_{nl} - молярный вес пластовой воды.

При изобарно-изотермической обстановке удельную энтальпию пластовой воды i можно представить в виде следующего выражения:

$$i = \frac{C_p * T_{nl}}{\mu_{nl}} = \frac{C_v * T_{nl}}{\mu_{nl}} + \frac{P_{nl}}{p}. \quad (5.2)$$

Выразив из данного выражения молярный вес, получим следующее выражение:

$$\mu_{nl} = \frac{(C_p - C_v) * p * T_{nl}}{P_{nl}}. \quad (5.3)$$

Согласно второго начала термодинамики, разности теплоёмкостей для твердых тел или жидкостей, находящихся в относительном покое, можно определить по следующей формуле:

$$C_p - C_v = \frac{T_{nl} * K * a^2 * V_0^2}{V}, \quad (5.4)$$

где V - молярный объём; V_0 - начальный молярный объём; a - температурный коэффициент объёмного расширения при постоянном давлении; K - изотермический модуль объёмного сжатия

$$a = \frac{dv_p}{dT_p * v_0}, \quad (5.5)$$

$$K = \frac{-v * dP_T}{dv_T}, \quad (5.6)$$

Подставив формулу (5.4) в (5.3)

$$\mu_{nl} = \frac{T_{nl}^2 * K * a^2 * V_0^2 * p}{P_{nl} * V}, \quad (5.7)$$

а затем в (5.1), получаем формулу для определения удельной изобарной теплоёмкости пластовой воды

$$c_p^{nl} = \frac{C_p * P_{nl} * V}{T_{nl}^2 * K * a^2 * V_0^2 * p}. \quad (5.8)$$

Исходя из того, что $C_p/V_0 = c_p/v_0$, $V/V_0 = v/v_0$, а плотность воды p является обратным произведением удельного объёма воды v , то после подстановки данных выражений в формулу (5.7) формула примет следующий вид:

$$c_p^{nl} = \frac{c_p * P_{nl} * v^2}{T_{nl}^2 * K * a^2 * v_0^2}. \quad (5.9)$$

Рассчитанные по формуле (5.9) удельные теплоёмкости глубокой воды на основе международных термодинамических таблиц для условий многих месторождений углеводородов Гомской области в среднем составили от 0.872 кДж/кг*°С до 1.209 кДж/кг*°С, что в четыре раза меньше удельной теплоёмкости воды в обычных условиях 4,1868 кДж/кг*°С [104].

Значительное снижение величины удельной теплоёмкости глубокой воды, рассчитанной по другим параметрам воды (5.9) над существующей, согласно представлениям Р.Ф. Абдеева, показывает, что закономерность (5.9) можно рассматривать как закономерность более высокого уровня организации материи, не сводящуюся к закономерности более низкого порядка удельной теплоёмкости воды. Поэтому, возник вопрос, к чему еще сводится полученная зависимость?

5.4.2. О парадоксе и геологической сути определения удельной теплоёмкости воды в системе с породой

В 1991 году, еще не зная вышеизложенной методологии, но получив отрицательный результат при использовании удельной теплоёмкости обычной (свободной) воды, был применен парадоксальный, чисто математический подход вывода формулы (5.9). Парадокс этого физического вывода состоит в том, что по правилам математики при превращении выражения из простого в сложное должен получиться прежний результат. Например, в известном школьно-юмористическом выражении $2*2=4$, если заменить двойки выражениями $(5-3)*6/3=4$, те, в свою очередь, на другие и т.д., то, в конечном итоге, в результате все равно никогда не получим 5. Мы же из 4 получили 1? Следовательно, в формуле (5.9) имеется какая-то величина, которая применительно к обыкновенной воде должна отличаться в 4 раза.

Из всех семи параметров, входящих в формулу (5.9), только пластовая температура может не иметь параметры, характерные для воды, не находящейся в коллекторе. Поскольку пластовая температура является величиной характеризующей не только пластовую воду, но и породу. По этой причине её величина возросла приблизительно в два раза, а её квадрат понизил удельную теплоёмкость в 4 раза.

Иными словами пластовая температура не есть функция состояния воды, а является функцией состояния системы вода-порода, что вполне естественно, поскольку тепловые процессы не могут происходить отдельно в воде и в породе.

По Е.В. Пиннекеру [79], новый подход к изучению гидрогеологии, как науки о подземной гидросфере заключается в изменении тенденции исследования к познанию водообмена и массопереноса целиком для подземной гидросферы, а не для отдельного, пусть даже и ведущего её компонента - воды. Несмотря на это, данный подход развивался только в гидрогеохимии, и до последнего времени фактически не было попыток применить данный подход при изучении движения подземных вод. Одним из первых начавших практически доказывать необходимость применения системного

подхода в изучении движения глубоких вод был А.А. Граусман [24].

Из данного подхода, было замечено, что рассчитанный молярный вес удельной теплоёмкости глубокой воды должен быть равен не 18 кг/моль по формуле (5.1), а 72.8 кг/моль, что составляет приблизительно 1/2.4 молярного веса породы-коллектора **175 кг/моль**.

Поэтому, применяя комплексный подход, к системе вода - порода, было сделано предположение, что, указанное соотношение 1:2.4, есть ни что иное, как отношение плотности воды к плотности породы коллектора (пласта)¹. Тогда

$$\mu_{пл} = \mu_n * p / p_n \quad (5.10)$$

$$\mu_{пл} = V_n * p. \quad (5.11)$$

*Применяя данное выражение, был рассчитан молярный объём породы продуктивного пласта Первомайского месторождения. Среднее значение, которого составило **74.6 см³/моль**.*

Для подтверждения рассчитанных значений молярного веса и объёма фильтрационной среды рассчитаем их непосредственно. По результатам исследования литолого-минералогических свойств отобранного керна, продуктивный пласт в основном характеризуется кварц-полевошпатовым составом с каолинитгидрослюдистым цементом. Содержание кварца 37-55 %, полевых шпатов 30 - 48%, цемента 10 - 20 %. В среднем, соответственно 45% - 40% - 15%. При пористости пласта 15 % эти параметры соответственно уменьшаться до 38 - 34 - 13 %.

Зная процентный состав породы-коллектора и используя значения молярного веса минералов, равных сумме отдельных химических компонентов, входящих в них и взятых из таблицы Д.И. Менделеева, определим молярный вес

$$\mu_{пл} = \sum \mu_m \quad (5.12)$$

¹ Любопытно, что аналогичное соотношение установлено при изучении диссиметрии в положении природных вод в земной коре., т.е. отношение площадей море : суша есть число 2,43, что по мнению В.И.Вернадского, не является случайным [16].

Для воды он составил 18 кг/моль, кварца (SiO_2) - 60 кг/моль, полевых шпатов - 275 кг/моль (микроклин и санидин $\text{K}(\text{AlSi}_3\text{O}_8)$ - 278, олигоклаз ($\text{Ca}_{0,2}\text{Na}_{0,8}$) ($\text{Al}_{1,2}\text{Si}_{2,8}\text{O}_8$) - 280, альбита - 262, анортита - 278), гидрослюды 380 кг/моль (гидробиотит - 361-429, гидромусковит - 378-400), каолинита 500 кг/моль (каолин, диккит, галлуазит - $\text{Al}_4(\text{Si}_4\text{O}_{10})(\text{OH})_8$ - 516, аноксита - 420-516), каолинит-гидрослюдистого цемента 440 кг/моль.

$$\mu_{\text{пл}} = 18 * 0,15 + 60 * 0,38 + 275 * 0,34 + 440 * 0,13 = 176,1 \text{ кг/моль.}$$

Мольный объем пласта также рассчитаем суммированием мольного объема [8] химических элементов, входящих в состав минералов.

$$V_{\text{пл}} = \sum V_{\text{м}} \quad (5.13)$$

Для воды молярный объем равен 18 см³/моль, кварца - 23 см³/моль (а-кварц - 22,29, б-кварц - 23,72), полевых шпатов - в среднем 106 см³/моль (микроклина - 108,69, санидина - 108,98, альбита - 100,2, анортита - 100,73), гидрослюды - 143,46 см³/моль (флогопита - 146,38, мусковита - 140,55) - 12 %, каолинита - 198,62 см³/моль (диккита 198,62) - 74 %, каолинитгидрослюдистого цемента - 184,3 см³/моль.

$$V_{\text{пл}} = 18 * 0,15 + 23 * 0,38 + 106 * 0,34 + 184,3 * 0,13 = 71,4 \text{ см}^3/\text{моль.}$$

5.4.3. Удельная теплоёмкость глубоких вод как закономерность метаморфогенной формы движения воды

В предыдущих подразделах показано, что основной предпосылкой, косвенно доказывающей существование парадоксальной зависимости удельной теплоёмкости глубоких вод, явилась идея академика Б.М. Кедрова о геологической форме движения материи. Исходя из этого, рассмотрим более подробно эту зависимость.

Прежде всего, необходимо выяснить суть понятия теплоёмкости. До настоящего времени бытуют неправильные представления о смысле этого термина, основанного не на определении данного в современной термодинамике, а на ассоциации этого термина, полученного наукой в наследство от теории теплорода, с "неким объемом" тепловой энергией при увеличении температуры на один градус. Поэтому,

Сделанные расчеты молярного объема и веса продуктивного пласта Первомайского месторождения нефти практически совпадают с расчетами, сделанными на основе зависимостей (5.7) и (5.11), тем самым, подтверждая зависимость (5.10) полученной на основе предположения зависимости молярного веса "среды" от параметров системы вода - порода.

Аналогичные результаты получены по Игольско-Таловому и Карайскому месторождениям нефти. Мольный объем рассчитанный на основе формулы (5.11) составил 64 см³/моль. Фактический объем составил по Игольско-Таловому - 65,8 см³/моль, по Карайскому - 67,3 см³/моль

Исходя из чего, подставив (5.11) в (5.10), а затем в (5.1), получим зависимость

$$c_p^{пл} = C_p/p * V_{\text{пл}} = c_p * V/V_{\text{пл}} \quad (5.14)$$

которая наглядно показывает, к чему еще сводится парадокс определения удельной теплоёмкости воды в системе с породой (5.9). Удельная теплоёмкость глубоких вод зависит от объема породы-коллектора. А уравнение состояния $f(P, V, T) = 0$ применительно к глубоким водам примет следующий вид:

$$c_v * T_{\text{пл}} * V/V_{\text{пл}} + P_{\text{пл}}/p + h * g = \text{const}(t). \quad (5.15)$$

прежде всего, необходимо напомнить определение теплоёмкости.

Под теплоёмкостью воды необходимо понимать отношение бесконечно малого приращения внутренней энергии и производства работы по температурному расширению воды к соответствующему приращению его температуры.

При рассмотрении физической сущности процесса фильтрации воды при градиенте напора ниже начального, было показано (раздел 4.2.2), что его суть заключается в передаче внутренней энергии, вследствие чего происходит температурное расширение воды. Это позволяет сделать вывод, что определение теплоёмкости воды совпадает по физической сути с процессом ползучести воды.

Принципиально важным моментом данного определения является то, что теплоёмкость, в соответствии с законом сохранения энергии, не есть функция состояния тела, как-то объём, температура, давление (согласно существовавшей теории теплорода) - а является характеристикой бесконечно малого процесса. Наиболее простыми характеристиками бесконечно малых процессов в современной термодинамике являются температурный коэффициент объёмного расширения, температурный коэффициент давления и модуль объёмного сжатия вещества.

Поэтому термин теплоёмкость, полученный нами в наследство от теории теплорода, рациональнее было бы заменить термином типа температурный коэффициент увеличения внутренней энергии и объёма тела (при изменении его температуры на один градус). Однако, как отмечает В.Д. Сивухин [98], "терминология всегда более живучая, чем физические представления, сменяющие друг друга. Особой беды в этом нет, если термин теплоёмкость понимать в смысле данного ему точного определения".

Наиболее полно сделанный выше вывод раскрывается в формуле (5.9), где тождества, описывающие бесконечно малые процессы: изотермический модуль объёмного сжатия и температурный коэффициент объёмного расширения - количественно отражают рассмотренную механическую сущность ползучей воды, также заключающуюся в упругом сжатии и последующем температурном расширении (раздел 4.1.2).

Итак, в данной главе на примере рассмотрения парадоксальной зависимости расчета удельной изобарной теплоёмкости глубоких вод мы практически обосновали идею Ф. Энгельса, в дальнейшем развитую академиком Б.М. Кедровым и применительно к подземным водам С.Л. Шварцевым и Е.В. Пиннекером, что геология является не прикладной наукой, а фундаментальной, имеющей собственные законы развития Земли.

Исходя из этого, можно предположить, что удельная теплоёмкость воды является характеристикой или температурным коэффициентом ползучести воды. При движении воды как сплошной среды, будет сводиться к зависимости (5.16)

$$c_p = C_p / \rho * V_0 = c_p * V_0 / V_0, \quad (5.16)$$

исходя из которой видно, что в этом движении участвует весь молярный объём воды V_0 .

Определение геологической сути зависимости (5.14) воды в системе с породой, показало её связь с молярным объёмом пласта. В этой связи специфика определения удельной теплоёмкости глубоких вод свелась не к зависимости (5.16), а к (5.14). При исследовании фильтрационной ползучести воды через коллектор, как было установлено в разделе 4.3, что её геологическая суть также заключается в участии в этом движении всего объёма фильтрационной среды.

Таким образом, вхождение параметров $a, K, c_p, V_{пл}$ в зависимости определения $c_p^{пл}$, количественно отражающих механическую, физическую и геологическую сущность движения глубоких вод, позволяет рассматривать удельную теплоёмкость воды в системе с породой с физической точки зрения, как температурный коэффициент, характеризующий ползучую фильтрацию, с геологической - как закономерность метаморфогенной формы движения воды.

Глава 6. Основные закономерности и принципы изучения движения вод в глубоких горизонтах

Для изучения явлений вязкости и теплопроводности воды в глубоких горизонтах, отражающих суть ползучей фильтрации, очень важно установить основные законы и принципы, с помощью которых можно объяснить все известные явления из рассматриваемого круга, а также предсказать новые. Такой подход к изучению явлений природы получил название метода принципов. Основоположителем его является Исаак Ньютон, первый сформулировавший полную систему принципов механики, которые также используются в подземной гидродинамике при изучении движения пластовых вод по закону Дарси. Непревзойденным мастером метода принципов был Альберт Эйнштейн, разработавший теорию относительности и установивший границы применимости ньютоновской механики со стороны высоких скоростей.

В рассматриваемой работе речь идет об очень низких скоростях глубоких вод, сопоставимых со скоростями геологических процессов. Движение глубоких вод невозможно описать при помощи ньютоновской механики. Речь, по сути, идет о её нижней границе применимости. Принципиальным отличием этого движения является то, что собственно кинетическая энергия, изучае-

мая в механике и теории относительности, равна нулю. Здесь речь идет не о кинетической скорости как таковой, а о направленной в течение геологического времени скорости микроскопических процессов. При этом задействуется колоссальное количество энергии, а сами процессы становятся заметными в течение геологического времени. Так, если при текучей фильтрации задействуются, как правило, первые единицы килоджоулей, то при ползучей фильтрации к этому процессу подключается тепловая энергия, в сотни раз превышающая потенциальную энергию. При этом скорость макроскопических процессов при одной и той же потенциальной энергии превышает скорость микроскопических процессов, наоборот, на обратную величину. Иными словами, расчетная скорость ползучей фильтрации меньше скорости текучей фильтрации, при одном и том же градиенте напора на два порядка.

Однако, прежде чем перейти к изложению данных фактов необходимо уяснить уникальность изучения движения глубоких вод как физического тела.

6.1. Уникальность изучения движения глубоких вод как физического тела

При рассмотрении физической сущности движения глубоких вод было установлено, что вода при градиенте напора ниже начального проявляет свойство аморфного твердого тела ползучесть. Свойство ползучести - изучается теорией вязкоупругости. Прежде чем перейти к рассмотрению формулы скорости ползучей фильтрации на основе теории вязкоупругости необходимо уяснить основной недостаток

данной теории связанный с понятием напряжения.

В вопросе о понятии "напряжение", как считал А.А. Граусман [24], среди исследователей нет единого мнения. С одной стороны, оно трактуется широко и под напряжением, кроме упругих сил, возникающих в теле при его деформировании, понимают и другие - самоуравновешенные внутренние силы (напряжения), существ-

вующие и в ненагруженном теле [113]. С другой стороны, считается, что "напряжение" вообще понятие абстрактное и введено для удобства математической формулировки задач определения деформаций" [76]. Как считал М. Рейнер, "напряжение является внутренней реакцией, возникающей при действии внешней силы на тело. Откуда мы знаем, что имеется такая внутренняя реакция? Имеются какие-либо экспериментальные доказательства? Можем ли мы определить экспериментально величину напряжений?" И отвечая на свой вопрос, говорит: "Мы не можем определить величину напряжений непосредственно экспериментальными средствами, мы можем только вычислить их..." [92]. И сегодняшние новейшие определения напряженного состояния массива горных пород осуществляются путем измерения упругих деформаций отделяемого от массива элемента и последующего вычисления напряжений с учетом упругих постоянных данных пород [47].

Невозможность непосредственно замерить напряжение в массиве, не нарушив его сплошности, и приводит к тому, что физическая сущность явления подменяется его формализованным математическим описанием, заимствованным из другой области знаний. Аналогично и Ю.М. Молокович,

используя уравнение вязкоупругости, формально подменяет его напряженную часть через закон Дарси. Резкое падение скорости фильтрации он связывает с ядром ползучести в уравнении «ползучего» течения (1.3).

В отличие от истинно твердого тела, вода хоть и проявляет свойство твердого тела - ползучесть при низких градиентах напора, но при её гидродинамическом исследовании в скважине мы можем замерить пластовое давление и температуру, которые, по сути, являются внутренними реакциями на внешние силы, не нарушив её сплошности. Все это позволяет применять не приближительные зависимости деформаций ползучей воды от напряжений, а точные законы термодинамики. Данная уникальность глубоких вод, возможно, в дальнейшем позволит определиться в фундаментальной проблеме теории упругости – дать четкое физическое определение понятия "напряжения". Однако, в данном случае, задача стоит не в том, чтобы определиться в понятии "напряжения", а в том, чтобы использовать точные законы термодинамики для изучения скорости и направления движения глубоких вод.

6.2. Оценка скорости движения глубоких вод

6.2.1. Скорость фильтрации свободных вод

Учитывая рассмотренную уникальность изучения движения глубоких вод и исходя из физической сущности ползучей фильтрации, в соответствии с подходом А.Г. Арье, используя теорию теплопроводности вывели формулу расчета её скорости [104], которая в общем виде при неустановившемся режиме фильтрации (P_{nl} и $T_{nl} \neq const(t)$) или при аномально высоких пластовых давлениях может быть представлена как:

$$v_{\phi}^n = \frac{K_m^{nl} * T_{nl} * g * p}{P_{nl}^2} * \frac{\Delta H}{l} - \frac{C_v * \Delta T_{nl}}{P_{nl} * S * t_p}, \quad (6.1)$$

где - K_m^{nl} – коэффициент теплопроводности водонасыщенной породы, S – площадь, через которую проходит тепловой поток, t_p – время существования АВПД. Математически данная формула аналогична уравнению

«ползучего» течения Ю.М. Молоковича, однако её напряженная часть выражена не через закон Дарси, а через уравнение теплопроводности.

При квазиустановившемся термодинамическом режиме фильтрации (P_{nl} и $T_{nl} = const(t)$), когда пластовые давления близки к гидростатическим, ядро ползучести или ядро «памяти» станет равным нулю, поскольку $\Delta T_{nl}/t_p = 0$, тогда формула примет следующий вид:

$$v_{\phi}^n = \frac{K_m^n * T_{nl} * g * p}{P_{nl}^2} * \frac{\Delta H}{l}. \quad (6.2)$$

Полученная формула подтверждает взгляды А.Г. Арье и Ю.М. Молоковича, считающими что скорость движения вод при градиенте напора ниже начального так же, как и в законе Дарси, прямо пропор-

циональна градиенту напора и отличается от него лишь коэффициентом фильтрации. Соответственно в законе Дарси коэффициент фильтрации будет текущим

$$\kappa_{\phi}^m = \frac{k}{\mu} * g * \rho, \quad (6.3)$$

а в формуле (6.2) – ползучим

$$\kappa_{\phi}^n = \frac{K_m^n * T_{nl}}{P_{nl}^2} * g * \rho. \quad (6.4)$$

Для оценки скорости фильтрации глубоких вод рассчитаны скорости различных её видов в районе скв. 15 Игольской. Как видно из рис. 6-1 и 6-2, пьезометрическая поверхность имеет вогнутую линию. Для расчета линейного градиента напора определена величина напора в километре от скв. 15-И с учетом изменяющейся толщины пласта по функции Н.К. Гиринского [80]

$$H_x = \frac{H_2 m_2 - \frac{(H_2 m_2 - H_1 m_1) l_x}{l}}{m_2 - \frac{(m_2 - m_1) l_x}{l}}. \quad (6.5)$$

где l – расстояние между скважинами 16-И и 15-И, m_1 и m_2 – эффективные толщины пласта и H_1 и H_2 – пьезометрические напоры в скважинах 15-И и 16-И.

$$H_x = \frac{141.1 * 8 - \frac{(141.1 * 8 - 185.7 * 2.8) * 1}{9.75}}{8 - \frac{(8 - 2.8) * 1}{9.75}} = 142.8 \text{ м}$$

В результате величина градиента напора на данном отрезке составила:

$$\frac{(H_x - H_2)}{l_x} = \frac{(142.8 - 141.1)}{1000} = 0.0017 \text{ м/м}$$

Скорость текущей фильтрации рассчитана, по закону Дарси, исходя из следующего условия: при проницаемости в 1 Д коэффициент фильтрации для воды в стандартных условиях равен 10^{-5} м/с [19]. Фактически проницаемость пласта приблизительно равна 0.026 Д (район ближайшей скважины 13-И). Учитывая, что в пластовых условиях объёмный коэффициент сжимаемости воды равен 1.024 и вязкость изменяется от $1 * 10^{-3}$ Па*с до $0.55 * 10^{-3}$ Па*с, скорость текущей фильтрации считаем так:

$$v_{\phi}^m = \frac{2,6 * 10^{-7}}{1,024 * 0,55} * 0,0017 = 8 * 10^{-10} \text{ м/с} \approx 25 \text{ мм/год}$$

Скорость ползучей фильтрации рассчитана по формуле (6.2). Пластовая температура, замеренная в скв. № 15-И равна 92 °С (365 К), пластовое давление – 28.26 МПа. Теплопроводность сухой породы плотностью 2,4 г/см³, определенная по графику (Рис. 4-3), составила

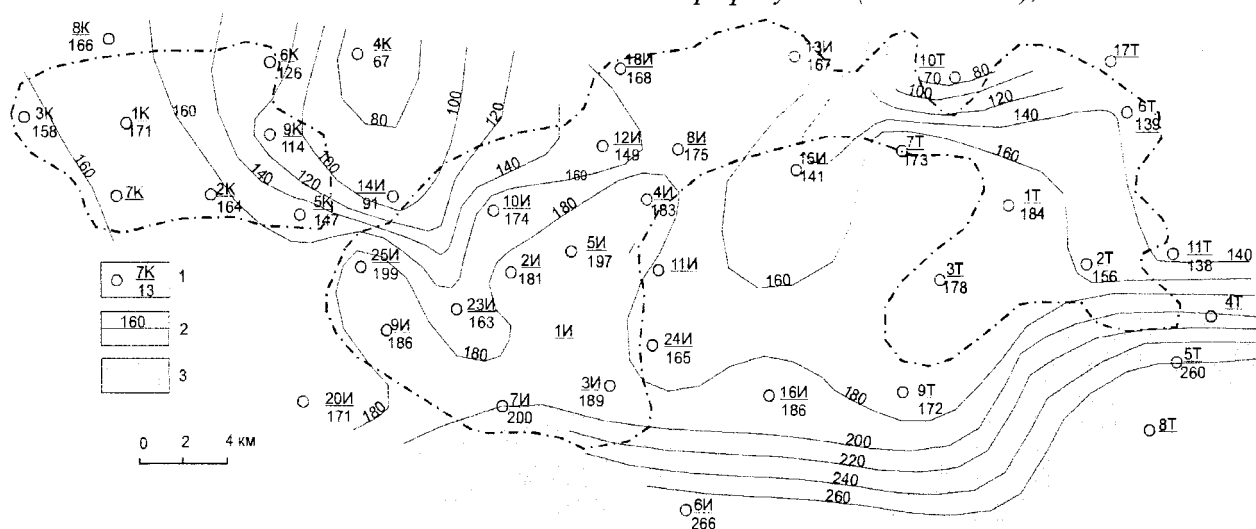


Рис. 6-1. Карта приведенных напоров в пределах Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти:

1 – скважина: в числителе её номер, в знаменателе приведенный напор, м; 2 – изолинии приведенного напора, м; 3 – приведенный напор более 200 м

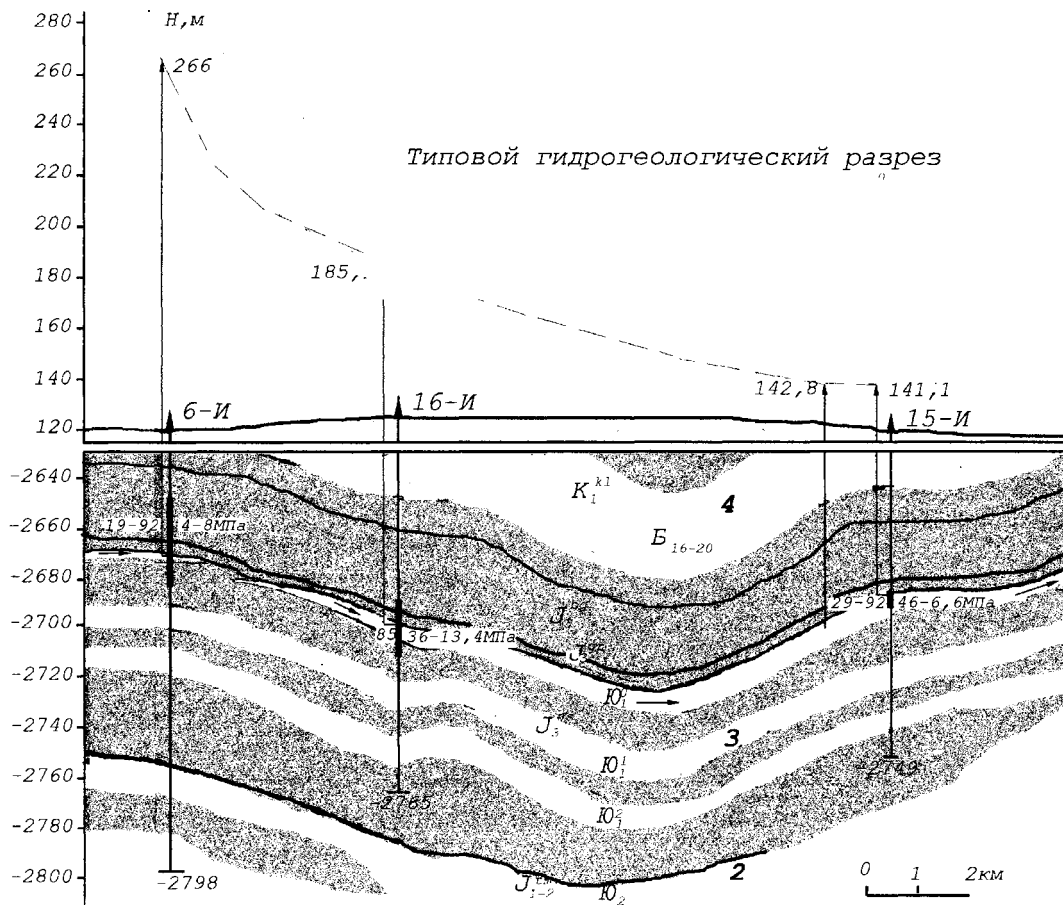


Рис. 6-2. Типовой гидрогеологический разрез верхнеюрских отложений в пределах Игольско-Талового месторождения:

Жирная линия на скважине - интервал исследования пласта Ю₁⁰, справа от него минерализация пластовой воды, г/л и пластовая температура, °С; слева - дебит пласта, м³/сут и величина депрессии на пласт, МПа. Стрелка от скважины - величина пьезометрического напора, м. Штриховая линия над напорами - пьезометрическая поверхность

$k_{\text{ж}} = 1.163 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}$. С учетом коэффициента влажности 2,5 при пористости пласта - 0,176, теплопроводность достигла $2,9 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}$.

$$v_{\text{ф}}^n = \frac{2,9 \cdot 365 \cdot 9,8 \cdot 1000}{28260000^2} \cdot 0,0017 = 2,1 \cdot 10^{-11} \text{ м/с} \approx 0,6 \text{ мм/год}$$

Сравнивая полученные результаты, можно сказать, что в зависимости от вида фильтрации её скорость может различаться в 150 раз. Для выбора более достоверной величины из рассчитанных скоростей фильтрации был рассчитан возможный фронт вытеснения менее минерализованных вод 18 г/л от скв. 6-И, более минерализованных вод на севере 35 г/л, за время существования современного континентального режима осадконакопления, который начался с позднеплиоценового времени 4 млн. лет назад. За это время фронт вытеснения по закону Дарси должен был со-

ставить 100 км. При ползучей фильтрации фронт продвижения менее минерализованных вод соответственно будет равен 640 м. Расстояние между скважинами 15-И и 6-И не превышает 15 км.

Данные расчеты позволили сделать следующий вывод: высокие скорости движения воды по закону Дарси на рассматриваемой территории не увязываются с закономерностью изменения минерализации вод. Близкие результаты по другим районам Западной Сибири были получены в расчетах В.А. Всеволожского, Ф.Н. Зосимова, А.Д. Назарова и других исследователей. С другой стороны, незначительный фронт продвижения слабо минерализованных вод при ползучей фильтрации хорошо согласуется с элизонной моделью формирования состава вод и данными расчета скорости движения отжимаемых вод А.Е. Гуревича 0,32 мм/год.

6.2.2. Скорость файлюации физически связанных вод

Для оценки скорости файлюации физически связанных вод А.Г. Арье была выведена следующая формула:

$$v_{\text{фл}} = \frac{4N a^4 s^2 g}{\pi m^{4/3} t k T_{\text{пл}}} * \frac{\Delta H}{l}, \quad (6.6)$$

N – молекулярная масса воды равна 18 атомным единицам массы (а.е.м), 1 а.е.м. составляет $1,7 \cdot 10^{-27}$ кг; a – межмолекулярное расстояние в воде, $2,8 \cdot 10^{-9}$ м, k – постоянная Больцмана, $1,38 \cdot 10^{-23}$ Дж/К, t – период тепловых трансляций в воде, s – удельная поверхность $\text{м}^2/\text{м}^3$; $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура, К.

Период тепловых трансляций можно рассчитать по эмпирической формуле (6.7), полученной по значениям [4], в зависимости от пластовой температуры, например, при 365 К:

$$t = \frac{7516,6 * e^{-0,0238 * T_{\text{пл}}}}{10^{12}} = \frac{7516,6 * e^{-0,0238 * 365}}{10^{12}} = 1,3 * 10^{-12} \text{ с} \quad (6.7)$$

Удельная поверхность для низкопроницаемых песчаников можно определить по формуле Козени, которая при m – пористости 0,096 и $K_{\text{пр}}$ – проницаемости 0,001 мкм^2 составит

$$s = \sqrt{\frac{m^3}{2 * K_{\text{пр}}}} * 10^6 = \sqrt{\frac{0,096^3}{2 * 0,001}} * 10^6 = 0,67 * 10^6 \text{ м}^2/\text{м}^3 \quad (6.8)$$

После подстановки формулы (6.8) в (6.6) и соответствующих преобразований формула скорости файлюации связанной воды примет следующий вид:

$$v_{\text{фл}} = 1,2 * 10^{-30} * \frac{\sqrt[6]{m}}{\sqrt{K_{\text{пр}} * t * T_{\text{пл}}}} * \frac{\Delta H}{l} \quad (6.9)$$

Для сравнения рассчитаем скорость файлюационного потока в пределах Игольско-Талового месторождения. Для этого возьмем участок в районе скважины б-И, где пористость пласта оставляет 9,6 %, эффективная толщина - 0,4 м и напор - 266 м (Рис. б-2).

Сначала для определения линейного градиента напора по функции Н.К Гиринского (6.6) рассчитаем напор в 1 км от скважины б-И по направлению к скважине

15-И, где напор снижается до 185,7 м, а эффективная толщина пласта увеличивается до 2,8 м.

$$H_x = \frac{185,7 * 2,8 - \frac{(185,7 * 2,8 - 266 * 0,4) * 4,25}{5,25}}{2,8 - \frac{(2,8 - 0,4) * 4,25}{5,25}} = 216 \text{ м}$$

В результате величина градиента напора на данном отрезке составит

$$(H_x - H_2)/L_x = (266 - 216)/1000 = 0,05 \text{ м/м},$$

а скорость файлюации

$$v_{\text{фл}} = \frac{1,2 * 10^{-30} * \sqrt[6]{0,096}}{\sqrt{0,001 * 1,3 * 10^{-12} * 365}} * 0,05 =$$

$$= 1,8 * 10^{-15} \text{ м/с} = 5,8 * 10^{-5} \text{ мм/год}$$

что в 10000 раз меньше скорости ползучей фильтрации свободной воды, это противоречит уравнению неразрывности потока. Поэтому должен существовать дополнительный источник питания со скоростью подпитки близкой к скорости ползучей фильтрации.

С другой стороны, известно, что в глинистых породах удельная поверхность на два порядка выше, чем в песчаных породах. Соответственно квадрат удельной поверхности глинистых пород превышает аналогичную величину песчаных пород тоже приблизительно в 10000 раз, что соответствует скорости вертикального файлюационного движения связанных вод или скорости элизии 1,3 мм/год.

Практическое совпадение элизионной скорости файлюации и скорости ползучей фильтрации свидетельствует в пользу элизионной модели движения вод в пределах Игольско-Талового месторождения. Кроме этого, необходимо обратить внимание на возможную трещиноватость низкопроницаемых песчаных пород, поскольку объёмная густота трещин может быть сопоставима с удельной поверхностью глинистых пород. Например, для каменноугольных отложений Башкирии она составляет 40 $\text{м}^2/\text{м}^3$. Поэтому нельзя исключать возможности сопоставимости латеральных скоростей движения физически связанных и свободных вод.

6.3. Основной элемент изучения направления ползучей фильтрации

6.3.1. Понятие энергометрический напор

При рассмотрении физической сущности процесса ползучей фильтрации было показано, что использование уравнения Бернулли для сжимаемой воды, исходя из термодинамических соображений, требует выражения внутренней энергии воды в явном виде. В этом случае величина полного напора, включающая в себя внутреннюю энергию воды, применительно к пластовым условиям примет вид:

$$H_{\text{э}} = \frac{c_v^{nl} * T_{nl}}{g} + \frac{P_{nl}}{p * g} + h, \quad (6.10)$$

где c_v^{nl} – удельная изохорная теплоёмкость глубоких вод

Не претендуя на обязательность, эта величина названа энергометрическим напором. В отличие от пьезометрического напора, который является реальной величиной, отражающей потенциальную энергию воды, данная величина является условной и в реальности не существует. Единицей измерения её является линейная величина метр. Фактически, если эту линейную величину перемножить на ускорение свободного падения (m/c^2), то получим полную энергию воды, участвующую в процессе ползучей фильтрации в джоулях. То же самое получим и для пьезометрического напора. 100 м напора (выраженного в абсолютных отметках) приблизительно равняется 1000 Дж или 1 кДж.

Для примера на рис. 6-3 приведена карта энергометрических напоров в пределах Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти. Максимальные напоры отмечаются на юге месторождений, достигая 42374 м. На севере напоры снижаются до 38594 м. По карте приведенных напоров (Рис. 6-1) также отмечается падение напоров с юга на север от 266 до 67 м. Экстремумы также на обеих картах совпадают.

С физической точки зрения для изучения направления фильтрации глубоких

вод логичнее всего считать общую энергию этого движения в естественных величинах – кДж. Но, исходя из того, что в практике гидродинамических исследований для изучения направления движения подземных вод традиционно используются различные модификации напоров, отражающих потенциальную энергию движения воды, то в целях сравнительного анализа величина общей энергии воды, участвующей в процессе ползучей фильтрации, также выражается в линейном виде через условную величину – энергометрический напор. Главное, использование величины энергометрического напора позволит применять достаточно большую базу методов решения задач динамики подземных вод [80], и в частности, более точно определять границы залежей углеводородов.

Для примера, используя функцию Н.К. Гиринского (6.5), также был рассчитан энергометрический напор в километре от скважины 15-И

$$H_{\text{эx}} = \frac{40402.2 * 8 - \frac{(40402.2 * 8 - 40647.5 * 2.8) * 1}{9.75}}{8 - \frac{(8 - 2.8) * 1}{9.75}} = 40411.7 \text{ м.}$$

а величина градиента энергометрического напора составила:

$$(H_{\text{эx}} - H_{\text{э2}}) / l_x = (40411,7 - 40402,2) / 1000 = 0.0095 \text{ м/м.}$$

Итак, под энергометрическим напором будем понимать условную величину, которая отражает энергию пластовой воды, выраженную через высоту, на которую бы поднялся столб воды над уровнем отсчета внутри вертикальной трубки при условии, что внутренняя энергия воды была бы также преобразована в потенциальную.

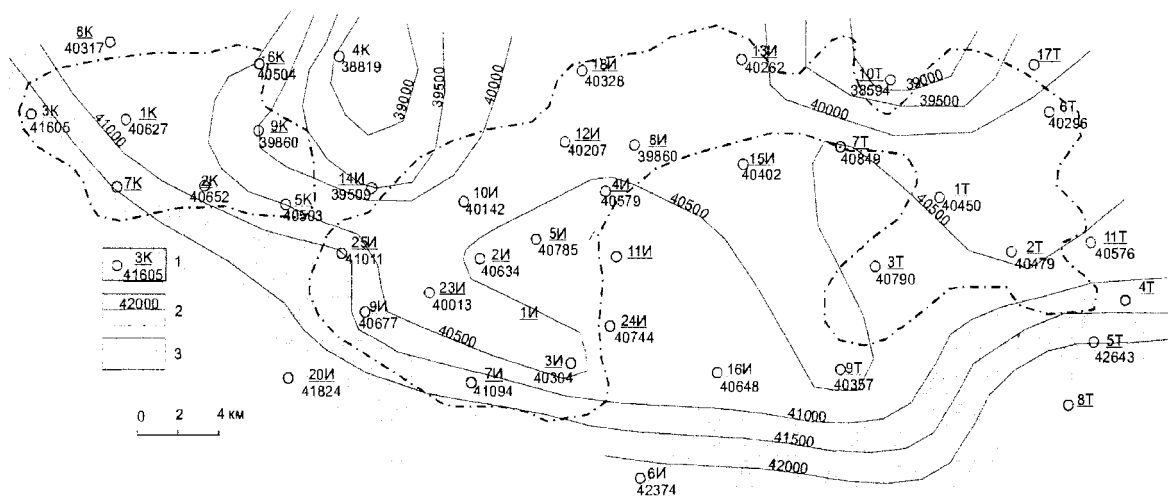


Рис. 6-3. Карта энергометрических напоров в пределах Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти:

1 – скважина: в числителе её номер, в знаменателе энергометрические напоры, м; 2 – изолинии энергометрических напоров, м; 3 – энергометрические напоры более 41000 м;

6.3.2. Формула расчета энергометрического напора

Если допустить, что пластовые давления и температуры неизменны в течение длительного времени, то удельную энтальпию в энергометрическом напоре можно представить через выражение (5.2). В этом случае величина энергометрического напора примет вид:

$$H_s = \frac{c_p^{nl} * T_{nl}}{g} + h, \quad (6.11)$$

где c_p^{nl} - удельная изобарная теплоёмкость глубокой воды. Подставив формулу парадоксального расчета c_p^{nl} (5.9) и, сократив в числителе и знаменателе пластовую температуру, конечная формула расчета энергометрического напора для пластовой воды в глубоких горизонтах примет следующий вид:

$$H_s = \frac{c_p * P_{nl} * v^2}{T_{nl} * K * a^2 * v_0^2 * g} + h. \quad (6.12)$$

Для окончательного расчета данной величины в приложение приведены между-

народные таблицы величин c_p и v для различных давлений и температур, и формулы их расчета, а также коэффициентов a и K для пластовых условий.

В итоге, конечная формула имеет очень громоздкий вид (65 действий). Однако, повсеместное применение сейчас персональных компьютеров позволяет снять эту проблему, автоматизировав расчет. В этом случае, в расчет будет вводиться пластовое давление, температура, глубина их замера и по четыре ближайших параметра удельного объёма и удельной изобарной теплоёмкости воды, взятые из международных термодинамических таблиц. При этом не исключается возможность упрощения данной формулы, в зависимости от предела погрешности замеров пластового давления и температуры применительно к конкретному региону.

6.3.3. Принцип вывода формул - расчета наклонных границ залежей углеводородов

Одним из наиболее крупных достижений поисковой гидрогеологии второй половины XX столетия явилась разработанная американским исследователем М.К. Хаббертом [116,127] методика гидродинамического картирования ловушек нефти и газа. Введя в науку понятие "потенциальной энергии пластовых флюидов", М.К. Хабберт показал возможность поиска залежей нефти и во вне структурных условиях, в том числе не только в зонах распространения литологических и тектонических барьеров, но и в пределах структурных носов, моноклинальных склонов и даже синклинали прогибов.

С точки зрения потенциальной энергии, подземная ловушка для нефти и газа может рассматриваться как участок коллектора, где потенциальная энергия углеводородной фазы минимальная. В пределах этого участка будет стремиться любая элементарная масса нефти и газа, находящаяся вблизи него. М.К. Хабберт доказал, что поскольку нефть и газ тесно связаны с пластовой водой, то потенциальную энергию нефти и газа можно выразить через потенциальную энергию воды. Для системы вода – нефть (газ) им выведено следующее уравнение:

$$\frac{P_n}{P_g - P_n} * H_n = \frac{P_g}{P_g - P_n} * H - Z, \quad (6.13)$$

где Z – абсолютная отметка кровли пласта; $H_{n(z)}$ – потенциометрический напор для нефти (газа), H – потенциометрический напор для воды. При этом формулы потенциометрического напора

$$H = \frac{P_m}{\rho * g} + h \quad (6.14)$$

и энергометрического напора (6.10) можно представить в виде уравнения прямой

$$Y = X * B + A, \quad (6.15)$$

где Y – соответствующие напоры воды; X – пластовое давление и пластовая температура; B – тангенсы угла наклона прямой, равные $1/\rho * g$ и c_p/g ; A – величина точки пересечения прямой с осью ординат в обоих случаях равны h .

Математическая аналогичность энергометрического и потенциометриче-

ского напоров позволяет использовать те же математические действия при выводе формул наклонных границ залежей УВ с учетом тепловой энергии. Применяя порядок вывода зависимости потенциальной энергии нефти и газа относительно потенциальной энергии воды М.К. Хабберта, описанный в монографии Э.Ч. Дальберга [27], была выведена зависимость общей энергии нефти и газа относительно общей энергии воды

$$\frac{c_p^{nl}}{c_p^{nl} - c_p^{nl.n(z)}} H_{\text{э}}^{n(z)} = \frac{c_p^{nl.n(z)}}{c_p^{nl} - c_p^{nl.n(z)}} H_{\text{э}} + Z, \quad (6.16)$$

а поскольку согласно геологической сути (раздел 5.4.2) $c_p^{nl} = c_p * V/V_{nl}$, то удельная теплоёмкость нефти в системе с породой также примет вид $c_p^{nl.n(z)} = c_p^{n(z)} * V/V_{nl}^{n(z)}$. В этом случае $V_{nl} \approx V_{nl}^{n(z)}$.

$$\frac{c_p^g}{c_p^g - c_p^{n(z)}} H_{\text{э}}^{n(z)} = \frac{c_p^{n(z)}}{c_p^g - c_p^{n(z)}} * H_{\text{э}} + Z, \quad (6.17)$$

где $c_p^{n(z)}/(c_p^g - c_p^{n(z)})$ – энергометрический коэффициент увеличения наклона залежи;

c_p^g – удельная изобарная теплоёмкость воды, рассчитывается по формуле (П.1);

c_p^n – удельная изобарная теплоёмкость нефти может определяться непосредственно в лабораторных условиях или рассчитываться по формуле К.С. Крегое:

$$c_p^n = \frac{4,1868 * (0,403 + 0,00081 * t_{nl})}{\sqrt{P_n}} \quad (6.18)$$

или Фортча и Уитмена

$$c_p^n = 4,1868 * (2,1 - P_n) * (0,345 + 0,00086 * t_{nl}) \quad (6.19)$$

Первая применима при плотности нефти ρ_n от 0.72 до 0.96 г/см³ и пластовых температурах t_{nl} до 400 °С, вторая – при плотности нефти от 0.75 до 1 г/см³ и температурах до 260 °С. Погрешность определения в первом случае достигает до 2.5 %, во втором – до 4 %. Экспериментальные определения удельной теплоёмкости отдельных компонентов жидких углеводородов в зависимости от температуры и давления отражены в работе [38] и приведены в приложении.

c_p^e - удельная изобарная теплоёмкость природного газа определяется по специальным графикам в зависимости от состава газа или его плотности [41], приведенным в приложении.

Соответственно, формула расчета тангенса угла наклона ВНК В.П. Савченко, имеющая вид

$$tga_1 = \frac{p_a}{p_a - p_n} * \frac{\Delta H}{l} \quad (6.20)$$

после замены коэффициента увеличения наклона залежи и пьезометрического напора на соответствующие энергетические величины примет следующий вид:

$$tga_2 = \frac{c_p^n}{c_p^a - c_p^n} * \frac{\Delta H_3}{l}. \quad (6.21)$$

Для примера, используя вычисленные величины пьезометрического и энергетического градиентов напора, рассчитали тангенсы угла наклона ВНК северо-восточной части Игольской залежи. Как видно из рис. 6-4, горизонтальная плоскость ВНК с а.о. -2682 м, принятая при

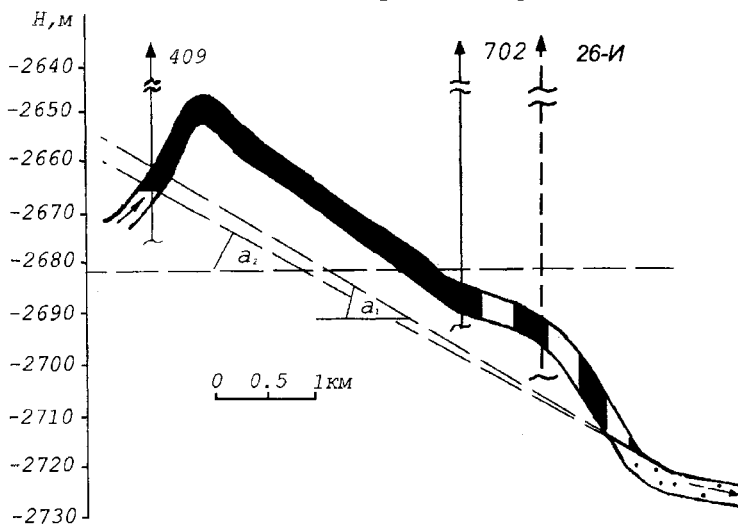


Рис. 6-4. Разрез северо-восточной части Игольской залежи нефти с границами ВНК.

Пояснения в тексте

подсчете запасов, по данным эксплуатационного бурения (скважины 409 и 702), не подтвердились, оказавшись наклонной с юга на север более чем на 27 м.

По формуле В.П. Савченко тангенс угла наклона составил:

$$tga_1 = \frac{1}{1 - 0,849} * 0,0017 = 0,0113 \text{ м/м}$$

с учетом тепловой энергии, оказался несколько ниже

$$tga_2 = \frac{2,1698}{4,1518 - 2,1698} * 0,0095 = 0,0104 \text{ м/м.}$$

Удельная теплоёмкость воды рассчитана на основе международных таблиц, а удельная теплоёмкость нефти по формуле К.С. Крзогое (6.18)

$$c_p^n = \frac{4,1868 * (0,403 + 0,00081 * 92)}{\sqrt{0,849}} = 2,1698 \text{ кДж/кг * К}$$

Линия ВНК, проведенная на разрезе по рассчитанной величине tga_1 , оказалось на 5 м выше ВНК подсеченной скважиной 409.

По величине tga_2 проведенный ВНК совпал с фактическим. С использованием этой величины, была околонуена собственно-гидродинамическая ловушка, указано место заложения разведочной скважины 26-И (Рис. 6-5) и оценены недоразведанные геологические запасы в 20 млн. т.

Таким образом, используя принцип математической аналогии формул потенциометрического и энергетического напора, были выведены и получены основные формулы по расчету наклонных границ залежей УВ с учетом тепловой энергии.

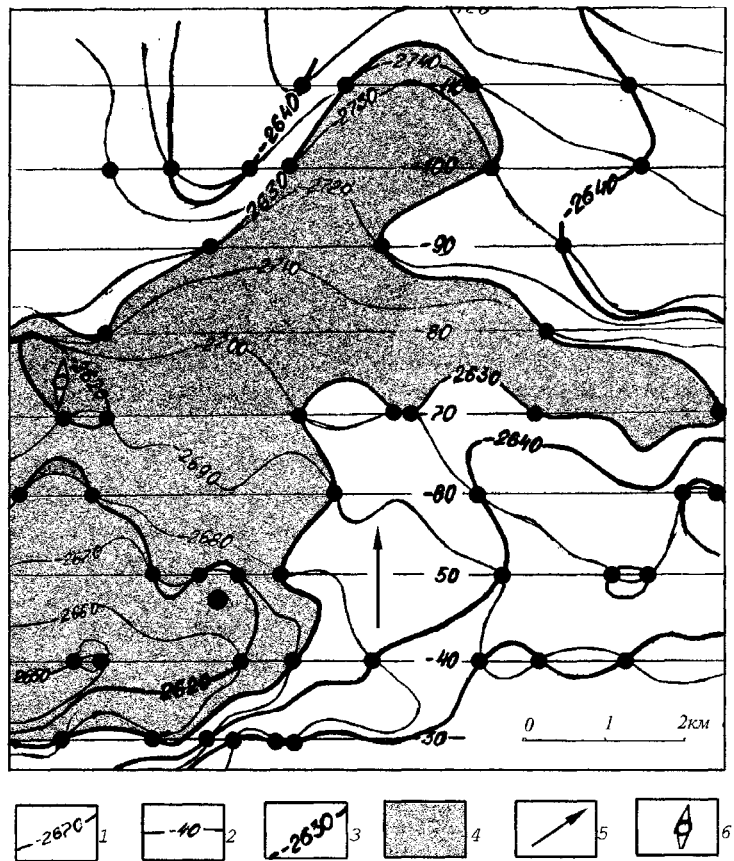


Рис. 6-5. Карта U,V,Z, иллюстрирующая предполагаемое положение собственно-гидродинамической ловушки нефти в пределах Игольского структурного носа:

1 - высотные отметки Z (структуры пласта), м; 2 - изопоэнергетические значения для воды V, м; 3 - изопоэнергетические значения для нефти U, м; 4 - область низкой энергии благоприятной для скопления нефти; 5 - направление фильтрации воды; 6 - рекомендуемое место заложения разведочной скважины № 26-И

6.3.4. Доказательство величины энергометрического напора

Наряду с чисто практическим значением, теория картирования залежей нефти и газа является хорошим инструментом по проверке точности, различных методов изучения направления движения вод. К сожалению, данный факт практически не осознан современными гидрогеологами. И поэтому до сих пор нередко продолжают попытки логически доказать тот или иной метод определения потенциметрической поверхности, будь то какая-либо модификация расчета приведенного напора или давления, пьезометрического напора, статического уровня и т.д.

В соответствии с методом принципов [97], сами зависимости не могут быть доказаны логически. Их доказательством является опыт. Причем основное значение имеют не столько опыты по непосредственной проверке этих зависимостей, сколько

опыты (построения и расчеты), на которых проверяются вытекающие из них следствия. Для теории движения глубоких вод из-за низких скоростей фильтрации непосредственно опытным путем не представляется возможным сделать эту проверку. Поэтому методика гидродинамического картирования как раз и является способом проверки точности различных подходов к изучению направления движения глубоких вод, поскольку следствием движения вод является смещение контактов залежей нефти и газа.

В 1991 году именно этот метод использовался при проверке различных зависимостей по изучению направления движения глубоких вод в пределах Первомайского месторождения нефти. Несмотря на не совсем корректные выполненные местами гидродинамические построения границы ВНК, в целом, полученные результаты дос-

таточно хорошо отразили эффективность его применения.

Первоначально по формуле (6.17) были рассчитаны эквипотенциальные значения для нефти плотностью $0,785 \text{ г/см}^3$ и построена соответствующая карта. За границу ВНК была принята изолиния 3550 м (рис. 6-5). Сравнивая её с границей ВНК принятой при пересчете запасов в 1991 г. было установлено, что она хоть и проходит параллельно фактическому контуру ВНК, но совпадает с ним лишь в районе скв. 269. Погрешность расхождения составила 7%. (По данным А.Е. Гуревича [25] погрешность по другим месторождениям достигала 25 %).

В этой связи были предприняты попытки повысить точность данной методики с учетом тепловой энергии. Для этого первоначально были рассчитаны эквивалентные энергетические значения для нефти (6.21) с использованием удельной теплоёмкости обычной воды и произведена повторная попытка закартировать границы месторождения. В итоге, был получен отрицательный результат. Вместо энергетического минимума внутри центральной части месторождения отрисовался энергетический максимум с отметками более 180 000 м.

Затем, используя случайно выведенную величину удельную теплоёмкость глубокой воды, были в третий раз закартированы границы месторождения. В этом случае граница ВНК, проведенная по изолинии 44 000 м, совпала с истинной границей нефти в районе практически всех скважин, вскрывших ВНК. Исключение составили лишь район скважин 266, 65 и 254. В даль-

нейшем, на месторождении подтвердился прирост запасов в районе скважины 254.

А в районе скважин 266 и 65 находится самостоятельная залежь, о чем свидетельствуют различные энергетические значения на ВНК по этим скважинам. В этой связи за границу нефти здесь необходимо было принять эквипотенциальную изолинию 3 300 м, а эквивалентную энергетическую изолинию 40 000 м.

На рис. 6-7 приведены карты пьезометрических и энергометрических напоров. Величина энергометрического напора, рассчитанная с использованием парадоксальной зависимости удельной теплоёмкости глубокой воды, имеет конфигурации изолиний, схожие с конфигурацией изолиний пьезометрического напора, резко отличающиеся от конфигурации изолиний энергометрических напоров для обычной воды. Конфигурация изолиний энергометрических напоров для обычной воды в основном зависит от пластовой температуры, экстремумы температур соответствуют экстремумам этих напоров.

Таким образом, приведенные построения границ Первомайского месторождения, в соответствии с методом принципов, не только доказали возможность применения термодинамического уравнения Бернулли применительно к глубоким водам, основанного на парадоксальной зависимости расчета удельной теплоёмкости глубоких вод, но и свидетельствуют о более точной возможности изучения направления движения с учетом тепловой энергии.

6.4. Физические основы изучения направления движения вод в резконеоднородной фильтрационной среде

В настоящее время направление движения подземных вод определяют по картам различных модификаций напоров или давлений, путем проведения линий тока, перпендикулярных к простиранию линий гидроизопьез или изобар. Соответственно поток подземных вод будет направлен в сторону падения приведенных напоров или давлений. Система линий равных напоров и перпендикулярных к ним линий тока образует гидродинамическую сетку

или, иначе говоря, сетку движения подземных вод.

Использование гидродинамических сеток для практических целей возможно при следующих условиях: а) постоянной плотности и вязкости жидкости; б) однородности пористой среды; в) установившемся режиме; г) ламинарном характере движения жидкости. Исходя из этого, определение направления движения вод в глубоких горизонтах весьма проблематично.

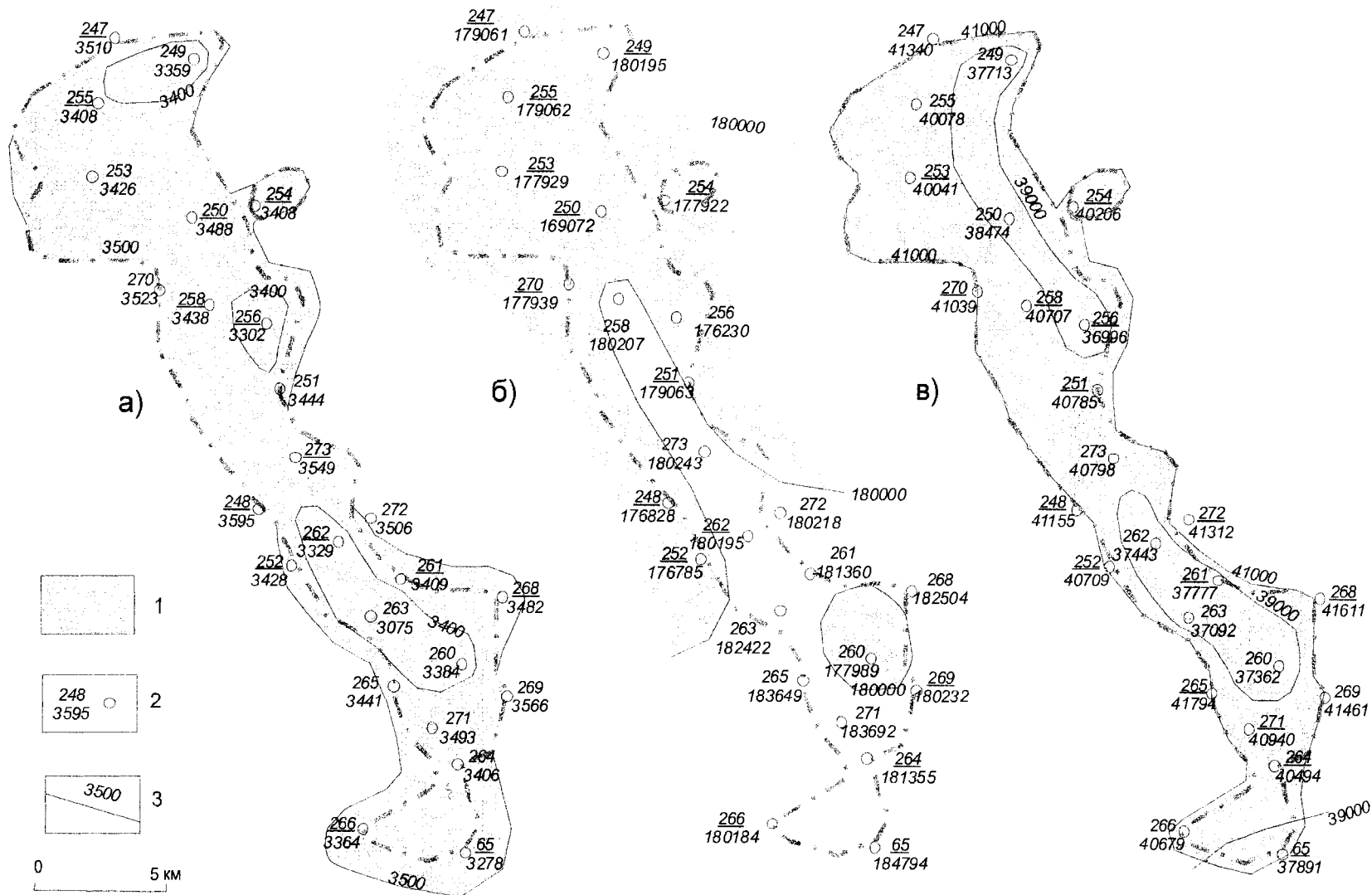


Рис. 6-6. Карты U,V,Z Первомайского месторождения нефти с границей ВНК принятой в 1991 г: а) по эквипотенциальным значениям; б) по эквиэнергетическим значениям, подсчитанным с использованием удельной теплоёмкости обычной воды; в) по эквиэнергетическим значениям, подсчитанным с использованием удельной теплоёмкости глубокой воды;

1 – область высоких энергий неблагоприятных для скопления нефти; 2 - скважина в числителе её номер; в знаменателе соответствующие энергетические значения, м; 3 – изолиния соответствующего значения, м

Поскольку основная часть пластовых давлений замеряется в нефтяных и газовых пластах. По этой причине нарушается первое условие, т.к. нефть и газ резко отличаются от воды по плотности и вязкости. А пластовые давления, замеренные в водоносных пластах, из-за дороговизны работ по их испытанию настолько редки, что, как правило, не позволяют изучать обстановку по данной методике уже по второй причине - неоднородности пористой среды. И, наконец, в-третьих, глубокие воды, часто нахо-

дятся в зонах АВПД и АНПД, в пределах которых происходит нарушение установленного режима (скорость и направление движения постоянно меняются во времени).

Данные причины требуют иного физического подхода к изучению движения глубоких вод в резконеоднородной фильтрационной среде. Для этого, прежде всего, надо понять физическую суть существующего метода определения направления движения вод в относительно однородной фильтрационной среде.

6.4.1. Неинерциальная фильтрация и разрывность потока

В относительно однородной фильтрационной среде, где пьезометрическая поверхность падает относительно прямолинейно и равномерно, фильтрационное движение каждой частички воды относительно друг друга можно рассматривать, согласно современным физическим представлениям, как инерциальное движение воды под действием градиента напора. Физической основой данного метода является инерционная система отсчета. Согласно которой, фильтрационное движение частичек воды относительно друг друга, отражаемое на карте пьезометрической поверхности, должно совершаться прямолинейно и равноускоренно. А фильтрационный поток описывается уравнением неразрывности.

В резконеоднородной фильтрационной среде данные условия нарушаются. В практике гидродинамических исследований проявление пьезоминимумов и пьезомаксимумов с позиции используемой инерциальной системы отсчета рассматривали как зоны разгрузки и питания или зоны перетока вод между пластами. Однако, это предположение часто не подтверждалось геологическим строением. В этом случае такие неупорядоченные изменения напоров, распределенные без видимой геологической причины, рассматривались как незакономерные. Но данные геологические противоречия являются незакономерными лишь с позиции инерциальных систем отсчета.

При использовании неинерциальных систем отсчета отмечаемые экстремумы становятся легко объяснимыми. Причина образования этих экстремумов в пласте будет подобна образованию подъема воды в реке перед препятствием на пути её течения

и с резким понижением уровня, вплоть до образования застойной зоны, за препятствием. Причем при образовании застойной зоны происходит разрывность водного потока с образованием гидростатической обстановки. В этом случае, согласно закона Кирхгофа, в области застоя воды давление будет равно давлению на линии отрыва.

Использование математического аппарата механики сплошной среды при изучении движения вод в фильтрационной среде, позволяют утверждать, что геологической причиной образования экстремумов являются различные ухудшения ФЕС пласта на пути фильтрации вод. Это приводит к тому, что перед фильтрационным препятствием будет образовываться пьезомаксимум, а за ним область пониженного, иногда постоянного (застойного) на определенной площади, пластового давления – пьезоминимум. В этом случае направление движения вод можно описать уравнением относительного движения:

$$F_{ист} = F_{инер} + F_{отн}, \quad (6.22)$$

где $F_{инер}$ - сила инерции региональной или зональной фильтрации; $F_{ист}$ - истинная сила зональной или локальной фильтрации; $F_{отн}$ - сила относительной фильтрации частиц воды.

Для наглядности приведем примеры по изучению направления фильтрации вод с использованием неинерциальных систем отсчета в пределах Первомайского месторождения нефти, которое само по себе является крупной флюидной неоднородностью по отношению к воде. Границы ВНК за счет движения воды имеют различные абсолютные отметки на западе –2440 м,

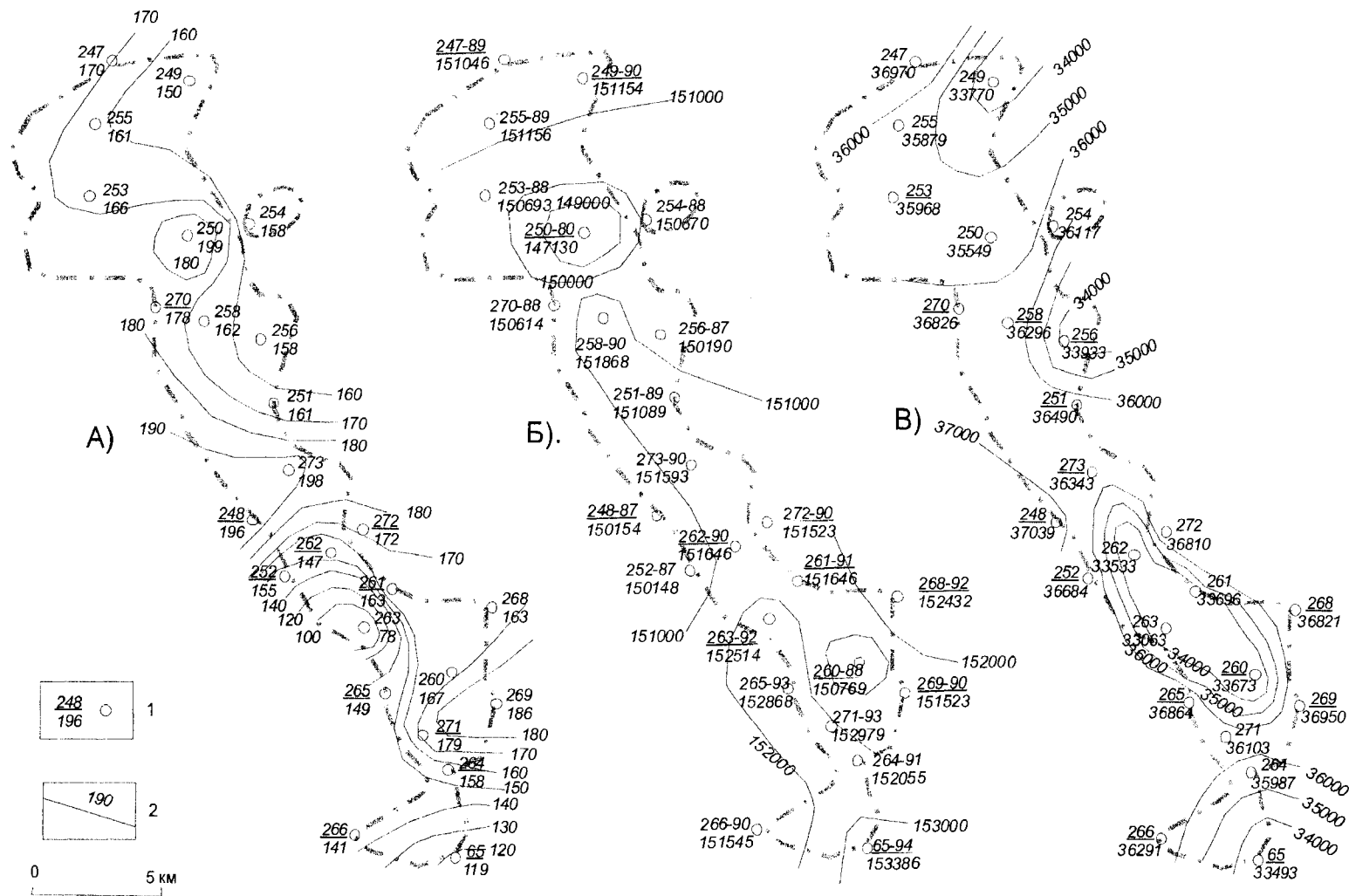


Рис. 6-7. Карты напоров в пределах Первомайского месторождения нефти: а) пьезометрического; б) энергетического для обычной воды (со значениями пластовой температуры); в) энергетические для глубокой воды. 1 – скважина в числителе её номер; в знаменателе соответствующий напор, м; 2 – изолиния соответствующего напора, м

на востоке — 2400 м.

Во-первых, возвратимся к неопределенности установления направления движения вод в пределах залежей нефти (глава 1), поставленный вопрос «Как вода, двигаясь на залежь, не только смещает ее, но и проходит через нее?» будет достаточно легко решаться. За счет силы инерции региональной фильтрации происходит наклонное смещение границ залежи, истинная сила зональной фильтрации воды будет направлена в обход залежи.

Во-вторых, за счет того, что месторождение вытянуто с юга на восток региональное направление движения вод, определяемое по направлению наклона ВНК на запад, можно рассматривать как приближенное. Для более точного его определения опять-таки воспользуемся неинерциальной системой отсчета. Сравнивая карты толщин (Рис. 6-8) с картами напоров, можно отметить, что в центре южной части месторождения наблюдается максимальное снижение общей и эффективной толщины пласта, а чуть северо-западнее отмечается энерго- и потенциометрический минимум. Следовательно, региональная сила инерции фильтрационного потока воды будет направлена на северо-запад, смещая энергетические минимумы в этом направлении, а истинная локальная архимедова сила всплывания нефти при формировании залежи стремится обойти маломощную часть пласта.

При этом необходимо отметить, что энергометрический минимум, отмечаемый в районе скважины 263, возможно, является областью застоя. В этом случае проявляется закон Кирхгофа. В практическом плане, это означает, что при построении карт напоров в районе от этой

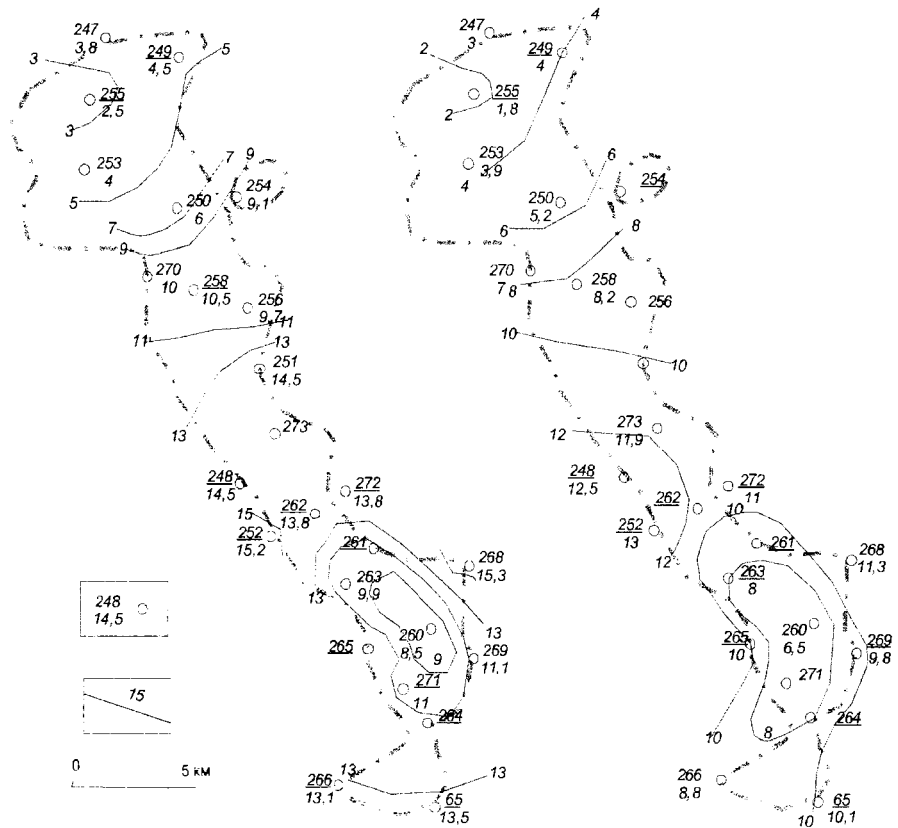


Рис. 6-8. Карты общих и эффективных толщин Первомайского месторождения нефти:

1 - скважина, в числителе её номер, в знаменателе толщина пласта; 2 - изолинии равных толщин

скважины до середины расстояния с соседними скважинами, будут сохраняться аналогичные напоры и только потом их нарастание.

С физической точки зрения, рассмотренные неоднородности фильтрационной среды, относятся к пассивному типу и характерны только для установившегося режима движения глубоких вод. В зонах АВПД или АНПД происходит неустановившийся режим движения глубоких вод. В этом случае такие зоны будут относиться к типу активной неоднородности фильтрационной среды. Данные зоны под действием сил инерции регионального гидростатического напора будут смещаться от центра максимального их питания.

Таким образом, использование неинерциальных систем отсчета при изучении движения вод в резкнеоднородной фильтрационной среде позволяет снять существующие противоречия. При этом использование уравнения неразрывности потока становится неприемлемым, поскольку в этих условиях проявляется закон Кирхгофа.

6.4.2. Выявление экранов в межскважинном пространстве

Гидрогеологическая корреляция пластов может рассматриваться как дополнительный метод геофизической корреляции. Этот метод можно использовать при корреляции между далеко отстоящими друг от друга скважинами с целью выявления экранов между ними.

В основу метода гидрогеологической корреляции положена графическая экстраполяция зависимости изменения давления с глубиной. Градиент этого изменения зависит от плотности флюида (нефть, газ, вода). Поскольку всякому давлению в пласте соответствует определенная высота подъема жидкости в скважине в зависимости от её плотности, эта высота может быть получена непосредственно на графике изменения давления с глубиной, если экстраполировать линию градиента давления вверх до пересечения с осью ординат, где давление равно нулю.

При гидростатических условиях в однородном пласте с горизонтальной пьезометрической поверхностью все точки замера пластовых давлений должны ложиться на одну линию градиента давлений. При замере пластовых давлений в газовой, нефтяной и водной части пласта на этом графике в местах пересечения линий градиентов этих фаз определяются абсолютные отметки ВНК, ГНК, при отсутствии нефтяной части ГВК. В резконеоднородном пласте точки замеров пластовых давлений в нефти и газонасыщенных пластах могут ложиться на разные линии градиентов давлений, что будет свидетельствовать о вскрытии скважинами разобщенных литологически-экранированных залежей. Хотя по геофизической корреляции данный пласт будет рассматриваться как однородный с единой залежью. Достаточно подробно для гидростатических условий данный метод изложен и проиллюстрирован в монографии Э.Ч. Дальберга [27]. Однако, основная сложность гидрогеологической корреляции заключается в том, что в реальности гидростатические условия в пластах редко имеют место.

При гидродинамических условиях в однородной фильтрационной среде пьезометрическая поверхность будет снижаться

равномерно и прямолинейно, а точки замеров пластовых давлений на графике изменений давлений с глубиной будут ложиться на разные линии градиентов давлений. Исключение составят лишь давления, замеренные на линиях равных напоров.

В резконеоднородной фильтрационной среде пьезометрическая поверхность будет иметь зоны пьезоминимумов и пьезомаксимумов. В этом случае в направлении регионального или зонального потока будут отмечаться резкие падения напоров, при наличии в межскважинном пространстве пород с резко ухудшенными фильтрационными свойствами. Иными словами, будет проявляться лобовой-тыловой эффект.

Для примера рассмотрим Малореченское месторождение нефти, которое, по данным поисково-разведочного бурения, характеризовалось отсутствием непроницаемых зон. Приведенные и энергометрические напоры на месторождении характеризуют достаточно сложную обстановку перераспределения нефти. Приведенные напоры колеблются от 1 до 188 м (Рис. 6-9). Энергометрические напоры - от 31743 до 36298 м. Использование гидрогеологической корреляции позволило выделить два экрана в межскважинном пространстве.

На рис. 6.10 приведен первый пример выделения экрана между скважинами 122 и 124. Скачок напоров между этими скважинами достигает 128 м. Незначительный перепад напоров 8 м, который наблюдается между скважинами 118 и 124, входит в предел погрешности методики гидрогеологической корреляции, что позволяет рассматривать район этих скважин как застойную зону. ВНК -2445 м, определенный по пересечению линий градиентов скважин 118 и 124, подтверждается с фактическим, установленным в скважине № 118.

На рис. 6.11. приведен второй пример выделения экрана между скважинами 125 и 128, где перепад напоров достигает 37 м. В районе скважины 128 достаточно хорошо виден пьезоминимум. Отсутствие явно выраженного пьезомаксимума в районе скважины 125 свидетельствует о том, что скважина находится относительно далеко от экрана. На скважину 120 не ска-

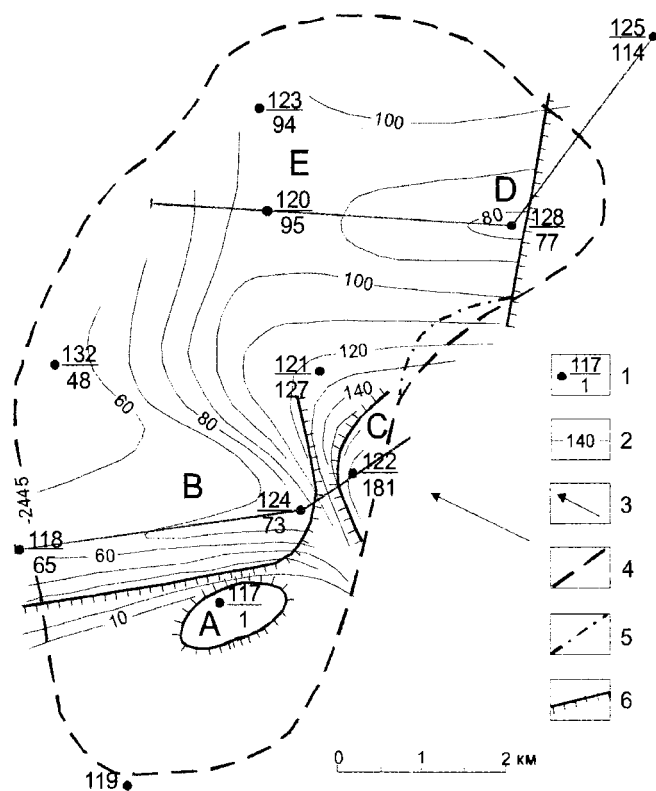


Рис. 6-9. Гидрогеологическая модель Малореченского месторождения нефти:

1 - скважина: в числителе её номер, в знаменателе приведенный напор, м; 2 - изолиния приведенного напора, м; 3 - инерционное направление региональной фильтрации; граница залежи: 4 - принятый ВНК при подсчете запасов; 5 - уточненный ВНК, 6 - непроницаемые границы.

зывается влияние тылового эффекта скважины 124. Поэтому перепад напоров 19 м между скважинами 120 и 125 можно рассматривать как градиент напора характеризующий гидродинамическую обстановку в пласте. Поскольку близкий перепад напоров 20 м отмечается между скважинами 125 и 123, между которыми экран отсутствует.

При этом необходимо заметить, что скважины 120 и 123 ложатся на одну линию градиента напора, но основе этого можно принять ошибочное решение о вскрытии скважинами гидростатической системы. Фактически мы имеем дело с редким исключением из правила. Обе скважины находятся в гидродинамических условиях, но вскрыли пласт на линии равного напора 94-95 м.

Таким образом, использование гидрогеологической корреляции может позволять выявлять экраны в межскважинном пространстве по резкому падению напора. Основным условием применимости данного метода является расположение скважин по направлению регионального или зонального направления фильтрационного потока.

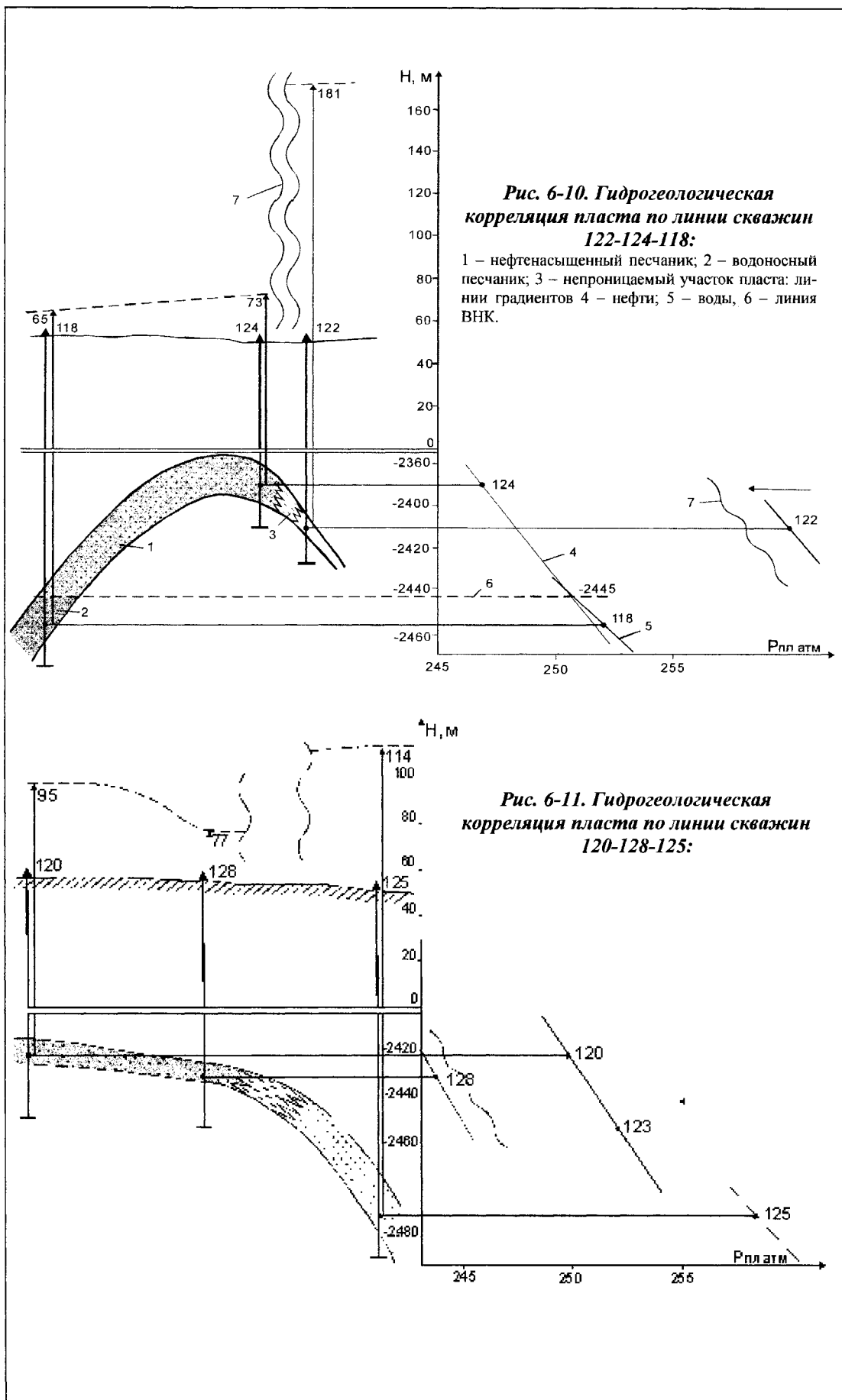
6.4.3. Вариационные принципы

В теории вязкоупругости для изучения направления ползучести тел наиболее простым принципом является принцип Вольтерры. Применение данного принципа возможно только при условии постоянных или медленно меняющихся во времени нагрузках, пренебрегая силами инерции и ограничиваясь квазистатической постановкой задачи. По сути, данный принцип математически аналогичен методу определения направления движения подземных вод в относительно однородной фильтрационной среде с квазиустановившимся режимом.

Для учета сил инерции возникающих под действием каких-либо граничных условий, в теории вязкоупругости широкое применение нашли вариационные принципы Лагранжа и Кастильяно [2]. Исходя из

условия, что под граничными условиями понимается неоднородность фильтрационной среды и известно региональное или зональное действие силы инерции вод, данные принципы можно сформулировать следующим образом.

Принцип Лагранжа. (При исследовании локального, зонального направления движения вод). Из всех возможных полей перемещения воды (нефти и газа), согласованных с неоднородностью фильтрационной среды, истинными будут те, при которых полная энергия, затрачиваемая на ползучую фильтрацию рассматриваемой территории, стремится бы к минимуму.



Принцип Кастильяно. (При исследовании неоднородности фильтрационной среды). Из всех статически возможных полей неоднородности фильтрационной среды истинными будут те, при которых полная энергия фильтрационной среды рассматриваемой территории стремилась бы к минимуму.

Принцип Лагранжа использовался в выше приведенных примерах по Первомайскому месторождению. Принцип Кастильяно рассмотрим ниже на примере Малореченское месторождения. Используя выше приведенные результаты гидрогеологической корреляции и карту приведенных напоров, территория исследуемого участка была разделена на системы и подсистемы.

Система А. Скважина 117 характеризуется минимальными значениями напоров: приведенным 1 м и энергометрическим 31824 м. При пробной откачке из этой скважины было добыто 40 м³ нефти. За это время пластовое давление резко снизилось с 24.11 до 23.97 МПа. На основе этого сделано предположение, что район дренирования скважины является гидродинамически изолированной ловушкой. По формуле В.Н. Щелкачева рассчитан объём дренируемой нефти, а затем её площадь, которая составила 0.7 км².

Система С, характеризующаяся максимальными напорами (приведенный - 181 м и энергометрический - 36563 м), находится в неблагоприятных гидродинамических условиях для сохранности нефти. Причиной образования гидродинамической ловушки нефти в этой зоне может являться экран, имеющий вогнутую форму в сторону противоположную направлению региональной фильтрации воды.

Система В представляет собой гидродинамически-тыловую ловушку нефти и включает в себя две скважины 124 и 118 напоры в которых практически равны (приведенные 73 и 65 м и энергометрический 32742 и 33287 м). В ловушке сохраняется на довольно значительной площади застойная обстановка за счет экранирующего влияния с востока и с юга.

Система D также является гидродинамически-тыловой ловушкой нефти в районе скважины 128, в зоне пьезометрического минимума 77 м и энергометрического - 32742 м.

Система Е включает в себя собственно сводово-гидродинамическую ловушку нефти, внутри которой находится система D. Максимальные приведенные напоры 127 и 114 м и отмечаются на востоке данной системы скв. 121 и 125. Далее они, понижаясь, выравниваются в районе скважин 120 - 95 м и 123 - 94 м. (энергометрические напоры 33369 и 33436 м). Относительно низкий приведенный напор 48 м в районе скв.132 связан с застойным влиянием системы А. Построенная гидрогеологическая модель месторождения хорошо была адаптирована с результатами его разработки.

Разработка месторождения началась с 1985 года. С этого времени наблюдались следующие изменения. В южной части пласт оказался практически непроницаемым. В зоне гидродинамической ловушки произошло увеличение пластового давления до 26 МПа, и в добывающих скважинах появилась нагнетательная вода. В остальных частях произошло значительное снижение давлений до 16-20 МПа (Рис. 6-12).

В системе В образовалась большая депрессионная воронка, несмотря на закачку вод линией скважин, секущих систему с запада на восток. На юго-западе системы В наблюдался подток пластовых вод.

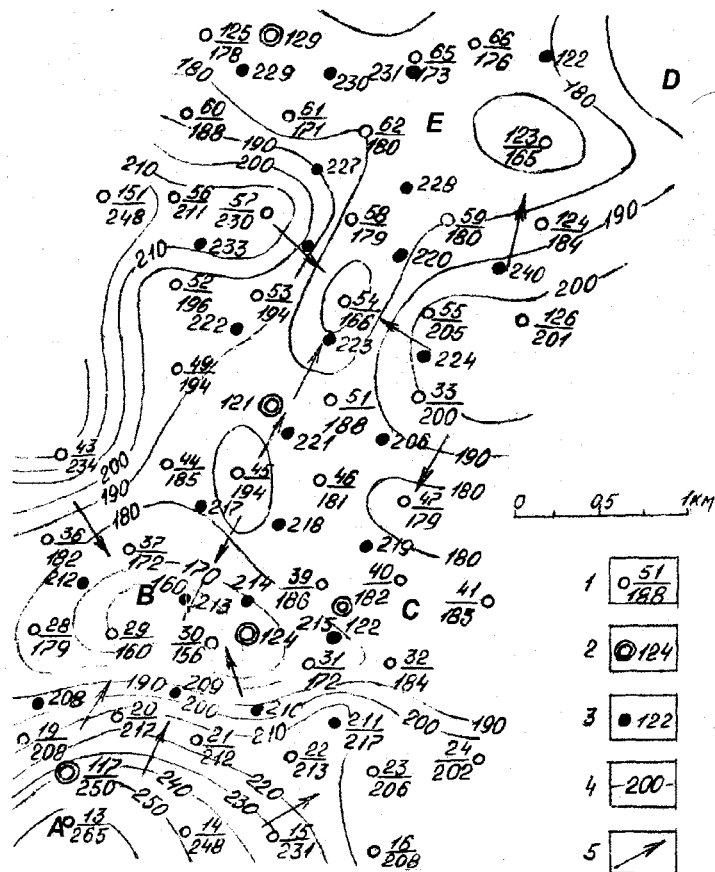
Максимальная обводненность до 60 % пластовыми водами зафиксирована в системе С. В юго-восточной части системы Е происходило резкое продвижение пластовых вод в западном направлении, за счет регионального подпора вод в этом районе.

По данным эксплуатационного бурения за 1989 год, выявлено отсутствие четкого нефтяного контакта между ловушками в системах Е и D. В 1990 году скважины, пробуренные на юго-востоке системы D, подтвердили наличие непроницаемого экрана.

Таким образом, использование вариационного принципа Кастильяно позволило сделать вывод о том, что Малореченское месторождение нефти состоит из пяти ловушек нефти, в основном разделенных между собой непроницаемыми экранами, этот вывод подтвердился данными эксплуатационного бурения и результатами его разработки.

Рис. 6-12. Карта изобар Малореченского месторождения нефти на 01.01.93 г:

1 - поисково-разведочная скважина и её номер; 2 - добывающая скважина; в числителе её номер, в знаменателе пластовое давление, в атм; 3 - нагнетательная скважина и её номер; 4 - изолинии равного пластового давления; 5 - направление падения пластового давления.



6.4.4. Неоднородность фильтрационной среды и энергометрический напор

В предыдущем разделе было достаточно четко показано, что энергометрические напоры, как и приведенные напоры, отражают в пределах месторождения направление действие силы инерции зонального фильтрационного потока. Однако, приведенный пример является лишь частным случаем. В общем случае энергометрический напор, являясь системной величиной должен отражать не только направление фильтрации глубоких вод, но и неоднородность фильтрационной среды.

Для месторождений, характеризующихся относительно однородными коллекторскими свойствами, присуще гравитационное распределение нефти по высоте. При этом энергометрические напоры в пределах залежи уменьшаются вверх от плоскости ВНК. Наглядным примером является южная часть карты эквивалентных энергометрических напоров Первомайского месторождения (Рис.6-7).

В пределах Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти опреде-

ляющим фактором, контролирующим границы ВНК, также является гравитационный принцип. Энергометрические напоры снижаются от 40744 м на границах ВНК до 39860 м в купольных частях (Рис.6-3). Плотность нефти изменяется от 0.86 до 0.83 г/см³ (Рис.6-13). Вязкость - от 8.4 до 7.0 мм²/с (Рис. 6-14).

На юге структур проявился капиллярный принцип распределения нефти, где её плотность нефти превышает 0.87 г/см³, а кинематическая вязкость - 10 мм²/с. Энергометрические напоры здесь превышают 41000 м, что обусловлено уменьшением эффективной мощности пласта до 0.6 м (Рис. 6-16) и увеличением заглинизированной толщины пласта до 3.6 м (Рис. 6-15). За счет этого тяжелые компоненты нефти (асфальтены, смолы и др.), обладающие в той или иной мере поверхностно активными свойствами, удерживаются в породе в виде сольватных пленок и создают своеобразный экран на пути движения воды и легких компонентов нефти.

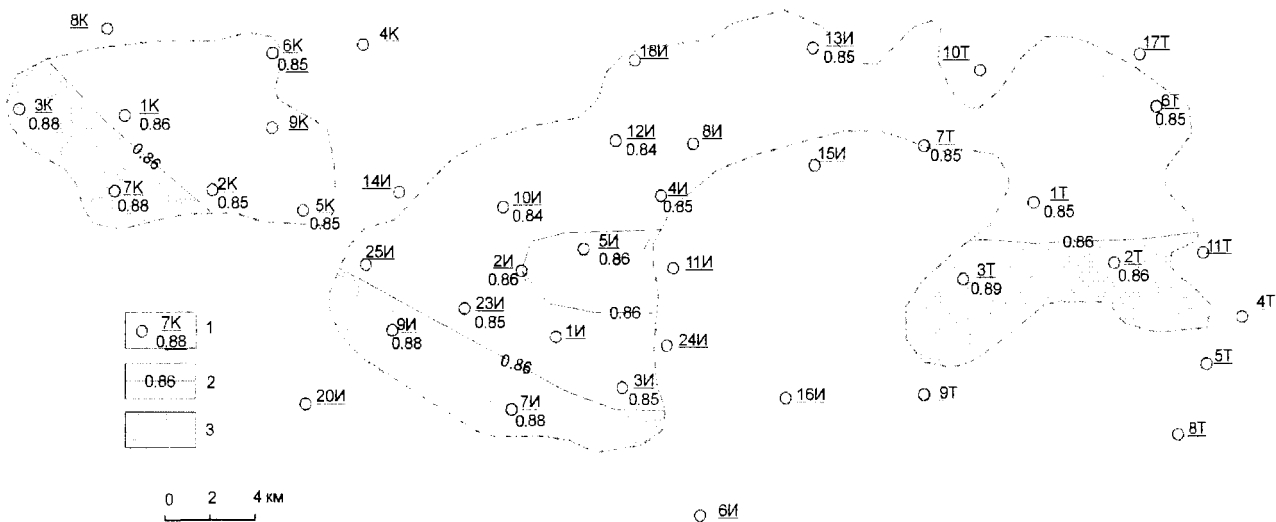


Рис. 6-13. Схематическая карта плотности нефти ($г/см^3$) Игольско-Талового и Карайского месторождений:

1 – скважина: в числителе её номер, в знаменателе плотность нефти; 2 – изолинии плотности нефти; 3 – плотность нефти более $0,86 г/см^3$

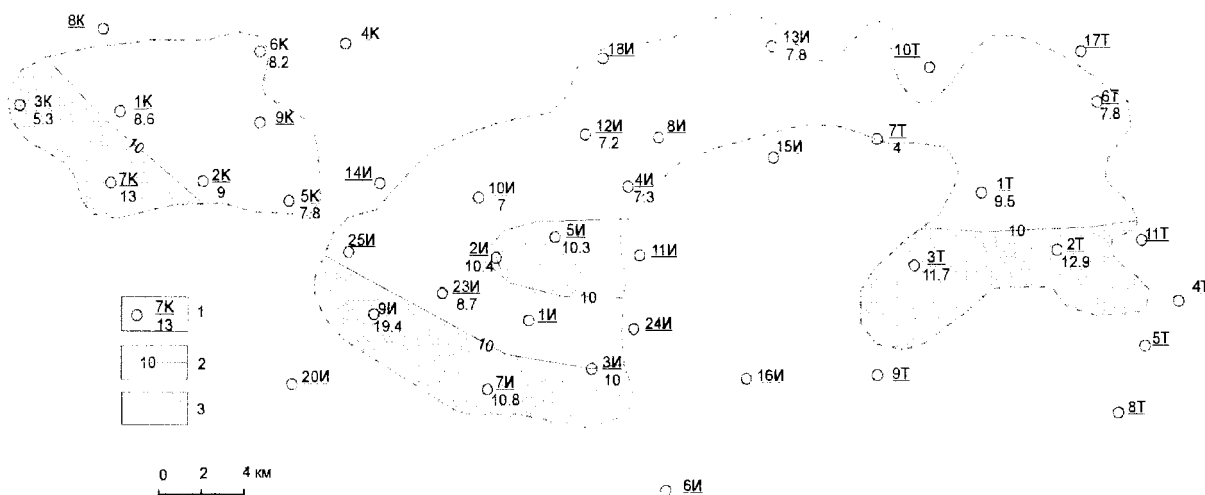


Рис. 6-14. Схематическая карта кинематической вязкости нефти ($мм^2/с$) Игольско-Талового и Карайского месторождений:

1 – скважина: в числителе её номер, в знаменателе вязкость нефти; 2 – изолинии вязкости нефти; 3 – вязкость нефти более $10 мм^2/с$

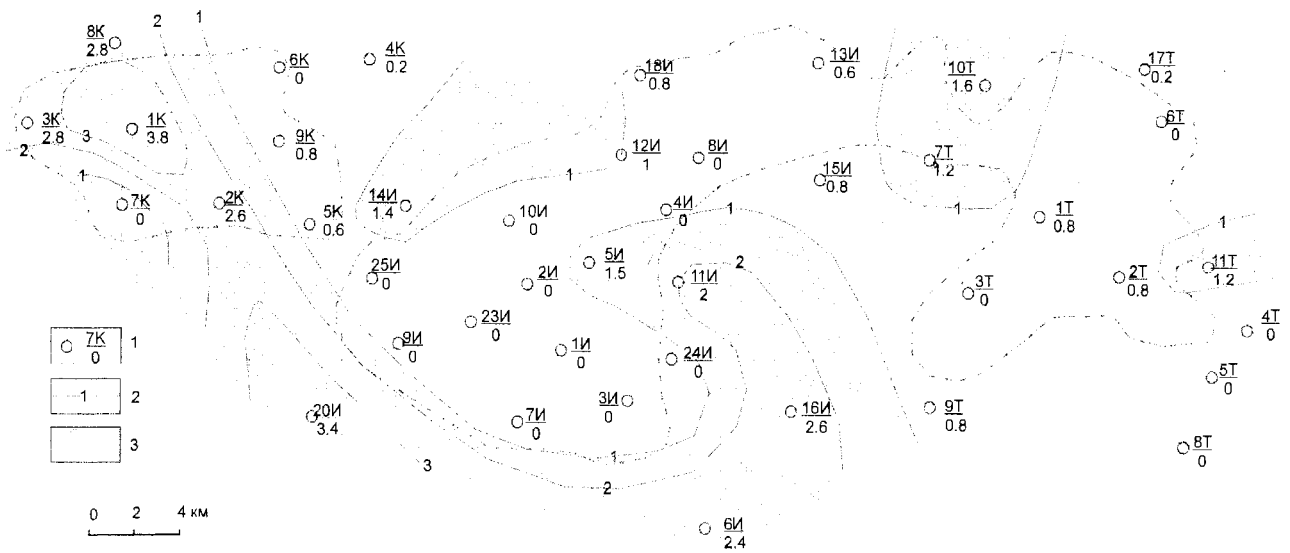


Рис. 6-15. Схематическая карта заглинизированной толщины пласта Ю₁⁰ в пределах Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти:
 1 – скважина: в числителе её номер, в знаменателе заглинизированная толщина пласта, м; 2 – изолинии толщины, м; 3 – толщина пласта более 1 м

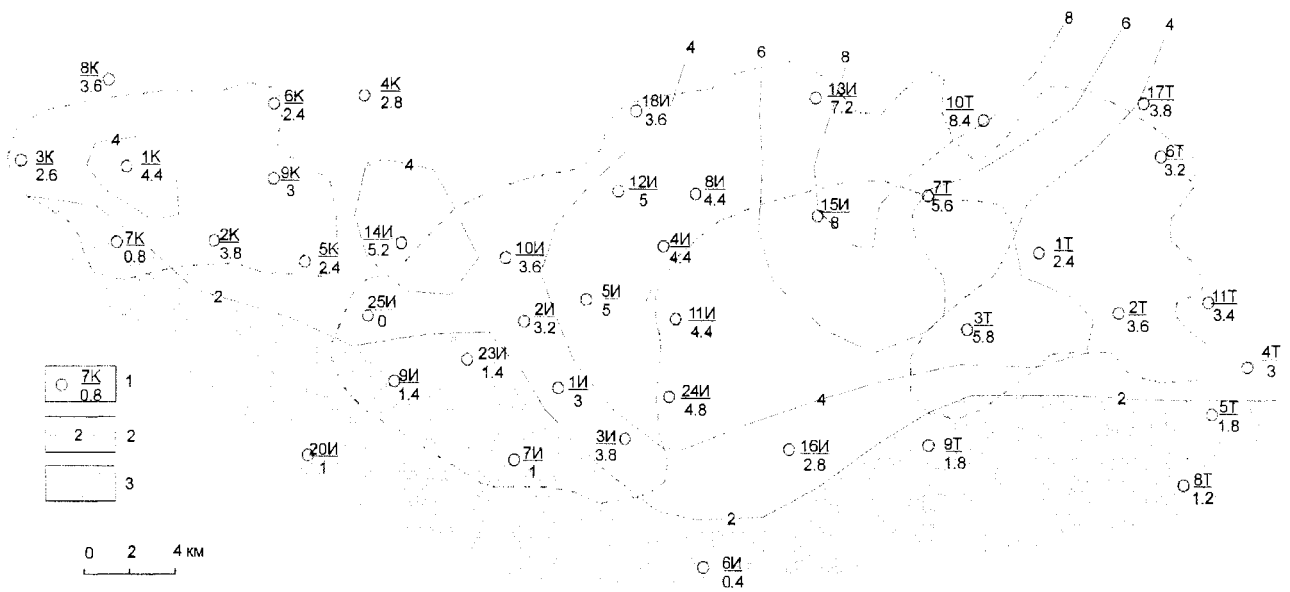


Рис. 6-16. Схематическая карта эффективной толщины пласта Ю₁⁰ в пределах Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти:
 1 – скважина: в числителе её номер, в знаменателе эффективная толщина, м; 2 – изолинии толщины, м; 3 – толщина пласта до 2 м

Незначительный участок гидрофобизации пласта наблюдается в районе скв.5-И. Высокая заглинизированность пласта 1.5 м (

Рис. 6-15) в этом районе способствовала его гидрофобизации мигрирующими тяжелыми компонентами нефти ($\rho_n=0.861$ г/см³, $\mu_n=10.25$ мм²/с). По формуле Ю.П. Гаттенбергера, произведен расчет высоты подъема ВНК под действием капиллярных сил относительно ВНК, вскрытого скв. 24-И.

$$h = \frac{\Delta h(\rho_n^m - \rho_n^a)}{\rho_a - \rho_n^m} = \frac{24,6(0,78 - 0,74)}{0,98 - 0,78} = 5 \text{ м}$$

где Δh - минимальная высота нефтяной оторочки определяется как разница отметок кровли пласта между скв. 5-И и 24-И; ρ_a , ρ_n^m , ρ_n^a - плотности воды, тяжелой и легкой нефти в пластовых условиях взяты по скважинам, имеющим близкие пластовые условия 14-И, 2-И и 3-И. Впоследствии данный прогноз подтвердился, пять эксплуатационных скважин оказались в водонесной зоне.

Поскольку движение вод происходит с юга на север, это должно приводить к смещению и вымыванию нефти из структур Карайского и Игольско-Талового месторождений. Однако замещение глинистыми породами продуктивного пласта на юге структур и кольматация оставшихся частей коллектора сольватной пленкой нефти явилось основной причиной сохранности нефти в этих структурах. Исключение составил участок структуры сочленения, где произошло разрушение скоплений нефти и её аккумуляция в северо-восточном Игольском структурном носе (раздел 6.3.4).

Первоначально, по данным поисково-разведочного бурения, считалось, что структура сочленения заполнена нефтью. Применяя вариационный принцип минимизации энергии Лагранжа, был сделан вывод, что для дальнейшего движения пластовых вод от скважины 16-И к скважине 15-И и далее на север через структуру сочленения необходимо, чтобы залежь в структуре должна быть промыта. Данный вывод подтвердился данными эксплуатационного бурения.

Отсутствие гидродинамических условий сохранности нефти в структуре сочленения ставит вопрос о причине её сохранности в районе скв. 7-Т. Данной скважиной вскрыт по всей толщине нефтенасыщенный пласт. Абсолютная отметка подошвы пласта -2682 м, что ниже абсолютных отметок ВНК, вскрытых другими скважинами. Для выяснения причины такого несоответствия был произведен анализ аномальности некоторых параметров, отмечаемых по данной скважине.

Во-первых, по сравнению с близлежащими скважинами (

Рис. 6-3), при практически фоновой плотности нефти (

Рис. 6-13), энергометрический напор сильно завышен - 40849 м. Непроницаемый экран, отмечаемый по характеру искривления трех КВД по этой скважине, является причиной лобового эффекта.

Во-вторых, характерной особенностью нефти, полученной из данной скважины, является низкая плотность - 0.847 г/см³ и очень низкая кинематическая вязкость - 4.03 мм²/с (

Рис. 6-13 и

Рис. 6-14). Одной из причин такой низкой вязкости нефти на границе ВНК является максимально отмечаемый газовый фактор - 65 м³/м³ на штуцере 8 мм. По другим скважинам на границе ВНК газовый фактор составляет 20 м³/м³. В купольных частях примерно 50 м³/м³. Для выяснения причины неструктурной аномальности нефти по газовому фактору и вязкости, опять используя вариационный принцип Лагранжа, сделано предположение, что непроницаемый экран имеет вогнутую форму и является своеобразной литологической ловушкой. За счет чего нефть и газ, мигрируя в северном направлении и попадая в эту ловушку, распределяются там по гравитационному принципу. Тяжелые углеводороды вытесняются из ловушки, а более легкие компоненты накапливаются в ловушке.

Отдельно рассмотрены гидродинамические условия распределения нефти

между Игольской и Карайской залежью. С одной стороны, район скв.14-И представляет собой застойную зону, которая характеризуется пониженными значениями энергометрического напора - 39509 м и приведенного напора - 91 м, что создает благоприятные условия для скопления нефти. С другой стороны, повышенная заглинизированность пласта создает условия для вытеснения под действием капиллярных сил легких компонентов нефти водой. Относительно небольшой пропласток с нефтью в керне по этой скважине представляет собой остаточную сольватную пленку. По результату обработки КВД, в 38 м от скв. 14-И за счет уменьшения заглинизированности пласта и более высокого структурного положения, возможно, проходит фактическая граница ВНК. Высокие величины напоров энергометрического - 41011 м и приведенного - 199 м, отмечаемые на юге от скв.14-И по скв.25-И, уже нельзя рассматривать как результат гидрофобизации пласта, о чем свидетель-

ствует фоновая плотность нефти 0,846 г/см³. Причиной повышения напоров является гидродинамический лобовой эффект, образованный за счет непроницаемого экрана, в районе скв.14-И.

Приведенный пример изучения неоднородности фильтрационной среды на основе карт энергометрических напоров позволило существенно уточнить гидродинамическую модель Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти, которая подтверждается данными эксплуатационного бурения.

В целом, приведенный пример наглядно показывает, что энергометрические напоры, отражают не только движение вод за контурами месторождений и условия перераспределения нефти и газа внутри них, но и неоднородность фильтрационной среды, тем самым, являясь вторым доказательством того, что удельная теплоемкость глубоких вод является системной величиной породы - воды - нефти - газа.

6.5. Оценка степени достоверности исходной информации

Выводы относительно характера подземной обстановки движения вод с использованием величины энергометрического напора должны начинаться с анализа, отбраковки и переобработки не только пла-

стовых давлений, но и пластовых температур. При наличии нескольких замеров предпочтение необходимо отдавать более высоким пластовым давлениям и пластовым температурам.

6.5.1. Характеристика качества и точности термометрической информации

Высокую точность замера температур до сотых долей градуса имеют электротермометры, используемые при записи непрерывного термокаротажа. Однако, использование термокаротажа возможно только при выстойки глубоких скважин от года до 10 лет, что очень редко имеет место. Поэтому, как считают А.Р. Курчиков и Б.П. Ставицкий [61], по большинству скважин, где произведена запись температур по разрезу, не представляется возможным установить степень их соответствия.

При установлении степени достоверности точечных замеров необходимо, во-первых, исключать все замеры температур в сухих и малодобитных скважинах, во-вторых, не использовать замеры, которые

выполнены на расстоянии более 100 м в удалении от интервала притока флюида в скважину, в-третьих, выборочно использовать замеры в скважинах с кратковременными притоками. При этом максимальные ртутные термометры марки ТП-7, использующиеся при точечном замере температур в диапазоне от 15 до 155 °С, имеют погрешность 0,1 – 0,5 °С.

При данной погрешности величина энергометрического напора будет изменяться от 5 до 100 м или менее 0,3 % от общей величины, что не влияет на точность определения направления движения глубоких вод. Однако, при оценке перепадов отметок ВНК погрешность может состав-

вить от 7 до 115 м, что, естественно, не допустимо.

Таким образом, при оценке перепадов отметок ВНК с использованием

пластовых температур, замеренных максимальным термометром, можно доверять этим данным в 20 % из 100 %.

6.5.2. Оценка достоверности определения пластовых давлений

При флюидодинамических построениях всеми специалистами уделяется особое внимание оценке степени достоверности исходной информации. Прежде всего, вся информация по пластовым давлениям должна выбираться только из актов испытания скважин. Данная информация должна проверяться на наличие ошибок в расчетах, на неправильное использование методик, на субъективное проведение аппроксимируемых прямых, на неучет глубины установки манометров и другие причины.

В случае обнаружения ошибок или возможности более точного расчета такая информация должна перерабатываться.

Часть пластовых давлений могут отбраковываться. При исследовании слабопроницаемых пластов, даже при очень небольшом отборе флюида, происходит резкое снижение пластового давления. В этом случае пластовые давления, определенные по КВУ, будут значительно ниже первоначальных. Тогда возможно использование только давлений, определенных в процессе бурения с использованием испытателя пластов.

При совместном исследовании двух и более пластов записывается максимальное пластовое давление. В этом случае выбирается один наиболее вероятный пласт.

И, наконец, при анализе пластовых давлений необходимо учитывать следующий момент. При исследовании пластов с ухудшенными прискважинными зонами определяется не истинное пластовое давление $P_{пл}$, а некоторое заниженное условное пластовое давление $P_{пл. усл.}$ [72], характеризующее пластовое давление в прискважинной ухудшенной зоне $P_{пл. ух.}$. После успешного воздействия на прискважинную зону пласта тем или иным методом величина пластового давления повышается до $P_{пл}$. Разность между этими давлениями является скиновым скачком давлений ΔP_S (Рис. 6.17).

При оценке степени достоверности пластовых давлений, замеренных при исследовании 42 поисково-разведочных сква-

жин Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти, их величины во многих случаях оказались значительно ниже истинных [104]. За счет того, что не учитывалась глубина установки манометров пластовые давления, определенные по 6 скважинам, оказались заниженными на 0,09 - 0,2 МПа. По одной скважине пластовое давление определено с ошибкой на 0,55 МПа. По 11 скважинам вследствие ухудшения прискважинной зоны пластовые давления уменьшились на 0,07- 0,97 МПа.

После уточнения пластовых давлений, величина приведенных напоров возросла на 7- 97 м, а энергометрических - на 100 - 1600 м

При наличии на КВД прямолинейного участка, характеризующего прискважинную зону, можно определить начальное пластовое давление, не проводя мероприятий по воздействию на прискважинную зону, опираясь на графоаналитическую методику определения скин-эффекта, по КВД обработанной методом Хорнера [102]. Согласно которой величина ΔP_S находится по величине отрезка на оси давлений отсекаемыми 1 и 2 прямолинейными участками (Рис. 6-18).

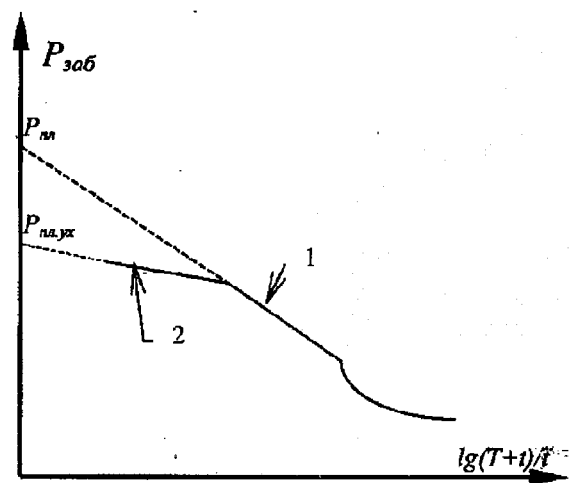


Рис. 6-17. КВД, обработанная по методу Хорнера.

Пояснения в тексте

Соответственно, пластовое давление, определяемое традиционно по точке пересечения конечного прямолинейного участка 2 с осью давлений, будет давлением в ухудшенной прискважинной зоне, а начальное пластовое давление или пластовое давление в удаленной части пласта с не ухудшенными параметрами можно определить по точке пересечения первого прямолинейного участка 1 с осью давлений.

Методика определения начального пластового давления по КВД, обработанной в полулогарифмических координатах, изложена в разделе 6.6.3. *Использование этой методики в процессе разработки Игольско-Талового месторождения показало, что за счет скин-эффекта пластовое давление может снижаться до 3,2 МПа, в среднем 1,1 МПа.*

Таким образом, при оценке достоверности пластовых давлений наряду с традиционными приемами проверки необходимо учитывать возможность их снижения при ухудшении прискважинных зон. При установлении таковой зоны (по наличию двух прямолинейных участков на КВД) определять по начальному прямолинейному участку пластовое да-

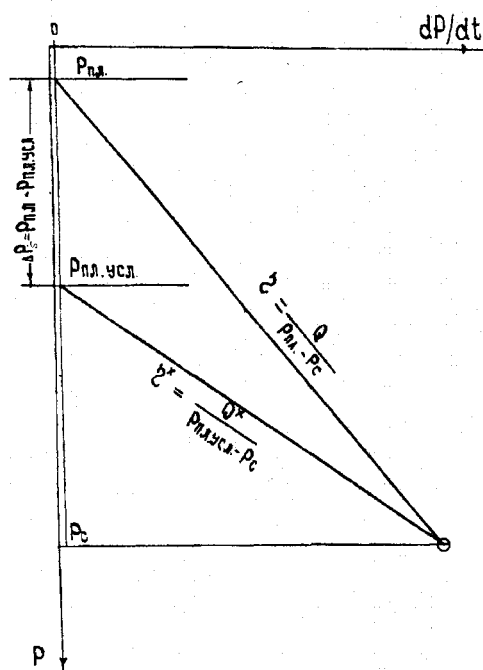


Рис. 6-18. КВД, обработанные по методике А.П. Крылова.

Пояснения в тексте

ление в удаленной части пласта, по сути отражающего начальное пластовое давление, по предлагаемым методикам.

6.6. Влияние физически связанных вод на фильтрационно-ёмкостные свойства

Недопонимание роли физически связанных вод, в процессах начиная от вторичной миграции и аккумуляции нефти и заканчивая процессами разработки месторождений, может существенно сказываться на эффективности геологоразведочных работ и на добыче нефти и газа. Чтобы проще понять суть этой проблемы, представим себе, что связанная вода является аморфно твердым телом. В результате пористость пласта, через которую двигается нефть или газ резко уменьшается.

Например, при пористости 18 %, 6 % коллектора будет заполнено физически

связанной водой, следовательно, пропускная пористость составит 12 %, что близко к неколектору. При отсутствии рыхло связанной воды пропускная пористость для нефти становится равной фактической.

Соответственно происходящее естественное природное уменьшение (при аккумуляции залежи) или искусственное увеличение (при закачках) количества связанной воды будет приводить к соответствующему изменению фильтрационно-ёмкостных свойств нефтегазовых пластов.

6.6.1. Капиллярное кольматирование коллектора технической водой

Закачка воды в пласты, в целях поддержания пластового давления, приводит к тому, что увеличивается толщина физически связанной воды, в особенности, в зоне

предельного нефтенасыщения, тем самым резко уменьшая проницаемость нефти (вплоть до полной кольматации мелких межпоровых каналов). В результате, зака-

чиваемая свободная вода, двигаясь первоначально по относительно высокопроницаемому коллектору, заполненному нефтью, частично переходит в физически связанное состояние, кальматирует его на треть и переводит тем самым часть пор из разряда открытых в разряд закрытых. Естественно, удалить воду, перешедшую в физически связанное состояние, из пласта становится невозможным.

Как следствие шаблонное и массовое применение заводнения в СССР привело не только к преждевременному обводнению многих месторождений, как отмечает Н.П. Запивалов [34], но и резкому ухудшению проницаемости высокопоровых коллекторов. В начале 90-х годов в СССР более 95 % нефти добывалось за счет первичного заводнения, тогда как в США этот способ считался вторичным (третичным), и объёмы добычи за счет заводнения не превышали 50 % от общего объёма добычи.

Не менее вредны и глушения скважин чистой водой (без добавления в нее ПАВ или CaCl_2), которые длительное время

находились в разработке и имеют низкие пластовые давления. За счет образования высокой репрессии на пласт вода проникает на значительные расстояния, и немалая её часть переходит в физически связанное состояние. В этом случае также как и при заводнениях из пласта в скважину, возвращается только часть воды. Вода, перешедшая в связанное состояние, остается в прискважинной зоне пласта, тем самым, уменьшая первоначальную проницаемость коллектора для протока нефти.

Аналогичные процессы, также происходят и при вскрытии продуктивных пластов на воде или глинистом растворе при высоких репрессиях. Попадающая в пласт вода переходит в рыхлосвязанное состояние, также резко ухудшает проницаемость прискважинной зоны.

Таким образом, техногенная вода, попадающая в нефтенасыщенный пласт и под действием капиллярных сил переходящая в связанное состояние, резко уменьшает проницаемость пласта.

6.6.2. Электроосмотические деформации воды при форсированных отборах нефти

В обводненных скважинах и в скважинах находящихся в зонах нефтенедонасыщения, проницаемость нефти также дополнительно уменьшается за счет образования электроосмотических поднятий, происходящих в рыхлосвязанной воде. При создании незначительной депрессии на пласт пленка рыхлосвязанной воды остается в неподвижном состоянии. При повышении депрессии пленка воды начинает деформироваться. Из порового пространства пленка перетягивается в межпоровое про-

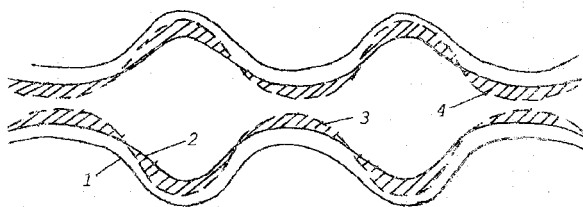


Рис. 6-19. Схема деформации рыхлосвязанной воды при движении нефти:

1 - стенка коллектора; 2 - граница раздела между водой и нефтью в статическом состоянии; 3 - то же при создании в коллекторе перепада давления; 4 - высота электроосмотического поднятия рыхлосвязанной воды

странство, образуя электроосмотические поднятия (Рис. 6-19). Дальнейшее повышение депрессии приводит к тому, что электроосмотические поднятия либо смыкаются между собой и полностью прекращают поступление нефти в скважину, либо начинают частично срезаться движущимся потоком, и в скважину начинает поступать с нефтью вода.

Несмотря на некоторую теоретическую спорность этого механизма, рассмотренного в работе [90], в практике он достаточно хорошо подтверждается, что имеет принципиально важное значение при определении оптимальных режимов эксплуатации скважин.

Используя результаты гидродинамических и геофизических исследований скважин Игольской залежи, полученных к 1994 г, была установлена взаимосвязь значений радиуса ухудшенной зоны от коэффициента водонасыщенности.

В куполах, где присутствовала только прочносвязанная и остаточная вода ($K_n > 70\%$), околоствольная зона скважин оставалась без изменений (Рис. 6-20). Здесь

скважины работали без резкого снижения добычи нефти.

В зонах недонасыщения нефтью с рыхло и прочно связанной водой ($K_n < 70\%$) радиусы ухудшенных зон составляли от 3 до 9 м. Проницаемость в прискважинной зоне снижалась в несколько раз и, как следствие, происходило резкое падение добычи нефти.

Максимальное значение радиуса ухудшенной зоны до 11 м отмечено в скважине 701, вскрывшей ВНК ($K_n \approx 50\%$). Скважины, вскрывшие ВНК, вообще не удавалось запустить в работу.

На основе этого был сделан вывод, что наиболее интенсивно процессы ухудшения коллекторских свойств при форсированном способе разработки происходили в пласте с рыхлосвязанной водой (вблизи границ ВНК). В купольных частях, где присутствовала только прочно связанная вода, данные процессы отсутствуют. Это позволило рекомендовать из зоны нефтенедонасыщения добывать нефть в щадящем режиме при депрессии на пласт не более 3 МПа [103].

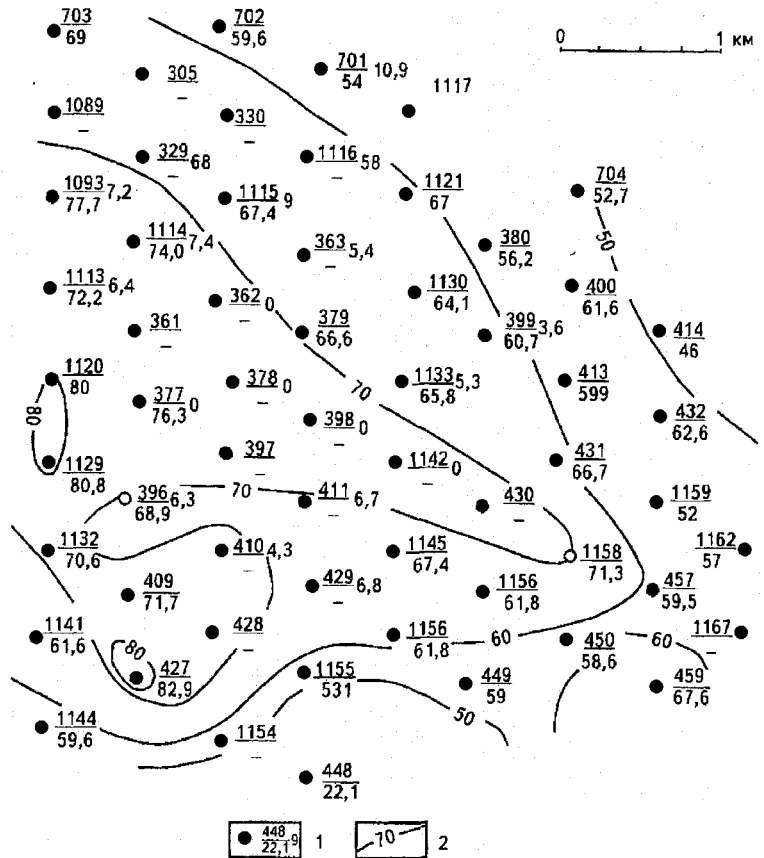


Рис. 6-20. Схематическая карта нефтенасыщенности северо-востока Игольской залежи:

1 — скважина: числитель — номер, знаменатель — K_n (прочерк в знаменателе — нет сведений), справа от дроби — радиус ухудшенной зоны, м; 2 — изолинии нефтенасыщенности, %

6.6.3. Методика оценки показателей зон электроосмотических деформаций

Для оценки измененных параметров прискважинных зон за счет электроосмотических деформаций воды была разработана специальная методика. Кратко суть этой методики сводилась к следующему. На КВД или КПД, обработанных по стандартной методике в полулогарифмических координатах, при выделении двух прямолинейных участков по начальному участку определялись проницаемость $k_{ух}$, пьезопроводность $\chi_{ух}$ пласта в ухудшенной зоне и приведенный радиус скважины $r_{пр.ух}$, а по конечному участку — эти же параметры k , χ , $r_{пр}$ для удаленной части пласта.

Например, по скважине 396 Игольско-Талового месторождения (Рис. 6-21).

При дебите нефти $19 \text{ м}^3/\text{сут.}$ проницаемость в прискважинной зоне снизилась с 18,4 до 2,4 мД, пьезопроводность — с 0,087 до 0,012 $\text{м}^2/\text{с}$. Приведенный радиус по начальному прямолинейному участку составил 5,7 м, по конечному — 0,2 см. Повторные гидродинамические исследования скважины меньше чем через месяц показали, что проницаемость прискважинной зоны снизилась до 2,1 мД, пьезопроводность — до 0,010 $\text{м}^2/\text{с}$, дебит — до $13 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Приведенный радиус по начальному участку увеличился до 7 м, по конечному до 20,2 см.

Приведенный радиус второго участка, независимо от того отмечалась ли ухудшенная зона или нет, нами рассматривался

как величина, характеризующая только эффективность перфорации

$$r_{np} = r_c * e^{-C}, \quad C = C_1 + C_2, \quad (6.23)$$

где r_c - радиус скважины; C_1 и C_2 - показатели несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия.

Согласно другим точкам зрения, степень натурального числа зависит еще и от величины скин-эффекта S . Причем о взаимоотношениях данных величин также существуют достаточно противоречивые точки зрения. Так, по мнению Ю.П. Коротаяева [43] и др

$$C = C_1 + C_2 + S, \quad (6.24)$$

а, с точки зрения Т.Б. Пыхачева [91] и др.

$$S = C_1 + C_2. \quad (6.25)$$

Относительно интерпретации величины $r_{np,ух}$, как пишется в РД 153-39.0-109-01 [72], «в этих случаях получают малообъяснимые числовые значения», достигающие нескольких метров, а S соответственно имеет отрицательную величину.

По определению приведенного радиуса, полученные величины $r_{np,ух}$ можно рассматривать как фиктивные скважины с радиусом в несколько метров, работающие в пласте, имеющем параметры ухудшенной околоствольной зоны реальной скважины.

Фактически в радиусе фиктивной скважины находится кольцевая граница ухудшенных параметров пласта, и приток к этой зоне осуществляется, исходя из естественных параметров пласта, тем самым, в рассматриваемом явлении проявляется диссимметрия. Поэтому, согласно положения П. Кюри [61], «эта же диссимметрия должна проявляться и в причинах, их породивших», т.е. из-за высокой первоначальной депрессии приток в скважину контролируется не только параметрами ухудшенной прискважинной зоны, но и радиусом её распространения R , который приблизительно равен $r_{np,ух}$, а величина скин-эффекта из-за диссимметрии имеет обратный знак.

$$R \approx r_{np,ух} = r_c * e^{-S^{обп}}, \quad -S^{обп} = S \quad (6.26)$$

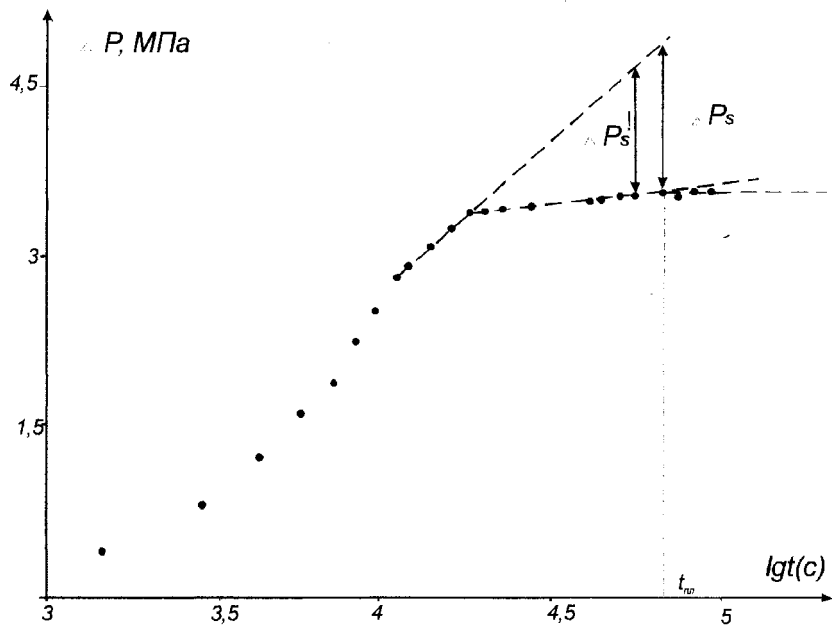


Рис. 6-21. КВД по скв. 396 Игольско-Талового месторождения нефти

Из этой формулы можно вычислить скин-эффект, а затем скиновый скачок давлений по формуле Д.Р. Хорнера:

$$\Delta P_s = S * 0.87 * tga_2, \quad (6.27)$$

где tga_2 — тангенс угла наклона второго прямолинейного участка.

В случае, если КВД вышла на пластовое давление, данная величина определяется более точно графически, как разность депрессий между первым и вторым прямолинейными участками в точке выхода КВД на постоянное пластовое давление (Рис. 6-21). Соответственно, более точно через величину ΔP_s в обратном порядке по формулам (6.28) и (6.27) можно определить скин-эффект и радиус загрязнения пласта.

Согласно исследованиям [90], установлено, что в скважинах с ухудшенной околоствольной зоной устанавливается пластовое давление $P_{нл,ух}$ намного ниже по своей величине, чем пластовое давление в удаленной части пласта или начального пластового давление в прискважинной зоне до её ухудшения $P_{нл}$. Разница давлений между этими зонами отражает скиновый скачок давлений ΔP_s . Исходя из этого, пластовое давление в удаленной части пласта в восстановленных КВД определялось по формуле:

$$P_{нл} = P_{нл,ух} + \Delta P_s. \quad (6.28)$$

Для невосстановленных КВД между первым и вторым прямолинейными участками

Таблица 6.1.

Призабойные параметры по скв. 396 Игольско-Талового месторождения				
Методика	S	R, м	$P_{пл.ух}$ МПа	$P_{пл.}$ МПа
графоаналитическая для КВД с записанным $P_{пл.ух}$	5,1	15,1	25,25	26,57
расчетная для КВД с незаписанным $P_{пл.ух}$	4,1	5,7	25,22	26,32
по Ю.П. Желтову		56,0		
по И.Ф. Рахимкулову		37,4		
по Э.Г. Чекалюку		27,2		
по Р.И. Медведскому - В.Н. Нестерову		19,9		
по С.Г. Каменецкому		18,4		
по А.Ф. Блинову и УкрНИГРИ		7,6		

находилась рассчитанная по формуле (6.28) величина ΔP_S^i (Рис. 6-21) и определялись пластовые давления в прискважинной и удаленной части пласта.

Для примера в таблице 6.1. приведены параметры прискважинных зон, рассчитанные по данным методикам и радиусы этих зон, из которых шесть последних рассчитаны по различным методикам, основанным на точке времени перегиба первого и второго прямолинейных участков по скважине 396.

По шести скважинам, где произведена запись восстановленных КВД, разница в определении пластовых давлений по предложенным методикам не превышала $\pm 0,16$ МПа (погрешность 2 %).

Используя предлагаемые методики, были рассчитаны прискважинные параметры по всем исследованным скважинам разрабатываемой Игольской залежи к концу 1992 г (таблица 6.2), что позволило не только установить и доказать причины

резкого падения дебитов нефти, но и установить причины резкого падения давлений за первые четыре месяца с 28,3 до 21,9-25,7 МПа. В среднем пластовое давление снизилось на 4,1 МПа, в том числе за счет:

- скин-эффекта на 0,2 - 3,2 МПа, в среднем 1,1 МПа (27 %);
- отбора нефти на 1,3 МПа (32 %);
- наличия гидродинамических экранов на 1,7 МПа (41 %). Так скважина 410 попала в «линзу» и пластовое давление снизилось на 6,4 МПа (160 %).

Таким образом, разработанная методика оценки показателей зон электроосмотических образований не только хорошо проявляется в зонах наличия рыхлосвязанной воды (нефтенедонасыщения), но и позволила выявить её существенную роль в понижении пластовых давлений в прискважинной зоне. При этом область применения данной методики не ограничивается только для зон, где ухудшение параметров пласта происходит за счет электроосмотических

Таблица 6.2.

Прискважинные показатели Игольской залежи к концу 1992 г.									
№ скважины	Дата исследования	$P_{пл.ух}$ (МПа)	$r_{пр.ух}$ (см)	$S_{обр}$	$P_{пл.}$ (МПа)	$r_{пр.}$ (см)	C	ΔP_S (МПа)	
								расчет.	графоан.
362	16.06.91	ухудшенная зона отсутствует			24,52	50,0	-1,7	0	0
377	16.01.91	25,70	134	-2,7	26,67	8,1	0,2	0,97	
378	28.09.91	ухудшенная зона отсутствует			22,17	0,7	2,6	0	0
396	21.01.91	25,26	565	-4,1	26,40	0,2	3,7	1,10	1,32
	11.02.91	23,90	696	-4,3	27,06	20,2	-3,1	3,16	3,00
398	15.10.91	ухудшенная зона отсутствует			22,40	12,3	-0,3	0	0
410	17.01.91	23,42	432	-3,8		131,0	-2,6		
	17.02.91	21,85	338	-3,6	недовосстановленная КВД				
411	17.02.91	25,03	666	-4,3	25,54			0,51	0,97
429	22.02.91	24,27	678	-4,3	25,33	2,1	1,5	1,06	1,05
1114	15.09.91	24,01	738	-4,4	24,97	10,7	-0,1	0,96	
1093	16.09.91	24,70	418	-3,8	24,91			0,21	0,20
1113	18.09.91	23,28	637	-4,2	24,63	100,0	-2,4	1,35	
	08.11.91	23,66	903	-4,6	24,99	10,5	-0,1	1,33	1,20
1115	02.12.91	23,53	829	-4,5	недовосстановленная КВД				
	16.03.91	24,51	178	-2,9	недовосстановленная КВД				
1129	16.03.91	24,51	178	-2,9	недовосстановленная КВД				
1133	25.12.91	23,39	526	-4,0	25,34	232,0	-3,2	1,95	
1142	25.11.91	ухудшенная зона отсутствует			22,60	13,4	-0,3	0	0

поднятий воды. Она также может быть применима и для зон, где кольматация

произошла за счет других факторов.

6.7. Гидродинамическая классификация залежей нефти и газа

Залежи с наклонными контактами в незамкнутых структурах известны давно. Еще в классификациях Ф. Клаппа (1929) и И.М. Губкина (1932) выделены такие группы благоприятных для нефтегазонакопления незамкнутых структур (структурные носы и террасы). В ряде классификаций В.Е. Хаина, А.А. Бакирова, Ю.А. Притулы и др. подобные типы залежей были выделены в особые виды или подгруппы. Впервые теоретически обосновал возможность существования таких залежей с гидродинамических позиций В.П. Савченко [93]. Затем аналогичные гидродинамические залежи были подробно обсчитаны М.К. Хаббертом [116] и обоснованы принципиально новые группы залежей экранно-гидродинамические. Изложенные работы о влиянии гидродинамической обстановки на залежи нефти и газа позволили Ю.П. Гаттенбергеру [95] систематизировать и классифицировать их.

Представленные в книге примеры по влиянию гидродинамической обстановки на залежи нефти и газа юго-восточной части Западно-Сибирской провинции, позволили значительно уточнить существующие и предложить ряд новых гидродинамических критериев поиска и разведки залежей различных типов. В свою очередь, это вызвало необходимость систематизировать выявленные критерии в зависимости от вида строения залежей.

По классификации Ю.П. Гаттенбергера, выделяется три группы гидродинамических залежей: собственно-гидродинамические, экранно-гидродинамические и сводово-гидродинамические.

В группе собственно гидродинамических залежей выделяются следующие виды: залежи структурных носов и террас, залежи на моноклиналях с изогнутой поверхностью ВНК вследствие U-образного изгиба пьезометрической поверхности вод и смешанные, включающие два первых вида. По Э.Ч. Дальбергу [27], геологической причиной образования залежей с изогнутой поверхностью контакта является наличие слабопроницаемого экрана перед залежью. Ис-

ходя из этого, в предлагаемой классификации данный вид залежей отнесен к экранно-гидродинамическому типу (литологический вид).

Оставшиеся в группе собственно гидродинамических залежей - залежи структурных носов и террас так же, как и сводово-гидродинамические залежи, образующиеся в положительных структурах, характеризуются общими показателями сохранности нефти и газа, отношениями углов наклона падения пластов к углам наклона пьезометрической поверхности. Исходя из этого, данные залежи объединены в структурно-гидродинамический тип.

В группе экранно-гидродинамических залежей, в соответствии с природой экрана, Ю.П. Гаттенбергер выделял литологические, стратиграфические и тектонические залежи. В комбинации с этими экранами сюда можно отнести водно-синклинальные экраны (раздел 2.2.4). Эти и вышеперечисленные залежи характеризуются широко известными гидродинамическими критериями - наличием пьезоминимума и совпадением наклона пласта и пьезометрической поверхности.

В предлагаемой классификации дополнительно выделена принципиально новая подгруппа экранно-гидродинамических ловушек, которые характеризуются обратными показателями: пьезомаксимумом и обратным наклоном пластов. Причем экраны данных ловушек должны быть вогнуты в сторону наклона пьезометрической поверхности. В противном случае за счет лобового эффекта нефть и газ не смогут удерживаться около экрана.

Кроме этого, в существующих классификациях залежей (ловушек) достаточно хорошо известен тип линзовидных ловушек, которые теоретически могут характеризоваться как пьезоминимумом, так и пьезомаксимумом. Основным критерием выделения линзовидных ловушек может являться условие резкого падения пластового давления при отборе нефти или газа. В практике геологоразведочных работ данный кри-

терий иногда используется при подсчете запасов и известен под названием метода падения давлений. Исходя из этого, перечисленные экранно-гидродинамические ловушки выделены в самостоятельный тип, который включает в себя гидродинамически-тыловую, -лобовую и -изолированную группы ловушек. Кроме отмеченных двух основных типов залежей: структурных и экранных, могут быть и смешанные.

Применение данной классификации позволило разделить показатели сохранения залежей на структурные и экранные. К структурному показателю отнесен показатель - низкий гидравлический уклон. Экранному показателю, наоборот, вследствие лобового и тылового гидродинамического эффекта будет соответствовать резкий перепад напоров. Для гидродинамических условий юго-востока Западной Сибири структурный гидравлический уклон должен быть меньше 0,002 м/м, экранный, наоборот, более 0,1 м/м. Эффективность применения экранного критерия было показано на примере Малореченского месторождения нефти (раздел 6.4).

Кроме этого, проводимые исследования по гидродинамическим условиям формирования месторождений нефти и газа в пределах Томской области позволили значительно уточнить существующие и выявить дополнительные гидродинамические критерии поиска нефти и газа. Согласно А.А. Карцеву, залежи нефти плотностью 0.785 и 0.85 г/см³ могут сохраняться при условии, если $\alpha > 4,7i$ и $\alpha > 6,7i$, для газа $\alpha > i$ (где α - угол наклона падения пластов; i - угол наклона пьезометрической поверхности). Исследование наклонных границ ВНК Первомайского и Игольско-Талового месторождений показало, что коэффициенты гидравлического увеличения наклона залежей зависят не только от плотности нефти и пластового давления, но и от удельной теплоёмкости нефти и пластовой температуры. С учетом тепловой энергии расчетные коэффициенты увеличения наклона залежи оказались несколько ниже 4.1 и 6.3, совпав с фактически установленными.

Учитывая теоретическую предпосылку постоянства энергии на плоскости границы ВНК, предложен критерий количества ловушек. Наличие в пределах месторождения скважин, вскрывших ВНК с различными энергиями нефти, будет свиде-

тельствовать о наличии гидравлически разобщенных ловушек нефти. Высокая эффективность применения данного критерия была доказана при анализе модели Катыльгинского и Западно-Катыльгинского месторождений нефти.

Особо необходимо остановиться на определении ловушки, данной в свое время М.К. Хаббертом, как пьезометрического минимума. Дело в том, что исследование пьезометрической поверхности Лугинецкого и Останинского месторождений нефтегазоконденсата показали противоположную картину - максимальные напоры отмечались в куполах (Рис. 6-22). С физической точки зрения это вполне естественно, т.к. давление в газовых системах практически равно в любой точке и перепады пьезометрических уровней фактически зависят от перепада гипсометрических отметок пласта. Наличие в пределах месторождений участков с резко отличающимися пластовыми давлениями можно рассматривать как показатель гидравлически разобщенных ловушек газа. В свое время еще Н.Н. Ростовцев рассматривал наличие АВПД как показатель вскрытия залежи газа.

И, наконец, необходимо отметить, что в практике гидродинамических исследований скважин достаточно давно предложен В.П. Яковлевым метод гидрогеологической разведки. Метод основан на влиянии границ различного рода на характер искривления конечных участков различных кривых (КВД, КВУ, КПД и т.д.), но несмотря на это, у нас в стране в практике он не нашел широкого применения. В этой связи предложенная гидродинамическая классификация дополнена еще одним нефтегазопроисковым критерием - отношением углов наклона конечного участка кривых давлений к первоначальному i_2/i_1 , с целью непосредственного определения наличия экранов ловушек и границ залежей нефти и газа. По данному методу был сделан прогноз понижения ВНК на Западно-Моисеевском месторождении нефти, который подтвердился в процессе разведочного бурения, что позволило объединить это месторождение с Лесмуровским и Двуреченским месторождениями нефти.

Итак, предложенная гидродинамическая классификация залежей, в отличие от ранее существовавшей, значительно дополнена и уточнена, что позво-

ляет более эффективно использовать гидродинамические критерии при поиско-

во-разведочных работах на нефть и газ.

Подведем итог данной главы. Использование метода принципов И. Ньютона позволило, прежде всего, учитывая уникальность изучения движения глубоких вод как физического тела, с одной стороны, обосновать необходимость применения законов термодинамики при выводе основных формул по изучению скорости и направления ползучей фильтрации глубоких вод и, в частности, парадоксальной зависимости удельной теплоёмкости глубоких вод; с другой стороны, использовать принцип математической аналогичности и принципы теории вязкоупругости, в особенности, при изучении направления движения вод в резконеоднородной фильтрационной среде. В последнем случае впервые дано обоснование необходимости использования неинерциальных систем отсчета и разрывности фильтрационного потока (закон Кирхгофа). Выявленные законы и принципы, в соответствии с методом принципов, доказаны на основе следствия движения вод – смещения границ залежей нефти и газа.

Наряду с этим использование метода принципов позволило предсказать новые явления, происходящие в земной коре: гравитационное генерирование и латеральное кондуктивное перераспределение тепла водой, рассмотренные далее.

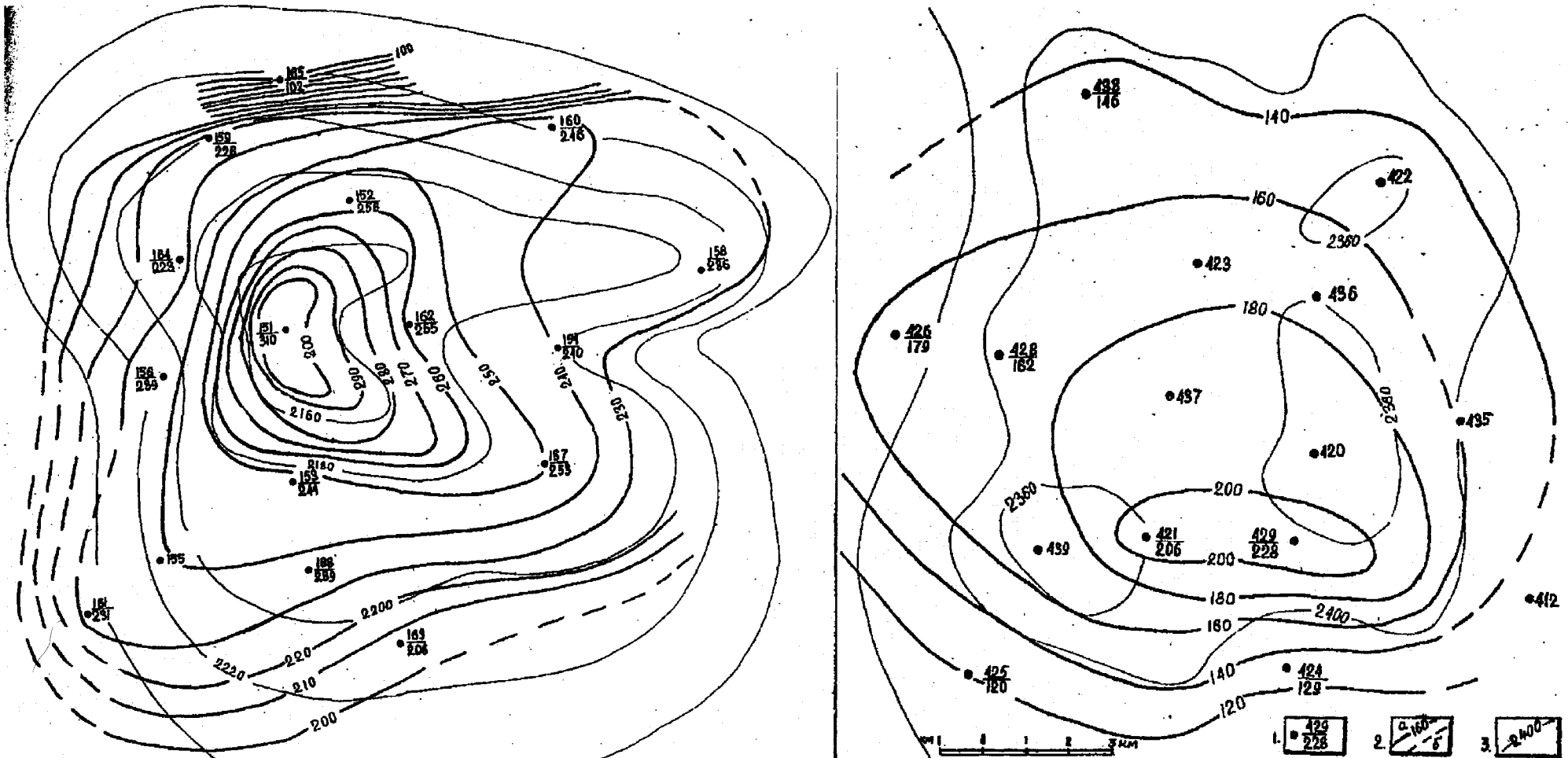


Рис. 6-22. Схематические карты приведенных напоров верхнеюрского водоносного горизонта на Лугинецком и Останинском нефтегазоконденсатных месторождениях.

По Л.С. Маньоловой:

1 - скважина, в числителе её номер, в знаменателе приведенный напор; 2 - гидроизоэпсы: а) достоверные; б) предполагаемые; 3 - изолинии кровли горизонта Ю₁.

Таблица 6.3.

Локальные гидродинамические критерии поиска и разведки нефти и газа

Гидродинамическая классификация залежей		Показатели наличия ловушки и разобщенности ловушки			Показатели сохранения залежей			Показатели наличия границы		
		косвенные	прямые		косвенные	прямые		экрана	газа	нефти
			газа	нефти		газа	нефти			
Структурные	Сводово-гидродинамические	Положительные структуры	Пьезомаксимум, равенство пластовых давлений	Пьезо минимум, равенство энергий на границах ВНК	Совпадение наклона падения пластов с наклоном пьезометрической поверхности	$a > 4 \cdot i_1$ $\rho_n = 0.785 \text{ г/см}^3$ $a > 6.3 i_1$ $\rho_n = 0.85 \text{ г/см}^3$ $i < 0.002 \text{ м/м}$	$i_2/i_1 = 1$ (отсутствие экрана)	$i_2/i_1 \leq 0$	$i_2/i_1 > 1$	
	Собственно-гидродинамические	Структурные носы, перегибы, террасы								
Экранные	Гидродинамически-тыловые	Экраны любой формы								Пьезомаксимум
	Гидродинамически-лобовые	Вогнутые экраны	$i_2/i_1 = 2$							
	Гидродинамически-изолированные	Линзы	Пластовое давление резко снижается			$i_2/i_1 = \infty$				

	Измененные представления	Дополненные представления
--	--------------------------	---------------------------

Глава 7. О роли системы вода - порода в формировании теплового поля

*«Природа проста и не роскошествует
излишними причинами вещей».*
Исаак Ньютон

Разнообразие форм движения подземных вод, многие из которых не укладываются в рамки законов классической гидродинамики, позволило еще Г.Ю. Валуко-нису и А.Е. Ходькову предположить геологическую теорию движения подземных вод, под которой они понимают "синтетическую дисциплину, ... изучающую основные закономерности равновесия и динамики подземных флюидов в геологически длительные промежутки времени" [14].

Аналогичной точки зрения придерживается В. И. Дюнин считая, что «проблема формирования *глубоких флюидов* является не только гидрогеологической, но в значительной степени геологической. Без привлечения достижений смежных геологических наук о земле (истории геологического развития, геодинамики, геохимии, литологии, минералогии, механики грунтов, *термодинамики* и др.) решить её практически невозможно» [30].

В предыдущих главах мы уже достаточно полно в общих чертах с этих точек зрения рассмотрели *гидрогеодинамику глубоких вод*. Однако, сказанное вначале этой главы позволяет говорить, что для решения проблем гидрогеодинамики, мы не можем привлечь достижения геотермии, поскольку эта отрасль знаний сама требует решения стоящих перед ней многочисленных проблем. Поэтому в данной главе пойдет речь не столько об использовании современных достижений гидрогеотермии для решения проблем гидрогеодинамики, сколько о необходимости и возможности синтеза этих двух научных дисциплин. Поскольку только *синтез знаний*, на основе интеграции этих дисциплин, возможно, позволит обнаружить новую совместную сущность процессов энергомассопереноса, происходя-

щих в земной коре. Иными словами, в этой главе речь пойдет о необходимости использования *интегрированного подхода*.

О.Г. Сорохтин, С.А. Ушаков [96], изучая источники генерации тепла в процессе эволюции Земли, исходили из двух основных критериев проверки правильности любой теории. Во-первых, такая теория должна быть внутренне не противоречивой, прочно опираться на современную физику и, конечно, не противоречить её законам и фундаментальным принципам. Во-вторых, теория, объективно отражающая действительность, должна быть самосогласованной и принципиально позволять с единых позиций количественно объяснять все явления и процессы, изучаемые в данной области естествознания с присущим рассматриваемой теории приближением.

Рассмотрение физической сути процесса ползучей фильтрации глубоких вод с позиции классических представлений показало, что данный процесс схож с явлением генерации тепла в воде и последующей его передачей за счет явления теплопроводности. Из этого, следует, что если рассмотренная физическая сущность движения глубоких вод верна, то она должна быть не противоречива условиям формирования не только гидродинамического, но и геотермического режима.

Все это вызывает необходимость взглянуть на процессы формирования режима теплового поля осадочных бассейнов, не только с позиции гипотезы радиоактивного распада, которая в последнее время подвержена существенной критике, а с позиции процессов гравитационного сжатия осадочных толщ и находящихся в них вод и возможности перераспределения тепла глубокими водами кондуктивным путем.

7.1. Об источниках генерации тепла

В XIX веке среди геологов была популярна контракционная гипотеза Эли де Бомона. Согласно представлениям этой гипотезы, основанной на идеях Канта-Лапласа о горячем происхождении Солнечной системы, наша Земля образовалась из первозданно газообразного, а затем, после сгущения, из перегретой огненно-жидкой магмы. По мере остывания Земля покрывалась все более толстой корой и сжималась, сокращаясь в поперечных размерах (происходила её контракция). Это приводило к образованию складчатых поясов Земли и возникновению землетрясений, а подкоровая магма, прорываясь наружу, создавала вулканы или внедрялась в осадочные породы, формировала гранитные плутоны.

Открытие в 1896 г. Беккерелем явления радиоактивности сыграло очень важную роль в становлении и развитии гипотезы О.Ю. Шмидта о разогревании изначально холодной Земли. Гипотеза Канта-Лапласа была в корне подорвана и главным образом, за счет появившегося радиогенно-изотопного метода определения возраста пород. Поскольку возраст земли оказался не такой уж молодой и исчисляется не несколькими миллионами лет, как считалось до этого, а миллиардами.

Гипотеза О.Ю. Шмидта сыграла, безусловно, важную роль в прогрессе и развитии современной геологии. Однако, и у

нее были свои трудности и крупные издержки.

При оценке мощности радиогенного источника в Земле всегда оставалась полная неясность о концентрации этих элементов в земной мантии. И решалась эта проблема в соответствии с геологическим мировоззрением ученых, исходя из их приверженности радиогенной гипотезы. Концентрация радиоактивных элементов в мантии определялась по условию равенства генерируемого ими тепла со средним значением теплового потока через земную поверхность (Wassenburg et al., 1964; Люстих, 1967; Любимова, 1966). В этом случае энергия радиоактивного распада должна была составлять $11,3 - 19,5 \cdot 10^{20}$ эрг/с. При такой методологии расчета автоматически и полностью исключались все остальные источники эндогенной энергии в Земле. Ярким примером явились расчеты энергии радиоактивного тепла, которые показали, что подкоровые толщи Земли практически не содержат радиоактивных элементов. Следовательно, в океанической коре (и связи с отсутствием гранитного слоя) генерация тепла должна быть меньшей, чем в континентальной. Однако, замеры фактического потока глубинного тепла через дно океанов показали практическое равенство тепловых потоков и на континентах, и под океаническим дном.

7.1.1. Роль гравитационной энергии

Первые результаты расчетов энергии тепла, выделяемого при различных процессах формирования и развития Земли, показали, что она вполне сопоставима с энергией радиогенного тепла, рассчитанной по указанной выше методике - $1,6-2,8 \cdot 10^{38}$ эрг. К числу таких глубинных источников относятся (Кропоткин, 1948; Любимова, 1966):

- гравитационная энергия (связанная с упругой энергией сжатой планеты - $2 \cdot 10^{38}$ эрг и энергией гравитационной дифференциации - $1,5-2 \cdot 10^{38}$ эрг);

- ротационная энергия (связанная с замедлением скорости вращения Земли - $0,36 \cdot 10^{38}$ эрг, с изменением колебаний ско-

рости вращения Земли - $2 \cdot 10^{38}$ эрг) и некоторые другие.

Более точные результаты оценки содержания радиоактивных элементов в мантии (по трем моделям) были проделаны О.Г.Сорохтиным и С.А.Ушаковым [96]. Оказалось, что в мантии содержится гораздо меньше радиоактивных элементов ($0,35 \cdot 10^{20}$ эрг/с), чем в земной коре ($0,91 \cdot 10^{20}$ эрг/с). На основе полученных данных ими была проведена оценка энергии радиогенного тепла по методологии, независимой от ранее применявшейся гипотезы радиогенного разогрева Земли. В результате оказалось, что вклад радиоактивных элементов в энергетические источники оказался более скромным, но, тем не менее, все же

заметным - $0,31 \cdot 10^{38}$ эрг. По их расчетам, за время геологического развития земли в её недрах выделилось $1,46 \cdot 10^{38}$ эрг гравитационной энергии, из которой $1,23 \cdot 10^{38}$ эрг перешло в тепло и $0,23 \cdot 10^{38}$ эрг добавилось к энергии упругого сжатия планеты. Из радиогенной энергии $0,12 \cdot 10^{38}$ эрг рассеялось в континентальной коре и только $0,19 \cdot 10^{38}$ эрг тепловой энергии сохранилось в мантии и пошло на питание эндогенных тектонических, совместно с оставшейся тепловой частью гравитационной энергии и $0,09 \cdot 10^{38}$

эрг тепловой приливной энергии. В сумме тепловая энергия, выделившаяся в мантии за время развития Земли, составила $1,51 \cdot 10^{38}$ эрг.

Таким образом, представленные современные факты расчетов различных источников генерации тепла в Земле, свидетельствуют в пользу ведущей роли гравитационной энергии, что не противоречит физической сути ползучей фильтрации вод о генерации тепла под действием давления воды.

7.1.2. Механизм генерации тепла в воде под действием гравитационных сил

Чтобы нагляднее разобраться в механизме генерации тепла под действием гравитационных сил и дать приблизительную оценку роли подземных вод в этих процессах, рассмотрим абстрактную скважину адиабатическими стенками, т.е. не пропускающие тепло, глубиной 2855 м, наполненную водой. Первоначальная температура залитой воды равна 0°C . Давление соответственно возрастает от атмосферного на устье до 280 бар (28,55 МПа) на забое. При этих условиях изобарная теплоёмкость воды будет уменьшаться от устья к забою от 4,218 до 4,082 кДж/(кг*К) (см. приложения). На основании уравнения Бернулли

$$\mathcal{E} = c_p * T + h * g \quad (7.1)$$

расчетная общая энергия воды на устье скважины составит 1152 кДж, на забое – 1087 кДж. Как видно из расчета, первоначально вода в скважине термодинамически неравновесна. В этой связи, под действием гравитационных сил тяжести и противодействия им нормальных сил вязкости начнется процесс генерации тепла. Одновременно с ростом температуры будет возрастать изобарная теплоёмкость, а соответственно и общая энергия воды на дне. Численно этот процесс будет происходить следующим образом. При генерации температуры на дне сосуда до 10°C теплоёмкость составит 4,0898 кДж/(кг*К), а суммарная энергия

увеличится до 1130 кДж. При температуре 15°C теплоёмкость составит 4,0937 кДж/(кг*К), энергия увеличится до 1151,6 кДж. При $15,1^\circ\text{C}$ в скважине установится термодинамическое равновесие - энергия на забое и на устье выровняется.

Усложним модель. Часть воды на забое скважины перекроем теплопроводящей перегородкой и увеличим давление в 1,25 раза до 350 бар. В этом случае удельная теплоёмкость понизится до 4,0686 кДж/(кг*К), а энергия составит 1145 кДж, что приведет к нарушению термодинамического равновесия, которое выровняется уже при температуре $16,8^\circ\text{C}$. При увеличении давления до 420 бар (в 1,5 раза) термодинамическое равновесие наступит при температуре $18,3^\circ\text{C}$. Данная модель хорошо согласуется с выдвинутым в следующем разделе предположением, что основной возможной физической причиной повышения напряженности теплового поля с уменьшением возраста тектогенеза является увеличение коэффициента аномальности пластовых вод.

Таким образом, предлагаемая модель механизма генерации тепла в воде не противоречит современным геологическим представлениям, фактам и физическим расчетам об источниках генерации тепла в земной коре.

7.1.3. Взаимосвязь напряженности теплового поля и гидродинамического режима

Известно, что существенным фактором, влияющим на величину напряженности регионального теплового поля глу-

боких частей бассейнов, является возраст тектогенеза (Рис. 7-1). Наиболее напряженным геотермическим режимом характеризу-

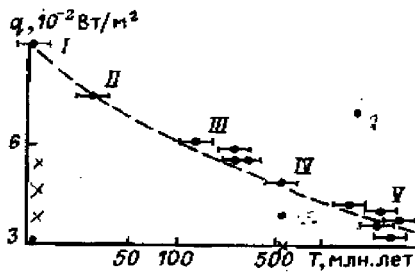


Рис. 7-1. График зависимости плотности теплового потока q от возраста складчатости.

По Р.И. Кутасу и Я.Б. Смирнову:

1 - среднее значение плотности теплового потока; 2 — колебания времени активизации. I — миеогеосинклинальные области альпийских складчатых систем; II — мегаантиклинорий Большого Кавказа и Карпат; III — области киммерийской складчатости; IV — герциниды; V — байкальские, протерозойские и архейские структуры

ются бассейны молодых платформ и геосинклинальных областей, в пределах которых плотность теплового потока и геотермические градиенты в среднем в 2-3 раза выше, чем на щитах и древних платформах.

Плотность теплового потока в различных областях составляет, мВт/м²:

- докембрийского тектогенеза от 21.4 до 62.0 (среднее 37.3),
- каледонской складчатости 28.5-71.6 (46.5),
- герцинской 25.1-80.0 (53.6),
- мезозойской 41.9-92.5 (61.5),
- кайнозойской 13.8-150.7 (74.5),
- в районах кайнозойского вулканизма на континентах 50.2-146.1 (91.7).

К.Ф. Богородицкий (1964) для различных тектонических зон приводит следующие величины геотермического градиента, °C/100м:

- древние щиты (Балтийский и Украинский) 0,6-0,9;
- платформы с докембрийским фундаментом (Восточно-Европейская и Восточно-Сибирская) 1,0-2,5;
- платформы с палеозойским фундаментом (Западно-Сибирская) 2,5-3,5;
- тектонические сооружения герцинской и каледонской фаз складчатости 1,5-2 (Урал), 2,5-3,5 (Тянь-Шань), 2-3 (Алтай), 2-2,5 (Саяны);
- тектонические сооружения альпийской фазы складчатости 2—3,5 (Карпаты), 4—6 (Крым и Кавказ), 3—5 (Копетдаг).

Физическая причина данных закономерностей до сих пор не объяснялась. Между тем аналогичная закономерность прослеживается между гидродинамическим режимом и возрастом тектогенеза. Как по-

казала обработка фактического материала Ю.А. Ежовым и Ю.П. Вдовиным [80], характер распределения пластовых давлений на глубине также зависит от возраста складчатости (Рис. 7-2). Чем моложе бассейн, тем



Рис. 7-2. Схема изменения природы пластовых давлений с глубиной.

По Ю.А. Ежову и Ю.П. Вдовицу:

Области складчатости: 1 - альпийская, 2 - герцинская, 3 - байкальская, 4 - дорифейская.

более напряженный его гидродинамический режим. Так, повышенная интенсивность восходящей миграции флюидов наблюдается в молодых впадинах, затронутых альпийской складчатостью или приуроченных к активизированным зонам молодых платформ. В них величина пластовых давлений уже с глубины 2-3 км (а в районах современного вулканизма и повышенной сейсмичности менее чем с 1 км) существенно отличается от гидростатического напора и, резко возрастая, приближается к геостатическому давлению.

В древних впадинах (области байкальской и дорифейской складчатости) переход величины пластового давления от гидростатического напора к геостатическому давлению фиксируется на глубине 5 - 7 км.

Основной причиной образования АВПД являются воды, которые захороняются в глинистых отложениях и затем, по мере погружения последних, отжимаются в пласты коллектора. С увеличением возраста за счет разгрузки вод на поверхность и истощения потенциально возможных ресурсов отжимаемых вод с определенных глубин пластовые давления уменьшаются до гидростатических. Для отжатия новых порций вод осадки должны погрузиться на большую глубину. Глинистые осадки, по мере погружения уплотняются, литифицируются и метаморфизуются, последовательно отжимая свободную, физически-связанную и, наконец, выделяя химически-связанную воду в коллектор.

На основе данных фактов можно сделать предположение, что причиной повышения напряженности теплового поля с уменьшением возраста тектогенеза, являются пластовые воды. При повышении пластового давления от гидростатического до геостатического происходит резкое увеличение генерации теп-

ла. Соответственно в молодых отложениях данные процессы начинают происходить на незначительных глубинах. По мере увеличения возраста отложений они проявляются на больших глубинах, понижая напряженность теплового поля.

7.2. Кондуктивный теплоперенос с учетом гравитационных сил

Следствием первой издержки радиогенной методологии изучения формирования теплового режима Земли, явилась вторая менее очевидная издержка, не принимавшая во внимание влияние гравитационных сил на величину уменьшения кондуктивного теплопереноса.

При таком походе считалось, что выше и ниже залегающие многокилометровые толщи, находятся в механическом равновесии и тепловой поток является произведением геотермического градиента на теплопроводность пород:

$$J = K_m * \frac{\Delta T}{l}, \quad (7.2)$$

7.2.1. Вертикальный перенос тепла

Приведенные выше результаты расчетов показывают, что увеличение температуры воды (так и других тел), может происходить от менее нагретой части к более нагретой части, причем в существенном масштабе. В этом случае вода от поверхности до дна будет находиться в термодинамическом (суммарном механическом и тепловом) равновесии и никакого вертикального кондуктивного теплопереноса происходить не будет. Для возникновения процесса теплопроводности необходим дополнительный источник тепла, тот же радиоактивный распад. Исходя из этого, зависимость (7.2) примет следующий вид:

$$J = K_m * \frac{\Delta T - T_g}{l}, \quad (7.3)$$

где T_g - температура, генерируемая гравитационной энергией.

По оценкам О.Г. Сорохтина и С.А. Ушакова [96], доля мантийного радиоактивного теплового потока составляет 13 %, в сравнении с 81 % тепловой энергии гра-

где K_m – коэффициент теплопроводности породы; l – расстояние между точками замера температур; ΔT – разность температур.

В результате, в настоящее время сложилась парадоксальная ситуация. Если относительно источников формирования теплового поля имеются уже достаточно весомые опровержения основной роли радиогенного распада и проведены количественные оценки, то теория оценки теплового потока, выносимого на поверхность Земли из её недр, остается незыблемой.

витационной дифференциации вещества. Соответственно, в земной коре, где величина радиоактивных элементов выше в 2,6 раза, доля радиоактивного теплового потока возрастет до 33,8 %. Оставшаяся доля гравитационной энергии составит 66,2 %, если пренебречь остальными тепловыми источниками: энергией тектонических движений, энергией экзотермических реакций и т.д.

Для примера в районе рассмотренного ранее Игольско-Талового месторождения нефти оцениваемая величина вертикального теплового потока составляет 60 мВт/м² [61], а согласно сделанного вывода уменьшится до 20 мВт/м².

Исходя из этих расчетов величина вертикального кондуктивного теплопереноса за счет радиоактивного распада, определяемая в настоящее время в глубоких горизонтах, возможно, завышена в 3 раза.

7.2.2. Латеральный перенос тепла

Уравнение теплопроводности (7.2) также использовалось и при оценке латерального кондуктивного переноса тепла. Перепад напоров, отражающий механическое неравновесие воды, в расчет не брался. Априорно считалось, что перепад напоров практически не влияет на величину теплового потока. В реальности это может приводить не только к существенным ошибкам, но и даже к изменению его направления в противоположную сторону.

Например, как видно из рис. 6-2, минимальная температура 85 °С фиксируется в скважине 16-И, что на 7 °С ниже, чем в скважине 15-И. Если не учитывать увеличение напора к скважине 15-И, латеральный тепловой поток будет направлен, наоборот, к скважине 16-И, а расчетная величина которого, согласно зависимости (7.3), при расстоянии между скважинами 9750 м составит:

$$J_{\phi} = 2,9 * \frac{(-7)}{9750} = -2,1 \text{ мВт/м}^2.$$

Для учета механического неравновесия выведена взаимосвязь разности пластовых температур, через разность пьезометрических напоров, согласно которой латеральный тепловой поток под действием градиента напора будет равен произведению скорости ползучей фильтрации (6.2) на пластовое давление или:

$$J_{\phi} = v_{\phi}^n P_{nl} = \frac{K_m^{\phi} T_{nl} g p}{P_{nl}} * \frac{\Delta H}{l} = \\ = \frac{2,9 * 365 * 9,8 * 1000}{28260000} * \frac{44,4}{9750} = 1,7 \text{ мВт/м}^2 \quad (7.4)$$

Как видно из приведенных расчетов, по величине тепловые потоки не только различаются, но имеют противоположные знаки, что свидетельствуют о необходимости учета внешних сил при оценке латерального направления и скорости теплового потока. Причем, в последнем случае, тепловой поток будет всегда направлен в сторону направления ползучей фильтрации вод.

7.3. Теплопроводящие и теплоизолирующие толщи

Известно, что на распределение теплового поля в земной коре оказывает влияние литологический фактор. По удельному тепловому сопротивлению выделяют теплопроводящие толщи (метаморфические, магматические, карбонатные, галогенные и водонасыщенные осадочные породы) и теплоизолирующие (глины, угли, сухие и газонасыщенные осадочные породы). Поэтому бассейны с разным литологическим составом пород характеризуются разными геотермическими условиями. Например, регионы, разрезы которых представлены преимущественно породами с высокой теплопроводностью (карбонатные или соленосные толщи), имеют более низкие величины геотермического градиента, плотности теплового потока и высокую геотермическую ступень.

Помимо вертикального конвективного перераспределения тепла теплофизические свойства горных пород оказывают существенное влияние на процесс латерального кондуктивного теплопереноса в земной коре. Известно, что глинистые породы, в особенности обезвоженные, являются не только флюидоупорами, но и хорошими теплоизоляторами и, наоборот, водонасыщенные песчаники являются не только коллекторами, но и хорошими теплопроводящими толщами. Так, например, как видно из приведенных данных в таблице 7.1, полученных при исследовании более 200 образцов, теплопроводность песчаных пород в среднем в 1,16 раза больше, чем у аргиллитов.

Таблица 7.1.

**Значения коэффициентов теплопроводности для песчаников и
аргиллитов по Западно-Сибирскому мегабассейну [61]**

Свита, стратиграфический индекс	Число образцов	Интервал отбора образцов, км	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м*К)	
			Песчаников	Аргиллитов
Покурская, К ₁₋₂	8	0,9-1,6	2,13	1,8
Киялинская, К ₁	6	1,5-2,2	2,2	1,88
Тарская, К ₁	8	1,8-2,3	2,22	1,9
Куломзинская, К ₁	17	1,9-2,5	2,26	1,95
Баженовская, J ₃	65	2,1-2,9	2,29	1,97
Георгиевская, J ₃	11	2,3-2,7	2,29	1,97
Васюганская, J ₃	26	2,2-2,8	2,29	1,97
Тюменская, J ₁₋₂	55	2,4-3,0	2,32	2,0

На основании этого можно сделать вывод, что глинистые отложения являются не только флюидоупорами, но и играют роль своеобразной адиабатиче-

ской оболочки, тем самым, способствуя увеличению латеральной теплопроводности песчаных пород, следствием которой является ползучая фильтрация.

7.4. Роль подземных вод в формировании теплового поля

Установлено, что роль подземных вод в перераспределении теплового поля заключается в смещении и рассеянии восходящих тепловых потоков при латеральном движении вод от областей инфильтрации к областям разгрузки. В результате, области инфильтрационного питания характеризуются низкой напряженностью теплового поля, а области разгрузки подземных вод повышенной. Закономерности распределения теплового поля в зависимости от динамики подземных вод прослеживаются в любом из гидрогеологических бассейнов [42].

Повышенной напряженностью теплового режима на региональном фоне отмечаются локальные и более крупные положительные структуры независимо от того, содержатся в них скопления УВ или же отсутствуют. Формирование этих аномалий обычно объясняется тепловой анизотропией пород и дополнительным переносом тепла к

сводам антиклинальных структур из синклинальных прогибов или же движением флюидов по разломам из нижележащих горизонтов в вышележащие. При этом необходимо учитывать возможность сдвига «геотермического свода», в сторону регионального движения подземных вод.

Наибольшие потери (до 25 % и более) происходят в зоне активного водообмена. По данным Ф.А. Макаренко, Б.Г. Поляка, Я.Б. Смирнова, С.И. Сергеенко и др., региональный вынос тепла на территории бывшего СССР в удельном выражении составляет 6,7 мВт/м², в Восточном Предкавказье и в Исландии эта величина равна 42 мВт/м², а на участках гидротермальных систем Курило Камчатского региона достигает 230 и Новой Зеландии –297 мВт/м². Решающую роль здесь играют два фактора: значительное количество перемещающейся воды и высокая интенсивность её движения.

7.4.1. Эволюция представлений о роли глубоких вод

Глубокие слои земной коры характеризуются затрудненным и весьма затрудненным водообменом. Поэтому считалось, что роль конвективного теплопереноса снижается, но остается достаточно ощутимой в связи с высокой избыточной температурой. В последнее время роль этого вида переноса тепла стала оспариваться.

А.Р. Курчиков и Б.П. Ставицкий [61], рассматривая развитие взглядов на проблему формирования теплового поля в пределах Западно-Сибирского мегабассейна, пришли к следующим обобщениям.

Первоначально движению вод в формировании геотермического поля отводилась первостепенная роль (Б.Ф. Маврицкий, В.А. Кошляк, Л.Н. Зорькин, Н.М.

Кругликов). Затем, используя методы математической статистики Ю.Г. Зиминым, А.Э. Конторовичем, Л.И. Швыдковым было установлено, что основной фактор перераспределения температур связан с особенностями строения фундамента (его возрастом), подтверждая взгляды А.Г. Черемского, Б.П. Ставицкого, Н.М. Кругликова. Чем моложе отложения фундамента, тем напряженней тепловое поле.

Основным аргументом, отрицающим главенствующую роль движения вод в формировании геотермического поля, явились данные А.Е. Гуревича о неприменимости закона Дарси в глубоких горизонтах. Исключение составляют лишь факты локальных возмущений геотемпературного поля, наблюдаемые в пределах некоторых поднятий, которые объяснялись гипотезой Н.М. Кругликова о мощном подтоке подземных вод за счет значительных углов наклона водоносных горизонтов.

На первый взгляд, теория ползучей фильтрации, отрицает главенствующую роль глубоких вод в формировании геотермического поля, поскольку подтверждает данные А.Е. Гуревича и в корне отвергает саму идею конвективного переноса тепла, потому что суть этой фильтрации заключается в кондуктивном теплопереносе.

Однако рассмотренная в разделе 7.1. взаимосвязь напряженности теплового поля и гидродинамической напряженности, не

7.4.2. Основной аргумент в пользу главенствующей роли системы вода - порода

До сих пор анализ геотермических данных позволял судить в общих чертах о направлении регионального стока подземных вод, поскольку для этого использовался только один показатель тепловой энергии - пластовая температура.

Установленная связь пластовой температуры с динамикой движения вод на основе термодинамического уравнения Бернулли

$$H = \frac{c_v^{\phi} * T_{nl}}{g} + \frac{P_{nl}}{p * g} + h \quad (7.5)$$

и приведенные в работе [104] расчеты энергетических напоров для многих месторождений нефти Томской области, свидетельствуют о ведущей роли глубоких вод в перераспределении локального теплового

противоречит расчетам Ю.Г. Зиминой, А.Э. Конторовича и Л.И. Швыдкова, что свидетельствует о возможной главенствующей роли вод фундамента в формировании теплового поля Западно-Сибирского мегагаббасейна. Далее восходящие тепловые потоки сквозь чехол, смещаются движением глубоких вод поскольку, как показывают расчеты, приведенные в разделах 7.2. и 7.3., величина латерального кондуктивного теплового потока, следствием которого является ползучая фильтрация, является достаточно ощутимой с величиной вертикального кондуктивного потока. Факты локальных возмущений теплового поля, как в крупных положительных структурах, так и области разгрузки подземных вод объясняются вторым началом термодинамики. В соответствии с постулатом Планка, невозможен термодинамический процесс погружения воды, а затем поднятия без увеличения её температуры.

Таким образом, здесь мы видим классическое проявление в научном познании закона отрицания отрицания или гегелевскую триаду: тезис – антитезис – синтез. Тезисом первой точки зрения была текущая фильтрация. Антитезисом второй точки зрения неприменимость закона Дарси. И, наконец, синтезом обеих точек зрения является – ползучая фильтрация.

поля. В этой связи необходимо подчеркнуть, что можно дискутировать сколько угодно по поводу источников формирования и характера перераспределения тепла в земной коре, но в конечном итоге все теории должны сводиться к практическим закономерностям.

Полученная зависимость показывает, что локально пластовая температура в первую очередь зависит от пластового давления и, возможно, от мольного объёма фильтрационной среды, а все остальные причины: литология, возраст тектогенеза и т.д. - уже являются следствием этих двух термодинамических составляющих, что и свидетельствует о ведущей роли системы глубокие воды - порода в формировании теплового поля.

7.5. Новые возможности изучения движения глубоких вод по тепловому потоку

До сих пор считалось, что подземные воды, являясь наиболее теплоемким веществом земной коры, аккумулируют тепло глубинных недр и при движении способствуют перераспределению тепловой энергии в толще горных пород. В связи с этим температурные данные использовались для выяснения степени динамичности или застойности вод в глубоких горизонтах, областей их разгрузки и др [101].

Несмотря на то, что рассмотренная теория ползучей фильтрации отрицает возможность конвективного переноса тепла, в целом, как было показано выше данный подход изучения в общих чертах направления регионального движения глубоких вод, на основе геотермических данных, оказался феноменологически верным, поскольку математический аппарат, используемый для описания конвективного и кондуктивного переноса тепла, одинаков.

Наряду с этим, использование теории ползучей фильтрации значительно расширяет возможности изучения направления движения глубоких вод по тепловому полю, поскольку характеризуется еще вторым тепловым явлением - генерацией тепла в воде, в основном за счет гравитационной энергии. Обнаружение данной новой совместной сущности энергомассопереноса в глубоких горизонтах позволяет использовать выявленную взаимосвязь между напряженностью теплового поля и гидрогеодинамическим режимом для прогноза последнего.

Установленное соответствие распределения тепловых потоков с тектоническим строением фундамента в Западной Сибири позволило А.Р. Курчинову и Б.П. Ставицкому провести его косвенное тектоническое районирование и дать оценку многим аспектам геотектонических построений, выполненных на основе только гравитационных полей и материалах других геофизических исследований.

Аналогично величины тепловых потоков (после соответствующих методических проработок) могут быть использованы для прогноза аномальности пластовых давлений при вскрытии фундамента в Западной Сибири. Поскольку в настоящее время считается, что сверхгидростатические давления в фундаменте распространяются без видимой закономерности [17]. Различная величина аномальности пластового давления и теплового потока в фундаменте также оказывает прямое и косвенное влияние на величину напоров водонапорных комплексов чехла. Прямое воздействие происходит за счет вертикальных флюидоперетоков из фундамента в вышележащие отложения чехла. Косвенное – за счет различной интенсивности вертикального кондуктивного потока, что сказывается на величинах латерального кондуктивного переноса тепла в отложениях чехла, следствием которого является ползучая фильтрация.

Исходя из этого, повышенная или пониженная напряженность теплового поля в фундаменте должна сказываться на величине коэффициента аномальности пластового давления в водоносных комплексах чехла. По мере удаления от пород фундамента различная напряженность теплового и гидродинамического поля будет нивелироваться.

Даже беглое сравнение карты плотности теплового потока в пределах Западно-Сибирской плиты (Рис. 7-3) и карты приведенных напоров в верхнеюрского горизонта Ю₁ Томской области (Рис. 7-4) подтверждают сделанные выше предположения. В целом коэффициенты аномальности пластовых давлений в районе плотности теплового потока 60 -70 мВт/м² составляют от 1 до 1,03. На севере и востоке, где плотность теплового потока понижается ниже 60 мВт/м², коэффициенты аномальности также становятся ниже 1.

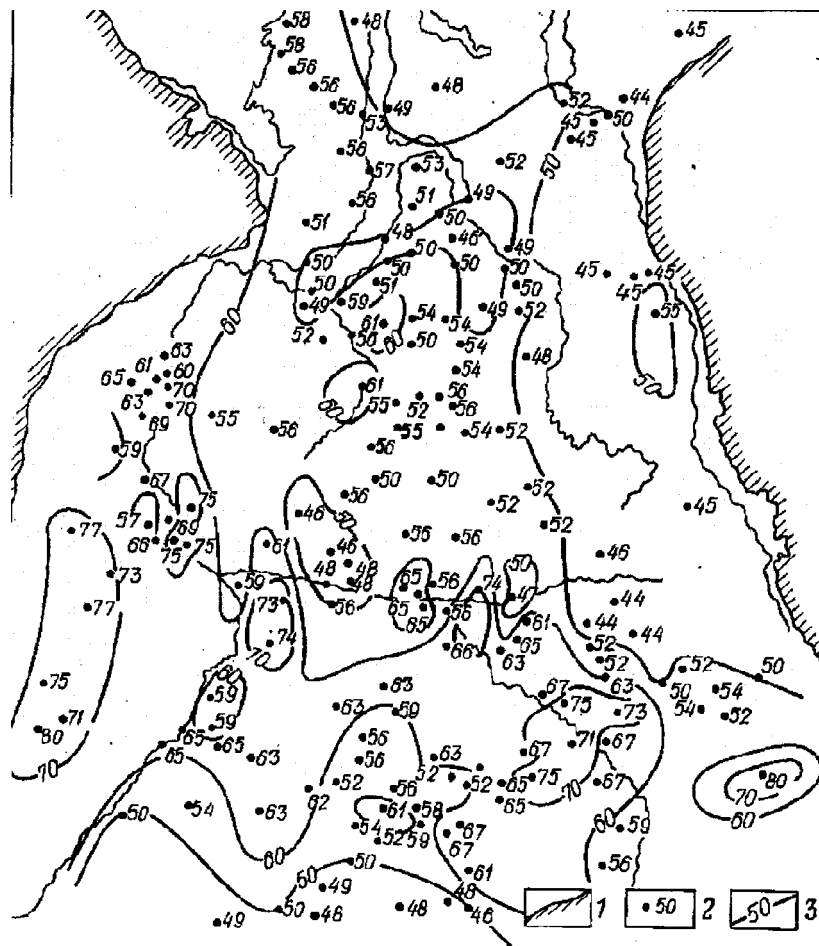


Рис. 7-3. Плотность теплового потока в пределах Западно-Сибирской плиты. По А.Р. Курчикову и Б.П. Ставицкому:

1 — граница Западно-Сибирской плиты; 2 — плотность теплового потока, мВт/м²; 3 — линии равных плотностей теплового потока.

Крупная аномалия теплового поля (более 70 мВт/м²), находится в пределах Лугинецкого, Мыльджинского, Снежного и Северо-Сильгинского месторождений углеводородов. Коэффициенты аномальности здесь достигают 1,04-1,07.

Небольшая аномалия теплового поля отмечается перед слиянием рек Оби и Ваха. По карте приведенных напоров поле характеризуется незначительным пьезомаксимумом 129 м. Фактически, как пока-

зал анализ результатов испытания Чебачьих скважин 218 и 219, приведенные напоры здесь достигают 525 м, а коэффициент аномальности 1,22.

Таким образом, данный пример наглядно доказывает новую возможность изучения движения глубоких вод по геотермическим данным прогноза аномальности пластовых давлений на больших глубинах.

В заключении данной главы необходимо выразить еще одну мысль. К решению геологической проблемы формирования теплового поля нужно подходить не просто с позиции ведущей роли глубоких вод, а гораздо шире, рассматривая эту роль в её системе с породой. Причем температура пластовой воды будет являться не просто результатом единичных геологических процессов, а, как будет показано в следующей главе, интегрированной величиной всех геологических процессов и отражающей количество информации считанной водой о породе в процессе её самоорганизации.

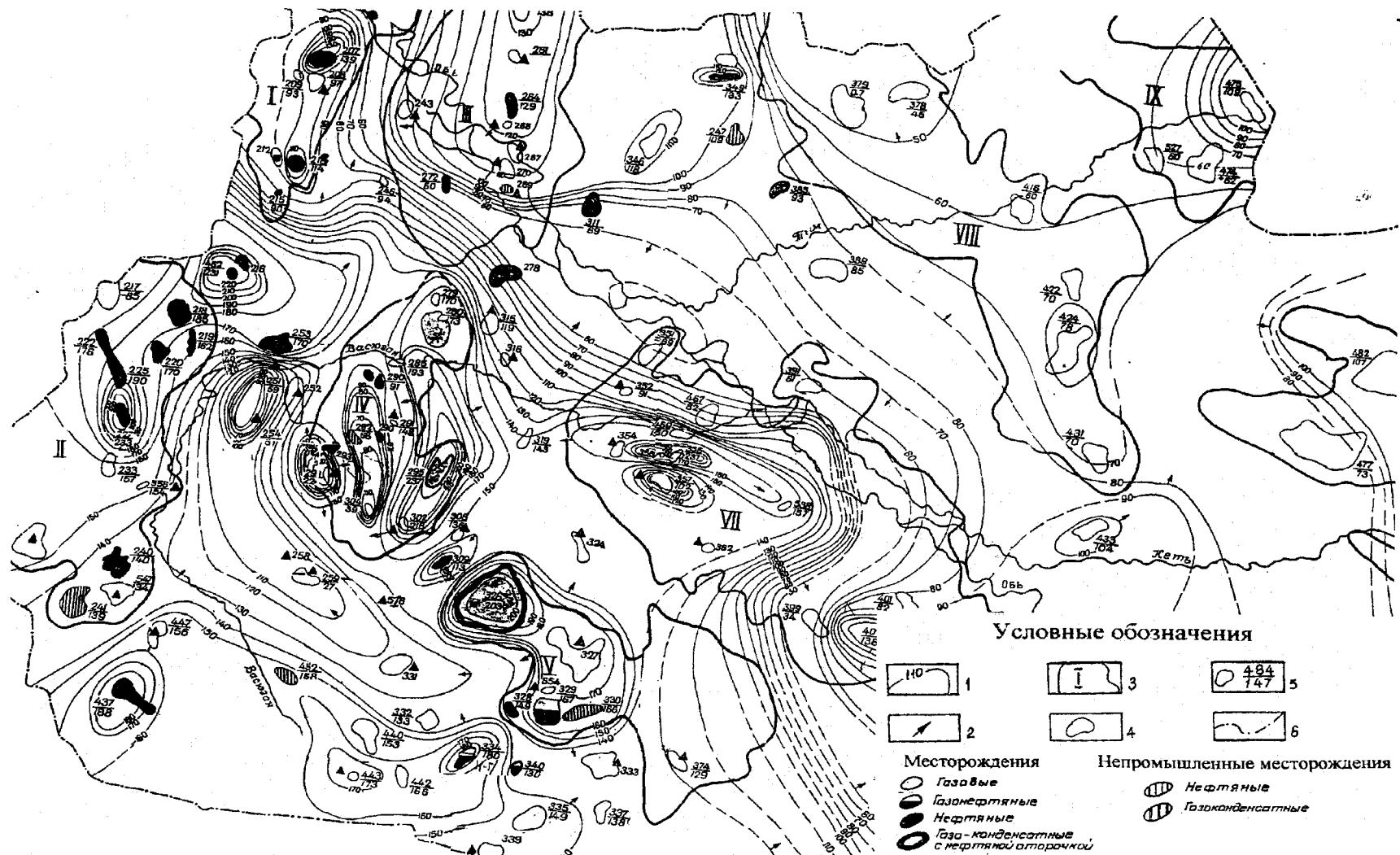


Рис. 7-4. Схематическая карта приведенных напоров верхнеюрского водоносного горизонта Ю, Томской области.

По Л.С. Маныловой:

1 – гидроизоэпсы, м; 2 – направление фильтрации вод; 3 – структуры I порядка; 4 – контуры локальных структур; 5 – дробь: в числителе номер локальной структуры, в знаменателе приведенный напор, м; 6 – границы Томской области

Глава 8. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода - порода

Несмотря на достигнутые практические результаты в области понимания геологической формы движения материи и её главной составляющей - воды, методологии её изучения и т.д., все же в настоящее время остается много неясных и спорных вопросов. Важнейшим из них является вопрос об иерархии положения геологической формы по отношению к другим формам, занимающей строго определенную иерархическую ступень в развитии материи. В связи с этим вопросом встает и другой вопрос о взаимосвязи геологической формы с синергетикой, которая также является, по образному выражению, мостом, позволившим соединить живую и неживую природу. Не менее актуально стоит проблема информации в геологических системах [122].

Понятие информации тесно связано с понятием второго начала термодинамики энтропией, согласно которого *энтропия должна стремиться к максимуму для закрытых систем*. Однако, проведенные Ф.А. Летниковым исследования [151], на базе фундаментальных идей В.И. Вернадского, Д.С. Коржинского, А.Л. Яншина, В.А. Жарикова, А.Э. Конторовича и др. доказывают, что большая часть геологических систем относится к разряду открытых, нелинейных, динамически активных, постоянно обменивающихся веществом и энергией с окружающим пространством. Все эти свойства служат признаком самоорганизующей системы. Под последним понимают способность системы самостоятельно выбирать один из множества возможных путей эволюции, сопровождающихся *уменьшением производства энтропии*.

Одной из геологических систем, наиболее полно удовлетворяющих критериям самоорганизации, является система вода – порода, составная часть более общей ос-

новополагающей для земной коры системы вода – порода – газ – органическое вещество, активно развиваемой в последние годы С.Л. Шварцевым [122] с точки зрения гидрогеохимии. По его инициативе в 2005 г году вышел первый том пятитомного издания «Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода – порода» [21]. В многотомнике планируется изложить решения геологических проблем с позиции гидрогеохимии, а не с позиции минералогии и литологии, как-то принято в других изданиях. Для этого, как считают авторы, имеется несколько причин. Так, при современном анализе многих геологических явлений недоучитывается именно роль воды как наиболее активного компонента земной коры. Отсюда картина часто рисуется неполная, а иногда и не реальная. В целом, роль воды в современной геологии принижена и в повседневной научной работе слабо учитывается. Поэтому многотомник планируется написать для решения далеко не только гидрогеохимических, а, главным образом, геологических проблем, но гидрогеохимическими методами.

В предыдущей главе мы уже показали возможность возврата к гипотезе ведущей роли вод в формировании теплового поля, т.е. опять-таки решения геологической проблемы с позиции гидрогеотермии.

В этой главе речь впервые пойдет о решении некоторых геологических проблем (сохранности пор, возникновении землетрясений и др) с позиции гидрогеодинамики. Решение этих и других вопросов, в конечном итоге, необходимо для дальнейшего развития методологических принципов в познании геологических закономерностей и явлений.

8.1. Механизмы управления в системе вода - порода

Чтобы глубже понять необходимость изучения проблемы самоорганизации процессов в системе глубокие воды - порода необходимо еще раз напомнить, почему, казалось бы, в тех же Египетских пирамидах произошло затекание плит в зазоры в течение чуть более двух тысячелетий, а поры сохраняются в течение многих миллионов лет. Причем под действием нагрузок, превышающих нагрузки египетских плит на два порядка и более. Между тем при добыче нефти, газа и воды происходит приседание поверхности земли над разрабатываемыми месторождениями.

Правильный путь решения этой проблемы в последние годы предсказал А.А. Граусман [24] с позиции концепции рассмотрения осадочной породы как *двух разнородных несмешивающихся жидкостей*. Основываясь на эту концепцию, он делает вывод, что причиной сохранности порового пространства на больших глубинах, является релаксация напряжений в горной породе с окружающей средой (водой), что можно рассматривать, как проявление *саморегулирования и самоорганизации системы вода – порода*.

Прежде чем перейти к подробному рассмотрению механизма прекращения «текучести» горных пород и сохранению поро-

вого пространства, необходимо кратко рассмотреть основную идею этой концепции.

В основу концепции *«двух разнородных несмешивающихся жидкостей»* положена аксиома, что твердые тела при приложении к ним в течение длительного времени нагрузки необратимо деформируются и проявляют свойство течения. Но, как было показано выше, при изучении с классической позиции физической сути свойств текучести и ползучести воды, эти два свойства в корне отличаются друг от друга. Исходя из данных представлений твердые тела при приложении к ним в течение длительного времени нагрузки, не превышающей предел упругости (основное отличительное свойство твердых тел от жидкости) будут ползти. С другой стороны, как было отмечено в этой теории, вода по мере погружения на большие глубины также начинает проявлять свойство твердого тела – ползучесть. Поэтому далее, перефразируя выражение А.А. Граусмана, под осадочной породой будем понимать – *два разнородных несмешивающихся твердых тела*. Теперь становится более понятной *физическая причина сохранности порового коллектора, заполненного «твердой водой»!*

8.1.1. Механизм перехода текучей фильтрации в ползучую

Теперь попытаемся более подробно представить механизм управления применительно к самоорганизующейся системе вода-порода (*Рис. 8-1*). В целом, механизм управления любой системы состоит из двух контуров обратной связи (ОС). В первом контуре происходят процессы саморегуляции с циркуляцией оперативной информации. Второй контур связан со структурной информацией, отбираемой и запоминаемой после множества «полезных следов» воздействия, контур накопления разнообразия и его формирование в определенную структуру (иначе говоря, непосредственно контур саморазвития и самоорганизации систем).

Под *объектом управления* будем рассматривать воду, находящуюся в водном горизонте. При отсутствии внешнего воздействия среды вода находится в гидродинамическом равновесии. Под внешним воздействием на систему будем понимать выпадение атмосферных осадков в зоне питания водоносного горизонта, в результате чего происходит нарушение гидродинамического равновесия. Соответственно в системе появляется цель: восстановление гидродинамического равновесия.

В качестве *измерителя оперативной информации* выступает перепад напоров между зоной питания и зоной разгрузки.

Далее, управляющий субъект «вода – порода» принимает решение, с какой скоростью фильтроваться воде, в зависимости от структурной памяти поступающей из II контура ОС: воды - помнить свою вязкость и породы - помнить коэффициент фильтрации. Затем, подает сигнал в виде текучей фильтрации на изменение оперативной информации или уменьшение перепада напора. Измерение и анализ этой информации системой вода – порода приводит ко второму циклу, а затем к третьему и т.д. до наступления в системе гидродинамического равновесия или прекращения процесса фильтрации воды по закону Дарси.

Итак, мы рассмотрели только I контур ОС с циркуляцией оперативной информации по изменению напора, привлекая из II контура структурную информацию. Фактически как вода, так и порода характеризуются многообразием различных свойств, которые в целом и составляют основную ячейку II контура обратной связи накопленной структурной информации, «опыта, памяти и т.д.» Но через семантический фильтр пропускается только два свойства системы вода – порода. Причем согласно обобщенной модели в начале II контура через семантический фильтр пропускается оперативная информация о существующем перепаде напоров, эта информация, по сути, и служит сигналом для выбора из всего многообразия свойств воды и породы, только той структурной информации, которая необходима для принятия системой решения, с какой скоростью двигаться воде.

Конкретизируем это, вернувшись обратно к I контуру, где мы остановились на моменте прекращения фильтрации воды по закону Дарси, в случае когда градиент напора становится равным начальному. В результате, механизм управления анализирует эту оперативную информацию, пропуская её через семантический фильтр и подает сигнал, опережающий информацию на закрытие, по образному выражению С.Л. Шварцева, «ячейки», пропускавшей старую структурную информацию, характеризующую текучую фильтрацию. Одновременно

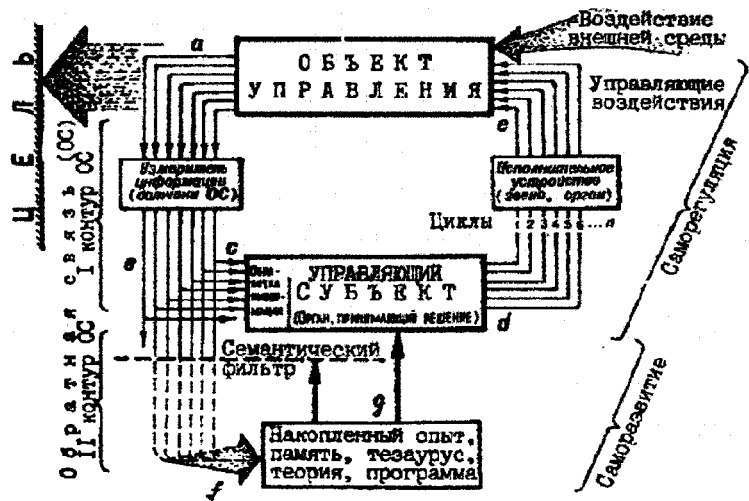


Рис. 8-1. Обобщенная модель механизма управления для самоорганизующихся систем.

По Р.Ф. Абдеву

происходит открытие новой «ячейки» с пропуском новой структурной информации о теплопроводности воды и породы, характеризующей свойства ползучей фильтрации для принятия решения системой, с какой скоростью двигаться воде. В рассматриваемом случае процесс саморегуляции продолжается, хотя с меньшей скоростью, но появляется новая цель - восстановление термодинамического равновесия.

При переходе турбулентной фильтрации в ламинарную происходит закрытие только части «ячеек», характеризующих коэффициент нелинейной фильтрации.

Таким образом, при движении воды по закону Дарси она стремится к гидродинамическому равновесию со стенками пор. При снижении градиента напора до начального данное равновесие наступает, и текучая фильтрация прекращается, но «начинает нарушаться» уже во всем объеме термодинамическое равновесие, что, в свою очередь, вызывает новое движение – ползучую фильтрацию. Иными словами, система подключает новые механизмы, вызывающие дальнейшее её движение (развитие), заключающееся в преобразовании внутримолекулярной хаотической энергии в направленную тепловую, т.е. проявляется основной фактор самоорганизации системы вода – порода её равновесно-неравновесный характер.

8.1.2. Механизм сохранности порового пространства

При увеличении воздействия на водонапорную систему внешней среды – отложения осадков, происходит упругое сжатие системы вода-порода. В системе появляется цель – восстановление механического равновесия. В качестве измерителя информации здесь выступают два показателя: показатель уменьшения порового пространства и показатель увеличения напора. В результате система принимает два решения, с какой скоростью фильтроваться воде и деформироваться породе. И далее система исполняет эти решения, уменьшая действие внешней силы и замыкая I контур ОС. Затем осуществляется 2 цикл, 3 и т.д., т.е. происходит процесс саморегуляции нарушенного в системе механического равновесия с циркуляцией в системе 2 элементов оперативной информации.

Еще более усложняется механизм саморазвития системы во II контуре. Оперативная информация, проходя через семантический фильтр, постоянно меняет в свою очередь, два параметра структурной информации. Уменьшение порового пространства изменяет коэффициент проницаемости породы, это опережающее отражение поступает в блок принятия системой решения, с какой скоростью ей фильтроваться по закону Дарси. Уменьшение напора воды отражает уменьшение её сжатости, эта структурная оперативная информация также поступает в блок принятия системой решения, с какой скоростью ей сжиматься.

Через некоторое время порода полностью упруго деформируется и в семантическом фильтре открывается дополнительная ячейка, пропускающая через себя функцию ядра ползучести или «функцию памяти» [2]. В результате, в породе начнутся циклы вязкоупругой деформации или процесс заползания породы в поры. Градиент перепада напоров снизится до начального, и в семантическом фильтре произойдут выше описанные изменения. Переход свойства текучести в ползучесть воды, в свою очередь, вызовет переоткрывание яче-

ек в семантическом фильтре, снижая скорость уменьшения порового пространства.

При отложении новых осадков рассмотренные процессы уменьшения порового пространства будут повторяться, но уже более медленными темпами. Поскольку скорость вытеснения воды уменьшится, из-за понизившейся пористости и проницаемости. При отложении следующих осадков эти темпы будут продолжаться снижаться. В конечном итоге, в определенный момент времени пористость пласта уменьшится до такого предела, что в семантическом фильтре престанет открываться ячейка, пропускающая свойства системы фильтрования воды по закону Дарси. Произойдет скачок системы на новый уровень саморазвития и самоорганизации. Скорость прироста литостатического давления породы начнет опережать скорость снижения пластового давления системы. В результате, в системе возникнет АВПД, которое дополнительно будет препятствовать снижению порового пространства. А при достижении и превышении пластового давления над литостатическим система поменяет решение. Пористость породы начнет, наоборот, увеличиваться за счет образования трещинного коллектора.

Кроме этого, если к рассмотренным процессам добавить процессы элизионного отжатия вод в пласты, то читатель уже без лишних комментариев сможет сам проследить дополнительные изменения в модели механизма управления и еще глубже понять причины сохранности пор на больших глубинах благодаря кибернетическим процессам, происходящим в системе вода-порода.

В целом можно заключить, рассмотренный механизм сохранности порового пространства на больших глубинах обеспечивается благодаря наличию в нем воды. Вода является тем «механизмом», который сначала снимает огромные вязкоупругие вертикальные напряжения, возникающие в скелете породы, а затем, меняя их направление на латеральное, выносит их на поверхность.

8.2. Об уровнях организации геологических форм движения воды

8.2.1. Основное опровержение идеи геологической формы движения материи

Несмотря на предпринятые попытки развития идеи о геологической форме движения материи в гидрогеологии, в целом в геологии данная идея не развивалась. Причиной тому явилась «коммунистическая идеология», рассматривавшая идеи классиков марксизма-ленинизма не как учение, а как догмы. В том числе идею Ф. Энгельса о последовательности развития различных форм движения материи. В результате, в связи с бурным развитием самой геологии в прошедшем XX веке частично идея Ф. Энгельса начала противоречить не только современному философскому мировоззрению, но и новым геологическим представлениям.

Как известно, базовой основой идеи о развитии различных форм движения материи послужила космогоническая гипотеза П. Лапласа возникновения и смены различных ступеней развития солнечной системы и Земли. Используя её, Ф. Энгельс предложил последовательность развития форм движения материи: механическую, физическую, химическую и биологическую и т.д. «Геологические процессы в этом ряду, он считал, занимают промежуточное место, между химизмом и жизнью, представляя собой те условия, при которых усложнение органического вещества доходит до образования белка. Последовательное усложнение форм жизни достигает своего высшего развития в человеке, с возникновением которого природа приходит к осознанию самой себя. Вместе с человеком процесс развития материи выходит за пределы собственно природы и вступает в область развития общественно-экономических формаций» [48]. Таковы вкратце, по Ф. Энгельсу, этапы становления различных форм движения материи на земле, послужившие Б.М. Кедрову базовой основой для обоснования геологической формы движения материи.

Однако, открытие радиоактивности и последовавшие за этим опровержения в начале XX века космогонической гипотезы Лапласа, фактически свело к нулю базовую

основу идеи геологической формы движения материи и, как следствие, лишило геологию базовой методологии познания её законов. В связи с этим, в геологии наметились две тенденции. В.П. Ковалев [25] по этому поводу писал следующее. «С одной стороны обращает внимание на себя несостоятельность идеала лапласовского детерминизма², необоснованное желание видеть везде и всюду «железные» закономерности без обязательных в этих случаях жестких процедур верификации³ (вот поэтому даже наиболее фундаментально проработанные геофизические модели не оправдывают возлагаемых на них надежд), с другой стороны происходит отрыв геологии от других естественных наук: механики, физики, химии и т.д. и её отставание в области методологии, опору на архаичные идеи, из-за чего вымысел, миф и сказка, – частые гости в геологических концепциях».

Таким образом, еще в 20-х годах в геологии возникла острая необходимость в новой мировоззренческой концепции. В этой связи, возникла дискуссия о характере геологической науки – прикладной или все же фундаментальной. Все это требовало новых мировоззренческих подходов к геологии – как науке, являющейся фундаментальной, со своими законами развития, но не прикладной науки, описываемой только законами физики, механики, химии и т.д.

² Детерминизм - философская концепция признающая объективную закономерность и причинную обусловленность всех явлений природы и общества.

³ Верификация - проверка истинности теоретических положений, установление достоверности опытным путем.

8.2.2. Кибернетическая альтернатива космогонической гипотезы Лапласа

В конце 70-х - начале 80-х советский кибернетик Р.Ф. Абдеев, исходя из новых мировоззрений, значительно усовершенствовал материалистическую теорию Ф. Энгельса о развитии различных форм движения материи и, в частности, предложил новую иерархию уровней её организации, в зависимости от *уровня отражательной способности*. Всего им выделяется восемь уровней организации систем. В отличие от космогонической гипотезы Лапласа, первые четыре уровня им связываются с этапами становления кибернетического механизма управления, который не был дан изначально в природе и формировался в процессе развития различных форм материи (Рис. 8-2). Следующие уровни уже относятся непосредственно к живой природе и детализируют представления Ф. Энгельса⁴, поэтому рассмотрим только первые четыре уровня.

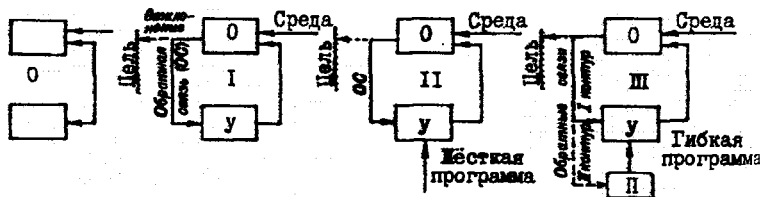


Рис. 8-2. Этапы становления механизма управления.
О - объект управления У - управляющее звено II - память

Тем самым, согласно иерархии различных форм движения материи в зависимости от отражательной способности, само понятие геологическая форма движения материи, как отмечает Р.Ф. Абдеев [1], остается дискуссионным. Аналогичного мнения придерживается В.П. Ковалев [39] считая, что специфика вещества Земли заключается в его включенности в процессы разного ранга (от микро- до мегауровней), представляющие собой сложную иерархию систем и подсистем, т.е. геологическая форма

движения материи (воды), занимающая строго определенную иерархичную ступень, фактически распадается на несколько уровней.

1-й уровень - статических структур, или так называемый уровень оснований. Данному уровню систем характерна первичная форма отражения, когда информация не выделяется из общего содержания взаимодействия. На этом уровне при магматизме произошло зарождение воды, и возникла метеогенная или гипергенная форма её движения.

2-й уровень - простых динамических систем с детерминированным движением (солнечная система, круговорот воды) с реакцией лишь на текущее воздействие. Появляется цель самосохранения. На этом уровне возникла седиментационная или осадочная форма движения воды, и появление турбулентной фильтрации, которая, при диагенной форме, перешла в ламинарную фильтрацию.

3-й уровень - авторегуляции систем или *уровень термостата*. Функциональной отличительной особенностью авторегулируемых систем третьего уровня от второго является возникновение механизма управления. *Передача и анализ информации - существенная функциональная особенность систем на этом уровне.* Уровень термостата характерен для геологических форм движения воды, на температуру которых не оказывает влияние сезонная изменчивость температур.

К ним можно отнести катагенную и метаморфогенную форму движения воды, при которых происходит смена вида фильтрации текучей на ползучую.

4-й уровень - самоорганизующих структур, или уровень клетки. Считается, что на данном уровне формируется опережающее отражение - память и живое начинает отличаться от неживого [1].

Однако, бурное развитие в последнее время синергетики показало, что процессы саморегуляции и самоорганизации присущи не только живой природе, но и неорганической, и, в частности, геологической системе

⁴ 5-й уровень - растений; 6-й уровень - животных, для которого характерно появление психики и коммуникативности; 7-й уровень - человека с высшей формой отражения (сознания, мышления); 8-й уровень - человеческого общества, этапы самоорганизации которого - общественно-экономические формации; возможный следующий; 9-й уровень - внеземных цивилизаций.

вода - порода, что позволяет рассматривать данный уровень как переходную ступень от неживой природы к живой. В системе возникает опережающее отражение – память. На этой стадии организации системы вода – порода полностью завершается формирование механизма управления и появляется структурная информация. По мнению С.Л. Шварцева [122], уже сама структура водного раствора включает в себе механизмы оценки, переобработки и передачи информации. Данное положение также подтверждается исследованиями Ю.А. Колясникова [56], который считал, что «важным элементом тетрамерной модели воды является наличие в ней правых и левых по распределению внутренних водородных связей. А как полагали еще П. Кюри и В.И. Вернадский, правизна-левизна живого вещества есть следствие диссимметрии среды, в нашем случае - воды. В результате в концентрированных растворах кремнезема и биополи-

8.2.3. Удельная теплоёмкость глубоких вод как закономерность авторегулируемой системы вода - порода

В главе 5 была изложена методология вывода формулы удельной теплоёмкости глубоких вод как закономерности метаморфогенной формы движения воды. Закономерности высших уровней развития материи, так или иначе, включают в себя закономерности низших уровней, но отнюдь не сводятся к ним [1]. В соответствии с альтернативной иерархией, попытаемся рассмотреть повторно эту методологию соподчиненности закономерностей разных уровней, исходя из следующей возможной кибернетической картины развития гидросферы и её законов.

Первоначально процесс образования гидросферы, как полагал А.Н. Павлов [39], начался с образования «неподвижного» слоя гигроскопической влаги, который мог быть удален только при температурах +140 - +350 °С. Эти физически связанные воды с горной породой были одной из первых известных форм природных вод. На этом этапе образования гидросферы, характеризующем метеогенную (гипергенную) форму движения воды, проявлялись наиболее общие законы природы: закон сохранения энергии, сила действия равна силе противодействия и т.д. Далее, вслед за сорбцией воды возникли процессы гидратации и гид-

меров конформная им вода переходит в связанное состояние, когда тетрамеры “развязываются”, образуя правые и левые спиральные цепочки, в которых в связи с квадратностью молекул можно кодировать некую информацию. Так, генетический код, ключом к которому служат 4 типа молекул с разным распределением зарядов, однозначно записан на водной матрице, где отражены и объясняются все его нюансы.

К 4 уровню можно отнести геологические формы движения воды, происходящие на стадии метаморфизма, поскольку именно на этой стадии движение вод происходит химический синтез воды за счет перекристаллизации кристаллической решетки.

Таким образом, рассмотренная кибернетическая картина развития не противоречит существующим представлениям о различных геологических формах движения воды.

ролиза, т.е. вода начала входить в кристаллическую решетку минералов.

В дальнейшем, при остывании земной поверхности до +100 °С и насыщении её физически и химически связанными водами, началась конденсация гравитационной воды, причем вначале подземной, а затем поверхностной. Разумеется, границу между этими стадиями провести трудно. Правильнее, наверное, говорить, что вначале преобладало накопление вод литосферы, а на завершающем этапе накопление океанических вод. Одновременно с накоплением гравитационных вод возникает гидрологический круговорот воды и происходит переход на вторую стадию организации движения в системе вода – порода. Образование осадочной и диагенной формы движения воды идет по частным законам Дарси и Бернулли, которые включают в себя более общие законы природы первого уровня организации систем (закон сохранения энергии, сила действия равна силе противодействия и т.д.).

По мере образования осадочных пород, их сноса и отложений образуется катагенная, а затем метаморфогенная форма движения воды и возникает геологический круговорот воды. В результате осуществля-

ется переход организации движения воды в системе с породой на третий уровень. Одновременно с этим происходит дальнейшее усложнение законов, управляющее этим движением.

Ярким доказательством этого явились выведенные зависимости удельной теплоёмкости глубоких вод (5.9) и (5.14). Как уже отмечалось, характерной функциональной особенностью систем третьего уровня является передача и анализ информации. Расчеты молярного объёма породы по формуле (5.13) произведены на основе данных замёра только двух параметров воды: давления и температуры. Тем самым можно сказать, что вода как бы помнит информацию о мольном объёме породы. Данный факт позволяет уже рассматривать глубокие воды как материю, несущую в себе проанализированную о породе информацию, закодированную в виде зависимости (5.14) и пере-

данную ей самой породой, что является важнейшей функциональной особенностью систем третьего уровня.

Таким образом, рассмотренную парадоксальную формулу расчета удельной теплоёмкости воды в системе с породой (5.14), можно отнести к третьему уровню авторегулируемой системы вода - порода, которая описывается закономерностями второго уровня через зависимость (5.9). Наряду с этим, важно понять другое, что многие формы движения (развития) материи и их законы, происходящие в недрах Земли, действительно, наверное, находят на более высокой иерархической ступени (3 и 4), познание их только начинается и будет возможным только благодаря новым мировоззренческим подходам с позиции кибернетики и синергетики.

8.3. Энтропия и нелинейность процессов

В настоящее время количество информации, отождествленное Н. Винером (1959) с отрицательной энтропией (негэнтропией), стало, подобно количеству вещества или энергии одной из фундаментальных характеристик явлений природы. Введение понятия энтропии в теорию информации явилось, по выражению Луи де Бройля, «наиболее важной и красивой из идей, высказанных кибернетикой», и рассматривается как большой вклад XX века в научную мысль.

Понятие энтропии первоначально было введено Р. Клаузиусом (1852 г) с целью более удобного описания работы тепловых двигателей

$$S = \int_{\text{квст}} \frac{\partial Q}{T}, \quad (8.1)$$

где S - энтропия; Q - количество теплоты, полученное телом; T - температура тела.

В дальнейшем, усилиями многих ученых, и, прежде всего Л. Больцмана, это понятие стало играть универсальную роль. Установленная им в 1929 г связь между энтропией и вероятностью, выражающейся в его знаменитой формуле (8.2), стала мерой вероятности информационных систем и явилась основой теории информации (работы Л. Сцилларда, К. Шеннона)

$$S = k * \ln W, \quad (8.2)$$

где k - постоянная Больцмана $(1.380622 \pm 0.000044) * 10^{-23}$ Дж/К, W - термодинамическая вероятность состояния.

И, наконец, в 1944 г работами Э. Шредингера понятие энтропии еще более расширилось - до понимания её как меры дезорганизации систем любой природы. Эта мера простирается от максимальной энтропии ($S=I$), т.е. хаоса полной неопределенности, до исчезновения энтропии ($S=0$), соответствующего наивысшему уровню организации, порядка. Это позволило связать энтропию с информацией, поскольку они характеризуют реальную действительность с точки зрения именно упорядоченности и хаоса, причем информация выступает мерой упорядоченности, энтропия - мерой беспорядка.

Энтропия и информация служат, таким образом, выражением двух противоположных тенденций в процессах развития. Альтернативность и взаимосвязь понятий энтропии и информации нашли отражение в формуле:

$$S + J = I. \quad (8.3)$$

8.3.1. О «тепловой смерти» глубоких вод

В соответствии с гипотезой Р. Клаузиуса «тепловой смерти Вселенной», в системе вода - порода по мере её погружения также должна наступить тепловая смерть, т.е. фильтрация должна прекратиться, а поры полностью исчезнуть. Такой точки зрения придерживались Б.Л. Лычков, Н.К. Игнатович, Н.И. Толстихин, Е.В. Посохов, И.К. Зайцев, Е.Ф. Станкевич и мн. др., считая, что с глубиной фильтрация прекращается, образуя застойные или относительно застойные зоны. Пористость с глубиной достигает 1 %. В этом случае энтропия должна приблизиться к максимуму. Однако, данная линейная экстраполяция возрастания энтропии не имеет места. В реально-

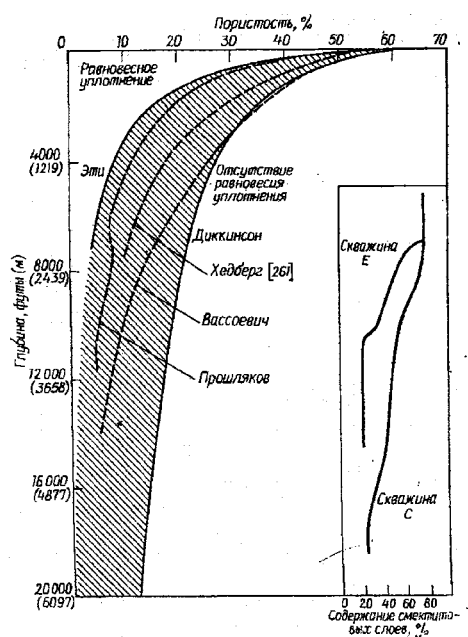


Рис. 8-3. Зависимости изменения пористости с глубиной.

сти допускается, что Вселенная может эволюционировать по нелинейной экстраполяции, непрерывно и монотонно, никогда не приходя в состояние термодинамического равновесия. Аналогичное эволюционное нелинейное развитие наблюдается в системе вода — порода.

О нелинейных темпах изменения скорости движения подземных вод с глубиной можно судить по данным, полученным например в Припятском (Белоруссия) артезианском бассейне (Рис. 8-4), где скорость движения вод с глубиной убывает по логарифмической зависимости:

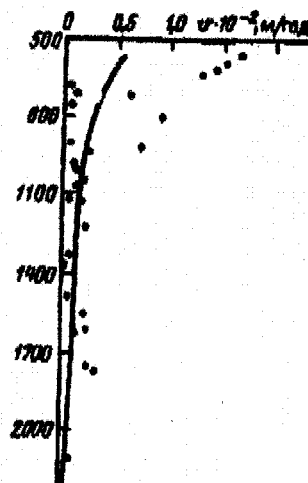


Рис. 8-4. Зависимость скорости подземных вод от глубины в Припятском артезианском бассейне.

$$\lg v_{\phi} = 4,98 - 1,91 \lg H, \quad (8.4)$$

где v_{ϕ} — скорость фильтрации; H — глубина.

Аналогичные нелинейные темпы снижения отмечаются и на зависимостях изменения пористости глин с глубиной (Рис. 8-3). Эти закономерности также установлены для глин Московского бассейна, Западно-Сибирского мегабассейна, Ферганской впадины, Предкавказья и многих других районов. Пористость песчаных и карбонатных пород с глубиной уменьшается значительно медленнее, чем глинистых. По А.Е. Гуревичу, уменьшение пористости с глубиной носит либо логарифмический характер:

$$t = t_0 - a \ln b H, \quad (8.5)$$

либо экспоненциальный:

$$t = t_0 e^{-cH}, \quad (8.6)$$

где t — пористость породы на глубине H ; t_0 — начальная пористость; a, b, c — числовые коэффициенты, определяемые при статистической обработке фактического материала.

Таким образом, данные факты свидетельствуют о том, что система вода — порода развивается эволюционно по нелинейной зависимости, и в ней никогда не прекращаются процессы фильтрации и сохраняется коллектор.

8.3.2. Энтропия и удельная теплоёмкость глубоких вод

Информация является главным звеном в учении о самоорганизации материи. Подчеркивание доминирующего значения информационного аспекта в процессах организации системы вода – порода отнюдь не означает отрицание роли энергетических превращений. Поэтому важно понять специфику взаимосвязи информационных и энергетических аспектов в процессах организации геологических систем.

Общим для любых систем (биологических, технических, геологических) является то, что высококачественная энергия – химическая, физическая, электрическая, механическая – после считывания информации превращается в низкокачественную, тепловую энергию. Следовательно, здесь происходят два взаимосвязанных и как бы противоположных процесса. Введение новой информации, понижает энтропию системы в кибернетическом смысле. Превращение различных видов энергии в тепловую означает повышение энтропии в термодинамическом смысле. Для глубоких вод, если взять интеграл из формулы (8.1), то энтропия системы вода – порода при изобарно-изотермической квазистатической обстановке примет вид:

$$S_{nl} = c_p^{nl} \cdot \ln T_{nl} + const. \quad (8.7)$$

исходя из которой видно, что увеличение пластовой температуры с глубиной неизбежно должно приводить к уменьшению удельной теплоёмкости, если система вода – порода является открытой для обмена веществом и энергией с окружающим пространством.

Если использовать величину c_p^{nl} , рассчитанную на основе параметров дисцилированной воды (5.9), то происходит увеличение энтропии с глубиной (Рис. 8-5). Это свидетельствует, что чисто энергетический обмен информацией между водой и породой недостаточен для того, чтобы система перешла в разряд самоорганизующейся. Реально система вода – порода обменивается еще и веществом, что проявляется в химическом захвате воды породой на стадии седиментации и диагенеза и последующей её отдачей при метаморфизме пород, в увеличении минерализации воды, выпадении солей из воды и других процессах.

Исходя из этого, оценим возможность уменьшения энтропии путем использования параметров морской воды и её растворов [88], приведенных в приложениях. По этим данным при температуре 20°C при увеличении солености с 5 до 40 г/л удельная теплоёмкость раствора понижается с 4,1526 до 3,9688 кДж/кг*К, удельный объём – с 0,9975834 см³/г до 0,972283 см³/г, коэффициент объёмного сжатия – с 4,54 до $4,21 \cdot 10^{-6}$ 1/дбар. При подстановке данных значений в формулу (5.9) удельная теплоёмкость глубоких вод практически не изменяется и, соответственно, энтропия (8.7). Но при этих условиях происходит увеличение коэффициента теплового расширения с 214,4 до $262,9 \cdot 10^{-6}$ 1/К, квадрат которого приведет к уменьшению величины c_p^{nl} в 1,5 раза и, следовательно, понизит энтропию на аналогичную величину.

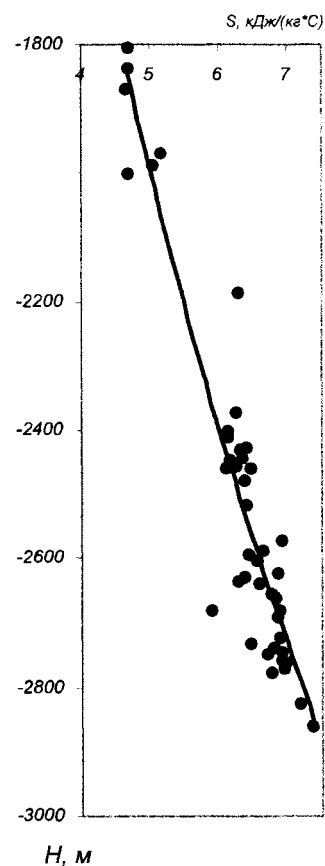


Рис. 8-5. График изменения энтропии (дисцилированной) воды с глубиной

При увеличении температуры в 2 раза коэффициент теплового расширения увеличится до $407,4 \cdot 10^{-6} \text{ 1/K}$, а величина $c_p^{\text{пл}}$ в 3,6 раза. Фактически же для рассмотренных примеров пластовая температура составляет около $100 \text{ }^\circ\text{C}$. Данные значения достаточно реально свидетельствуют о возможности понижения энтропии с глубиной для системы вода – порода. В этом случае график изменения энтропии пластовой воды с глубиной будет иметь вид аналогичный рис. 8-3 и 8-4.

Таким образом, приведенные расчеты позволяют сделать следующий вывод:

8.3.3. Количество информации, считываемое глубокой водой о породе

Главным подтверждением уменьшения энтропии по мере погружения водоносной системы и перехода текучей фильтрации в ползучую является то, что происходит не просто резкое нелинейное снижение скорости фильтрации и темпов уменьшения пористости, но и резкое уменьшение теплоёмкости (почти в 4 раза), которая оказывается приблизительно равной удельной теплоёмкости породы. Иными словами, вода становится не только «аморфно твердым телом», но и подстраивается под другое свойство породы – её удельную теплоёмкость, максимально приспособившись к ней и, тем самым, повышая свою «живучесть» (сопротивляясь выдавливанию из породы). Вода как бы вырабатывает способность помнить систему, в которой она находится? Данная идея свойства памяти воды, высказанная А.М. Блохом [10], подтверждается и Ю.А. Колясниковым [56], который считал, что несуразность тетраэдрической структуры воды объясняется возможностью наследования водой в процессе магматического синтеза формы главной структурной единицы литосферы – кремнекислородного тетраэдра $[\text{SiO}_4]^{4-}$.

Любые информационные процессы невозможны без затраты энергии. Так для преодоления сопротивления движения вод с потерей потенциальной энергии напора всего в 200 м (2 кДж) по закону Дарси, за счет сил трения молекул воды между собой и о стенки породы, выделяется температура менее $0,5 \text{ }^\circ\text{C}$, которая теряется в массе другой информации и других форм движения.

При ползучей фильтрации, как это не

удельная теплоёмкость глубоких вод, рассчитываемая в настоящее время на основе параметров дисцилированной воды, может использоваться при изучении направления движения вод только на локальных участках. При изучении региональной динамики движения вод в плане и в разрезе, для расчета удельной теплоёмкости глубоких вод необходимо проводить специальные лабораторные исследования по изучению изменения удельного объема и удельной теплоёмкости пластовой воды в условиях близким к пластовым.

парадоксально звучит, но вода не только поглощает тепло, формирующиеся в недрах земли, но и, как уже было рассмотрено выше, может самостоятельно генерировать его, повышая температуру на несколько десятков градусов. Аналогичные парадоксы отмечаются в живых организмах. Так, например как писал А. Быховский (1976), «кажется парадоксальным, но яйцо, которое высиживает курица, не поглощает теплоту, а выделяет ее. Роль курицы чисто термостатная: она только задает (и поддерживает) температуру, необходимую для развития яйца». В этой связи возможно огромные толщи земной коры также являются лишь той «курицей», позволяющий задавать и поддерживать температуру, выделяемую водой. Поэтому не случайно, третий уровень авторегулируемых систем еще называется – уровнем термостата.

При переходе системы вода - порода со второго уровня с динамическим, детерминированным движением на третий уровень термостата количество информации о мольном объеме породы, которое считывается водой, может быть определено как разность энтропий

$$\Delta J_n = S_{n-1} - S_n, \quad (8.8)$$

где S_{n-1} и S_n - энтропии состояния объекта на уровне $n-1$ и n , можно приблизительно определить по формуле (8.7), сократив после их подстановки постоянную часть рассчитаем энергию воды, которая затрачивается при переходе текучей фильтрации в ползучую

$$\Delta J_n = 4,18 * \ln 298 - 1,15 * \ln 370 =$$

$$= 23,8 - 6,8 = 17,0 \text{ кДж/кг} * C$$

Таким образом, при переходе текучей фильтрации в ползучую, вода не только максимально приспособляется к породе, ведя себя как аморфно твердое

тело и понижая теплоёмкость до теплоёмкости породы, но и относительно интенсивно извлекает информацию о ней и, тем самым, понижает энтропию системы, что является одним из главных признаков саморазвития системы.

8.3.4. Землетрясения как синергетический процесс глубинных вод

В противоположность тепловой концепции смерти Вселенной Больцманом была высказана флуктуационная гипотеза, в соответствии с которой второе начало термодинамики есть статический закон, согласно которому отступления от термодинамического равновесия – флуктуации – не только возможны, но и неизбежны. Поэтому он считал, что современное неравновесное состояние Вселенной есть гигантская флуктуация, а в дальнейшем наступление тепловой смерти Вселенной будет временным состоянием, спустя которое во Вселенной возникнет новая гигантская флуктуация, и система опять выйдет из состояния тепловой смерти.

По сути, данная гипотеза явилась базовой основой нового научного направления, окончательно вошедшего в науку, начиная с 70-х годов прошедшего столетия. В это время немецким физиком Г. Хакеном вводится новый термин «синергетика», который закрепил появление новой науки, получившей соответствующее название – синергетика. Имея тесную преемственную связь с кибернетикой, синергетика исследует особые состояния сложных систем в области неустойчивого равновесия, точнее – динамику их самоорганизации вблизи точек бифуркации, когда даже малое воздействие может привести к непредсказуемому, быстрому («лавинообразному») развитию процесса.

Аналогичные процессы происходят при глубинном типе режима вод перед возникновением землетрясений [50].

Согласно теории лавинонеустойчивого трещинообразования выделяют три стадии подготовки землетрясения: 1) разнонаправленное и медленное растрескивание горных пород; 2) лавинообразное и быстрое нарастание трещинообразования, происходящее после достижения им некоторой критической величины; 3) дальней-

шее усиление деформаций, завершающееся образованием в локальной зоне крупных дислокаций.

Недостатком этой теории является то, что она не учитывает участия воды в процессах трещинообразования, не делает различия между процессами в «сухих» или насыщенных водой породами. Вполне очевидно, что такое различие существует, и оно проявляется как в скорости, так и в масштабах трещинообразования.

Согласно теории дилатансии (расширение пород при их сдвиговой деформации), в водоносных горизонтах перед образованием трещин поровое пространство уменьшается, пластовое давление увеличивается, уровни вод растут. При дилатансии происходит образование многочисленных микротрещин, увеличение проницаемости пород и соответственно падение пластового давления и снижение уровня пластовых вод. Образующаяся при этом система вертикальных трещин способствует возникновению гидравлической связи между водоносными горизонтами, подъему воды с глубины разнообразных флюидов и изменению гидрогеохимического режима горизонтов. Сказанное свидетельствует о том, что вода активно участвует в подготовке землетрясений.

При этом необходимо отметить, что в геологических системах, в отличие от других синергетических систем процесс образования землетрясений хоть и происходит быстро, но все же не является непредсказуемым. В настоящее время в гидрогеологии достигнуты существенные успехи в прогнозировании землетрясений [82], поскольку данный процесс происходит быстро с точки зрения геологического времени развития системы, а фактически он развивается в течение нескольких дней.

Область неустойчивого равновесия наступает при переходе режима движения

глубоких вод в режим движения глубинных вод, когда осадки находятся на стадии метагенеза и регионального метаморфизма. На этой стадии ионное разложение воды сменяется её синтезом, а энтропия, наоборот, начинает расти. Причем если процесс отжатия физически связанных вод происходит постепенно, то синтез воды происходит скачкообразно при достижении определенных термобарических условий, что будет способствовать резкому повышению пластических давлений.

При этом кривые падения пористости и скорости перестанут монотонно уменьшаться, а будут хаотически отклоняться от зависимости. Так, при образовании трещинного коллектора будет кратковременно происходить резкое увеличение пористости и скорости фильтрации и её переход из ползучей в текучую (ламинарную или турбулентную). Затем эти параметры также резко уменьшаются, чуть превышая значения которые были до образования трещин, по мере падения пластового давления. Но поскольку в этой зоне образовавшегося трещинного коллектора пластовое давление резко понизилось, то скорость уменьшения порового пространства возрастает по сравнению со скоростью этого уменьшения до образования трещинного коллектора. В результате, в системе начинаются процессы существенных колебаний (бифуркации) этих параметров от нелинейной зависимости, т.е. система, входит в состояние неустойчивого равновесия.

Находясь в таком состоянии, система вода-порода в любой момент может выйти из этого неустойчивого равновесия

при стечении определенных обстоятельств. В этом случае в земной коре начнется «лавинообразный» процесс образования трещинного коллектора - землетрясение, с образованием глубинных разломов, вдоль которых происходит резкое воздымание и опускание участков земной коры.

К зонам разлома устремится вода с увеличением скорости по закону Дарси. Вначале в виде ламинарного потока, а затем турбулентного. В результате, в районе разломов пластовое давление упадет до гидростатического. Падение пластового давления в свою очередь приведет к беспрепятственной вязкоупругой деформации и уменьшению порового пространства. Все это приводит к интенсивной разгрузке глубинных вод на поверхность и обезвоживанию коллектора.

Обезвоживание коллектора будет способствовать повышению хрупкости пород, что, в свою очередь, будет увеличивать вероятность образования новых трещин и, как следствие, возникновение новых землетрясений и разломов.

Таким образом, здесь мы видим синергетическое доказательство того, что при переходе из режима движения глубоких вод в режим глубинных вод - система вода – порода входит в состояние неустойчивого равновесия, при котором происходит образование трещинного коллектора, причем в любой момент времени данный процесс может привести к его «лавинообразному» росту – землетрясению.

8.4. Информационная модель развития земной коры

Исследования, проведенные в предыдущих разделах данной главы, позволяют перейти к обобщенной информационной модели развития земной коры. В практическом плане это позволяет проследить гидрогеодинамические процессы в системе вода - порода и сделать прогноз её развития на очень больших глубинах (исследованных лишь единичными сверхглубокими скважинами).

Понятие процессов саморегуляции и саморазвития, происходящих на всех уров-

нях организации всех геологических форм движения воды и породы, означает, что явления развития в целом можно рассматривать как борьбу двух противоположностей - организации и дезорганизации воды и породы.

При этом процесс развития, начинающийся с максимальной энтропии, может быть описан в общем, как процесс накопления структурной информации. Структурная информация исчисляется как разность между максимальными и реальными

значениями энтропии. Поэтому явление развития можно рассматривать в координатах, связанных с понятиями энтропии - информации, с возможностью отсчета уровня организации системы вода - порода на всех этапах её развития (Рис. 8-6).

Таким образом, мысленная модель, которую мы рассмотрим, имеет трехмерную систему координат. В этой системе энтропия по мере накопления информации убывает от периферии к центру (к оси модели), что одновременно означает соответственное возрастание уровня организации системы вода - порода в процессе её развития.

Ошибочность расширяющейся формы спирали объясняется тем, что здесь разделены две «составляющие» понятия «развитие»: параметр времени и накопленное разнообразие (или «прогресс», достигнутый за данный отрезок времени) [1]. Построение модели

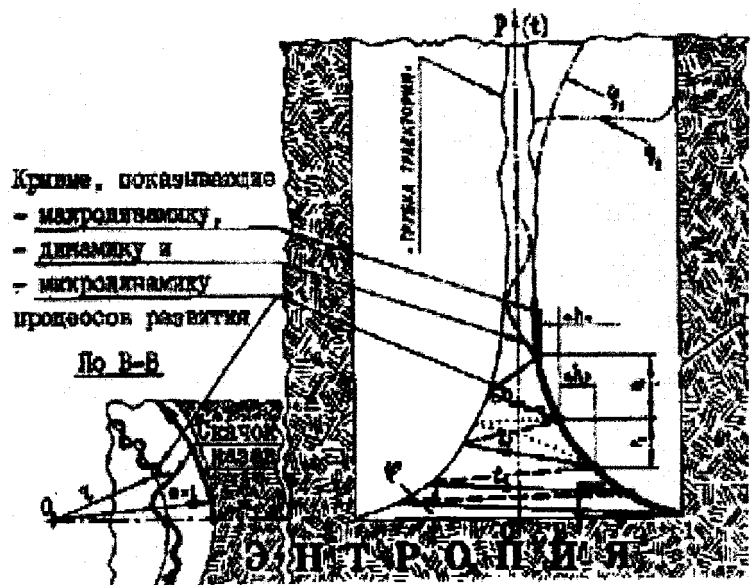


Рис. 8-6. Модель процесса самоорганизации информационных структур.

По Р. Ф. Абдееву

при разделении этих составляющих приводит к качественно новой, скручивающейся форме спирали развития.

8.4.1. Прогноз пористости и скорости фильтрации на больших глубинах

Кривая макродинамики процесса развития характеризует изменение энтропии от параметра «прогресса» - $P(t)$. В системе вода - порода кривая будут отражать кривые изменения скорости фильтрации и пористости с глубиной (Рис. 8-6). Отдельные части этих кривых были рассмотрены в предыдущей главе. В данном разделе мы попытаемся представить в целом эту динамику.

Вначале магматический расплав представляет собой хаотичную систему «не воду - не породу», которая поднимается по жерлам с огромными скоростями. При извержении происходит зарождение двух составляющих воды и породы.

В дальнейшем, при образовании осадочных пород (от валунов до глинистых частиц) возникающая пористость и турбулентная фильтрация характеризуются максимальным хаосом.

По мере сноса и отложения осадочных пород происходит их дифференциация по размеру частиц, фильтрация вод упоря-

дочивается, переходя в ламинарный поток. Скорость понижается.

Далее, на стадии диагенеза по мере накопления осадков и их погружения, происходит уже упорядочивание фильтрации вод на молекулярном уровне. До этого при текучей фильтрации молекулы хаотически колебались относительно своего местоположения в потоке. При переходе фильтрации вод в ползучий вид направление внутримолекулярного колебания становится строго направленным, в сторону движения вод, т.е. система упорядочивает движение воды уже на молекулярном уровне.

После этого на стадии катагенеза пористость и скорость фильтрации практически не меняются. Система входит в стадию неустойчивого равновесия (*трубка траектории*), вначале образуется трещинный коллектор с резкими скачками скоростей фильтрации от турбулентной текучей до ползучей. Тем самым, резко увеличивая амплитуду микродинамики системы, но в среднем макродинамика системы сохраняется постоянной.

Формирование таких флюидонасыщенных зон разуплотнения происходит по принципу «порядок-беспорядок-порядок» и является, по мнению Н.П. Запивалова и И.П. Попова [34], фундаментальным свойством геологических систем.

Дальнейшее погружение и вступление системы в стадию регионального метаморфизма, когда температура достигает критической отметки 600 °С, вода становится очень агрессивной кислотой, начинает растворять в себе алюмосиликаты, обра-

зая каверновую ёмкость, а сама «водная кислота» по сути, становится магмой.

Таким образом, информационная модель развития земной коры позволяет сделать прогноз, что на больших глубинах сохраняется пустотное пространство и движение глубинных вод, но эти процессы характеризуются состоянием неустойчивого равновесия, т.е. резкими и мозаичными скачками изменения в пространстве и во времени этих характеристик.

8.4.2. Подход к изучению движения вод на стадии метаморфизма

Спиральная кривая динамики процессов развития будет отражать различные уровни геологических форм движения материи и её важнейшей составляющей - воды, борьбу и единство этих двух противоположностей, организацию и дезорганизацию (Рис. 8-6). В ориентировочном виде её можно описать следующим образом.

Первый наиболее продолжительный по времени (t_1) виток спирали с минимальным вектором прогресса происходит на уровне магматогенной формы движения материи с появлением метеогенной формы движения воды. Метеогенная форма движения приводит к преобразованию коренных пород зоны гипергенеза (t_2). Выпадение атмосферных осадков и последующий их сток в бассейны к возникновению осадочной формы движения воды. Вслед за ней происходит снос пород и образование осадочных пород (t_3). На стадии диагенеза происходит преобразование осадочных пород (t_4). На стадии катагенеза возникает метаморфогенная форма движения воды (t_5). При этом вектор прогресса резко возрастает, вследствие интенсификации информационных процессов, и система вода-порода переходит из революционной в эволюционную стадию развития.

И, наконец, уже непосредственно на стадии метагенеза (t_{6+n}) система входит в стадию неустойчивого равновесия. Начинает мозаично, скачкообразно образовываться порово-трещинный и трещинно-жильный коллектор, и в земной коре начинает формироваться зона регионального гидрогенного разуплотнения, связанная с образованием минера-

лов более прочной упаковки при метаморфизме пород. Особенно ярко это было выявлено в процессе бурения Кольской сверхглубокой скважины.

В ней были выделены три региональные трещиноватые зоны в интервалах 300-620, 1050-1840 и 2300-2870 м, с которыми связаны притоки в скважину трещинно-жильных вод (рис. 8-7). В интервале глубин 4,5-9 км выявлена зона регионального разуплотнения, которая содержит свободную воду, сформированную в процессе метаморфизма и перекристаллизации горных пород. Это и есть возрожденные воды, формирующиеся в процессе геохими-

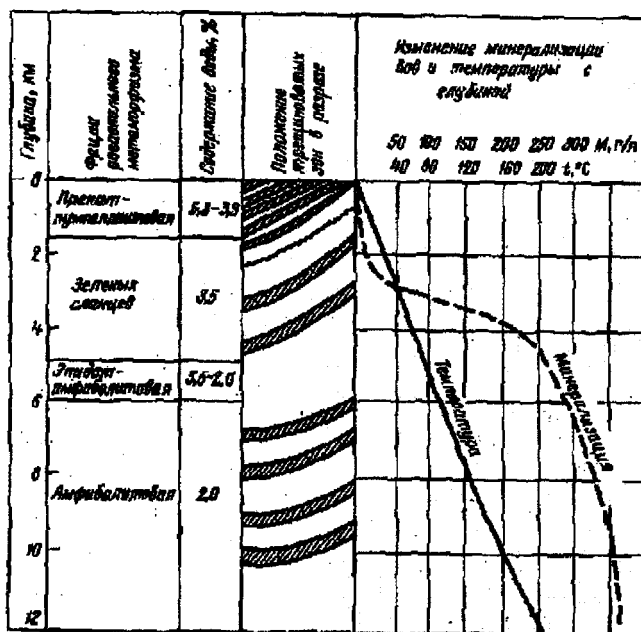


Рис. 8-7. Гидрогеологическая характеристика фаций регионального метаморфизма по данным бурения Кольской сверхглубокой скважины [49]

ческого цикла. Например, перекристаллизация хлорита в биотит сопровождается выделением 6-10 % воды. Ниже глубины 9 км число трещиноватых зон в горных породах резко сокращается, а мощность их не превышает 20 м.

Быстрое прекращение притоков воды в скважину свидетельствует о локальном характере трещиноватых зон. Эти воды находятся в изолированных, не сообщающихся между собой порах и трещинах. Пластовое давление, замеренное на глубине 6350 м, составило 117 МПа, что в 1,9 раза выше гидростатического и близко к геостатическому. Но данные локальные зоны трещиноватости являются только частью системы. Особо важную категорию трещинных вод составляют разновидности, связанные с зонами тектонических нарушений и разломов.

При метаморфизме глинисто-карбонатных пород возрождается 15-25 % воды. По подсчетам академика А.В. Сидоренко и др, только на стадии формирования амфиболитовой фации докембрийских пород выделилось $0,065 \cdot 10^{24}$ г воды, что составляет 40 % от всего объема вод гранитно-метаморфической оболочки

8.4.3. Гипотезы причин гигантских флуктуаций в истории Земли

Вначале своего развития система вода – порода, находясь на стадии гигантского флуктуационного неравновесия Φ , возможно представляла собой «лавовый океан». В дальнейшем в процессе развития происходит не только усложнение различных геологических форм движения воды и материи, но и усложнение «физической» информации, присущей процессам отражения в неорганической природе. «Физическая» информация в зависимости от видов движения материи (геогенеза) подразделяется на механическую, физическую, химическую и ядерную.

Механическая форма отражения возникает при пространственном перемещении воды и породы. Данная форма отражения характерна для начальных геологических форм движения. Главной формой такого перемещения является текущая

континентального блока земной коры (таблица 3.2).

В свое время В.И. Вернадский [16] считал, что именно вода создает явления метаморфизма, являясь могучим его деятелем. Учитывая то, что, согласно рассмотренной информационной модели, на стадии метаморфизма выделяется несколько витков спирали с устойчивым вектором прогресса, то можно предположить существование нескольких метаморфических форм движения воды, предшествующих соответствующим фациям метаморфизма (Escola, 1915). Это две фации контактового метаморфизма: санидиновая и роговиковая и шесть фаций регионального метаморфизма: зеленосланцевая, эпидот-амфиболитовая, амфиболитовая, гранулитовая, эклогитовая и фация глаукофановых сланцев, стоящая несколько особняком от основной последовательности.

По физической сущности процесса все выше предложенные восемь метаморфических форм движения воды будут схожи, а отличаться лишь только по химической сущности. Именно химический синтез вод и будет определять повторяющийся характер движения глубинных вод на различных стадиях метаморфизма пород.

фильтрация, описываемая законом Дарси, открытым в 1856 г.

Физическая форма отражения возникает при тепловом, гравитационном и электромагнитном перемещении. Данный вид информации, как показывает все содержание данной книги, присущ ползучей фильтрации и возникает при катагенезе пород или при метаморфогенной форме движения воды.

Химическая форма отражения происходит уже на атомно-молекулярном уровне, когда перемещение воды осуществляется за счет её синтеза на стадиях контактового и регионального метаморфизма пород, рассмотренная выше.

И, наконец, мало понятная *ядерная форма отражения* элементарных частиц. Прежде чем далее мы попытаемся понять эту форму, необходимо напомнить, что еще

В.И. Вернадский [16] рассматривал магму как раствор воды.

Согласно информационной модели, находясь на стадии неустойчивого равновесия, система может в любой момент времени выйти из него. При этом возникновение гигантской флюктуации может происходить постепенно φ_1 и скачкообразно φ_2 (Рис. 8-6).

Постепенное возникновение гигантской флюктуации проявляется в виде землетрясений и подъема территории. Ведущая роль в формировании землетрясений, как уже было рассмотрено ранее, принадлежит глубинным водам. Так аналогичная, по мнению Т.Ф. Колмакова (1989), новая гигантская флюктуация (беспорядок) зарождается в Западной Сибири с образованием «молодой горной страны неоген-четвертичного тектогенеза» с активными процессами формирования и переформирования залежей. В этом случае начинают усиливаться процессы флюидомиграции и трещинообразования. При этом, допуская, что в аномальной зоне на глубине 10 км и более вода полностью диссоциирована, как полагают В.Г. Ковалев и Ю.Б. Слезкин [53], восходящий поток, содержащий диссоциаты, мигрирует к поверхности, где происходит синтез молекул вулканической воды, характеризующийся высокой максимальной энтропией. Выделение тепловой энергии оценивается ими в 119 ккал/моль. На контакте подземных вод с вулканическим телом возникает гидротермальная система. Температура здесь резко увеличивается, а вода начинает переходить из жидкости в пар, опять резко повышая свою энтропию до +28,39 ккал/град*моль.

Скачкообразное φ_2 возникновению гигантской флюктуации, возможно, объяснить гипотезой уже неоднократно упоминавшегося Ю.А. Колясникова. Согласно этой гипотезе, ядро нашей планеты сложено самым распространенным в Космосе «солнечным веществом» - гелиево-водородной плазмой, но сжатой сверхвысоким давлением до плотности железа. В экспериментах по лазерному термоядерному синтезу с достижением мегабарного давления была открыта уникальная способность водородной плазмы сжиматься до 100 г/см³, в которой обязательно присутствуют нейтроны [6]. В этом случае при любом снижении давления,

например, при некотором расширении Земли (а она «дышит», т.е. пульсирует в объеме, как-то предполагал еще Леонардо да Винчи), и нейтроны, и сама бароплазма будут стремиться вырваться из ядра наружу. И обе эти элементарно-частичные компоненты дадут в качестве конечных продуктов необходимый для рождения воды второй компонент водород. Именно участие в процессах рождения силикатных расплавов такого очень энергоемкого водорода объясняет возникновение гигантских флюктуаций. Так, в истории Земли неоднократно и строго периодически, в среднем через 30 млн. лет, происходили массовые излияния громадных объемов (миллионы км³) раскаленных лав. И повторялся цикл образования пород, но уже, видимо, на качественно ином уровне, с образованием пород более высокого уровня организации материи.

В промышленности данный патент Природы - псевдооживления - насыщения при расплавлении металлов водородом, взят технологами на вооружение.

При этом, привлекая к рождению базальтовых и гранитных магм преобразование водородного флюида, при температуре плавления базальтов 1200 °С также происходит сильная экзотермическая рекомбинация ионов водорода в его атомы с выделением 400 ккал/моль тепловой энергии. Затем реальная вода уже синтезируется за пределами магматического очага, когда температура подает до температуры плавления гранитов 700 °С, т.е. за пределами лавового потока, при этом выделяется 60 ккал/моль тепла. Иными словами в земной коре возникает новая гигантская флюктуация, характеризующаяся максимальной энтропией.

Таким образом, рассмотренная модель рождения воды не противоречит ядерной форме отражения. Наряду с этим, как отмечал Ю.А. Колясников, данная полимерная модель магмообразования рождает массу новых вопросов из области ядерной физики, более детальное обсуждение которых представлено в работах [55, 57]. В целом рассмотренная нами информационная модель геологической эволюции развития земной коры показывает ведущую роль системы вода - порода в этом процессе.

8.5. Биогенные предпосылки основ изучения движения глубоких вод

Система вода - порода была одной из наиболее ранних и поэтому положила начало эволюционным процессам в истории Земли. Эти процессы в многократно усложненных и приумноженных видах и формах, включая органическое вещество, продолжают и ныне. Развивается и базовый процесс взаимодействия воды с исходными горными породами. Это одна из систем, направленная эволюция, которой, по В.И. Вернадскому, имеет глубочайшее геологическое следствие для организации и становления земной коры и жизни на Земле.

В этой связи С.Л. Шварцев [122] отмечал: «Совершенно очевидно, что геологическим результатом эволюционного развития этой системы является разнообразие сформированных рассматриваемой системой вторичных минеральных фаз и геологических сред, которое определило разнообразие и биологических форм эволюции, которые во многом унаследовали тип взаимодействия вещества, его структуру, форму круговорота, сезонную изменчивость, связь со средой, способность к распространению в пространстве, состав элементов и многое другое. Система вода - порода положила начало эволюции косного вещества, которое затем перешло в биокостное и живое. Однако прямые связи многих геологических явлений с исходной системой вода - порода завуалированы и непосредственно часто не наблюдаются, но, вне сомнения, они имеют место». Основной причиной этого является длительность этих процессов в геологическом масштабе времени. При всем том по мере эволюционного развития системы вода – порода, её перехода в костное, биокостное и живое вещество происходило убыстрение этих процессов и переходом их на более качественный уровень. Поэтому уже на стадии биологических форм движения материи многие унаследованные геологические явления и процессы стали возможны для непосредственного наблюдения. Примером тому может служить механизм формирования костного и биокостного вещества, круговорот крови в живых организмах и многое другое.

Касательно рассмотренного основно-

го свойства движения глубоких вод – ползучести, также известно, что кровь представляет собой неньютоновскую среду, в которой напряжения и скорости деформаций связаны некоторым нелинейным соотношением [11, 59]. Одно из первых наблюдений неньютоновских свойств крови было сделано Самуэлем Эйнавом (1975). Проводимые им исследования натолкнули его на мысль о том, что кровь обладает некоторым предельным сдвиговым напряжением, не выходя за пределы которого, кровь ведет себя подобно твердому телу, проявляя свойство ползучести. Только в крупных артериях кровь ведет себя как ньютоновская среда.

Кроме того, проведенные исследования (раздел 8.2.3) показали, что выведенная закономерность - удельная теплоёмкость глубоких вод, относится к третьему уровню термостата и отражает механизм авторегулирования температуры тел. Наличие аналогичного механизма поддержания температуры тел теплокровных животных за счет кровообращения, подтверждает основной вывод о переходе информационного кода от геологических систем к биогенным.

Механизм авторегулирования температуры тел при переходе к биогенным системам был значительно усовершенствован. В частности, как отмечал В.П. Колясников [56], была выработана оптимальная температура нашего тела 36,6 °С, так как именно в этой точке разорвана ровно половина межтетрамерных Н-связей, что обеспечивает только в ней равную вероятность течения в обе стороны обратимых биохимических реакций в организме, регулирующем их направление микроградиентами температуры. Именно в пределах температуры 36,79 °С теплоёмкость воды достигает своего минимального значения, тем самым, способствуя максимальному понижению энтропии и повышая живучесть человека. Если это действительно имеет место, то полученная зависимость расчета удельной теплоёмкости глубоких вод может быть использована при изучении процессов кровообращений теплокровных животных. Для холоднокровных животных характерен только теку-

чий круговорот крови.

По мнению С.А. Юшкова [125], синергетической причиной целебности свойств глубоких подземных вод является схожесть их состава с составом плазмы крови.

В этой связи, выражение «кровь Земли» перестает быть образным понятием, приобретая синергетическую подоплеку. Поэтому одним из приемов синергетики является возможность изучения геологических процессов, явлений и их

закономерностей, на основе сравнения аналогичных категорий в живых системах. Об эффективности этого приема свидетельствует данная монография. В идейную основу которой, еще в самом начале работы, было положено предположение, что механизм движения глубоких вод тесно связан с пластовой температурой, подобно механизму поддержания температуры человеческого тела за счет кровообращения.

В целом все выше сказанное в данной главе позволяет нам выдвинуть предположение, что механизм авторегулирования температуры теплокровных животных, возник еще на предбиогенных этапах. Но, главное, что от геологических систем перешло к биогенным — это информационный код, выразившийся в законе авторегулирования температуры тел, через парадоксальную зависимость определения удельной теплоёмкости воды в системе с вмещающим телом.

Заключение

Подводя итоги рассмотренных проблем, затронутых в данной книге, следует, прежде всего, отметить два главных теоретических результата этой работы.

Во-первых, впервые с классических позиций дано решение фундаментальной проблемы физики – теоретически обоснована механическая и физическая суть свойства ползучести, которая оказалась отличной от свойства текучести. Вместо ранее существовавшей неклассической теории Я.И. Френкеля трансляционных (скачкообразных) переходов (вошедшей в школьные учебники), предложена концепция постепенного молекулярного перехода. Тем самым, предложено решение в дрящемся более века споре о возможности отсутствия свойства упругости у твердых тел. Это, в свою очередь, позволило уточнить обстановку применимости термодинамического уравнения Бернулли. Данное уравнение описывает движение не медленно текущих тел, а тел, проявляющих свойство ползучести.

Во-вторых, используя законы первого и второго начал термодинамики, выведена парадоксальная зависимость расчета удельной изобарной теплоёмкости глубокой воды

$$c_p^{nl} = \frac{c_p * P_{nl} * v^2}{T_{nl}^2 * K * a^2 * v_0^2},$$

которая оказалась в 4 раза меньше обычной воды и приблизительно равной удельной теплоёмкости горной породы.

В практическом плане решение этих двух фундаментальных проблем физики позволило:

- обосновать два вида фильтрации свободной воды: текучую, описываемую законом Дарси, и ползучую, характеризующую нижний предел применимости закона Дарси;

- вывести приближенную формулу расчета скорости ползучей фильтрации;

- более точно определять направление ползучей фильтрации глубоких вод и,

как следствие, более точно рассчитывать наклон залежей углеводородов;

- обосновать необходимость использования неинерциальных систем отсчета и вариационных принципов, при изучении движения пластовых вод (как глубоких, так и близь поверхностных) в резконеоднородной фильтрационной среде.

Проведя анализ условий и характера движения вод в глубоких горизонтах, предлагается из класса артезианских вод, выделить и ввести в научный оборот новый класс вод – глубокие воды. С физической точки зрения в отличие от артезианских вод, где фильтрация осуществляется по закону Дарси, в глубоких водах происходит его нарушение. С геологической точки зрения возможно именно нарушение закона Дарси на стадии диагенеза пород приводит в дальнейшем к катагенетическим преобразованиям пород.

Кроме этого, установленная уникальность изучения глубоких вод как физического тела (с одной стороны, проявляющего свойство твердого тела, а с другой стороны, при исследовании в скважинах ведущая себя как обычная вязкая жидкость), возможно, в дальнейшем позволит решить другую фундаментальную проблему механики, дать однозначное определение понятия «напряжения».

Одна из задач, которая преследовалась автором в этой книге – это обозначить новое направление в гидрогеологии, основанного на необходимости интегрированного подхода к решению проблем в изучении теплового и гидродинамического режима глубоких вод, и привлечь как можно более широкий круг исследователей к решению проблем в этой области знаний.

В этой связи, можно наметить следующие задачи дальнейших исследований по изучению термодинамического уравнения Бернулли применительно к глубоким водам:

- первые данные по расчету энергетических напоров в юго-восточной час-

ти Западно-Сибирской плиты достаточно хорошо подтверждаются только в локальном плане. В региональном плане, несмотря на небольшой объём обработанной информации, отмечается резкое различие обстановки движения глубоких вод по картам приведенных напоров и по отдельным участкам энергетических напоров. Окончательные выводы о причинах этих расхождений можно будет сделать после обработки и всей имеющейся информации в комплексе с геотермическими данными. Решение этой задачи может кардинально изменить наши представления о динамике движения вод и формировании теплового режима;

- необходимы лабораторные определения удельных теплоёмкостей пластовых воды, в особенности, высокоминерализованных. Например, для рассолов Восточной Сибири с минерализацией до 300 г/л. Для вод с соленостью до 40 г/л, возможно использование таблиц параметров для морской воды;

- не исключено также, что геологическая суть удельной теплоёмкости глубоких вод зависит не от отношения плотности воды к породе $1/2.4$, а от отношения пластового давления к горному давлению. В этом случае в зонах аномальных давлений вместо 1 необходимо использовать коэффициент аномальности пластового давления;

- помимо этого не исключается возможность, что в зонах резко выраженных АВПД, вообще происходит нарушение квазистатической обстановки (существенное изменение пластового давления и пластовой температуры в течение геологического времени) – основного условия применимости термодинамического уравнения Бернулли;

- вызывают интерес возможности применения удельной теплоёмкости глубоких вод в гидрогеохимии;

- формула расчета удельной теплоёмкости глубоких вод имеет очень громоздкий вид, при этом не исключается возможность её упрощения, изучив пределы погрешности отдельных значений и представив их в виде констант.

В целом, перед читателем представлены не просто «Физические и геологические основы изучения движения глубоких вод», а целая мировоззренческая

концепция автора на изучение законов развития, происходящих в земной коре, на примере движения подземных вод.

С одной стороны, в последние десятилетия явно наметился отрыв геологии от возможности использования хорошо разработанных фундаментальных основ механики и физики, в частности, при изучении движения вод в резконеоднородной фильтрационной среде. С другой стороны, возможность применения некоторых основ современной физики оказалось проблематичным, поскольку сами основы явились дискуссионными (проблема разграничения твердых тел от жидкости и др), что требовало в первую очередь их решения.

В то же время выведенная парадоксальная величина - удельная теплоёмкость воды в системе с породой и исследование причины её низкого значения потребовало вернуться к обсуждению о значении геологии не как прикладной науки, а как науки, имеющей собственные фундаментальные законы развития. Решение всех проблем геологии невозможно решить только на базе современной механики и физики. Поэтому геологические процессы в данной работе представлены как качественно иной уровень развития материального мира, хотя и прочно опирающийся на законы механического и физического мира.

Геологические процессы в данной работе представлены как промежуточное звено между физической и биогенной формами движения материи. При этом, видимо, не случайно, что в выведенной геологической закономерности именно вода играет ключевую роль. Поскольку именно вода явилась основой создания биогенных систем. Поэтому законы, возникшие в одной из главной геологической системы вода - порода, в дальнейшем были унаследованы биогенными формами и, в частности, механизм авторегулирования температуры тел. В этой связи, у автора давно созрела пока не осуществимая идея возможности, проверки полученной зависимости применительно к живым организмам. Тем самым при получении положительных результатов в заголовке при возможном следующем переиздании книги можно было бы добавить третью составляющую «Физические, геологические и биогенные основы изучения движения глубоких вод».

В заключение необходимо еще раз сказать относительно формул для определения скорости и направления ползучей фильтрации. Если формула скорости ползучей фильтрации имеет некоторую приближенность, то относительно формулы удельной теплоёмкости глубоких вод у автора нет никаких сомнений в её существовании как закономерности, описывающей закон ползучей фильтра-

ции воды с вмещающим телом или закон авторегулирования температуры тел. Другое дело, что этот закон еще не до конца сформулирован, методология его объяснения, описанная в книге, хотя и совпадает с существующими современными общемировоззренческими представлениями, но возможно, является не до конца исследованной.

И, несмотря на это, завершить эту книгу хочется цитатой выдающегося гидрогеолога ушедшего века, члена корреспондента РАН Е.В. Пиннекера из заключительной части его последней работы «Гидрогеология на пороге XXI века» [86]. «Мне кажется, что мы стоим на пороге величайших открытий, что поможет заслуженно выдвинуть гидрогеологию в ряд дисциплин, создающих современную теорию Земли». В этой связи хочется надеяться, что открытие зависимости удельной изобарной теплоёмкости глубоких вод и её дальнейшее исследование будет являться одним из тех камней, создающих фундамент современной теории земной коры.

Приложения для определения удельных изобарных теплоёмкостей и объёмов

Воды и водяного пара

На основе нижеприведенных таблиц определяются в зависимости от пластового давления и пластовой температуры.

Удельная теплоёмкость воды

$$c_p^a = c_n^i + \frac{c_n^i - c_n^{i+1}}{P_i - P_{i+1}}(P_{nl} - P_{i+1}) + \frac{(c_n^i + \frac{c_n^i - c_n^{i+1}}{P_i - P_{i+1}}(P_{nl} - P_{i+1}) - c_{n+1}^i - \frac{c_{n+1}^i - c_{n+1}^{i+1}}{P_i - P_{i+1}}(P_{nl} - P_{i+1}))(T_{nl} - T_{n+1})}{(T_n - T_{n+1})}$$

Удельный объём воды

$$v = v_n^i + \frac{v_n^i - v_n^{i+1}}{P_i - P_{i+1}}(P_{nl} - P_{i+1}) + \frac{(v_n^i + \frac{v_n^i - v_n^{i+1}}{P_i - P_{i+1}}(P_{nl} - P_{i+1}) - v_{n+1}^i - \frac{v_{n+1}^i - v_{n+1}^{i+1}}{P_i - P_{i+1}}(P_{nl} - P_{i+1}))(T_{nl} - T_{n+1})}{(T_n - T_{n+1})}$$

Коэффициент температурного расширения

$$\alpha = \frac{(v_n^i + \frac{v_n^i - v_n^{i+1}}{P_i - P_{i+1}}(P_{nl} - P_{i+1})) - (v_{n+1}^i + \frac{v_{n+1}^i - v_{n+1}^{i+1}}{P_i - P_{i+1}}(P_{nl} - P_{i+1}))}{(T_n - T_{n+1})v}$$

Коэффициент упругого сжатия

$$K = \frac{-v(P_i - P_{i+1})}{v_n^i + \frac{v_n^i - v_{n+1}^i}{T_n - T_{n+1}}(T_{nl} - T_{n+1}) - (v_n^{i+1} + \frac{v_n^{i+1} - v_{n+1}^{i+1}}{T_n - T_{n+1}}(T_{nl} - T_{n+1}))}$$

где P_i и P_{i+1} - близлежащие давления, в интервале которых находится пластовое давление; T_n и T_{n+1} - близлежащие температуры, в интервале которых находится пластовая температура; c_n^i , c_n^{i+1} , c_{n+1}^i и c_{n+1}^{i+1} - близлежащие удельные теплоёмкости, в интервале которых находится искомая удельная теплоёмкость воды в пластовых условиях; v_n^i , v_n^{i+1} , v_{n+1}^i и v_{n+1}^{i+1} - близлежащие удельные объёмы воды, в интервале которых находится искомый удельный объём пластовой воды; v_0 - удельный объём воды в стандартных условиях, 1,0003 см³/г.

*Международные термодинамические таблицы
удельной изобарной теплоёмкости воды и водяного пара*

<i>t, °C</i>	<i>Давление, бар</i>													
	<i>0.1</i>	<i>1</i>	<i>5</i>	<i>10</i>	<i>20</i>	<i>25</i>	<i>30</i>	<i>40</i>	<i>50</i>	<i>60</i>	<i>70</i>	<i>75</i>	<i>80</i>	<i>90</i>
0	4,218	4,217	4,215	4,212	4,207	4,204	4,202	4,196	4,191	4,186	4,181	4,179	4,176	4,170
50	4,292	4,181	4,180	4,179	4,176	4,175	4,174	4,172	4,170	4,167	4,165	4,164	4,163	4,161
100	1,910	2,038	4,215	4,214	4,211	4,210	4,209	4,207	4,205	4,202	4,200	4,199	4,198	4,196
120	1,913	2,007	4,244	4,243	4,240	4,239	4,238	4,235	4,233	4,230	4,228	4,227	4,226	4,223
140	1,918	1,984	4,285	4,283	4,280	4,279	4,277	4,275	4,272	4,269	4,266	4,265	4,263	4,261
160	1,926	1,977	2,287	4,337	4,334	4,332	4,330	4,327	4,323	4,320	4,317	4,315	4,313	4,310
180	1,933	1,974	2,198	2,613	4,403	4,401	4,399	4,395	4,390	4,386	4,382	4,380	4,378	4,374
200	1,944	1,975	2,144	2,433	4,494	4,492	4,489	4,483	4,477	4,472	4,466	4,464	4,461	4,456
220	1,954	1,979	2,108	2,316	2,939	4,613	4,609	4,601	4,593	4,586	4,578	4,575	4,571	4,564
240	1,964	1,985	2,087	2,242	2,674	2,967	3,336	4,763	4,752	4,741	4,731	4,725	4,720	4,710
260	1,976	1,993	2,074	2,194	2,505	2,707	2,944	3,582	4,981	4,964	4,948	4,940	4,932	4,917
280	1,987	2,001	2,067	2,163	2,395	2,539	2,704	3,116	3,683	4,514	5,280	5,270	5,250	5,230
300	1,999	2,010	2,065	2,141	2,321	2,427	2,548	2,834	3,199	3,679	4,338	4,770	5,310	5,750
320	2,011	2,021	2,066	2,126	2,268	2,351	2,440	2,649	2,903	3,217	3,610	3,847	4,118	4,804
340	2,024	2,032	2,071	2,122	2,239	2,304	2,375	2,536	2,723	2,943	3,207	3,359	3,526	3,918
350	2,030	2,038	2,075	2,125	2,235	2,296	2,360	2,504	2,670	2,861	3,084	3,212	3,350	3,662
360	2,037	2,044	2,080	2,127	2,231	2,288	2,346	2,478	2,625	2,793	2,985	3,106	3,216	3,472
365	2,040	2,048	2,082	2,128	2,227	2,281	2,338	2,462	2,602	2,759	2,938	3,028	3,134	3,374
370	2,043	2,050	2,084	2,128	2,222	2,274	2,328	2,446	2,578	2,725	2,891	2,973	3,072	3,293
375	2,046	2,053	2,085	2,127	2,218	2,266	2,317	2,428	2,552	2,690	2,845	2,928	3,018	3,218
380	2,049	2,056	2,087	2,127	2,212	2,259	2,307	2,412	2,528	2,657	2,802	2,836	2,964	3,148
385	2,052	2,059	2,088	2,126	2,207	2,251	2,297	2,396	2,505	2,627	2,762	2,880	2,913	3,083
390	2,056	2,061	2,090	2,125	2,202	2,244	2,288	2,381	2,486	2,600	2,726	2,795	2,867	3,025
395	2,059	2,065	2,091	2,125	2,200	2,239	2,280	2,369	2,467	2,575	2,694	2,758	2,826	2,973
400	2,062	2,068	2,093	2,126	2,197	2,234	2,273	2,358	2,451	2,553	2,665	2,726	2,789	2,926

<i>t, °C</i>	<i>Давление, бар</i>													
	<i>100</i>	<i>110</i>	<i>120</i>	<i>125</i>	<i>130</i>	<i>140</i>	<i>150</i>	<i>160</i>	<i>170</i>	<i>175</i>	<i>180</i>	<i>190</i>	<i>200</i>	
0	4,165	4,160	4,156	4,153	4,151	4,146	4,141	4,136	4,131	4,129	4,127	4,122	4,117	
50	4,158	4,156	4,154	4,153	4,152	4,150	4,148	4,145	4,143	4,142	4,141	4,139	4,137	
100	4,194	4,192	4,189	4,188	4,187	4,185	4,183	4,181	4,179	4,178	4,177	4,175	4,173	
120	4,221	4,218	4,216	4,215	4,214	4,212	4,209	4,207	4,205	4,204	4,202	4,200	4,198	
140	4,258	4,255	4,252	4,251	4,250	4,247	4,245	4,242	4,240	4,238	4,237	4,234	4,232	
160	4,307	4,304	4,300	4,299	4,297	4,294	4,291	4,288	4,285	4,283	4,282	4,279	4,276	
180	4,370	4,366	4,361	4,360	4,358	4,354	4,350	4,346	4,342	4,340	4,339	4,335	4,331	
200	4,450	4,445	4,440	4,438	4,435	4,430	4,425	4,420	4,416	4,413	4,411	4,406	4,402	
220	4,557	4,550	4,542	4,540	4,535	4,530	4,523	4,517	4,511	4,508	4,504	4,498	4,492	
240	4,700	4,690	4,680	4,676	4,672	4,662	4,653	4,645	4,636	4,632	4,628	4,619	4,611	
260	4,902	4,887	4,872	4,866	4,859	4,846	4,832	4,820	4,807	4,801	4,795	4,783	4,772	
280	5,20	5,18	5,16	5,14	5,13	5,11	5,09	5,07	5,05	5,04	5,03	5,01	4,997	
300	5,70	5,66	5,62	5,59	5,57	5,53	5,50	5,46	5,43	5,41	5,39	5,36	5,33	
320	5,79	7,38	6,51	6,46	6,41	6,32	6,23	6,15	6,08	6,05	6,01	5,95	5,89	
340	4,412	5,06	5,94	6,52	7,25	9,48	8,14	7,82	7,57	7,45	7,35	7,17	7,01	
350	4,043	4,516	5,12	5,49	5,93	7,07	8,86	12,24	9,64	9,27	8,96	8,47	8,10	
355	3,899	4,312	4,829	5,14	5,50	6,40	7,70	9,77	13,88	18,45	11,07	9,92	9,20	
360	3,769	4,132	4,578	4,843	5,14	5,87	6,86	8,31	10,66	12,57	15,63	13,61	11,37	
365	3,655	3,981	4,362	4,578	4,822	5,40	6,15	7,18	8,73	9,84	11,34	17,20	19,72	
370	3,546	3,836	4,178	4,374	4,583	5,08	5,69	6,50	7,62	8,36	9,28	12,09	18,38	
375	3,446	3,710	4,015	4,188	4,376	4,806	5,33	6,00	6,86	7,40	8,05	9,79	12,71	
380	3,356	3,594	3,869	4,022	4,189	4,566	5,02	5,57	6,26	6,68	7,17	8,39	10,19	
385	3,274	3,191	3,739	3,576	4,024	4,357	4,750	5,22	5,79	6,13	6,50	7,43	8,68	
390	3,201	3,401	3,626	3,749	3,882	4,177	4,520	4,923	5,40	5,68	5,99	6,72	7,65	
395	3,137	3,319	3,524	3,636	3,756	4,021	4,325	4,675	5,09	5,32	5,58	6,17	6,90	
400	3,078	3,246	3,435	3,537	3,615	3,885	4,155	4,465	4,822	5,02	5,24	5,73	6,33	

<i>t</i> , °C	Давление, бар													
	205	210	215	220	225	230	235	240	245	250	255	260	270	280
0	4,115	4,113	4,110	4,108	4,106	4,103	4,101	4,099	4,097	4,095	4,092	4,090	4,086	4,082
50	4,136	4,135	4,134	4,133	4,132	4,131	4,130	4,129	4,128	4,127	4,126	4,125	4,123	4,121
100	4,172	4,171	4,170	4,169	4,168	4,167	4,169	4,165	4,164	4,163	4,162	4,161	4,159	4,157
120	4,197	4,196	4,195	4,194	4,193	4,192	4,190	4,189	4,188	4,187	4,186	4,185	4,183	4,181
140	4,231	4,229	4,228	4,227	4,226	4,224	4,223	4,222	4,221	4,220	4,218	4,217	4,215	4,212
160	4,274	4,273	4,271	4,270	4,268	4,267	4,265	4,264	4,262	4,261	4,200	4,258	4,255	4,252
180	4,329	4,328	4,326	4,324	4,322	4,320	4,319	4,317	4,315	4,313	4,312	4,310	4,306	4,303
200	4,399	4,397	4,395	4,393	4,390	4,388	4,386	4,384	4,382	4,379	4,377	4,375	4,371	4,367
220	4,489	4,489	4,484	4,481	4,478	4,475	4,472	4,469	4,466	4,464	4,461	4,458	4,452	4,417
240	4,607	4,603	4,599	4,595	4,591	4,588	4,584	4,580	4,576	4,572	4,569	4,565	4,558	4,551
260	4,766	4,760	4,755	4,749	4,744	4,738	4,733	4,728	4,722	4,717	4,712	4,707	4,697	4,687
280	4,988	4,979	4,971	4,963	4,955	4,947	4,939	4,931	4,923	4,916	4,908	4,901	4,886	4,872
300	5,32	5,31	5,29	5,28	5,26	5,25	5,24	5,23	5,21	5,20	5,19	5,18	5,16	5,13
320	5,87	5,84	5,81	5,79	5,76	5,74	5,72	5,69	5,67	5,65	5,63	5,61	5,57	5,53
340	6,93	6,87	6,80	6,74	6,68	6,63	6,58	6,53	6,48	6,43	6,39	6,35	6,27	6,20
350	7,95	7,81	7,68	7,56	7,45	7,35	7,26	7,17	7,09	7,02	6,94	6,88	6,76	6,64
360	10,70	10,18	9,76	9,40	9,10	8,84	8,62	8,41	8,23	8,07	7,93	7,79	7,56	7,36
365	15,74	13,77	12,52	11,62	10,94	10,40	9,95	9,58	9,26	8,99	8,75	8,54	8,18	7,89
370	26,97	75,67	24,49	18,38	15,56	13,84	12,66	11,79	11,11	10,56	10,11	9,73	9,12	8,66
375	15,13	19,03	26,74	52,7	81,49	29,52	21,18	17,44	15,24	13,76	12,68	11,86	10,67	9,84
380	11,46	13,14	15,52	19,19	25,71	40,93	106,9	68,38	36,86	23,37	19,02	16,47	13,51	11,82
385	9,49	10,49	11,74	13,38	15,62	18,88	24,07	33,38	52,1	73,1	49,93	32,53	20,07	15,52
390	8,23	8,90	9,71	10,68	11,88	13,42	15,44	18,21	22,16	28,04	36,61	46,18	38,02	23,89
395	7,34	7,83	8,40	9,06	9,84	10,77	11,90	13,29	15,05	17,31	20,26	24,10	33,71	35,00
400	6,67	7,06	7,49	7,97	8,53	9,16	9,90	10,76	11,79	13,02	14,50	16,32	21,11	26,90

<i>t</i> , °C	Давление, бар														
	290	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390	400	420	440	460
0	4,077	4,073	4,039	4,061	4,050	4,056	4,052	4,048	4,044	4,040	4,036	4,032	4,024	4,016	4,008
50	4,119	4,117	4,115	4,113	4,111	4,109	4,107	4,105	4,101	4,102	4,100	4,098	4,094	4,091	4,087
100	4,155	4,153	4,151	4,150	4,148	4,146	4,144	4,142	4,140	4,138	4,136	4,135	4,131	4,127	4,124
120	4,179	4,177	4,174	4,172	4,170	4,168	4,166	4,164	4,162	4,160	4,158	4,156	4,152	4,148	4,115
140	4,210	4,208	4,205	4,203	4,200	4,193	4,196	4,194	4,191	4,189	4,187	4,185	4,180	4,176	4,172
160	4,250	4,247	4,244	4,242	4,239	4,233	4,233	4,231	4,228	4,226	4,223	4,220	4,215	4,210	4,205
180	4,300	4,295	4,293	4,290	4,287	4,283	4,280	4,277	4,274	4,271	4,268	4,265	4,259	4,253	4,247
200	4,362	4,358	4,354	4,350	4,346	4,342	4,338	4,334	4,331	4,327	4,323	4,319	4,312	4,305	4,298
220	4,442	4,437	4,431	4,426	4,421	4,416	4,411	4,406	4,402	4,397	4,392	4,388	4,379	4,370	4,361
240	4,544	4,537	4,530	4,521	4,517	4,511	4,504	4,498	4,492	4,486	4,480	4,474	4,462	4,451	4,440
260	4,678	4,659	4,659	4,650	4,612	4,633	4,624	4,616	4,608	4,600	4,592	4,584	4,509	4,555	4,540
280	4,858	4,845	4,832	4,819	4,807	4,795	4,783	4,771	4,769	4,749	4,738	4,728	4,707	4,688	4,669
300	5,11	5,09	5,07	5,05	5,04	5,02	5,00	4,983	4,957	4,951	4,935	4,920	4,891	4,863	4,837
320	5,50	5,46	5,43	5,40	5,37	5,34	5,32	5,29	5,26	5,24	5,21	5,19	5,15	5,11	5,07
340	6,13	6,07	6,01	5,95	5,90	5,85	5,89	5,76	5,72	5,68	5,64	5,60	5,53	5,46	5,40
350	6,54	6,45	6,35	6,29	6,21	6,15	6,08	6,02	5,96	5,90	5,85	5,81	5,72	5,64	5,57
360	7,18	7,03	6,89	6,77	6,66	6,55	6,47	6,38	6,30	6,23	6,16	6,10	5,98	5,88	5,79
365	7,64	7,43	7,25	7,09	6,95	6,82	6,71	6,60	6,51	6,42	0,34	6,27	6,14	6,02	5,91
370	8,28	7,98	7,72	7,50	7,31	7,15	7,00	6,87	6,78	6,67	6,57	6,48	6,33	6,19	6,07
375	9,23	8,76	8,33	8,07	7,80	7,58	7,39	7,21	7,05	6,93	6,81	6,70	6,50	6,34	6,20
380	10,70	9,90	9,30	8,83	8,45	8,13	7,87	7,64	7,43	7,26	7,11	6,97	6,73	6,54	6,37
385	13,16	11,68	10,65	9,90	9,32	8,86	8,49	8,17	7,91	7,68	7,48	7,30	7,00	6,76	6,56
390	17,74	14,60	12,73	11,47	10,56	9,86	9,32	8,83	8,50	8,20	7,93	7,71	7,33	7,04	6,79
395	26,10	19,68	16,00	13,75	12,26	11,19	10,39	9,76	9,26	8,84	8,49	8,19	7,71	7,34	7,05
400	29,49	25,71	20,72	17,08	14,65	12,98	11,79	10,90	10,19	9,63	9,17	8,78	8,17	7,70	7,34

Термодинамическая таблица удельного объёма воды и водяного пара

Давление, МПа	Температура, °С										
	25	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
0,1	1,0031	1,0121	1,0195	1,0267	1,0336	1,0402	1,0465	1,0525	1,0582	1,0637	1,0690
1	1,0027	1,0117	1,0200	1,0282	1,0361	1,0437	1,0510	1,0580	1,0647	1,0711	1,0772
5	1,0008	1,0098	1,0188	1,0275	1,0359	1,0440	1,0518	1,0593	1,0665	1,0734	1,0800
10	0,9987	1,0075	1,0162	1,0246	1,0327	1,0405	1,0480	1,0552	1,0621	1,0687	1,0750
15	0,9966	1,0054	1,0140	1,0222	1,0301	1,0377	1,0450	1,0520	1,0587	1,0651	1,0713
20	0,9943	1,0033	1,0117	1,0197	1,0274	1,0348	1,0419	1,0487	1,0552	1,0615	1,0676
25	0,9921	1,0012	1,0095	1,0173	1,0248	1,0321	1,0391	1,0458	1,0522	1,0584	1,0644
30	0,9899	0,9992	1,0073	1,0149	1,0222	1,0292	1,0358	1,0421	1,0481	1,0539	1,0595
35	0,9875	0,9971	1,0049	1,0122	1,0191	1,0257	1,0320	1,0379	1,0436	1,0491	1,0545
40	0,9858	0,9951	1,0026	1,0095	1,0161	1,0224	1,0284	1,0341	1,0396	1,0449	1,0501
45	0,9837	0,9931	1,0003	1,0069	1,0132	1,0192	1,0250	1,0306	1,0360	1,0412	1,0463
50	0,9817	0,9911	1,0000	1,0063	1,0123	1,0180	1,0235	1,0288	1,0339	1,0389	1,0438
60	0,9776	0,9872	1,0000	1,0059	1,0115	1,0169	1,0221	1,0271	1,0319	1,0366	1,0412
70	0,9737	0,9834	1,0000	1,0056	1,0109	1,0160	1,0209	1,0256	1,0302	1,0347	1,0391
80	0,9700	0,9798	1,0000	1,0053	1,0103	1,0151	1,0197	1,0241	1,0284	1,0326	1,0367
90	0,9663	0,9763	1,0000	1,0050	1,0097	1,0142	1,0185	1,0227	1,0268	1,0308	1,0347
100	0,9635	0,9733	1,0000	1,0047	1,0091	1,0134	1,0175	1,0215	1,0254	1,0292	1,0329
110	0,9602	0,9700	0,9966	1,0010	1,0051	1,0091	1,0129	1,0166	1,0202	1,0237	1,0271
120	0,9569	0,9668	0,9930	1,0000	1,0038	1,0074	1,0108	1,0141	1,0173	1,0204	1,0234
130	0,9537	0,9637	0,9896	1,0000	1,0035	1,0068	1,0100	1,0131	1,0161	1,0190	1,0218
140	0,9506	0,9606	0,9862	1,0000	1,0032	1,0063	1,0093	1,0122	1,0150	1,0177	1,0204
150	0,9475	0,9576	0,9830	1,0000	1,0029	1,0058	1,0086	1,0113	1,0139	1,0164	1,0189
160	0,9445	0,9546	0,9798	1,0000	1,0027	1,0054	1,0080	1,0105	1,0129	1,0152	1,0175
170	0,9416	0,9517	0,9767	1,0000	1,0024	1,0049	1,0073	1,0096	1,0118	1,0139	1,0160
180	0,9387	0,9489	0,9731	1,0000	1,0021	1,0044	1,0066	1,0087	1,0107	1,0126	1,0144
190	0,936	0,946	0,971	1,0000	1,0018	1,0039	1,0059	1,0078	1,0096	1,0113	1,0129
200	0,933	0,943	0,968	0,998	1,0034	1,0077	1,0118	1,0157	1,0194	1,0229	1,0262
220	0,928	0,938	0,9112	0,991	1,026	1,067	1,115	1,171	1,237	1,315	1,405
240	0,923	0,933	0,957	0,985	1,018	1,058	1,103	1,156	1,218	1,289	1,371
260	0,918	0,928	0,951	0,979	1,011	1,045	1,092	1,142	1,200	1,266	1,341
280	0,913	0,923	0,946	0,973	1,004	1,040	1,082	1,129	1,183	1,245	1,314
300	0,908	0,919	0,941	0,968	0,998	1,033	1,072	1,117	1,168	1,226	1,291
320	0,904	0,914	0,937	0,962	0,992	1,025	1,063	1,106	1,155	1,209	1,263
340	0,900	0,910	0,932	0,957	0,986	1,018	1,055	1,096	1,142	1,193	1,250
360	0,895	0,906	0,928	0,952	0,980	1,012	1,047	1,086	1,130	1,178	1,232
380	0,891	0,902	0,923	0,948	0,975	1,005	1,039	1,077	1,119	1,165	1,216
400	0,888	0,898	0,919	0,943	0,970	0,999	1,032	1,068	1,108	1,152	1,201

Морской воды и её растворов

Таблица удельной изобарной теплоёмкости морской воды при атмосферном давлении

(c_p , кДж/кг*К)

$t, ^\circ\text{C}$	$S, \text{‰}$												
	0	5	10	15	20	25	30	32	34	35	36	38	40
-2										3,984	3,979	3,968	3,957
-1					4,075	4,043	4,013	4,001	3,99	3,984	3,979	3,968	3,957
0	4,2174	4,1812	4,1466	4,113	4,0804	4,0484	4,0172			3,9865			3,9564
	4,2205		4,1497		4,0831		4,0199						3,9601
	4,217	4,179	4,142	4,107	4,074	4,043	4,013	4,002	3,99	3,985	3,979	3,968	3,957
	4,208	4,132	4,074	4,032	4,003	3,973	3,952			3,927			3,894
1	4,214	4,176	4,14	4,106	4,074	4,043	4,013	4,002	3,991	3,985	3,98	3,968	3,958
2	4,21	4,174	4,138	4,105	4,073	4,042	4,013	4,002	3,991	3,985	3,98	3,969	3,958
5	4,2019	4,1679	4,1354	4,1038	4,073	4,0428	4,0132			3,9842			3,9556
	4,202	4,168	4,135	4,103	4,072	4,042	4,014	4,003	3,992	3,986	3,981	3,97	3,959
	4,199	4,124	4,055	4,024	3,994	3,969	3,944			3,919			3,885
10	4,1919	4,1599	4,1292	4,0994	4,0702	4,0417	4,0136			3,9861			3,959
	4,1949		4,1334			4,0741	4,0178						3,9638
	4,192	4,161	4,13	4,1	4,071	4,042	4,015	4,004	3,993	3,988	3,983	3,972	3,962
	4,191	4,116	4,061	4,019	3,986	3,96	3,936			3,911			3,881
15	4,1855	4,1553	4,1263	4,0982	4,0706	4,0437	4,0172			3,9912			3,9655
	4,186	4,157	4,128	4,099	4,071	4,073	4,016	4,006	3,995	3,99	3,985	3,975	3,965
	4,187	4,112	4,053	4,011	3,982	3,957	3,931			3,906			3,877
18	4,187	4,112	4,053	4,011	3,982	3,957	3,931			3,902			3,877
20	4,1816	4,1526	4,1247	4,0975	4,0709	4,0448	4,019			3,9937			3,9688
	4,1849		4,128		4,0741		4,022						3,9718
	4,182	4,154	4,126	4,098	4,071	4,045	4,018	4,008	3,938	3,993	3,988	3,978	3,968
	4,182	4,107	4,049	4,007	3,978	3,952	3,927			3,902			3,873
		4,159	4,131	4,105	4,078	4,05	4,023	4,012	3,998	3,993	3,988	3,978	3,968
25	4,1793	4,1513	4,1242	4,0977	4,0717	4,0462	4,021			3,9962			3,9718
	4,179	4,153	4,126	4,099	4,072	4,046	4,02	4,01	4	3,995	3,991	3,981	3,972
	4,179	4,103	4,049	4,007	3,943	3,948	3,923			3,898			3,869
30	4,1782	4,151	4,1248	4,0992	4,077	4,0494	4,0251			4,0011			3,9775
	4,1815		4,1279		4,0767		4,027						3,9788
	4,178	4,152	4,126	4,1	4,074	4,048	4,023	4,013	4,003	3,999	3,994	3,985	3,976
	4,179	4,103	4,075	4,003	3,973	3,948	3,923			3,898			3,865
35	4,1779	4,1511	4,1252	4,0999	4,0751	4,0508	4,0268			4,0031			3,9797
40	4,1783	4,1515	4,1256	4,1003	4,0754	4,0509	4,0268			4,003			3,9795
	4,18		4,129		4,078		4,03						3,983

*1 Экспериментальные данные.

*2 Вычислено на основании формул:

$$c_p \text{ (кал/г*К)} = 1,005 - 0,0004226t + 0,000006321t^2 \quad [96]$$

$$c_p \text{ (кал/г*К)} = 1,005 - 0,004136S + 0,0001098S^2 - 0,000001324S^3 \quad [57].$$

Таблица удельной изохорной теплоёмкости морской воды при атмосферном давлении

(c_v , кДж/кг*К)

$t, ^\circ\text{C}$	$S, \text{‰}$									
	0	5	10	15	20	25	30	35	40	
0	4,2149	4,18	4,1461	4,1129	4,0804	4,0482	4,0165	3,9851	3,954	
5	4,2019	4,1673	4,1341	4,1016	4,0697	4,0382	4,0071	3,9765	3,9461	
10	4,1873	4,1538	4,1215	4,0899	4,0589	4,0284	3,998"2	3,9686	3,9392	
15	4,1715	4,1391	4,108	4,0777	4,0478	4,0186	3,9898	3,9614	3,9332	
20	4,1543	4,1229	4,0929	4,0631	4,0341	3,0056	3,9773	3,9495	3,9221	
25	4,1356	4,1053	4,0759	4,047	4,0186	3,9906	3,963	3,9357	3,9087	
30	4,1152	4,0864	4,058	4,0302	4,0026	3,9756	3,9488	3,9222	3,8957	
35	4,0945	4,0659	4,0381	4,0106	3,9835	3,9568	3,9302	3,9038	3,8775	
40	4,0724	4,044	4,0163	3,989	3,9618	3,9348	3,9079	3,881	3,8541	

Таблицы коэффициентов теплового расширения морской воды и растворов ($10^{-6} K^{-1}$)

а) Millero, Gonzalez, Ward, 1976 - измерено на растворах морской воды при атмосферном давлении:

$t, ^\circ C$	$S, \text{‰}$								
	0	5	10	15	20	25	30	35	40
0	-68,1	-48,4	-30,4	-13,3	3,3	19,5	35,6	51,5	67,4
5	16,0	31,9	46,8	60,9	74,6	87,9	100,8	113,5	125,9
10	87,9	100,6	112,8	124,4	135,6	146,4	156,8	166,8	176,4
15	150,7	160,8	170,6	180,0	189,1	197,8	206,1	214,0	221,5
20	206,6	214,4	222,2	229,8	237,0	244,0	250,7	257,0	262,9
25	257,1	263,1	269,0	274,9	280,6	286,2	291,5	296,7	301,7
30	303,1	307,7	312,1	316,1	320,8	325,1	329,5	333,9	338,4
35	345,7	349,1	352,0	354,9	358,0	361,4	365,1	369,2	373,6
40	385,4	387,8	389,4	391,0	393,9	395,4	398,6	402,6	407,4

б) Chen, Millero, 1976 - измерено на растворах морской воды при $S = 35\text{‰}$, под давлением:

$(P - \text{атм}),$ 10^4 Па	$0^\circ C$	$5^\circ C$	$10^\circ C$	$15^\circ C$	$20^\circ C$	$25^\circ C$	$30^\circ C$	$35^\circ C$	$40^\circ C$
0	51,5	113,5	166,8	214	257	296,7	333,9	369,2	402,6
1000	79,1	135,6	184,4	227,9	267,6	304,6	339,4	372,5	404,1
2000	104,8	156,4	201,1	241,2	277,9	312,3	344,9	376,1	405,8
3000	129	176,1	217	253,8	287,9	319,9	350,4	379,7	407,9
4000	151,6	194,5	232	265,9	297,4	327,3	355,9	383,4	410,1
5000	172,7	211,9	246,2	277,4	306,6	334,4	361,2	387,2	412,4
6000	192,6	228,3	259,6	288,3	315,3	341,2	366,4	390,9	414,8
7000	211,1	243,7	272,3	298,7	323,7	347,8	371,4	394,5	417,2
8000	228,5	258,2	284,3	308,5	331,7	354,2	376,3	398,1	419,6
9000	244,8	271,8	295,6	317,8	339,2	360,2	380,9	401,5	421,9
10000	260,1	284,6	306,3	326,6	346,3	365,8	385,3	404,7	424

в) Fine, Wang, Millero, 1976 - вычислено для $S = 35\text{‰}$:

$(P - \text{атм}),$ 10^4 Па	$0^\circ C$	$5^\circ C$	$10^\circ C$	$15^\circ C$	$20^\circ C$	$25^\circ C$	$30^\circ C$
0	51,52	113,91	167,22	214,21	256,92	296,82	335,03
1000	78,79	136,13	185,03	228,19	267,54	304,56	340,37
2000	104,43	157,1	201,93	241,52	277,75	312,09	345,68
3000	128,5	176,87	217,95	254,23	287,58	319,45	350,99
4000	151,51	195,51	233,14	266,37	297,07	326,66	356,33
5000	172,17	213,05	247,52	277,97	306,23	333,74	361,71
6000	191,88	229,53	261,14	289,06	315,09	340,72	367,17
7000	210,25	245	274,03	299,66	323,69	347,63	372,72
8000	227,31	259,5	286,22	309,8	332,05	354,48	378,38
9000	243,13	273,05	297,75	319,51	340,17	361,29	384,17
10000	257,73	285,71	308,63	328,8	348,1	368,07	390,1

г) Caldwell, Tucker, 1970 - измерено на искусственной морской воде при $S = 34,702\text{‰}$:

$t, ^\circ C$	Близ $1^\circ C$		Близ $2,4^\circ C$		
	$P, 10^4 \text{ Па}$	$\alpha, 10^{-3} K^{-1}$	$t, ^\circ C$	$P, 10^4 \text{ Па}$	$\alpha, 10^{-3} K^{-1}$
1,252	3369	0,1471	2,617	4016	0,1777
0,923	5213	0,1893	2,393	6737	0,2238
0,949	5215	0,1876	2,246	10452	0,2825
0,987	5518	0,1933			
0,877	6210	0,203			
0,837	7628	0,2316	Близ $17,4^\circ C$		
0,75	8257	0,2394			
0,754	8263	0,2409	17,496	атм	0,2392
0,762	8263	0,2368	17,415	3858	0,2843
0,656	10586	0,2788	17,385	7006	0,3195
0,624	11798	0,299	17,342	10327	0,3555

Таблицы коэффициентов изотермического сжатия морской воды и её растворов
($B_T \cdot 10^{-6} \text{ дбар}^{-1}$)

а) Chen, Millero, 1976 - измерено на растворах стандартной морской воды при $S = 35\text{‰}$:

(P - атм), 10^4 Па	0° C	5° C	10° C	15° C	20° C	25° C	30° C	35° C	40° C
0	4,633	4,505	4,403	4,323	4,26	4,214	4,18	4,159	4,147
1000	4,511	4,391	4,294	4,218	4,158	4,112	4,079	4,057	4,044
2000	4,393	4,28	4,189	4,117	4,059	4,015	3,982	3,959	3,946
3000	4,28	4,174	4,088	4,019	3,964	3,921	3,889	3,866	3,851
4000	4,17	4,071	3,99	3,924	3,872	3,83	3,799	3,776	3,761
5000	4,065	3,972	3,896	3,833	3,783	3,743	3,712	3,69	3,675
6000	3,964	3,876	3,804	3,745	3,697	3,659	3,629	3,607	3,592
7000	3,866	3,784	3,716	3,66	3,614	3,578	3,549	3,528	3,513
8000	3,771	3,694	3,53	3,577	3,534	3,499	3,472	3,452	3,437
9000	3,68	3,608	3,547	3,497	3,457	3,424	3,398	3,378	3,364
10000	3,592	3,524	3,467	3,42	3,382	3,351	3,326	3,308	3,295

б) Fine, Wang, Millero, 1976, - вычислено для $S = 35\text{‰}$:

(P - атм), 10^4 Па	0° C	5° C	10° C	15° C	20° C	25° C	30° C
0	4,6326	4,5055	4,4029	4,3216	4,2659	4,2124	4,1796
1000	4,5109	4,3911	4,294	4,2168	4,1568	4,1119	4,0797
2000	4,3935	4,2808	4,1889	4,1154	4,058	4,0146	3,9829
3000	4,2802	4,1742	4,0874	4,0175	3,9625	3,9204	3,8891
4000	4,1709	4,0713	3,9894	3,9229	3,8701	3,8291	3,7981
5000	4,0653	3,9719	3,8946	3,8314	3,7807	3,7407	3,7098
6000	3,9632	3,8759	3,803	3,7429	3,6941	3,6551	3,6241
7000	3,8646	3,783	3,7143	3,6572	3,6102	3,572	3,541
8000	3,7692	3,6932	3,6286	3,5743	3,529	3,4915	3,4602
9000	3,6769	3,6063	3,5456	3,494	3,4503	3,4133	3,3818
10000	3,5877	3,5221	3,4652	3,4161	3,3739	3,3375	3,3057

в) Millero, Kubinski, 1975 - вычислено для 1 стандартной атмосферы:

$t, ^\circ \text{ C}$	$S, \text{‰}$								
	0	5	10	15	20	25	30	35	40
0	5,0885	5,0178	4,9497	4,8834	4,8191	4,7556	4,6938	4,6333	4,5739
5	4,9170	4,8538	4,7929	4,7335	4,6755	4,6185	4,5626	4,5075	4,4534
10	4,7810	4,7237	4,6682	4,6141	4,5610	4,5088	4,4574	4,4067	4,3567
15	4,6736	4,6207	4,5694	4,5192	4,4700	4,4214	4,3735	4,3262	4,2795
20	4,5895	4,5400	4,4918	4,4447	4,3983	4,3526	4,3075	4,2630	4,2189
25	4,5250	4,4780	4,4323	4,3874	4,3436	4,2998	4,2569	4,2147	4,1729
30	4,4774	4,4322	4,3883	4,3452	4,3028	4,2612	4,2202	4,1798	4,1399
35	4,4444	4,4006	4,3580	4,3164	4,2755	4,2354	4,1960	4,1573	4,1192
40	4,4243	4,3815	4,3401	4,2997	4,2602	4,2215	4,1837	4,1466	4,1102

г) Lepple, Millero, 1971 - измерено при атмосферном давлении:

$t, ^\circ \text{ C}$	$S, \text{‰}$								
	0	6,14	11,8	14,75	21,01	24,52	29,38	34,25	35
0	5,089	5,007	4,925	4,884	4,814	4,763	4,701	4,649	4,632
5	4,917	4,842	4,770	4,730	4,671	4,625	4,562	4,517	4,503
10	4,781	4,710	4,643	4,611	4,559	4,517	4,462	4,415	4,402
15	4,674	4,609	4,541	4,515	4,463	4,429	4,374	4,332	4,319
20	4,590	4,531	4,466	4,438	4,392	4,361	4,317	4,269	4,258
25	4,525	4,471	4,413	4,383	4,345	4,298	4,256	4,218	4,211
30	4,477	4,426	4,368	4,343	4,296	4,268	4,224	4,188	4,178
35	4,444	4,392	4,334	4,313	4,271	4,233	4,196	4,169	4,149
40	4,424	4,375	4,319	4,301	4,263	4,223	4,186	4,155	4,148

Таблицы удельного объема морской воды и её растворов ($v, \text{см}^3/2$)

a) Chen, Millero, 1976 — измерено на растворах стандартной морской воды:

(P - атм), 10^4 Па	0°C	5°C	10°C	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C
$S = 5,467\text{‰}$									
0	0,995718	0,995397	0,996041	0,996703	0,997647	0,998844	1,000273	1,001918	1,003787
1996,6	0,986078	0,98636	0,986934	0,987793	0,988873	0,990179	0,991687	0,993376	0,995263
3993,3	0,977044	0,97758	0,978372	0,97939	0,9806	0,981999	0,98358	0,985321	0,987234
5990,0	0,968558	0,969322	0,97029	0,971455	0,972785	0,974273	0,975914	0,977697	0,979628
7986,7	0,960583	0,961536	0,962663	0,963957	0,965381	0,966952	0,96865	0,970466	0,972414
9983,4	0,953079	0,954198	0,955461	0,956855	0,958365	0,959996	0,961746	0,963599	0,965562
$S = 9,989\text{‰}$									
0	0,992115	0,992162	0,992565	0,993275	0,994253	0,995476	0,996923	0,998577	1,000437
1996,6	0,982626	0,98296	0,983577	0,984475	0,985591	0,986915	0,98844	0,990132	0,992017
3993,3	0,973706	0,9743	0,975123	0,976178	0,977419	0,978833	0,980425	0,982162	
5990,0	0,96535	0,966155	0,967162	0,968349	0,969694	0,971195	0,972847	0,974622	0,97655
7986,7	0,957485	0,958476	0,959634	0,960942	0,962389	0,963958	0,965664	0,967481	0,969416
9983,4	0,950076	0,951223	0,95251	0,953921	0,95545	0,957076	0,958832	0,960676	0,962628
$S = 14,949\text{‰}$									
0	0,988195	0,988319	0,988783	0,989542	0,990495	0,991746	0,993211	0,994878	0,996733
1996,6	0,978855	0,979261	0,97994	0,980872	0,981962	0,983303	0,984832	0,98654	0,988427
3993,3	0,970092	0,970731	0,971603	0,972688	0,973894	0,975328	0,976919	0,978667	0,980568
5990,0	0,961861	0,962717	0,963749	0,96496	0,966275	0,967785	0,969433	0,971216	0,973138
7986,7	0,954115	0,955135	0,956321	0,95765	0,95906	0,960641	0,962342	0,964166	0,966101
9983,4	0,946811	0,947984	0,949292	0,950721	0,952221	0,953852	0,955599	0,957442	0,959388
$S = 20,082\text{‰}$									
0	0,984175	0,984376	0,9849	0,985706	0,986759	0,988036	0,989521	0,991202	0,993008
1996,6	0,974999	0,975465	0,976197	0,977166	0,978341	0,97971	0,981256	0,982973	0,984855
3993,3	0,966387	0,967078	0,96799	0,969102	0,970389	0,971841	0,973445	0,975199	0,977102
5990,0	0,958293	0,959173	0,960245	0,961483	0,962869	0,964393	0,96605	0,967836	0,969757
7986,7	0,950662	0,951712	0,952922	0,95427	0,955757	0,957339	0,95905	0,960869	0,962815
9983,4	0,943462	0,944664	0,945994	0,947439	0,94899	0,950649	0,952395	0,95423	
$S = 24,989\text{‰}$									
0	0,980362	0,980632	0,981213	0,982057	0,983143	0,984445	0,985948	0,987643	0,98952
1996,6	0,971335	0,971858	0,972634	0,973636	0,974841	0,976222	0,977791	0,979516	0,981423
3993,3	0,962862	0,963605	0,964545	0,965681	0,966999	0,96847	0,970082	0,971843	0,973771
5990,0	0,954887	0,955809	0,958915	0,958169	0,959586	0,96112	0,962779	0,964587	0,96653
7986,7	0,947382	0,948455	0,949684	0,951059	0,952545	0,954149	0,955865	0,957707	0,959648
9983,4	0,94028	0,941504	0,942855	0,944314	0,945874	0,947538	0,949293	0,95113	0,953104
$S = 30,003\text{‰}$									
0	0,97649	0,976825	0,977457	0,978342	0,979459	0,980781	0,982302	0,984003	0,985885
1996,6	0,967612	0,968193	0,969019	0,970047	0,971272	0,972682	0,974251	0,975986	0,977876
3993,3	0,959268	0,960053	0,961039	0,962206	0,963541	0,965011	0,966637	0,968412	0,970306
5990,0	0,951409	0,952376	0,953509	0,954794	0,956221	0,957752	0,959425	0,961225	0,963139
7986,7		0,945133	0,94639	0,947769	0,949266	0,950871	0,952585	0,954426	0,956377
9983,4		0,938273	0,939632	0,94111	0,942691	0,944343	0,946105	0,947972	0,94994
$S = 35,008\text{‰}$									
0	0,972666	0,973074	0,973755	0,974676	0,975826	0,977175	0,978716	0,980434	0,982325
1996,6	0,963951	0,964576	0,965437	0,966498	0,967759	0,969186	0,970774	0,972518	0,974423
3993,3	0,955744	0,956565	0,957587	0,958774	0,960127	0,961622	0,963267	0,965033	0,966960
5990,0	0,948010	0,948997	0,950169	0,951460	0,952895	0,954453	0,956143		0,959896
7986,7	0,940720	0,941850	0,943144	0,944526	0,946030	0,947648	0,949387	0,951226	0,953181
9983,4	0,933845		0,936474	0,937947	0,939523	0,941195	0,942959	0,944835	0,946792
$S = 39,864\text{‰}$									
0	0,968951	0,969420	0,970146	0,971109	0,972283	0,973655	0,975209	0,976994	0,978907
1996,6	0,960367	0,961051	0,961954	0,963054	0,964331	0,965767	0,967372	0,969180	0,971108
3993,3	0,952293	0,953159	0,954208	0,955434	0,956794	0,958295	0,959952	0,961804	0,963731
5990,0	0,944679	0,945704	0,946889	0,948223	0,949661	0,951222	0,952932	0,954806	0,956737
7986,7	0,937497	0,938662	0,939955	0,941368	0,942885	0,944509	0,946259	0,948151	0,950090
9983,4		0,931986	0,933381	0,934869	0,936459	0,938130	0,939904	0,941806	0,943768

a) Chen, Millero, 1976 - сглаженные результаты измерений на растворах стандартной морской воды для S=35‰:

(P- атм), 10 ⁴ Па	0° C	5° C	10° C	15° C	20° C	25° C	30° C	35° C	40° C
0	0,972664	0,973069	0,973754	0,974684	0,975834	0,977186	0,978729	0,980452	0,982346
1000	0,968228	0,968751	0,969529	0,970531	0,971735	0,973127	0,974696	0,976433	0,978331
2000	0,963927	0,964561	0,966495	0,966495	0,967751	0,969181	0,970776	0,972528	0,974431
3000	0,959757	0,960492	0,961438	0,962572	0,963877	0,965343	0,966963	0,96873	0,97064
4000	0,955711	0,956541	0,957563	0,958757	0,960109	0,96161	0,963254	0,965036	0,966953
5000	0,951784	0,952702	0,953795	0,955045	0,956441	0,957975	0,959643	0,961441	0,963365
6000	0,947971	0,948971	0,95013	0,951434	0,952871	0,954437	0,956,127	0,957939	0,959871
7000	0,944267	0,945343	0,946565	0,947918	0,949394	0,95099	0,952702	0,954528	0,956467
8000	0,940669	0,941815	0,943095	0,944494	0,946007	0,947631	0,949363	0,951203	0,953149
9000	0,937171	0,938383	0,939716	0,941159	0,942707	0,944356	0,946108	0,94796	0,949914
10000	0,93377	0,935044	0,936427	0,93791	0,939489	0,941163	0,942933	0,944797	0,946756

б) Fine, Wang, Millero, 1976- вычислено для S = 35‰:

(P- атм), 10 ⁴ Па	0° C	5° C	10° C	15° C	20° C	25° C	30° C
0	0,972669	0,973076	0,973764	0,974695	0,975844	0,977198	0,978743
1000	0,968233	0,968758	0,969539	0,970543	0,971748	0,973139	0,97471
2000	0,963933	0,964557	0,965436	0,966508	0,967765	0,969193	0,970789
3000	0,959762	0,960498	0,961449	0,962586	0,963892	0,965356	0,966975
4000	0,955715	0,955547	0,957575	0,958773	0,960125	0,961623	0,963266
5000	0,951788	0,952708	0,953808	0,955063	0,956459	0,957991	0,959657
6000	0,947975	0,948977	0,950144	0,951453	0,952892	0,954455	0,956145
7000	0,944272	0,945351	0,94658	0,947939	0,949418	0,951013	0,952726
8000	0,940675	0,941824	0,943111	0,944518	0,946035	0,94766	0,949397
9000	0,93718	0,938393	0,939734	0,941186	0,94274	0,944394	0,946155
10000	0,933782	0,935055	0,936446	0,937941	0,939529	0,941212	0,942997

в) Emmet, Millero, 1974 - измерено на стандартной морской воде при S = 35‰:

(P- атм), 10 ⁴ Па	- 2° C	0° C	2° C	4° C	6° C	8° C	10° C	12° C	15° C
атм	0,972579	0,972678	0,972808	0,972972	0,973201	0,973455	0,973768	0,974120	0,974697
967,9		0,968373	0,968555	0,968763	0,969031	0,969331	0,969669	0,970045	0,970670
1966,2	0,963903	0,964073	0,964300	0,964554	0,964859	0,965192	0,965556	0,965970	0,966632
2964,5	0,959687	0,959901	0,960174	0,960470	0,960809	0,961174	0,961581	0,962009	0,962714
3962,9	0,955603	0,955859	0,956187	0,956505		0,957277	0,957709	0,958166	0,95, 8896
4961,3	0,951642	0,951933	0,952288	0,952652	0,953059	0,953485	0,953945	0,954423	0,955193
5959,7	0,947798	0,948130	0,948518	0,948908	0,949348	0,949799	0,950282	0,950788	0,951578
6958,1	0,944058	0,944431	0,944846	0,945283	0,945740	0,946215	0,946714	0,947247	0,948072
7956,5	0,940434	0,940840	0,941282	0,941738	0,942227	0,942728	0,943249	0,943798	0,944647
8954,9	0,936921		0,937813		0,938805	0,939337	0,939876	0,940447	0,941309
9953,3	0,933499	0,933953	0,934451		0,935484	0,936032	0,936600	0,937174	0,938038

(P- атм), 10 ⁴ Па	20° C	25° C	30° C	35° C	40° C
атм	0,975843	0,977197	0,978744		
967,9	0,971854	0,973265	0,974810	0,976582	0,978480
1966,2	0,967892	0,969320	0,970919	0,972680	0,974582
2964,5	0,964009	0,965480	0,967110	0,968885	0,970793
3962,9	0,960249	0,961747	0,963399	0,965194	0,967107
4961,3	0,955589	0,958110		0,961601	0,963513
5959,7	0,953015	0,954589	0,956275	0,958097	0,960020
6958,1	0,949538	0,951131	0,952847	0,954686	0,956616
7956,5	0,946151	0,947776	0,949507	0,951359	0,953298
8954,9	0,942851	0,944509	0,946245	0,948105	0,950052
9953,3	0,939623	0,941300	0,943066	0,944944	0,946884

Компонентов нефти

Таблица изобарной теплоёмкости C_p Дж/(кг*К), *n*-гексана
при различных давлениях p , МПа, и температурах t , °C

t	c_p	t	c_p	t	c_p	t	c_p	t	c_p	t	c_p
Докритические P		Паровая фаза		$p = 3,0$		255,58 7199		$p = 5,5$		$p = 8,0$	
Жидкая фаза		$P = 0,5$		234,21	14266	256,71	6925	220,52	3379	232,63	3314
$p = 0,5$		135,12	2309	234,44	12748	257,69	6680	230,84	3511	240,98	3380
22,45	2263	137,54	2318	234,54	11870	259,03	6304	240,86	3670	252,61	3470
53,82	2398	140,17	2322	234,6	11399	260,12	6026	252,51	3942	265,07	3573
78,11	2514	147,93	2335	234,92	10098	265,1	5017	265,17	4321	278,43	3703
102,42	2642	170,2	2400	235,29	8844	281,05	3827	266,56	4374	289,85	3788
124,79	2773	210,61	2519	235,91	7614	290,29	3586	271,9	4528	299,37	3841
126	2780	244,86	2633	237,46	6030	305,73	3405	274,12	4566	302,34	3864
126,92	2787	282,35	2762	238,04	5742	330,33	3296	275,35	4584	304,16	3851
127,68	2798	310,65	2862	238,78	5385	349,8	3281	276,9	4595	307,86	3872
		331,45	2936	239,32	5188			278,23	4609	309,83	3869
102,42	2635	351,12	2993	240,82	4829	220,53	3500	279,06	4598	310	3873
120,99	2745			254,95	3541	230,81	3771	280,7	4599	311,97	3866
141,48	2879	$p = 1,0$		281,46	3200	240,76	4052	282,3	4567	316,63	3869
158,04	3007	168,22	2615	309,96	3131	252,27	4829	286,09	4511	319,75	3854
162,03	3045	169,83	2612	330,47	3141	256,95	5360	289,91	4412	330,08	3824
163,38	3057	175,69	2610	349,94	3170	260,32	5651	305,47	3980	347,67	3748
163,62	3060	192,06	2595			261,33	5700	330,2	3595		
		210,48	2614	Сверхкритические P		262,38	5736	347,92	3490	$P = 9,0$	
		255,93	2722	$p = 3,5$		262,95	5749			232,16	3260
121,02	2740	282,38	2805	199,27	3313	263,52	5748	$p = 6,0$		240,98	3322
141,48	2872	310,73	2893	220,4	3726	264,12	5747	213,17	3273	265,13	3491
162,22	3030	330,99	2956	229,81	4235	264,71	5717	220,58	3333	278,47	3578
179,91	3237	350,61	3022	230,62	4283	264,9	5681	230,86	3449	289,88	3653
183,96	3284			232,97	4547	266,9	5681	240,92	3581	299,41	3702
186,5	3330	$p = 1,5$		234,35	4777	266,81	5594	252,53	3771	312,13	3743
187,12	3339	190,44	3003	238,64	6009	268,18	5446	265,33	4049	319,71	3757
		191,34	2981	240,39	7067	270,45	5225	278,28	4295	325,28	3777
		193,58	2941	241,84	8999	272,81	4987	280,76	4313	330,13	3770
		197,07	2897	242,56	10304	278,82	4353	282,36	4331	335,57	3765
		210,09	2813	243,1	11367	280,82	4353	283,55	4340	347,6	3749
		231,5	2783	243,71	12294	290,12	3917	284,9	4344		
		255,69	2806	243,93	12621	305,57	3574	286,16	4344	$p = 10,0$	$p = 30,0$
		282,1	2860	244,07	12885	330,33	3386	288,42	4338	22,34	2242
		310,44	2937	244,26	12910	349,7	3342	289,92	4323	53,77	2367
		330,75	2993	244,31	12891			293,96	4276	78,1	2472
		350,33	3047	244,57	12806	$p = 5,0$		299,23	4199	102,46	2582
				244,78	12321	78,09	2491	299,23	4199	121,04	2667
				245,02	12041	102,46	2608	311,92	3954	139,24	2752
				245,9	10664	121,02	2702	319,91	3829	162,26	2858
				246,67	9459	141,5	2811	330,16	3704	180,09	2953
				249,93	6418	162,3	2932	347,81	3561	199,31	3047
				252,14	5558	179,91	3048			215,84	3133
				252,15	5550	199,28	3207	$P = 7,0$		220,6	3156
				258,14	4379	213,16	3344	78,09	2483	220,99	3280
				265,59	3853	220,57	3434	102,46	2596	240,99	3280
				281,29	3442	230,82	3592	121,03	2687	264,94	3415
				309,85	3233	240,83	3814	141,54	2794	278,49	3495
				330,38	3211	252,43	4216	162,23	2895	282,15	3523
				349,85	3216	265,04	4867	179,93	2995	299,41	3612
						266,43	4937	199,29	3120	299,41	3612
						268,02	4975	220,61	3272	319,88	3682
						269,21	4996	230,9	3359	330,12	3705
						270,41	5002	240,96	3462	335,56	3711
						271,41	5019	252,59	3583	341,01	3713
						272,52	5006	265,44	3749	347,54	3715
						273,73	4984	278,38	3915		
						275,03	4954	286,29	3977	$p = 12,0$	
						279,09	4784	290	4009	232,14	3165
						280,7	4731	293,99	4033	252,66	3274
						289,97	4265	296,55	4033	268,37	3345
						305,46	3781	299,32	4042	282,18	3410
						330,27	3492	301,52	4038	299,5	3497
						349,66	3423	305,42	4031	299,41	3612
								312,1	3983	319,9	3566
								319,79	3920	330,11	3590
								330,05	3815	347,54	3629
										353,64	3711
										378,4	3713
										102,96	3715
										120,3	2578
										139,15	2655
										162,29	2740
										178,59	2780
										198,58	2875
										220,58	2959
										237,81	3016
										260,51	3087
										268,49	3111
										298,59	3204
										305,22	3223
										319,92	3271

Таблица изобарной теплоёмкости c_p , Дж/(кг*К), циклогексана при различных давлениях p , МПа, и температурах t , °C

t	c_p	t	c_p	t	c_p	t	c_p	t	c_p	t	c_p	t	c_p	t	c_p
до критических		Паровая фаза		$p = 3,0$		$p = 5,0$		$p = 6,0$		170,7	2593	$P = 11,0$			
Жидкая фаза		$p = 0,5$		256,55	4164	22,4	1843	274,67	3554	188,62	2693	274,82	3181		
$p = 0,5$		145,05	2038	257,94	3768	44,87	1947	284,99	3816	219,46	2885	296,31	3336		
22,43	1848	151,68	2056	259,02	3679	61,56	2030	295,91	4323	230,97	2966	318,99	3500		
44,88	1954	188,23	2170	263,91	3382	90,45	2171	305,52	5069	239,63	3033	324,97	3572		
61,59	2038	210,87	2264	283,1	2043	116,87	2305	307,8	5272	252,69	3136	338,61	3661		
90,47	2184	230,03	2348	301,55	2974	150,05	2491	309,4	5365	260,46	3208	358,83	3782		
116,85	2322	264,75	2500	325,29	2979	188,61	2724	309,75	5403	267,76	3274	377,14	3835		
140,66	2466	283,77	2581	341,88	3010	219,4	2942	310,73	5479	274,74	3357	395,77	3823		
$p = 1,0$		301,99	2651	362,47	3054	230,93	3040	312,04	5498	296,17	3677	$p = 12,0$			
116,9	2322	342,36	2821	377,78	3091	239,62	3135	313,63	5521	312,29	4016	274,83	3154		
145,03	2491	363,01	2899	401,81	3155	252,65	3302	315,48	5474	324,98	4309	296,35	3295		
176,88	2704	378,27	2955	$P = 3,5$		260,63	3430	318,16	5325	329,88	4385	318,99	3433		
178,1	2710	402,14	3041	269,56	5106	267,66	3601	319,96	5180	332,34	4393	324,99	3481		
$p = 1,5$		$p = 1,0$		270,27	4869	274,27	3844	324,83	4798	335,22	4400	338,6	3575		
170,61	2651	182,3	2314	274,75	4238	274,28	3844	329,8	4429	338,14	4389	358,84	3699		
188,57	2784	187,98	2319	283,02	3480	279,87	4138	341,56	3936	341,48	4356	377,16	3767		
$P = 2,0$		212,22	2361	301,5	3158	284,66	4596	362,29	3565	350,24	4191	395,75	3789		
170,59	2642	229,62	2418	325,23	3073	288,66	3288	377,16	3472	362,18	3974	$p = 13,0$			
188,58	2771	264,39	2542	341,82	3076	290,23	5739	395,89	3416	377,04	3773	274,83	3128		
219,28	3056	264,4	2542	362,44	3102	292,69	6789	$p = 6,5$		395,92	3620	296,46	3256		
224,2	3139	283,42	2617	377,79	3132	293,33	7120	274,7	3467	$p = 8,0$		318,92	3395		
225,03	3151	301,78	2686	401,79	3186	293,36	7140	285,02	3670	274,75	3321	325	3430		
225,84	3162	325,45	2781	$p = 4,0$		294,42	7688	296,03	3989	296,22	3589	338,59	3507		
$P = 2,5$		342,1	2839	282,66	5927	295,12	8211	305,61	4378	312,32	3849	358,84	3631		
22,42	1845	362,79	2926	288,43	4275	296,53	8598	312,16	4726	324,87	4083	377,37	3701		
44,86	1952	378,03	2977	301,39	3350	297,01	8644	315,87	4885	329,93	4161	395,75	3748		
61,57	2034	401,93	3059	325,18	3209	297,56	8602	318,22	4958	335,28	4214	$P = 14,0$			
90,47	2173	$p = 1,5$		341,77	3162	298,34	8458	319,99	4968	338,18	4300	274,82	3112		
(16,90)	2314	207,55	2550	362,43	3162	299,27	7990	321,94	4982	341,51	4250	296,46	3228		
145,02	2478	211,25	2533	377,77	3174	300,8	7230	324,81	4915	345,17	4215	318,87	3358		
170,56	2636	213,42	2527	401,75	3220	303,4	6128	329,65	4717	350,23	4183	325,02	3392		
188,59	2761	220,65	2521	Сверхкрит. P		305,52	5515	335,26	4446	362,21	4031	338,63	3471		
219,34	3038	221,91	2524	$p = 4,5$		307,71	5036	338,06	4323	377,02	3855	358,84	3583		
235,11	3278	232,02	2533	274,32	4183	308,6	4377	341,49	4249	395,88	3684	377,17	3652		
238,29	3355	250,11	2572	276,73	4402	310,02	4673	345,19	4062	$p = 9,0$		395,8	3700		
241,18	3438	278,39	2650	279,75	4901	311,67	4494	350,46	3932	274,79	3264	$p = 15,0$			
$P = 3,0$		300,55	2721	282,88	6009	311,99	4460	362,25	3742	296,27	3460	22,28	1834		
170,59	2633	325,36	2815	284,48	7189	315,67	4145	377,1	3571	312,36	3645	44,76	1940		
219,37	3014	342,06	2875	284,87	7800	324,93	3734	396,01	3475	324,94	3808	61,5	2021		
230,98	3158	362,64	2944	285,47	8736	341,69	3442	$p = 7,0$		341,55	3986	90,36	2154		
246,73	3472	377,93	2999	285,97	9910	362,38	3322	274,73	3403	350,29	4017	116,65	2282		
252,46	3726	401,95	3078	286,51	11553	377,38	3308	285,11	3572	355,83	4021	150,05	2455		
254,43	4082	$p = 2,0$		287,03	13377	395,97	3295	296,12	3802	362,2	4013	170,6	2552		
254,92	4076	227	2825	287,56	16050	$p = 5,5$		312,24	4275	376,99	3916	189,26	2645		
254,72	3920	229,14	2807	288,05	16437	274,61	3667	318,3	4476	395,8	3781	219,32	2794		
$p = 3,5$		229,29	2807	288,15	16436	284,75	4060	322	4561	$P = 10,0$		230,97	2853		
170,59	2624	230,24	2801	288,19	16435	292,97	4715	324,78	4611	22,33	1838	231,61	2906		
219,36	2993	233,1	2770	288,34	16347	295,67	5088	327,48	4637	44,83	1944	252,83	2981		
235,16	3176	245,13	2718	288,6	15871	299,63	5746	329,65	4612	61,53	2026	260,55	3019		
254,57	3062	264,18	2710	289,33	13173	302,13	6170	329,78	4632	90,43	2162	267,86	3058		
261,14	3946	283,23	2744	289,86	11483	303,19	6325	332,11	4586	116,71	2289	274,82	3096		
265,98	4531	301,61	2793	290,98	8894	304,26	6450	335,24	4532	150,08	2468	296,47	3208		
266,98	5132	325,29	2860	292,16	7433	305,33	6502	341,46	4364	170,64	2576	318,83	3346		
$p = 4,0$		342,03	2915	293,3	6492	306,52	6465	350,3	4102	188,65	2673	325,01	3360		
170,57	2622	362,6	2968	295,42	5415	307,48	6405	362,22	3856	219,44	2842	338,59	3478		
219,39	2944	377,87	3029	300	4506	308,44	6281	377,03	3672	230,99	2919	358,85	3539		
231	3093	401,92	3105	302,32	4263	309,8	6063	395,99	3548	239,56	2964	377,18	3605		
239,56	3199	$P = 2,5$		312,27	3671	311,55	5754	$p = 7,5$		252,8	3057	395,85	3665		
252,6	3442	242,95	3212	325,02	3414	312	5673	22,37	1841	260,52	3111	$p = 20,0$			
260,24	3660	244,87	3162	341,74	3284	318,22	4773	44,87	1946	267,85	3166	22,27	1831		
267,47	4072	264,12	2900	362,4	3238	324,81	4229	61,55	2028	274,82	3219	44,69	1933		
274,04	5241	283,15	2852	377,41	3243	329,91	3975	90,41	2164	296,29	3391	61,47	2018		
		301,56	2864	395,99	3253	341,63	3658	116,67	2299	319,01	3597	88,77	2135		
		325,24	2914			362,33	3437	150,07	2477	324,97	3648	116,61	2274		
		342	2954			377,3	3378			338,6	3783				
		362,5	3013			396	3357			358,8	3898				

Таблица изобарной теплоемкость этилбензола C_p , кДж/(кг*К)

P, МПа	Температура, °С								
	25	50	100	150	200	250	300	350	400
0	1,210	1,314	1,510	1,693	1,863	2,017	2,156	2,282	2,399
0,5	1,755	1,840	2,012	2,192	2,389	2,085	2,200	2,314	2,421
1	1,756	1,840	2,011	2,190	2,386	2,272	2,279	2,357	2,449
1,5	1,754	1,839	2,010	2,188	2,383	2,622	2,441	2,423	2,486
2	1,754	1,839	2,009	2,186	2,380	2,611	2,975	2,527	2,531
2,5	1,754	1,838	2,008	2,183	2,377	2,598	3,030	2,707	2,592
3	1,753	1,837	2,007	2,182	2,372	2,591	2,969	3,056	2,670
3,5	1,753	1,837	2,006	2,181	2,368	2,582	2,923	4,055	2,779
4	1,752	1,836	2,005	2,178	2,365	2,574	2,885	—	2,935
4,5	1,752	1,836	2,004	2,177	2,360	2,566	2,855	4,205	3,176
5	1,751	1,835	2,003	2,175	2,357	2,560	2,830	3,650	3,488
5,5	1,751	1,835	2,002	2,174	2,354	2,552	2,808	3,412	3,811
6	1,751	1,834	2,001	2,173	2,351	2,546	2,788	3,277	4,028
6,5	1,755	1,833	2,000	2,171	2,348	2,540	2,771	3,183	3,962
7	1,750	1,833	2,000	2,170	2,346	2,534	2,757	3,117	3,762
7,5	1,749	1,832	1,999	2,167	2,343	2,530	2,744	3,064	3,580
10	1,747	1,830	1,995	2,160	2,328	2,506	2,695	2,915	3,176
12,5	1,745	1,828	1,991	2,156	2,320	2,490	2,662	2,845	3,029
15	1,743	1,827	1,987	2,149	2,310	2,474	2,636	2,800	2,952
17,5	1,742	1,823	1,984	2,145	2,306	2,464	2,617	2,766	2,901
20	1,740	1,821	1,981	2,140	2,300	2,454	2,603	2,738	2,863
22,5	1,738	1,819	1,978	2,137	2,294	2,445	2,589	2,716	2,828
25	1,737	1,817	1,975	2,133	2,289	2,438	2,578	2,698	2,799

Таблица изобарной теплоемкости о-ксилола C_p , кДж/(кг • К)

P, МПа	Температура, °С								
	25	50	100	150	200	250	300	350	400
0	1,255	1,345	1,524	1,696	1,856	2,003	2,138	2,264	2,378
0,5	1,752	1,833	1,998	2,171	2,361	2,077	2,183	2,294	2,399
1	1,751	1,832	1,997	2,169	2,357	2,591	2,262	2,336	2,425
1,5	1,750	1,832	1,996	2,168	2,354	2,581	2,432	2,401	2,459
2	1,750	1,831	1,995	2,166	2,351	2,573	2,948	2,501	2,503
2,5	1,749	1,830	1,994	2,165	2,348	2,564	2,915	2,677	2,558
3	1,748	1,829	1,993	2,164	2,345	2,557	2,889	2,988	2,630
3,5	1,747	1,829	1,992	2,162	2,342	2,550	2,860	—	2,726
4	1,747	1,828	1,992	2,161	2,340	2,543	2,811	4,242	2,903
4,5	1,746	1,827	1,991	2,160	2,337	2,538	2,792	3,594	3,266
5	1,745	1,826	1,990	2,158	2,335	2,532	2,775	3,386	4,007
5,5	1,745	1,826	1,989	2,157	2,333	2,526	2,761	3,265	4,327
6	1,744	1,825	1,989	2,156	2,330	2,521	2,758	3,171	4,285
6,5	1,743	1,824	1,988	2,155	2,328	2,516	2,748	3,104	3,996
7	1,743	1,824	1,987	2,154	2,326	2,511	2,737	3,052	3,715
7,5	1,742	1,823	1,986	2,153	2,324	2,507	2,726	3,012	3,527
10	1,738	1,820	1,982	2,148	2,314	2,487	2,678	2,894	3,135
12,5	1,735	1,817	1,979	2,143	2,306	2,471	2,648	2,828	3,002
15	1,732	1,814	1,976	2,139	2,229	2,458	2,621	2,782	2,930
17,5	1,729	1,811	1,974	2,135	2,293	2,447	2,601	2,749	2,888
20	1,726	1,808	1,971	2,132	2,288	2,438	2,585	2,724	2,957
22,5	1,723	1,805	1,969	2,129	2,283	2,430	2,571	2,703	2,832

Таблица изобарной теплоемкости бензола C_p , кДж/(кг*К)

p , МПа	Температура, °С								
	25	50	100	150	200	250	300	350	400
0,0	1,050	1,811	1,345	1,530	1,703	1,851	1,985	2,103	2,211
0,5	1,730	1,811	1,977	1,642	1,765	1,890	2,011	2,123	2,226
1,0	1,730	1,810	1,975	2,172	1,871	1,943	2,043	2,144	2,242
1,5	1,729	1,809	1,974	2,168	2,436	2,024	2,084	2,169	2,259
2,0	1,729	1,808	1,972	2,164	2,424	2,157	2,039	2,199	2,279
2,5	1,728	1,807	1,970	2,160	2,413	2,416	2,209	2,233	2,301
3,0	1,728	1,807	1,969	2,157	2,403	3,013	2,300	2,275	2,326
3,5	1,727	1,806	1,967	2,153	2,393	2,916	2,423	2,326	2,355
4,0	1,727	1,805	1,965	2,150	2,384	2,848	2,613	2,389	2,289
4,5	1,729	1,805	1,964	2,147	2,375	2,796	2,968	2,465	2,427
5,0	1,726	1,804	1,962	2,144	2,367	2,755	4,036	2,556	2,470
5,5	1,725	1,803	1,961	2,141	2,359	2,711	—	2,672	2,519
6,0	3,725	1,802	1,960	2,138	2,352	2,693	3,247	2,821	2,572
6,5	1,725	1,802	1,958	2,135	2,346	2,667	4,200	3,008	2,629
7,0	1,725	1,801	1,957	2,132	2,339	2,645	3,670	3,250	2,691
7,5	1,724	1,801	1,955	2,130	2,333	2,625	3,406	3,580	2,754
10,0	1,722	1,797	1,949	2,118	2,307	2,550	2,929	3,563	3,066
12,5	1,721	1,795	1,943	2,107	2,285	2,498	2,766	3,123	3,132
15,0	1,719	1,792	1,938	2,098	2,269	2,460	2,679	2,934	3,056
17,5	1,717	1,790	1,933	2,089	2,254	2,431	2,617	2,827	2,951
20,0	1,716	1,787	1,928	2,082	2,237	2,400	2,567	2,747	2,861
22,5	1,714	1,785	1,924	2,075	2,227	2,381	2,533	2,683	2,766
25,0	1,713	1,783	1,920	2,069	2,219	2,366	2,507	2,632	2,695

Таблица изобарной теплоемкости толуола C_p , кДж/(кг*К)

p , МПа	Температура, °С								
	25	50	100	150	200	250	300	350	400
0,0	1,127	1,227	1,420	1,603	1,774	1,931	2,073	2,201	2,319
0,5	1,709	1,789	1,956	2,145	1,860	1,983	2,108	2,226	2,338
1,0	1,708	1,788	1,954	2,142	2,371	2,077	2,158	2,258	2,360
1,5	1,707	1,787	1,953	2,139	2,365	2,287	2,235	2,298	2,386
2,0	1,707	1,786	1,952	2,136	2,358	2,679	2,362	2,362	2,415
2,5	1,706	1,786	1,950	2,134	2,353	2,658	2,606	2,424	2,452
3,0	1,706	1,785	1,949	2,132	2,348	2,638	3,320	2,522	2,492
3,5	1,705	1,784	1,948	2,129	2,343	2,621	3,750	2,658	2,550
4,0	1,705	1,783	1,947	2,127	2,338	2,605	3,358	2,871	2,615
4,5	1,704	1,783	1,946	2,125	2,333	2,590	3,180	3,235	2,693
5,0	1,704	1,782	1,945	2,122	2,328	2,577	3,070	4,042	2,788
5,5	1,703	1,781	1,944	2,120	2,324	2,565	2,991	—	2,907
6,0	1,703	1,781	1,942	2,118	2,320	2,554	2,934	5,032	3,041
6,5	1,702	1,780	1,941	2,116	2,316	2,544	2,890	4,225	3,185
7,0	1,702	1,780	1,940	2,114	2,312	2,534	2,854	3,776	3,318
7,5	1,701	1,779	1,939	2,112	2,308	2,525	2,824	3,521	3,426
10,0	1,699	1,776	1,934	2,104	2,292	2,492	2,725	3,044	3,342
12,5	1,696	1,774	1,930	2,096	2,279	2,466	2,668	2,888	3,111
15,0	1,694	1,771	1,926	2,090	2,268	2,446	2,626	2,808	2,970
17,5	1,692	1,768	1,922	2,084	2,259	2,430	2,594	2,754	2,898
20,0	1,690	1,765	1,918	2,079	2,251	2,416	2,569	2,714	2,845
22,5	1,688	1,763	1,914	2,074	2,243	2,405	2,550	2,681	2,798

Таблица изобарной теплоемкости *m*-ксилола C_p , кДж/(кг·К)

p , МПа	Температура, °С								
	25	50	100	150	200	250	300	350	400
0	1,201	1,297	1,482	1,659	1,825	1,980	2,120	2,246	2,363
0,5	1,737	1,824	1,999	2,178	2,374	2,048	2,162	2,275	2,386
1,0	1,737	1,823	1,998	2,176	2,370	2,614	2,237	2,317	2,486
1,5	1,736	1,823	1,997	2,174	2,366	2,601	2,380	2,378	2,447
2,0	1,735	1,822	1,995	2,172	2,362	2,590	2,747	2,467	2,489
2,5	1,735	1,821	1,994	2,170	2,358	2,580	2,979	2,611	2,541
3,0	1,734	1,820	1,993	2,168	2,355	2,571	2,933	2,833	2,607
3,5	1,733	1,820	1,992	2,167	2,351	2,562	2,895	3,308	2,683
4,0	1,733	1,819	1,991	2,165	2,348	2,554	2,863	—	—
4,5	1,732	1,818	1,990	2,163	2,345	2,547	2,836	—	—
5,0	1,732	1,818	1,989	2,162	2,342	2,540	2,812	—	—
5,5	1,731	1,817	1,988	2,160	2,339	2,533	2,792	—	—
6,0	1,730	1,816	1,987	2,158	2,336	2,527	2,773	—	—
6,5	1,730	1,815	1,986	2,157	2,333	2,522	2,757	—	—
7,0	1,729	1,815	1,985	2,155	2,331	2,516	2,742	—	—
7,5	1,729	1,814	1,984	2,154	2,328	2,511	2,729	3,042	—
10,0	1,726	1,811	1,979	2,147	2,317	2,490	2,678	2,914	3,153
12,5	1,723	1,808	1,975	2,141	2,308	2,473	2,644	2,837	3,052
15,0	1,721	1,805	1,971	2,135	2,299	2,460	2,619	2,786	2,269
17,5	1,718	1,802	1,967	2,130	2,292	2,449	2,601	2,749	2,904
20,0	1,716	1,799	1,963	2,125	2,286	2,440	2,586	2,722	2,853
22,5	1,713	1,796	1,960	2,121	2,281	2,433	2,574	2,701	2,812
25,0	1,711	1,724	1,956	2,117	2,276	2,426	2,565	2,684	2,779

Таблица изобарной теплоемкости *n*-ксилола C_p , кДж/(кг·К)

p , МПа	Температура, °С								
	25	50	100	150	200	250	300	350	400
0	1,195	1,289	1,471	1,645	1,810	1,964	2,105	2,233	2,352
0,5	1,713	1,796	1,975	2,162	2,367	2,036	2,150	2,263	2,374
1,0	1,712	1,796	1,974	2,160	2,363	2,619	2,228	2,306	2,399
1,5	1,712	1,795	1,973	2,158	2,359	2,606	2,393	2,371	2,433
2,0	1,711	1,795	1,972	2,156	2,355	2,594	2,862	2,467	2,478
2,5	1,711	1,794	1,971	2,155	2,351	2,583	2,997	2,623	2,533
3,0	1,711	1,794	1,970	2,153	2,347	2,573	2,948	2,888	2,603
3,5	1,710	1,793	1,969	2,151	2,344	2,564	2,907	4,059	2,682
4,0	1,710	1,793	1,968	2,149	2,340	2,555	2,873	—	—
4,5	1,709	1,792	1,967	2,148	2,337	2,547	2,844	—	—
5,0	1,709	1,792	1,967	2,146	2,334	2,540	2,819	—	—
5,5	1,709	1,791	1,966	2,145	2,331	2,533	2,797	—	—
6,5	1,708	1,791	1,965	2,143	2,328	2,526	2,778	—	—
6,0	1,708	1,790	1,964	2,142	2,325	2,520	2,761	—	—
7,0	1,707	1,790	1,963	2,140	2,323	2,515	2,745	—	—
7,5	1,707	1,789	1,962	2,139	2,320	2,509	2,731	—	—
10,0	1,705	1,787	1,959	2,128	2,308	2,486	2,678	2,900	3,079
12,5	1,704	1,785	1,955	2,126	2,298	2,468	2,642	2,827	3,003
15,0	1,702	1,783	1,952	2,121	2,290	2,454	2,616	2,779	2,940
17,5	1,701	1,782	1,949	2,116	2,283	2,442	2,596	2,744	2,889
20,0	1,699	1,780	1,946	2,112	2,276	2,432	2,580	2,720	2,850
22,5	1,698	1,779	1,943	2,108	2,270	2,424	2,567	2,698	2,819

Природного газа и конденсатной смеси

Определение изобарной теплоёмкости

Изобарная теплоёмкость газа ккал/кмоль⁰С определяется по формуле

$$C_p = C_p^0 + \Delta C_p, \quad (\text{П.1})$$

где C_p^0 - удельная изобарная теплоёмкость при атмосферном давлении и заданной температуре; ΔC_p — поправка на давление.

Величина C_p^0 для природного газа определяется по формуле

$$C_{pсм}^0 = \sum_{i=1}^n g_i C_{pi}^0, \quad (\text{П.2})$$

где C_{pi}^0 - изобарная теплоёмкость при T и атмосферном давлении i -го компонента; g_i - массовая доля i -го компонента, доли единицы.

Величина C_{pi}^0 определяется по рис. П.1 или рассчитывается по формуле

П.1 или рассчитывается по формуле

$$C_{pi}^0 = E_i + n \cdot F_i + n^2 \cdot G_i + n^3 \cdot H_i + N_i/n, \quad (\text{П.3})$$

где E_i, F_i, G_i, H_i, N_i - коэффициенты, определяемые для каждого компонента по табл. П-1; $n = T/100$; T - температура, К.

Поправка на давление ΔC_p должна определяться в зависимости от состава газа по двум или трем параметрам.

Для определения ΔC_p по двум параметрам используется график, представленный на рис. П-2.

Для определения удельной изобарной теплоёмкости c_p в ккал/кг*⁰С, следует полученную величину разделить на молекулярную массу газа, определяемую по формуле

$$\mu = \sum_{i=1}^n x_i \mu_i, \quad (\text{П.4})$$

где μ_i - масса киломоля i -го компонента, кг/кмоль; x_i - мольная доля i -го компонента, доли единицы.

Для определения ΔC_p с учетом третьего параметра проводится по формуле

$$\Delta C_p = R(\Delta C_p^{(0)} + \omega \Delta C_p^{(1)}), \quad (\text{П.5})$$

где $R = 1,986$ ккал/кмоль*⁰С; $\Delta C_p^{(0)}, \Delta C_p^{(1)}$ - безразмерные

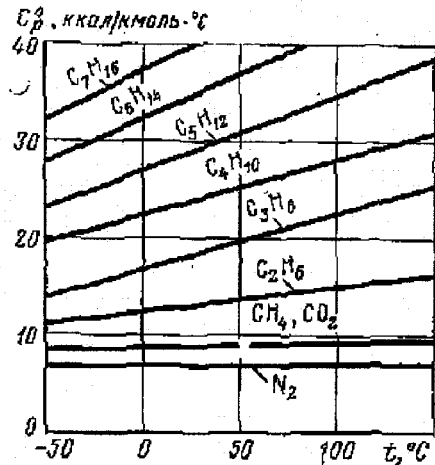


Рис. П-1. Зависимость изобарной молярной теплоёмкости углеводородов при атмосферном давлении от температуры

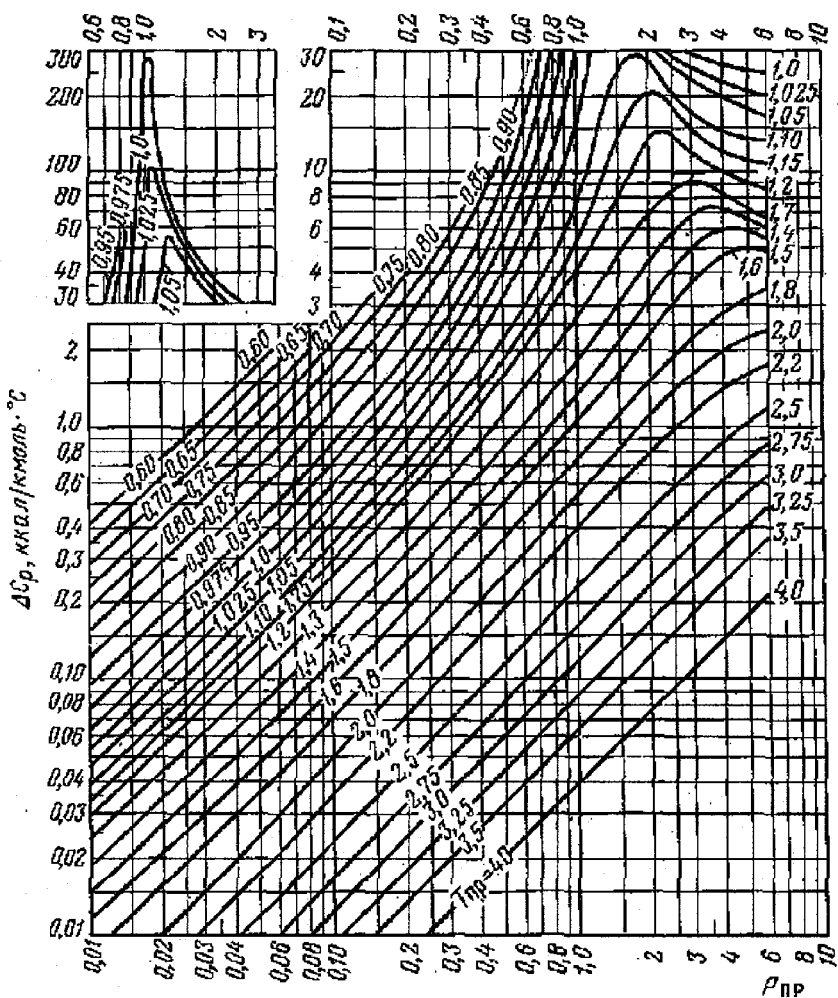


Рис. П-2. Зависимость ΔC_p от $P_{пр}$ и $T_{пр}$

функции, определяются по графикам на рис. П-3 и П-4 в зависимости от приведенных давления и температуры для значений $P_{пр}$ от 0,3 до 4 и $T_{пр}$ от 0,8 до 2.

Для расчета по формуле (П.5) величины ω , $P_{кр}$, $T_{кр}$ рассчитываются по составу газа. *Пример, Определить c_p при $P=150$ кгс/см² и $t=137^\circ\text{C}$.*

Определяем по рис П-1 или по формуле (П.2) C_{pi}^0 для каждого компонента. Находим g_i для каждого компонента по формуле (П.1). По формуле (П.3) вычисляем $C_{рсм}^0=10,825$ ккал/кмоль $\cdot^\circ\text{C}$ (табл. П.2).

Определяем $P_{кр}$, $T_{кр}$ (табл. П.2). Рассчитываем приведенные параметры

$$P_{пр}=150/47,38=3,16;$$

$$T_{пр}=(273+137)/200=2,05.$$

По рис. П-2 для полученных значений $P_{пр}$ и $T_{пр}$ находим $\Delta C_p=1,6$ ккал/кмоль $\cdot^\circ\text{C}$ (по двум параметрам).

По формуле (П.1) рассчитываем C_p
 $C_p=10,825+1,6=12,425$ ккал/кмоль $\cdot^\circ\text{C}$.

Для получения удельной изобарной теплоёмкости делим полученную величину на массу киломоля $\mu=17,431$ кг/кмоль.

$$c_p=12,425/17,431=0,713$$
 ккал/кг $\cdot^\circ\text{C}$.

Теперь рассчитаем ΔC_p по трем параметрам по рис. П-3 и П-4 находим

$$\Delta C_p^{(0)}=0,87; \Delta C_p^{(1)}=9,12.$$

Далее по формуле (П.5) рассчитываем

$$\Delta C_p=1,896*(0,87+0,12*0,0812)=1,65$$
 ккал/кмоль $\cdot^\circ\text{C}$

В данном случае удельная изобарная теплоёмкость составит

$$c_p=(10,825+1,65)/17,431=0,716$$
 ккал/кг $\cdot^\circ\text{C}$.

Таким образом, погрешность в расчетах по двум методикам составила 0,4%.

При неизвестном компонентном составе и для приближенных расчетов, теплоёмкость газа определяется по графикам, представленных на рис. П-5 для различных относительных плотностей.

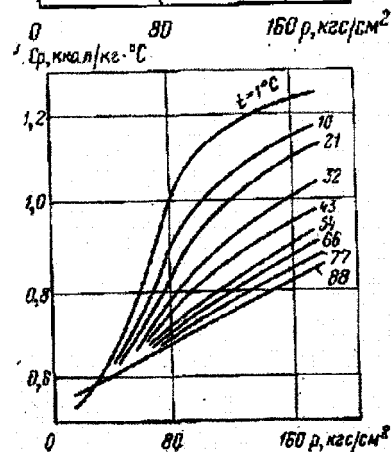
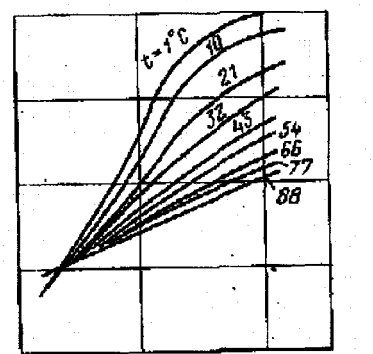
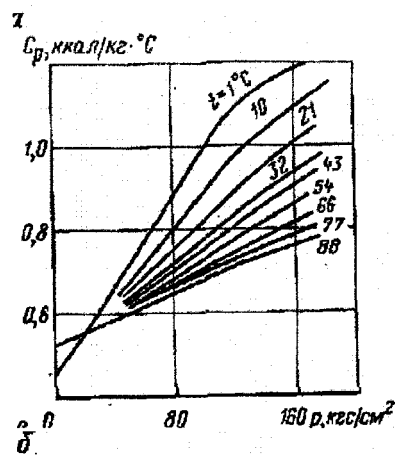


Рис. П-2. Теплоёмкость природного газа в зависимости от давления и температуры.

$a-p=0,6$; $b-p=0,65$; $v-p=0,70$

Пример расчета теплоемкости газа

Состав газа	x_i , об. %	C_{pi}	μ_i	g_i	$C_{pi} g_i$	$\mu_i x_i$	$P_{кри}$	$P_{кри} x_i$	$T_{кри}$	$T_{кри} x_i$	ω_i	$\omega_i x_i$
CH_4	93,7	9,5	16,042	0,862	8,189	15,031	46,95	43,99	190,55	178,5	0,0104	0,0097
C_2H_6	3,04	15	30,068	0,0524	0,786	0,914	49,76	1,51	305,43	9,3	0,0986	0,0030
C_3H_8	1,05	24	44,094	0,0265	0,636	0,463	43,33	0,45	369,82	3,9	0,1524	0,0016
C_4H_{10}	0,71	30	58,12	0,0236	0,708	0,413	36,71	0,26	425,6	3,0	0,201	0,0014
C_5H_{12}	0,17	38	72,151	0,007	0,266	0,123	34,48	0,06	469,65	0,8	0,2539	0,0004
CO_2	0,72	9,5	44,011	0,0181	0,172	0,317	75,27	0,54	304,2	2,2	0,231	0,0017
H_2S	0,61	7	28,016	0,0097	0,068	0,171	91,35	0,56	373,6	2,3	0,1	0,0006
	100			0,9993	10,825	17,431		47,38		200,0		0,0185

Компонент		E		F*10 ²		-G*10 ⁻³		H*10 ⁵		N*10	
		c° _p ,	C° _p ,	c° _p ,	C° _p ,	c° _p ,	C° _p ,	c° _p ,	C° _p ,	c° _p ,	C° _p ,
		<u>ккал</u> кг/°C	<u>ккал</u> кмоль/°C	<u>ккал</u> кг/°C	<u>ккал</u> кмоль/°C	<u>ккал</u> кг/°C	<u>ккал</u> кмоль/°C	<u>ккал</u> кг/°C	<u>ккал</u> кмоль/°C	<u>ккал</u> кг/°C	<u>ккал</u> кмоль/°C
Метан	16,04	0	0	13,9778	224,203912	3,63405	58,2901	-0,70404	-11,2928	4,43679	71,1661
Этан	30,07	0	0	14,9416	449,293912	6,12969	184,32	8,5988	258,565	0,798489	24,009
Пропан	44,09	0	0	15,8422	698,482598	7,82632	345,062	14,879	656,015	-0,186794	-8,23567
Бутан	58,12	0	0	15,7191	913,594092	7,92549	460,63	15,3555	892,491	0,0009222	0,0535982
Изобутан	58,12	0	0	16,2779	946,072	8,78718	504,899	18,1292	1053,67	-0,40259	-23,3985
Пентан	72,15	0	0	15,7071	1133,26	8,07657	582,725	15,991	1153,75	-0,02678	-1,93242
Изопентан	72,15	0	0	15,9642	1151,82	8,28487	597,754	16,6134	1198,66	-0,36553	-26,3732
Гексан	86,18	0	0	15,7782	1359,77	8,30555	715,772	16,9376	1459,68	-0,109444	-9,43192
Гептан	100,20	0	0	15,7734	1580,49	8,38146	839,822	7,60467	661,774	-0,120294	-12,0535
Октан	114,22	0	0	15,7864	1803,12	8,47111	967,569	17,6414	2515	-0,134128	-15,3201
Нонан	128,26	0	0	15,7605	2021,45	8,47869	1087,48	17,684	2268,15	-0,124772	-16,0033
Лекан	142,29	0	0	15,7618	2242,7	-8,52149	-1212,5	17,8629	2541,66	-0,131244	-18,6744
Кислород	32,00	0	0	5,16411	165,25152	3,93096	125,79072	10,8545	347,343	2,87836	92,10755
Водород	2,02	0	0	78,907122	158,07675	70,346688	141,81931	224,91	454,319	47,940622	96,8406
Вода	18,02	0	0	9,58901	172,7556	6,64028	119,63128	18,9227	340,988	6,30786	143,7332
Гелий	4,00	1,24	4,96	0	0	0	0	0	0	0	0
Аргон	39,95	0,12437	4,9686	0	0	0	0	0	0	0	0
Криптон	8380,00	0,0594	4,9777	0	0	0	0	0	0	0	0
Хлористый водород	36,46	0,177044	6,45591	0,345655	12,9325	0,04478	1,63292	0,0122594	0,459225	0,07491	2,73161
Сероводород	64,86	0	0	4,56145	292,23385	3,69804	236,91798	10,49818	672,513	1,22039	78,24764
Двуокись серы	34,08	0	0	5,82291	198,683	3,98313	135,745	10,9436	372,958	2,79027	95,0917
Азот	28,01	0	0	5,19374	145,528	3,85242	107,9448	10,7919	302,28	3,68539	103,24662
Двуокись углерода	44,01	0	0	6,14927	270,636	4,6403	204,224	12,7996	563,323	1,65387	72,7885
Окись углерода	28,01	0	0	5,27029	147,626	3,86785	108,3342	10,6507	298,337	3,62987	101,676

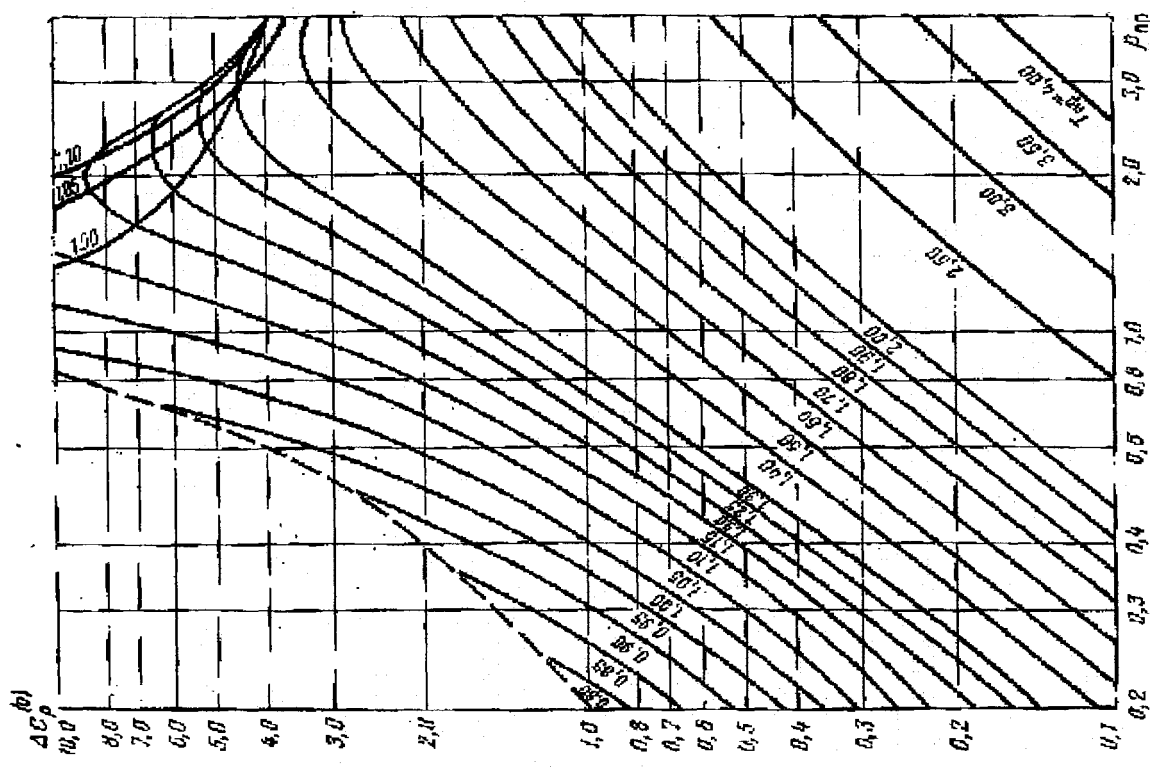


Рис. П-3. Зависимость поправочной функции ΔC_p от P_{np} и T_{np}

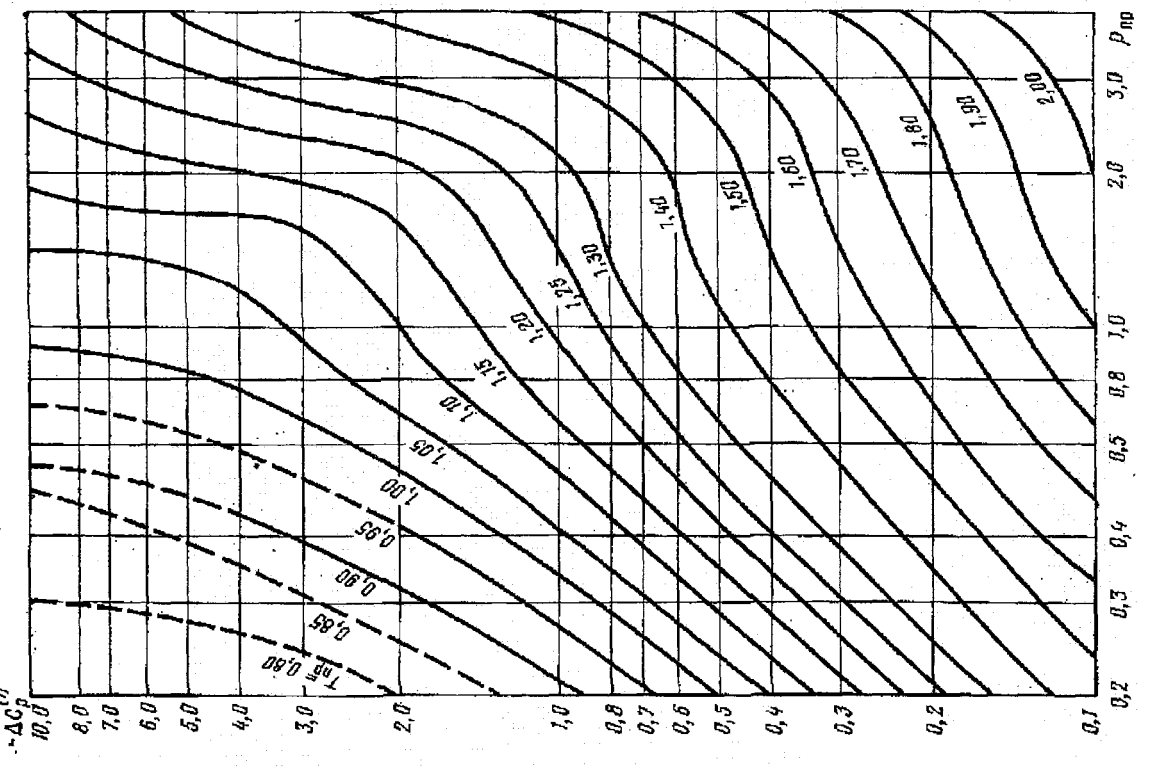


Рис. П-4. График для определения поправочной функции $C_p(1)$

Плотность газа известного состава определяется как сумма произведений плотности отдельных компонентов p_i на их объемное (молярное) содержание x_i .

$$p = \sum_{i=1}^n x_i p_i \quad (\text{П-6})$$

или по известным молекулярным массам

$$p = \sum_{i=1}^n x_i \mu_i / 22,4 \quad (\text{П-7})$$

Плотность сухого газа при T и P определяется по формуле

$$p = p_n \frac{PT_n}{P_n Tz} = 283,58 p_n \frac{P}{Tz}, \quad (\text{П-8})$$

где p_n — плотность газа при 20 °С и 760 мм рт.ст., кг/м³; z — коэффициент сжатия газа при PT .

Если в газе содержатся водяные пары, т.е. влагосодержание $W > 0$, плотность газа определяется по формуле

$$p_{\text{вл}} = 283,58 p_n \frac{P}{Tz} * \left[1 + \frac{0,00353 Tz W}{P} \left(\frac{p_{\text{в.н}}}{p_n} - \frac{P_{\text{в.н}}}{P_n} \right) \right], \quad (\text{П-9})$$

где $p_{\text{в.н}}$ — плотность насыщенного водяного пара, кг/м³; W — влагосодержание, определяемое согласно п. П.7; $P_{\text{в.н}}$ — давление насыщенного водяного пара, кгс/см².

Значения $P_{\text{в.н}}$ и $p_{\text{в.н}}$ приведены в табл. П.2. Поправки к плотности сухого газа на его влажность и для давлений 730—790 мм рт. ст. приведены в табл. П.3.

В газоконденсатных скважинах при значительном содержании конденсата плотность смеси определяется по формуле

$$p_{\text{см}} = \frac{p Q_z - p_k Q_k}{Q_z - a_k Q_k}, \quad (\text{П-10})$$

где p, p_k — плотность газа и конденсата соответственно после сепаратора при 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³; Q_z, Q_k — дебиты газа и конденсата соответственно при 20 °С и 760 мм рт. ст., м³/сут.

При тех же условиях

$$a_k = 24 \frac{p_k}{\mu_k}, \quad (\text{П-11})$$

где a_k — кажущийся объемный коэффициент конденсата; μ_k — молекулярная масса конденсата.

Таблица П.4.
Зависимость плотности и давления насыщенного водяного пара от температуры

$t, ^\circ\text{C}$	$P_{\text{в.п.}}$ кгс/см ²	$\rho_{\text{в.п.}}$ кг/м ³	$t, ^\circ\text{C}$	$P_{\text{в.п.}}$ кгс/см ²	$\rho_{\text{в.п.}}$ кг/м ³	$t, ^\circ\text{C}$	$P_{\text{в.п.}}$ кгс/см ²	$\rho_{\text{в.п.}}$ кг/м ³
0	0,00623	0,00485	27	0,03634	0,02576	54	0,15298	0,0998
1	0,00669	0,00519	28	0,03853	0,02722	55	0,16051	0,1044
2	0,0072	0,00556	29	0,04083	0,02875	56	0,16835	0,1092
3	0,00772	0,00594	30	0,04325	0,03036	57	0,17653	0,1142
4	0,0072	0,00636	31	0,0458	0,032205	58	0,18504	0,1193
5	0,00899	0,00679	32	0,04847	0,03381	59	0,1939	0,1257
6	0,00953	0,00726	33	0,05128	0,03565	60	0,2031	0,1302
7	0,01021	0,00775	34	0,05423	0,03758	61	0,2127	0,136
8	0,01093	0,00826	35	0,05733	0,0396	62	0,2227	0,142
9	0,0117	0,00882	36	0,06057	0,04172	63	0,233	0,1482
10	0,01251	0,0094	37	0,06398	0,04393	64	0,2438	0,1546
11	0,01338	0,01001	38	0,06755	0,04623	65	0,255	0,163
12	0,01429	0,01066	39	0,07129	0,04864	66	0,2666	0,1682
13	0,01526	0,01134	40	0,0752	0,05115	67	0,2778	0,1753
14	0,01629	0,01206	41	0,0793	0,05376	68	0,2912	0,1827
15	0,01738	0,01282	42	0,0836	0,05659	69	0,3042	0,1903
16	0,01853	0,01363	43	0,08809	0,05935	70	0,3177	0,1982
17	0,01974	0,01447	44	0,09279	0,06234	71	0,3317	0,2064
18	0,02103	0,01536	45	0,09771	0,06545	72	0,3463	0,2148
19	0,02239	0,0163	46	0,10284	0,06868	73	0,3613	0,2236
20	0,02383	0,01729	47	0,10821	0,07205	74	0,3769	0,2326
21	0,02534	0,01833	48	0,11382	0,07557	75	0,3931	0,242
22	0,02694	0,01942	49	0,11967	0,07923	76	0,4098	0,2516
23	0,02863	0,02057	50	0,12578	0,08302	77	0,4272	0,2515
24	0,03041	0,02177	51	0,13216	0,08696	78	0,4451	0,2718
25	0,03229	0,02304	52	0,13881	0,09107	79	0,4637	0,2824

Таблица П.5.
Поправки к плотности сухого газа на его влажность

Плотность сухого газа, кг/м ³	Поправка, % при температуре, С								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
0,4	1,2	1,5	2,0	2,7	3,4	5,5	6,4	7,0	8,5
0,5	0,7	0,9	1,2	1,5	1,9	2,4	2,9	3,5	4,3
0,6	0,4	0,5	0,6	0,7	0,9	1,0	1,2	1,4	1,6
0,7	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	1,0	0,0	-0,1	-0,3
0,8	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,6	-0,9	-1,3	-1,7
0,9	-0,2	-0,3	-0,4	-0,6	-0,8	-1,2	-1,6	-2,2	-3
1,0	-0,3	-0,4	-0,6	-0,8	-1,1	-1,6	-2,1	-2,9	-3,9

Список литературы

1. **Абдеев Р.Ф.** Философия информационной цивилизации. - М.: Владос, 1996. - 356 с.: ил.
2. **Александров А.В., Потапов В.Д.** Основы теории упругости и пластичности. Учеб. для строит. спец. вузов. - М.: Высш. шк., 1990. - 400 с.: ил.
3. **Арье А.Г.** Исследование процесса фильтрации жидкости в пористой среде. - М.: Недра, 1982. - 57 с.: ил.
4. **Арье А.Г.** Физические основы фильтрации подземных вод. - М.: Недра, 1984. - 101 с.
5. **Арье А.Г.** Особенности движения подземных вод нефтегазоносных бассейнов в свете геофлюидодинамики медленных потоков. // Геол. нефти и газа, 1995, N11, с. 33 -39.
6. **Басов Н.Г., Лебо И.Г., Розанов А.Б.** Физика лазерного термоядерного синтеза. М.: Знание, 1988. - 175 с.
7. **Белоусов В.В.** Основы геотектоники. М.: Недра, 1989. 382 с.
8. **Большаков Ю.Я.** Капиллярно-экранированные залежи нефти. - Новосибирск: Наука, Сиб. отд. 1989. -127 с.: ил.
9. **Большаков Ю.Я.** Теория капиллярности нефтегазонакопления. - Новосибирск: Наука, Сиб. изд. фирма РАН. 1995. -184 с.: ил.
10. **Блох А.М.** Структура воды и геологические процессы. - М.: Недра, 1969. - 216 с.: ил.
11. **Бубенчиков А.М., Корнелюк С.Е.** Современные математические представления сердечно-сосудистой системы: Учеб. пособие. - Томск: Изд-во Том. ун-та, 2001. - 108 с.
12. **Букаты М.Б., Зуев В.А.** Обработка и интерпретация данных в нефтегазописковой гидрогеологии: Учеб. пособие. - Томск: Изд. ТПИ, 1990. - 96 с.
13. **Булах А.Г., Булах К.Г.** Физико-химические свойства минералов и компонентов гидротермальных растворов. - М.: Недра, 1978. - 167 с.
14. **Валуконис Г.Ю., Ходьков А.Е.** Геологические закономерности движения подземных вод, нефтей и газов. - Л.: ЛГУ, 1973. - 304 с.
15. **Василевский В.Н., Петров А.И.** Оператор по исследованию скважин. Учеб. для рабочих. - М.: Недра, 1983. - 310 с.
16. **Вернадский В.И.** История природных вод / Вернадский В.И.; Отв. ред. С.Л. Шварцев, Ф.Т. Ф.Т. Яншина. - М.: Наука, 2003. - 750 с.: ил. - (Серия «Библиотека трудов академика В.И. Вернадского»)
17. **Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: Справочник/** Под ред. Л. М. Зорькина. - М.: Недра, 1989. - 382 с.: ил.
18. **Вукалович М.П., Ривкин С.Л., Александров Л.А.** Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара. - М.: Изд-во стандартов, 1969. -408 с.
19. **Гаттенбергер Ю.П.** Гидрогеология и динамика подземных вод с основами гидравлики. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1980. - 160 с.: ил.
20. **Гегузин Я.С.** Очерки о диффузии в кристаллах. - М.: Наука, 1974. - 254 с.
21. **Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода.** В 5-ти т. Т. I. Система вода - порода в земной коре: кинетика, равновесие, моделирование/ В.А. Алексеев [и др.]; Отв. ред. С.Л. Шварцев. - ОИГТМ СО РАН [и др.]. Изд-во СО РАН, 2005, - 244 с.
22. **Гиринский Н.К.** Графическое построение гидродинамических сеток для случая фильтрации в однородных грунтах. Изд. МИИВХ, 1939. 38 с.
23. **Горшков Г.П., Якушева А.Ф.** Общая геология. Изд. М. ун-та, 1962. - 568 с.
24. **Граусман А.А., Граусман В.В., Дыбина Н.А.** Геогидродинамические системы, вопросы их эволюции и моделирования на ЭВМ/ - Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1995. - 84 с.
25. **Гуревич А.Е.** Процессы миграции подземных вод, нефтей и газов. - Л.: Недра, 1969. - 110 с.
26. **Гуревич А.Е.** Практическое руководство по изучению движения подземных вод при поисках полезных ископаемых. - Л.: Недра, 1980. - 216 с.
27. **Дальберг Э.Ч.** Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа: Пер. с англ. Е.В. Кучерука - М.: Недра, 1985.- 149 с.: ил.
28. **Дегтярев Б.В., Лутошкин Г.С., Бухгалтер Э.Б.** Борьба с гидратами газовых скважин в районах севера. - М. Недра, 1969. - 118 с.: ил.
29. **Дерягин Б.В., Чураев Н.В.** Новые свойства жидкостей. - М.: Наука, 1971.- 176 с.: ил.
30. **Дюнин В.И.** Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. - М. Научный мир, 2000. - 472 с.
31. **Дюнин В.И.** Региональная гидродинамика Западно-Сибирского артезианского бассей-

- на. – Дисс. канд. г.-м. н. М.: МГУ, 1974. – 250 с.
32. **Ежова А.В.** Литология: Учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 353 с.
 33. **Еременко Н.А., Славкин В.С., Голованова М.П.** Начальная нефтенасыщенность как следствие условий формирования залежей. // Геол. нефти и газа, 2000, N 5, с. 27-31.
 34. **Запивалов Н.П. Попов И.П.** Флюидодинамические модели залежей нефти и газа / Отв. Ред. д.г.-м.н. В.Г. Канахин. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2003. – 198 с.
 35. **Захарова П.И.** Выделение по геофизическим данным глубокозалегающих промышленных коллекторов в Западном Прикавказье. // Геол. нефти и газа. – 1976. - №11. – С. 51-58.
 36. **Зверев В.П.** Глобальные круговороты подземных вод.: // Из сб. «Мат. Межд. научн. конф.: Фундаментальные проблемы воды и водных ресурсов на рубеже третьего тысячелетия» – Томск: Изд-во НТЛ, 2000. С. 23-25.
 37. **Зверев В.П.** Массопотоки подземной гидросферы. – М.: Наука, 1999. – 97 с.
 38. **Изобарная** теплоёмкость углеводородов нефти: Обзор. информ./ Б.А. Григорьев, Ю.Л. Расторгуев; Госстандарт СССР; ВНИЦ МВ; Мин-во высш. и сред. спец. образования РСФСР; Грозненский нефтяной ин-т. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 68 с.
 39. **Идея** развития в геологии: Вещественный и структурный аспекты. - Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1990. – 317 с.
 40. **Инструкция** по гидродинамическим методам исследований пластов и скважин. М.: ВНИИ, 1982. - 162 с. РД 39-3-593-81, утв. 21.07.81 г.
 41. **Инструкция** по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. М.: Недра, 1980. - 301 с.
 42. **Интерпретация** результатов гидрогеологических исследований при поисках нефти и газа/ М.И. Суббота, В.Ф. Клейманов, Е.В. Стадшук и др. - М.: Недра, 1990. - 221 с.: ил.
 43. **Каратаев Ю.П.** Эксплуатация газовых месторождений. М.: Недра, 1975. - 415 с.: ил.
 44. **Карнаухов М.Л., Рязанцев Н.Ф.** Справочник по испытанию скважин. – М.: Недра, 1984, 268 с.
 45. **Карцев А.А.** Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1972. - 280 с.: ил.
 46. **Карцев А.А. Вагин С.Б. Шугрин В.П.** Нефтегазовая гидрогеология: Учеб. для вузов. - М.: Недра, 1992. - 208 с.: ил.
 47. **Катков Г.А.** Исследование горного давления с применением фотоупругих элементов. – М.: Наука. 1978. –132 с.
 48. **Кедров Б.М.** Классификация наук. I. Энгельс и его предшественники. – М.: Изд-во ВПШ и АОШ при ЦК КПСС, 1961. – 471 с.
 49. **Кирюхин В.А., Коротков А.И., Павлов А.Н.** Общая гидрогеология: Учеб. для вузов. – Л.: Недра, 1988. - 359 с.: ил.
 50. **Кирюхин В.А., Коротков А.И., Шварцев С.Л.** Гидрогеохимия: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1993. - 384 с.: ил.
 51. **Киссин И.Г.** Восточно-Предкавказский артезианский бассейн. М.: Наука, 1964. 239 с.
 52. **Киссин И.Г.** Гидродинамические аномалии в подземной гидросфере. М.: Наука, 1967. 135 с.
 53. **Ковалев В.Г. Слезкин Ю.Б.** О возможном механизме накопления энергии извержений в вулкане. – В кн.: Вулканизм и глубины земли. М.: Наука, 1971, с.46-51.
 54. **Ковальчук Ю.А.** Определение критического сопротивления нефтяных пластов на месторождениях Западной Сибири. СИБНИИ-ИНП, Тюмень, 1986.
 55. **Колясников Ю.А.** К тайнам мироздания: Магадан: СВНЦ ДВО РАН, 1997. 225 с.
 56. **Колясников Ю.А.** Наноминералогия воды и биосферные процессы: 2-е изд., перераб. и доп. Магадан: СВНЦ ДВО РАН, 2000. 64 с.
 57. **Колясников Ю.А.** Проблемы магматизма и эволюция вещества Земли: Предпринт. Магадан: СВКНИИ ДВО РАН, 1988. 78 с.
 58. **Конюшная Ю.П.** Открытия советских ученых. Ч.1: Физико-технические науки. /Предисл. И.С. Намикова -3-е. изд.6 доп. - М.: Изд-во МГУ, 1988. - 487 с.
 59. **Корнелюк С.Е. Бубенчиков А.М.** Вычислительная гемодинамика: Учебное пособие. – Томск: ТГУ, 2003. - 412 с.
 60. **Краткий справочник** по прострелочно-взрывным работам/ Под ред. Н.Г. Григоряна. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1990. - 198 с.
 61. **Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П.** Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. - М.: Недра, 1987. - 134 с.
 62. **Кюри М.** Пьер Кюри. М.: Наука, 1968, с.22.
 63. **Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М.** Теоретическая физика. В 10-ти т. Т. VII. Теория упругости: Учеб. пособие. – 4-е изд., испр. и доп. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит. 1987. –248 с.
 64. **Левтов В.А., Регирер С.А., Шадрин Н.Х.** Реология крови. М.: Медицина. 1982. 272 с.
 65. **Летников Ф.А.** Синергетика геологических систем. – Новосибирск: Наука, 1991.
 66. **Линецкий В.Ф.** Аномальные пластовые давления как критерии времени формирования нефтяных залежей // Проблемы миграции нефти и формирования нефтяных и

- газовых скоплений. М.: Гостоптехиздат, 1959. С. 121-136.
67. **Магара К.** Уплотнение пород и миграция флюидов. Пер. с англ. Е.В. Кучерука, Н.И. Высоцкого. Под ред. И.В. Высоцкого. М.: Недра, - 1982. - 203 с.
 68. **Максимов М.И.** Геологические основы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1981.
 69. **Малинин Н.Н.** Прикладная теория пластичности и ползучести. - М.: Машиностроение, 1975. - 400 с.
 70. **Маньлова Л.С.** Палеогидрогеологические условия нефтегазоносных отложений юго-восточной части Западно-Сибирского артезианского бассейна. Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук, 1983. - 20 с.
 71. **Матусевич В.М.** Достижения мировой гидрогеологии XX века. // Изв. ВУЗов "Нефть и газ". - 1997. - N4. С. 4-8.
 72. **Методические** указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01.
 73. **Молокович Ю.М., Непримеров Н.Н. и др.** Релаксационная фильтрация. - Казань: КГУ, 1980 - 136 с.
 74. **Молокович Ю.М., Осипов П.П.** Основы теории релаксационной фильтрации. - Казань: КГУ, 1987 - 113 с.
 75. **Мухин Ю.В.** Процессы уплотнения глинистых осадков. М.: Недра, 1965. 200 с.
 76. **Мюллер Л.** Инженерная геология (механика скальных массивов) - М.: Мир, 1973. - 254 с.
 77. **Нефтегазоносность** глинистых пород Западной Сибири/ Мин-во геологии РСФСР; ЗапСибНИГНИ. - М.: Недра, 1987. - 256 с., ил.
 78. **Никонов А.А.** Человек воздействует на земную кору. Серия Наука о Земле. № 5. М.: Знание, 1980. 48 с.
 79. **Основы гидрогеологии.** В 6-ти т. Т. I. Общая гидрогеология / Отв. редактор Е.В. Пиннекер. - Новосибирск. Наука, 1980, - 225 с.
 80. **Основы гидрогеологии.** В 6-ти т. Т. II. Гидрогеодинамика / Отв. редактор И.С. Зекцер. - Новосибирск. Наука, 1982, - 241 с.
 81. **Основы гидрогеологии.** В 6-ти т. Т. III. Гидрогеохимия / Отв. редактор С.Л. Шварцев. - Новосибирск. Наука, 1982, - 290 с.
 82. **Основы гидрогеологии.** В 6-ти т. Т. IV. Геологическая деятельность и история воды в земных недрах / Отв. редактор Е.В. Пиннекер. - Новосибирск. Наука, 1982, - 239 с.
 83. **Павлов А.Н.** Геологический круговорот воды на Земле. - Л.: Недра, 1977.
 84. **Пек А.А.** О динамике ювенильных растворов. - М.: Наука, 1968.
 85. **Петрушенко Л.А.** Самодвижение материи в свете кибернетики. М.: Наука, 1971. С.57
 86. **Пиннекер Е.В.** Гидрогеология на пороге XXI века. // Изв. ВУЗов "Нефть и газ". - 1997. - N3. С. 14-18.
 87. **Пономарев В.С.** Парадокс релаксации напряжений в горных породах //Природа. - М., 1985. - №5. - С. 53-61.
 88. **Попов Н.И., Федоров К.Н., Орлов В.М.** Морская вода. Справочное руководство. М.: Наука, 1979, - 310 с.
 89. **Пористые** проницаемые материалы. Справочник /Под ред. С.В. Белова. М.: Металлургия, 1987. - 385 с.
 90. **Практические** указания по испытанию поисковых и разведочных скважин на нефть и газ. Ч.2. Освоение скважин, интенсификация притоков из поровых коллекторов / В.С. Войтенко, В.К. Федорцов, А.К. Ягафаров и др. - Тюмень: ЗапСибБурНИПИ. 1988. - 365 с.
 91. **Пыхачев Т.Б.** Подземная гидравлика. М.: Гостотехиздат, 1961. - 387 с., ил.
 92. **Рейнер М.** Деформация и течение (Введение в реологию). - М.: Гостоптехиздат, 1963. - 381 с.
 93. **Савченко В.П.** Смещение газовых и нефтяных залежей // Нефт. хоз-во. 1952. №12. с. 22-26.
 94. **Савченко В.П.** Смещение газовых и нефтяных залежей // Нефт. хоз-во. 1953. №1. с. 36-41.
 95. **Словарь** по геологии нефти и газа. - Л.: Недра, 1988. - 679 с.
 96. **Сорохтин О.Г., Ушаков С.А.** Глобальная эволюция Земли. - М.: МГУ, 1991, - 446 с.
 97. **Сивухин Д.В.** Механика: Учеб. пособ. для вузов. -3-е изд., испр. и доп. - М.: Наука. Гл. ред. физ. - мат. лит., 1989. - 576 с.
 98. **Сивухин Д.В.** Термодинамика и молекулярная физика: Учеб. пособ. для вузов - 3-е изд., испр. и доп. - М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1990. - 592 с.
 99. **Синюков В.В.** Вода известная и неизвестная. М.: Знание, 1987. 176 с.
 100. **Словарь** иностранных слов. 6-е изд. перераб. /Под ред. Ф.Н. Петрова и др. - М.: Сирин, 1996. - 608 с.
 101. **Суббота М.И., Клейманов В.Ф., Стаднюк Е.В. и др.** Методы обработки и интерпретации результатов гидрогеологических исследований в нефтегазописковых целях. - 2-е изд. перераб. и доп. - М.: Недра, 1980. - 271 с.
 102. **Трушкин В.В.** Графоаналитический метод определения скин-эффекта. Из сбор. «Мат. XIV конф. молодых науч. сотруд. по геол. и

- геофиз. Вост. Сибири». Иркутск, АН СССР, ИЗК, 1990, с.149.
103. **Трушкин В.В.** Зональные особенности разработки Игольской залежи и о причинах неэффективности форсированного способа отбора нефти. // Геол. нефти и газа, 2001, №2, с. 33 -39.
 104. **Трушкин В.В.** Исследование характера движения пластовых вод нефтегазоносных отложений Томской области (на примере Игольско-Талового и Карайского месторождения нефти). Диссерт. на соиск. к. г.-м. н. Томск: ТПУ, 2000. – 135 с.: ил.
 105. **Трушкин В.В.** Механизм физико-химического взаимодействия глубинной системы вода-порода. Тез. докл. Всер. совещ. по многоцелевым гидрогеох. исслед. в связи с поиском полезн. ископ. и охр. подз. вод. - Томск, 1993. - С.45-46.
 106. **Трушкин В.В.** Молекулярная модель деформаций тел. - В сб. "Матер. междунац. конф. по сопряж. задачам механики и экологии." - Томск, 1996. - С. 177-178. (перев. на англ.)
 107. **Трушкин В.В.** Новое понятие в изучении динамики глубоких вод – энергетический напор – В сб. «Матер. Всероссийский. Науч. конф. «Геол. и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна» - Тюмень, 2000. Ч. 3. С. 53-56.
 108. **Трушкин В.В.** О режимах движения подземных вод глубоких горизонтов на примере Западно-Сибирского мегабассейна. //Геол. нефти и газа, 1993, № 2, с. 32 -35.
 109. **Трушкин В.В.** Отличительные процессы термодинамики фильтрационных сред. - В сб. "Матер. междунац. совещ. семин. по сопряж. задачам физ. механики и экологии." - Томск, 1994. - С. 159-162. (перев. на англ.)
 110. **Трушкин В.В.** Суть понятия энергетический напор и результаты его использования при изучении направления фильтрации вод и границ ВНК. – В сб. «Матер. Междунац. конф. «Фунд. пробл. разраб. нефтегазовых месторожд. и транспортировки УВ сырья» - Москва – М.: ГЕОС, 2004. с. 46-48.
 111. **Трушкин В.В.** Физическая сущность процесса фильтрации вод при градиенте напора ниже начального. В сб. "Матер. междунац. конф. по сопряж. задачам механики и экологии." - Томск, 2000. (перев. на англ.)
 112. **Фатт Т.Х.** Промыслово-геофизические исследования плотных пород в Южном Техасе //Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1980. - №2. - С. 26-31.
 113. **Филин А.П.** Прикладная механика твердого тела. Т. 1. – М.: Наука, 1975. – 832 с.
 114. **Френкель Я.И.** Кинетическая теория жидкости. - Л.: Недра, 1975. – 680 с.
 115. **Фролов Н.М.** Гидрогеотермия. Изд. 2-е, перераб. и доп. М.: Недра, 1976. – 280 с.
 116. **Хабберт М.К.** Гидродинамические условия формирования нефтяных месторождений. Пер. с англ. М.: ГОСИНТИ, 1958.
 117. **Хант Дж.** Геохимия и геология нефти и газа. Пер. с англ. А.И. Конохова, Г.В. Семерниковой, В.В. Чернышева- М.: Недра, 1985.- 149 с.: ил.
 118. **Ходьков А.Е., Валуковис Г.Ю.** Формирование и геологическая роль подземных вод. Л.: ЛГУ, 1968. -216 с.
 119. **Череменинский Г.А.** Геотермия. Л.: Недра, 1972. – 272 с.
 120. **Шварцев С.Л.** Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – 2-е изд., исправл. и доп. - М.: Недра, 1998. - 366 с.: ил.
 121. **Шварцев С.Л.** К проблеме самоорганизации геологической системы вода-порода. // Геол. и геофиз., 1995, № 4, с. 22-29.
 122. **Шварцев С.Л.** Общая гидрогеология: Учеб. для вузов - М.: Недра, 1996. - 423 с.: ил.
 123. **Шварцев С.Л., Силкина Т.Н., Жуковская Е.А., Трушкин В.В.** Подземные воды нефтегазоносных отложений Нюрольского осадочного бассейна (Томская область). Геол. и геофиз. 2003. т.44, №5 с. 451-464
 124. **Шишигин С.И.** Изучение коллекторских свойств трещиновато-поровых коллекторов песчано-глинистых пород Западной Сибири // Физико-литологические особенности и коллекторские свойства пород глубоких горизонтов Западной Сибири. Тюмень, 1988. С.104-114.
 125. **Юшков С.А., Шульга А.А., Ванин Л.Н. и др.** Лечебное применение йодобромной минеральной воды Западной Сибири и изготовление на её основе прокладок и компрессов «ПО-КУР». Метод. рекоменд. - Томск, 1996.
 126. **Einav S., Berman H.J., Fuhro R.L., DiGiovanni P.R., Fine S., Fridman J.D.** Measurement of Velocity Profiles of Red Blood Cells in the Microcirculation by Laser Doppler Anemometry (LDA) // J. of Biorheology. 1975. Vol. 12 P. 207-210.
 127. **Hubbert M.K.** Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions //Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. 1953. Vol. 37, N 8. P. 1954-2026.

Именной указатель

- Абдеев Р.Ф., 13, 58, 110, 113, 121
Аджено М, 20
Алексеев В.П., 55
Аррениус С., 37
Арье А.Г., 6, 7, 10, 11, 13, 15, 16, 39, 40, 41, 42, 44, 46, 63, 66
Бакиров А.А., 92
Беккелерел, 98
Белозеров В.Б., 29
Берналу Дж., 20
Бернулли Д, 17, 41, 42, 48, 52, 67, 72, 99, 104, 114, 127, 128
Бетехтин А.Г., 49
Блох А.М., 118
Больцман, 41, 66, 115, 119
Большаков Ю.Я., 31, 32
Бондаренко С.С., 48
Боревский Л.В., 48
Борисов В.Н., 9
Букаты М.Б., 8, 51
Валуколис Г.Ю., 39, 46, 97
Ван-дер-Ваальс, 49
Вассоевич Н.Б., 55
Вдовин Ю.П., 100
Вернадский В.И., 37, 52, 55, 108, 114, 123
Винер Н., 115
Вольтерра, 78
Всеволожский В.А., 65
Гаген, 14, 43
Гаттенбергер Ю.П., 7, 17, 41, 47, 84, 92
Гегузин Я.С., 11
Гиринский Н.К., 64, 66, 67
Голованова М.П., 27
Гордеев Д.И., 39
Граусман А.А., 6, 12, 47, 49, 59, 62, 109
Губкин И.М., 92
Гуревич А.Е., 6, 10, 15, 17, 46, 47, 65, 72, 104, 116
Дальберг Э.Ч., 69, 77, 92
Дарси А, 6, 7, 10, 13, 15, 16, 33, 38, 40, 41, 43, 46, 47, 48, 54, 55, 62, 63, 64, 65, 110, 111, 113, 118, 120, 123, 127
Дерягин Б.В., 22, 23
Дзюба А.А., 48
Дюнин В.И., 6, 10, 18, 39, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 97
Дюпюи Ж., 15
Ежов Ю.А., 100
Еременко Н.А., 27
Жариков В.А., 49, 108
Зайцев И.К., 116
Запивалов Н.П., 50, 88, 122
Зверев В.П., 34, 36
Зимин Ю.Г., 104
Зорькин Л.Н., 103
Зосимов Ф.Н., 65
Зюсс Э., 37
Иванов В.Г., 8
Игнатович Н.К., 116
Избаш С.В., 15
Кавендиш Г., 20
Калинко М.К., 47
Калюжный Ю.В., 47
Кант, 98
Капченко Л.Н., 10
Карцев А.А., 9, 10, 15
Кастильяно, 78, 80
Кедров Б.М., 7, 14, 52, 57, 60, 61, 112
Кирхгоф, 74, 76, 94
Кирюхин В.А., 13, 23
Киссин И.Г., 10, 47
Клапп Ф., 92
Клаузиус Р., 115, 116
Ковалев В.П., 112, 113
Козени, 66
Колмаков Т.Ф., 124
Колодий В.В., 47
Колясников Ю.А., 20, 22, 37, 54, 114, 118, 124, 125
Конторович А.Э., 104, 108
Коржинский Д.С., 108
Коротков А.И., 13, 23
Котяхов Ф.И., 50
Кошляк В.А., 103
Крегое К.С., 69, 70
Кропоткин П.Н., 98
Кротова В.А., 10
Кругликов Н.М., 104
Крюков П.А., 25
Кудельский В.А., 34
Курчиков А.Р., 85, 103, 105
Кутас Р.И., 100
Кюри П., 90, 114
Лавуазье А., 20
Лагранж, 78, 80, 84
Лаплас П, 98, 112, 113
Ленин В.И., 13
Леонардо да Винчи, 124
Летников Ф.А., 108
Линдтроп Н.Т., 26
Линецк В.Ф., 47
Логвиненко Н.В., 55
Лоусон А., 20
Луи де Бройль, 115
Лундин К.П., 15
Лычков Б.Л., 116
Любимова, 98
Люстих, 98
Маврицкий Б.Ф., 103
Магара К., 46
Макаренко Ф.А., 103
Максвелл, 11, 16, 41
Максимов М.И., 26
Максимович Г.А., 50
Маньолова Л.С., 95, 107
Маркс К., 13
Матусевич В.М., 9, 10, 17
Менделеев Д.И., 18, 19, 59
Молокович Ю.М., 10, 14, 16, 40, 63

Мухин Ю.В., 46
Назаров А.Д., 65
Непримеров Н.Н., 14, 16
Нечай А.М., 50
Николаев В.М., 26
Ньютон И., 14, 62, 94, 97
Овчинников А.М., 39
Огильви Н.А., 48
Осипов П.П., 16
Павлов А.Н., 23, 34, 39, 114
Петров-Соколов И.В., 21
Пиннекер Е.В., 7, 9, 14, 39, 45, 52, 53, 57, 59, 61, 129
Планк, 104
Поляк Б.Г., 103
Пономарев В.С., 12
Попов И.П., 50, 122
Посохов Е.В., 116
Пригожин И.Р., 14
Притула Ю.А., 92
Пуазейл, 14, 43
Пузыревский Н.П., 15
Пэк А.А., 49, 51
Рейнер М., 63
Ростовцев Н.Н., 93
Саваренский Ф.П., 9
Савченко В.П., 32, 70, 92
Самойлов О.Я., 11, 20
Семенов В.И., 49
Сергеенко С.И., 103
Сивухин Д.В., 10, 61
Сидоренко А.В., 123
Силин-Бекчурин А.И., 6, 17
Синюков В.В., 20
Славкин В.С., 27
Слезкин Ю.Б., 124
Смирнов Я.Б., 100, 103

Смит А., 20
Сорохтин О.Г., 97, 98, 101
Ставицкий Б.П., 85, 103, 105
Станкевич Е.Ф., 17, 116
Страхов Н.П., 55
Сциллард Л., 115
Толстухин Н.И., 116
Трофимук А.А., 50
Трушкин В.В., 7, 10, 11, 13, 16, 17, 19, 47, 49
Ушаков С.А., 97, 98, 101
Фаулери Р., 20
Федякин Н.Н., 22
Фортча, 69
Френкель Я.И., 11, 16, 39, 44, 127
Хабберт М.К., 69, 92, 93
Хаин В.Е., 92
Хакен Г., 119
Ходьков А.Е., 39, 46, 97
Цытович Н.А., 24, 25
Череменский А.Г., 104
Шварцев С.Л., 7, 8, 9, 10, 12, 14, 22, 34, 35, 39, 45, 51,
52, 53, 54, 56, 61, 108, 110, 114, 125
Швьидковым Л.И., 104
Шеннон К., 115
Шниигин С.И., 50
Шмидт О.Ю., 98
Шредингер Э., 115
Эйнавом С., 125
Эйнштейн А., 62
Эли де Бомон, 98
Энгельс Ф., 14, 57, 61, 112, 113
Юшков С.А., 126
Яковлев В.П., 93
Янин А.Л., 108
Япаскерт О.В., 55

Об авторе.

Трушкин Валерий Владимирович – окончил Томский политехнический институт в 1986 г по специализации нефтяная гидродинамика. Непосредственный участник открытия Ванкорского и Тагульского месторождений углеводородов в Заполярья. Работал при разведке Тахомо-Юрубченского месторождения в Эвенкии, Северо-Демьянского и Урненского месторождений нефти на юге Тюмени. Участвовал в освоении Игольско-Талового месторождения нефти в Томской области. В 2000 г заочно защитил кандидатскую диссертацию. С 2001 г возглавляет подразделение оперативного подсчета запасов при ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК». Инициатор и один из авторов создания объединенной модели Двуреченского месторождения нефти в Томской области с уникальными супперколлекторскими свойствами.

Автор 30 публикаций и одного изобретения.

E-mail: TrushkinVV@nipineft.tomsk.ru

Подписано к печати 12.12.2007. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».

Печать RISO. Усл.печ.л. 18.15. Уч.-изд.л. 16.41.

Заказ 1814. Тираж 300 экз.

ИЗДАТЕЛЬСТВО



ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.