

Министерство образования Российской Федерации  
РОСТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

В.В. ДОЦЕНКО

ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ И ЛОВУШКИ НЕФТИ И ГАЗА

(учебное пособие  
для студентов очной и заочной форм обучения по  
специальностям: 08.05.00, 01.11.00 и 01.14.00)

РОСТОВ-НА-ДОНУ  
2003

Доценко В.В. Природные резервуары и ловушки нефти и газа: Учебное пособие / Под ред. доктора геолого-минералогических наук, профессора А.Н. Резникова.

– Ростов-на-Дону: Изд-во Ростовского госуниверситета, 2003. – 40 с.

В учебном пособии изложена одна из важных тем дисциплины «Геология и геохимия нефти и газа», в которой рассмотрены вопросы формирования и классификации природных резервуаров и ловушек нефти и газа, а также – термобарические условия недр, определяющие процессы генерации, миграции, аккумуляции и разрушения залежей нефти и газа.

Для самостоятельной работы студентов очной и заочной форм обучения по специальностям: 08.05.00 – «Геология нефти и газа», а также для студентов, обучающихся по специальностям: 01.11.00 – «Геология» и 01.14.00 – «Гидрогеология и инженерная геология».

Табл. 2, ил. 18, список лит. 13 – назв.

Печатается по решению кафедры гидрогеологии, инженерной и нефтегазовой геологии (протокол № 12 от 2 июля 2003 г.).

Рецензенты:

доктор геолого-минералогических наук, профессор А.А. Тимофеев (ВНИГРИуголь),

кандидат геолого-минералогических наук, доцент М.Г. Тарасов (Южный отдел Института водных проблем РАН; РГУ)

## СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение	4
1. Природные резервуары и их типы	5
2. Ловушки нефти и газа и их классификация	9
3. Пластовое давление в природных резервуарах	20
4. Геотермические условия в природных резервуарах	32
Литература	40

## ВВЕДЕНИЕ

Настоящее пособие посвящено природным резервуарам, которые являются объектами земной коры. Природные резервуары это - породы-коллекторы, ограниченные флюидоупорами, в пределах которых происходит или может происходить движение (миграция) флюидов (воды, нефти и газа) и их аккумуляция. Это движение осуществляется при наличии перепада пластового давления, вызванного естественными или искусственными (техногенными) причинами. В отдельных частях природных резервуаров гидравлические силы могут быть уравновешены, тогда миграция флюидов здесь прекращается, в них происходят фазовые превращения и они разделяются по плотности. По плотности разделяются также газ и нефть, мигрирующие в водонасыщенном коллекторе природного резервуара в свободной фазе или струйной форме. Такие части природных резервуаров, в которых углеводороды могут аккумулироваться или которые уже заняты ими, называются ловушками нефти и газа, а сами единичные скопления углеводородов называются залежами.

В настоящее время ловушки, в которых газовая залежь уже освоена, используются как природные хранилища газа (ПХГ). Например, на Северном Кавказе используется ловушка бывшего Северо-Ставропольского газового месторождения. Летом, когда потребности в газе минимальны, в неё закачивается газ, поступающий из Западной Сибири, а зимой он извлекается для дополнительной подачи потребителям.

Термобарические условия недр, то есть пластовое давление и температура, определяют процессы генерации, миграции, аккумуляции и разрушения залежей нефти и газа, а также их энергетический потенциал, поэтому все эти вопросы имеют большое значение для подготовки горного инженера по специальности «Геология нефти и газа».

## 1. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ И ИХ ТИПЫ

*Природный резервуар* – это коллектор, частично или со всех сторон ограниченный непроницаемыми породами и являющийся естественной емкостью для нефти и газа, внутри которой возможна циркуляция флюидов. Н.А. Еременко (1968); Н.А. Еременко и Г.В. Чилингар [6] отмечают, что природный резервуар *характеризуется* типом коллектора, соотношением коллектора с непроницаемыми породами, емкостью, гидродинамическими условиями и пластовой энергией, формой и условиями залегания. Понятие «природный резервуар» впервые сформулировал И.О. Брод (1951), выделив при этом три основных их типа: пластовый, массивный и литологически ограниченный.

*Пластовый резервуар* – это проницаемый пласт, ограниченный флюидоупорами в кровле и подошве (рис. 1, а).

*Массивный резервуар* представляет собой большую толщу (несколько сот метров) проницаемых пород, перекрытую флюидоупором. Это может быть высокоамплитудная пликативная структура, рифовый массив или эрозионно-тектонический выступ. Залежи углеводородов (УВ) в таких резервуарах контролируются лишь породами-покрышками, залегающими в кровле и с боков коллектора, поэтому внутренний контур нефтеносности (газосности) в них отсутствует. Породы-коллекторы, слагающие массивные резервуары могут быть литологически однородными или неоднородными, соответственно этому выделяют *однородно-массивные* (рис. 1, б) и *неоднородно-массивные* (рис. 1, в) природные резервуары. В большинстве случаев однородно-массивные резервуары распространены в карбонатных породах, а неоднородно-массивные – сложены чередующимися карбонатными и терригенными породами-коллекторами. Помимо этих двух подтипов массивных резервуаров часто встречаются *переходные подтипы: пластово-массивные* и *неправильно-массивные*. Существование в недрах таких сложных природных резервуаров отмечено Н.А. Еременко (1968), а детали их строения рассмотрены Л.С. Мончаком, З.А. Табасаранским (1975) и З.А. Табасаранским (1982). *Пластово-массивные* природные резервуары (рис. 1, д) образуются при чередовании флюидоупоров и пластов-коллекторов, представляющих собой единую гидродинамическую систему, в которой водонефтяные или газоводяные контакты находятся на одной гипсометрической отметке. Гидродинамическая связь пластов-коллекторов обеспечивается за счет выклинивания непроницаемых пород, возникновения в них участков деструкции (повышенной трещиноватости) или разрывных нарушений.

*Неправильно-массивные резервуары* имеют признаки массивного и литологически ограниченного резервуара. Они встречаются в рифовых массивах, где участки повышенной пористости и проницаемости имеют сложную

конфигурацию, но образуют систему со всеми признаками единого массивного резервуара.

*Литологически ограниченные резервуары* – это линзовидные проницаемые тела, заключенные в толще непроницаемых пород (рис. 1, г).

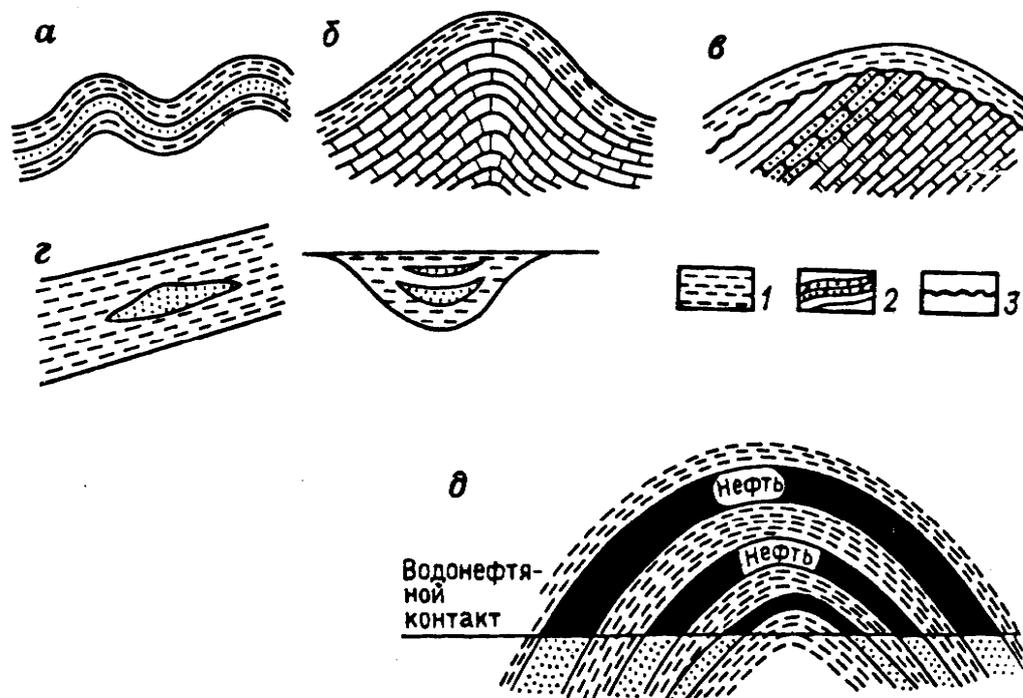


Рис. 1. Природные резервуары:

а – пластовый; б – однородно-массивный; в – неоднородно-массивный;  
г – литологически ограниченный; д – пластово-массивный.

Породы: 1 – непроницаемые, 2 – проницаемые, 3 – размыв

Обычно основная часть пород-коллекторов природных резервуаров занята водой, которая образует энергетическую систему. Эта система может иметь инфильтрационный или элизионный (литогенный) водонапорный режим. В инфильтрационной системе пластовое давление соответствует гидростатическому и создается напором воды, движущейся в пласте от внешнего источника питания к области разгрузки (рис. 2), а в элизионной системе существует повышенное или аномально высокое пластовое давление, которое образуется за счет внутренних источников создания напора (рис. 3). Газ, нефть и вода имеют разную плотность, поэтому в залежах нефти и газа, особенно связанных с массивными резервуарами, создается избыточное давление. Однако УВ составляют в общем объеме воды, находящейся в природных резервуарах, лишь незначительную долю. В связи с этим основной запас энергии природного резервуара определяется гидродинамическими условиями, с которыми во многом связаны условия формирования и разработ-

ка промышленных скоплений нефти и газа. По этим условиям Л.С. Мончак и З.А. Табасаранский (1975) выделили природные резервуары с открытой, полуоткрытой (полузакрытой) и закрытой гидродинамической системой.

*Гидродинамически открытые природные резервуары* сообщаются с дневной поверхностью непосредственно или через проницаемые породы (рис. 4). Образование ловушек в резервуарах этого типа может произойти только при гидродинамическом (гидравлическом) экранировании, когда нефть удерживается напором вод и капиллярными силами (А.А. Карцев, З.А. Табасаранский; 1957). В случае разгерметизации ловушки залежь нефти может сохраниться в ней только при образовании асфальтовой пробки.

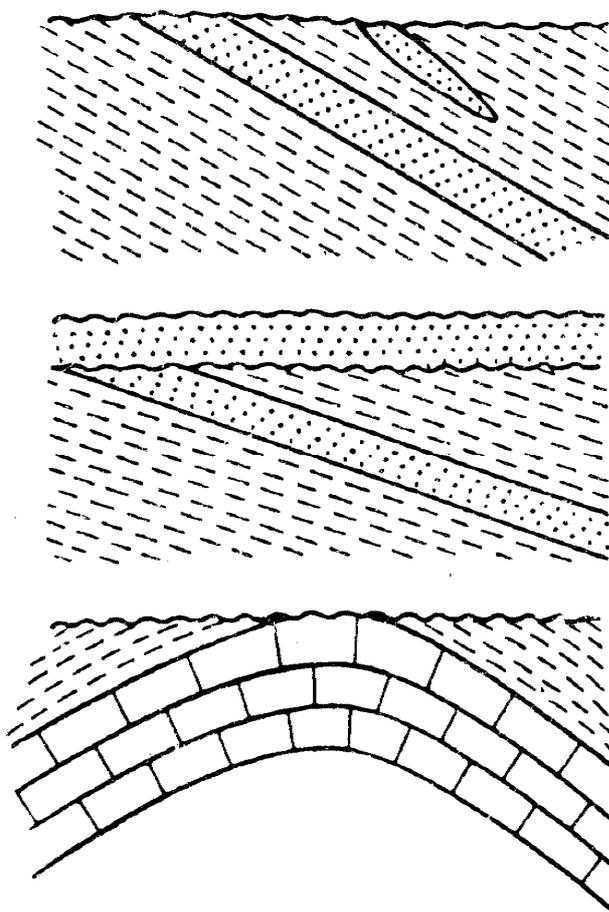


Рис. 4. Гидродинамически открытые природные резервуары.  
Условные обозначения см. на рис. 1

*Полуоткрытые гидродинамические системы* в основном связаны с пластовыми и массивными природными резервуарами, которые распространены на площадях, измеряемых сотнями и даже тысячами квадратных километров. В таких резервуарах существует единая гидродинамическая система, движение флюидов происходит на значительной площади и пластовые давления обычно соответствуют гидростатическим давлениям. Ловушки в

гидродинамически полуоткрытых резервуарах образуются в основном за счет пликативных деформаций пластов или за счет дизъюнктивных нарушений, которые препятствуют миграции нефти и газа. Примером таких природных резервуаров являются терригенные коллекторы в миоценовых отложениях Терско-Сунженского нефтегазоносного района. Эти отложения на северном склоне Большого Кавказа выходят на дневную поверхность. После прохождения обильных дождей над Черногорской моноклиной, которая лежит в пределах низкогорий Северо-Восточного Кавказа, через один или полтора месяца отмечается повышение статических уровней в водоносных скважинах, пробуренных на миоценовые отложения на Старогрозненском и Октябрьском нефтяных месторождениях Сунженской антиклинальной зоны, расположенной в предгорьях [6].

*Гидродинамически закрытые системы* связаны в основном с литологически ограниченными резервуарами, в которых движение флюидов ограничено или невозможно, и в которых часто образуются аномально высокие пластовые давления, значительно превышающие гидростатические.

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Дайте определение природного резервуара.
2. Назовите наиболее характерные признаки природных резервуаров.
3. Назовите три основных типа природных резервуаров.
4. Назовите характерную особенность а) массивного, б) пластово-массивного, в) неправильно-массивного, г) литологически ограниченного природного резервуара.
5. Назовите типы природных резервуаров по существующим в них гидродинамическим условиям.

## 2. ЛОВУШКИ НЕФТИ И ГАЗА И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Для образования промышленных скоплений нефти и газа необходимо наличие ловушек, в которые могут попадать, а затем накапливаться углеводороды, мигрирующие в природных резервуарах. *Ловушка – это часть природного резервуара, в которой, благодаря уравниваемости гидравлических сил (из-за отсутствия перепада пластовых давлений), может происходить аккумуляция нефти и газа и образоваться их залежь.* Движение (миграция) УВ в ловушке отсутствует, поэтому газ, нефть и вода распределяются в ней по плотности, согласно закону гравитации. Главным фактором формирования ловушек, в самом широком смысле, является тектоника, а в более узком смысле, – структурно-тектонический фактор. Это подчеркивал еще И.М. Губкин (1932).

Наиболее простой ловушкой является антиклинальный изгиб пластового резервуара. Основными параметрами такой ловушки являются: толщина коллектора, площадь по замкнутому контуру (изогипсе) и высота, измеряемая от кровли коллектора в своде складки до замка ловушки. *Замок ловушки* (точка высачивания УВ) – это гипсометрически наиболее глубокая часть экрана (покрышки), определяющая предельное заполнение ловушки нефтью или газом по замкнутой изогипсе.

На этапе становления геологии нефти как науки, во второй половине XIX века, трудами Г.В. Абиха, Г.А. Романовского, В. Логана, А. Уайта и других исследователей была сформулирована антиклинальная или структурная теория залегания нефти. Её возникновение объясняется тем, что большинство открытых в то время месторождений было связано именно с антиклинальными структурами. Еще раньше, в 1847 г., Г.В. Абих и затем в 1877 г., Д.И. Менделеев высказали предположения о связи нефти с разломами. В первые десятилетия XX века были установлены ловушки других генетических и морфологических типов, поэтому возникла необходимость их классификации. Классифицировать ловушки нефти начал американский геолог-нефтяник Ф. Клапп. Их классификацией он занимался с 1910 по 1929 год. Затем их классификации уделили внимание И.М. Губкин (1932), И.О. Брод (1937-1962), А. Леворсен (1967) и многие другие геологи-нефтяники России. В настоящее время известны десятки генетических, морфологических и генетико-морфологических классификаций ловушек. Генетические классификации учитывают условия образования ловушек, морфологические классификации - форму ловушек, а генетико-морфологические классификации - условия их образования и форму.

Целью *классификации* ловушек является установление и систематизация условий образования и развития различных форм ловушек, а также закономерностей их размещения в недрах. Знание процессов образования ловушек важно при их прогнозировании в перспективных нефтегазоносных комплексах, а знание морфологии ловушек необходимо при их выявлении, подготовке к поисково-оценочному бурению и определении системы размещения скважин.

В настоящее время известно, что в природных резервуарах существуют *структурные, литологические, стратиграфические и гидродинамические* ловушки.

*Ловушки структурного типа* образуются в результате пликтивных и дизъюнктивных тектонических деформаций горных пород, и разделяются на сводовые (антиклинальные) и тектонически экранированные ловушки. (рис 5, а, б).

Тектонически экранированные ловушки образуются в антиклинальных структурах и на моноклиналях, при наличии тектонических разрывов. Более

правильно их следует называть *дизъюнктивно экранированными*, так как своды и антиклинали тоже представляют собой тектонические экраны на пути движения нефти и газа. При моноклиномальном залегании природного резервуара ловушка может образоваться только при условии, если тектонический разрыв (экран) представляет собой не прямую плоскую поверхность, а кривую или ломаную поверхность (рис. 6).

Ловушки структурного типа имеют ведущее значение в нефтегазовой геологии, поскольку с ними связано около 80 % залежей УВ, выявленных на Земле [4].

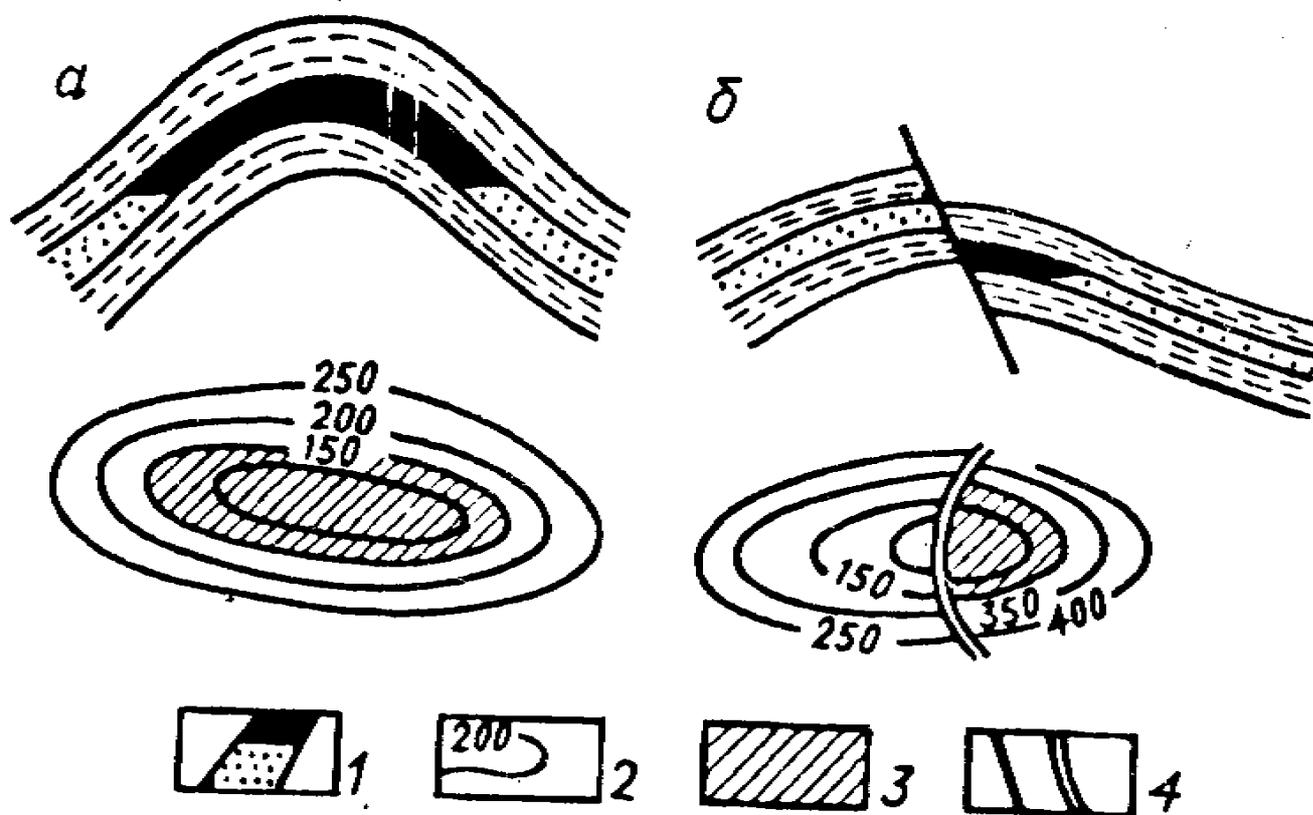


Рис. 5. Разрез и план сводовой (а) ловушки и дизъюнктивно (тектонически) экранированной (б) ловушки в пластовом резервуаре: 1 – пластовый резервуар; 2 – изогипсы кровли пласта-коллектора, м; 3 – залежь в плане; 4 – тектоническое разрывное нарушение

*Ловушки литологического типа* образуются в результате выклинивания пород-коллекторов по восстанию слоев (рис. 7) или их замещения одновозрастными слабопроницаемыми породами, а также при появлении повышенной локальной трещиноватости горных пород, или при наличии песчаных линз внутри глинистых толщ (см. рис.1, г). В последних двух случаях понятия природный резервуар и ловушка совпадают.

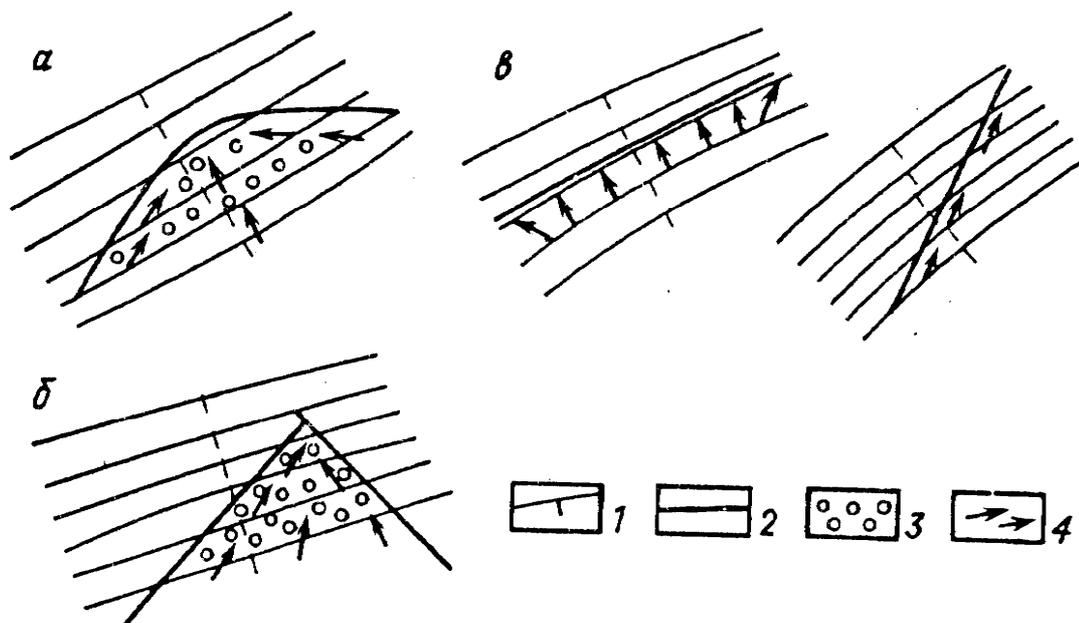


Рис. 6. Схема образования тектонически экранированных ловушек на моноклинали при изогнутом тектоническом экране (а), при пересечении двух нарушений (б); при прямом тектоническом экране (в) ловушка не образуется.

1 – изогипсы пласта-коллектора; 2 – линии пересечения тектонического экрана с кровлей пласта; 3 – образовавшаяся ловушка; 4 – возможное направление миграции нефти и газа

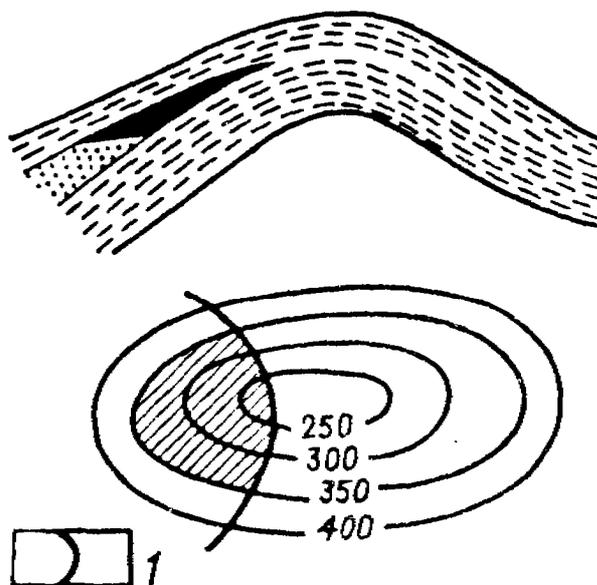


Рис. 7. Литологически экранированная ловушка:  
1 – линия выклинивания пласта-коллектора. Остальные условные обозначения см. на рис. 5

Ловушки стратиграфического типа образуются в результате денудационного срезания пород-коллекторов и их несогласного перекрытия флюидоупорами (рис. 8, а, б). К этому типу ловушек З.А. Табасаранский (1993) относит и рифовые тела, перекрытые гипсами, ангидритами или другими слабопроницаемыми породами (рис. 9). Вероятно, рифогенные ловушки можно выделить в самостоятельный генетический тип, как это делают некоторые исследователи.

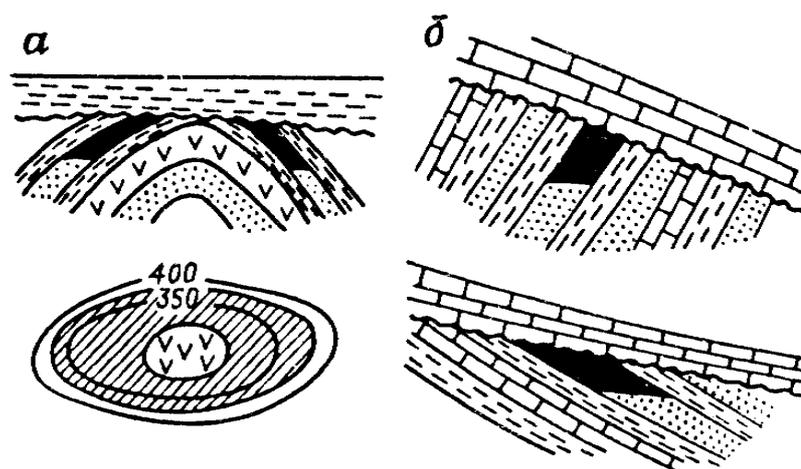


Рис. 8. Стратиграфически экранированные ловушки: а – в присводовой части антиклинальной структуры; б – на моноклинали (непроницаемые породы представлены известняками). Остальные условные обозначения см. на рис. 1, 5

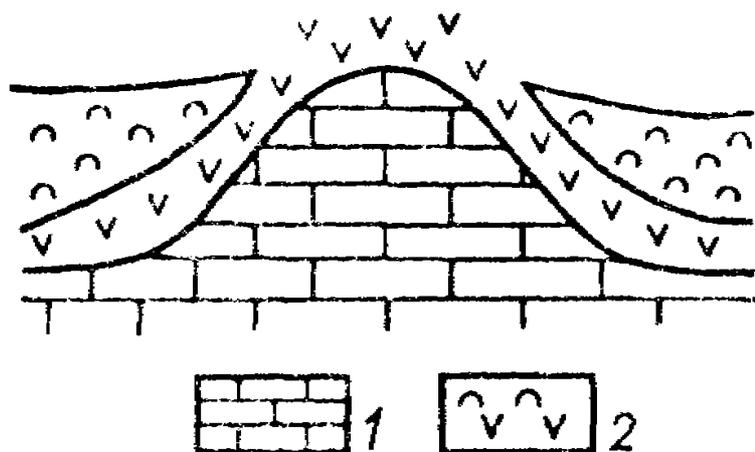


Рис. 9. Ловушка, приуроченная к рифовому массиву: 1 – кавернозные и трещиноватые карбонатные породы; 2 – отложения, перекрывающие рифовое тело

*Гидравлические (гидродинамические) ловушки* образуются в результате гидродинамического напора встречного потока вод, оказывающего противодавление на мигрирующие УВ. Таким образом, они образуются в результате появления экрана, созданного нисходящими высоконапорными водами, циркулирующими по пластам-коллекторам, поверхностям стратиграфических несогласий и тектоническим нарушениям (А.А. Карцев, З.А. Табасаранский, 1957; Ю.П. Гаттенбергер, 1973; Н.А. Еременко, И.М. Михайлова, Б.М. Яковлева, 1978 и др.).

На рисунке 10 показаны гидродинамические условия в природных резервуарах, при которых образуются различные типы гидравлических ловушек и соответственно залежей нефти и газа (левая часть рисунка) и условия, при которых ловушки и залежи сформироваться не могут (правая часть рисунка).

Ловушки литологического, стратиграфического и гидродинамического типа обычно называют *неструктурными* или *неантиклинальными ловушками*. Их выявление вызывает наибольшие трудности при проведении геологоразведочных работ. В 70-х – 80-х годах Г.А. Габриэлянц разработал генетическую и морфологическую классификации неструктурных ловушек. В генетической классификации (рис. 11) ловушки разделены по условиям образования на седиментационные и постседиментационные. Под седиментационными понимаются ловушки, которые формировались в процессе осадконакопления под воздействием структурно-седиментационных, аккумулятивных и эрозионно-аккумулятивных процессов. Среди постседиментационных ловушек выделяются диагенетические, эпигенетические, химического выветривания, эрозионные и структурно-денудационные ловушки.

Генетическая классификация должна наиболее широко использоваться на региональном этапе и на стадии выявления объектов поискового бурения, когда на основе литолого-фациальных и палеогеоморфологических исследований возможно выделение определенных зон в литолого-стратиграфических комплексах, в которых целесообразно проведение геологоразведочных работ с целью выявления неструктурных ловушек конкретных генетических типов.

На стадии поиска и оценки месторождений (залежей) УВ выбор рациональных систем размещения и оптимального числа поисково-оценочных скважин зависит от формы ловушек. Однако большинство классификаций плохо отражают морфологию неструктурных ловушек. В связи с этим Г.А. Габриэлянц и М.Б. Павлов разработали морфологическую классификацию, в которой формы ловушек систематизированы и аппроксимированы минимальным числом простых геометрических тел (рис. 12). Ловушки, имеющие сложную форму, представлены в этой классификации комбинацией геометрических тел и отнесены к типу комбинированных.

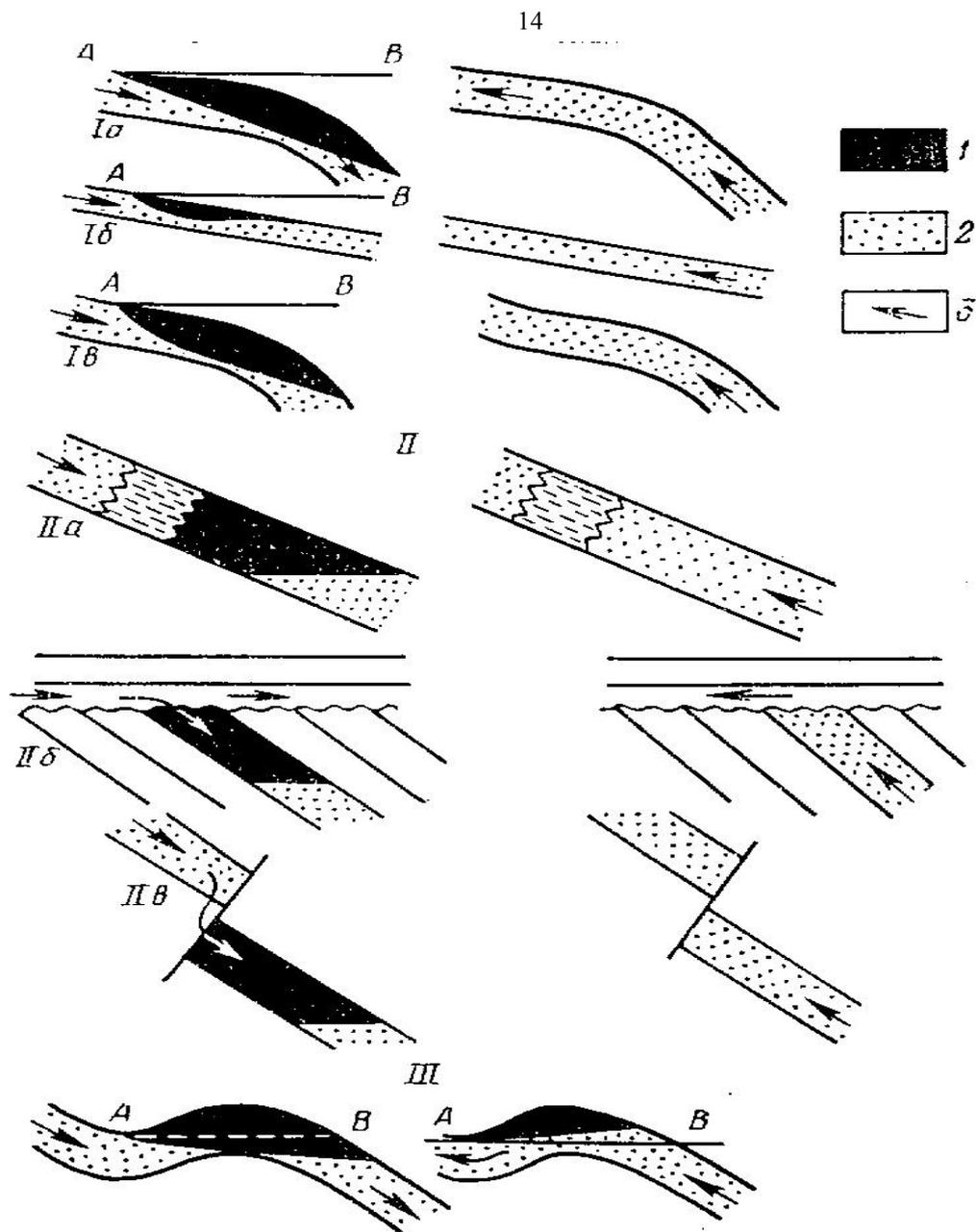


Рис. 10. Гидродинамические ловушки и влияние различных гидродинамических условий на формирование залежей нефти и газа (по Ю.П. Гаттенбергеру, 1973)

I – собственно гидродинамические ловушки: I а – структурных носов и террас с прямым наклонным водонефтяным контактом (ВНК) или газоводяным контактом (ГВК), I б – на моноклиналях с изогнутой поверхностью ВНК (ГВК) при наличии U-образного изгиба пьезометрической поверхности вод, открытого вниз по падению слоев, I в – смешанные, где накопление нефти (газа) обусловлено как незамкнутым изгибом слоев, так и изогнутой формой ВНК (ГВК); II – гидродинамически экранированные ловушки: II а – литолого-гидродинамические, II б – стратиграфо-гидродинамические, II в – тектоно-гидродинамические; III – сводово-гидродинамические ловушки.

1 – нефть (газ), 2 – вода, 3 – направление движения подземных вод, А - В – линия горизонтальной поверхности

Ловушки, связанные с неравномерной цементацией, уплотнением, трещиноватостью горных пород, неравномерным развитием палеокарста и некоторые другие отнесены в самостоятельный тип ловушек неправильной формы. Распределение пустотного пространства в них не подчиняется видимой закономерности и не поддается формализации.

Генетическая и морфологическая классификации Г.А. Габриэлянца не сопоставимы друг с другом. Например, рифы и эрозионные останцы в генетической классификации относятся к разным группам, а в морфологической классификации они одновременно присутствуют в сегментовидном, конусовидном и призматическом типах ловушек.

В настоящее время компьютерная графика позволяет строить плоские модели или структурные карты природных резервуаров, ловушек и залежей УВ, а затем преобразовывать их в объемные трехмерные модели (блок-диаграммы). Для таких построений существуют различные прикладные программы. Объемные модели позволяют использовать компьютерные технологии для определения рациональной системы заложения поисково-оценочных и разведочных скважин и для других целей.

Среди множества классификационных схем ловушек можно выделить чисто *генетическую классификацию Н.А. Еременко [5]*, в которой выделено пять следующих типов: 1) *ловушки складчатых областей*; 2) *ловушки разрывных дислокаций*; 3) *ловушки стратиграфических несогласий*; 4) *ловушки литологические*; 5) *различные комбинации перечисленных типов*.

Н.А. Еременко подчеркивал, что образование всех этих типов ловушек связано в разной степени с тектоническим фактором. Например, образование ловушек четвертого типа непосредственно связано с изменением литологического состава пород. Однако в большинстве случаев литологические изменения в осадочной толще являются следствием изменения условий осадконакопления, которые в свою очередь являются функцией тектонических движений.

Н.Б. Вассоевич предложил различать три основных типа ловушек: *замкнутые, полузамкнутые и незамкнутые*. Под *замкнутыми* ловушками понимаются литологически ограниченные ловушки, под *полузамкнутыми* - литологически экранированные, то есть ловушки, связанные с выклиниванием или замещением пород-коллекторов непроницаемыми породами, а *незамкнутые* ловушки связаны со сводами антиклиналей.

В *генетико-морфологической классификации В.Б. Оленина* ловушки разделены по форме, а затем по генезису. Наиболее важным признаком ловушек В.Б. Оленин считал их форму (табл. 1).

Анализ различных классификационных схем показывает, что структурные, литологические и стратиграфические ловушки, так или иначе, нахо-

дят отражение во всех схемах и являются основными и наиболее широко распространенными генетическими типами ловушек.

Таблица 1

Классификация ловушек нефти и (или) газа  
(по В.Б. Оленину, 1974)

Группа (по форме ловушки)	Подгруппа (по форме ловушки)	Вид (по генезису ловушки)
Изгибы	Сводовые изгибы	Изгибы бокового (продольного) сжатия Изгибы, образованные над ядром диапира Изгибы, образованные над разрывом
	Синклиналь- ные изгибы	Отраженные изгибы (изгибы поперечного сжатия)
Выступы		Биогенные выступы Эрозионные выступы Выступы, поднятые по ограничивающим разрывам
Ловушки экранирова- ния		Экранирования по разрыву Экранирования по поверхности несогласия Выклинивания Экранирования ядром диапира Экранирования жерлом грязевого вулкана Запечатывания асфальтом
Линзы и линзовидные ловушки		Седиментационные линзы Линзы тектонической трещиноватости Линзы выветривания

### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что называется ловушкой нефти (газа)?
2. Назовите наиболее распространенные генетические типы ловушек.
3. Какова цель классификации ловушек?
4. Что важнее, знание генезиса или морфологии ловушек при производстве поисково-разведочных работ?
5. На какие подтипы подразделяются структурные ловушки.
6. Назовите необходимые условия для образования дизъюнктивно экранированных ловушек на моноклиналях.
7. Какие типы ловушек относятся к неструктурным?
8. В каких случаях понятия «природный резервуар» и «ловушка» совпадают по своему значению?
9. К какому типу ловушек относятся рифовые тела?

10. Назовите генетические типы ловушек по Н.А. Еременко.  
 11. Какие типы ловушек находят отражение во всех классификационных схемах?

### 3. ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ В ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

Горные породы испытывают в земной коре давление, определяемое силой тяжести вышележащих пород и насыщающих их флюидов (воды, нефти, углеводородных и неуглеводородных газов), а также различные тектонические напряжения. Такое давление называется *горным*.

Общее выражение давления ( $p$ ) равно:

$$p = F/S,$$

где  $F$  - сила,  $S$  – площадь.

Сила равна произведению массы тела ( $m$ ) на его ускорение ( $\alpha$ ):

$$F = m \cdot \alpha$$

В условиях естественного залегания горных пород и подземных вод ускорение равно ускорению свободного падения ( $g$ ), поэтому давление столба пород или флюидов будет равно:

$$p = m \cdot g / S,$$

поскольку масса равна  $\rho \cdot V$ , а объем  $S \cdot h$ , тогда получаем:

$$p = \rho Vg / S = \rho Shg / S = \rho hg,$$

где  $[\rho] = \text{кг/м}^3$ ,  $[h] = \text{м}$ ,  $[g] = 9,81 \text{ м/с}^2$ , тогда  $[\rho hg] = \text{кг/м}^3 \cdot \text{м} \cdot \text{м/с}^2 = \text{кг}/(\text{м} \cdot \text{с}^2)$ .

*Единица давления* в системе интернациональной или Международной системе единиц (*СИ*) равна:

$$[P] = 1 \text{ Н/м}^2 = 1 \text{ Н/м}^2 = 1 (\text{кг} \cdot \text{м/с}^2) / \text{м}^2 = 1 \text{ кг}/(\text{м} \cdot \text{с}^2) = 1 \text{ Па}.$$

На практике используются и другие единицы давления: техническая атмосфера, миллиметр ртутного столба, физическая атмосфера. Смешение единиц разных систем приводит к путанице.

В нефтегазовой геологии и геохимии, а также в бурении часто используется *техническая атмосфера (ат)*. Это давление, создаваемое силой в 1 килограмм-силу (кгс) на площадь в  $1 \text{ см}^2$ :

$$1 \text{ ат} = 1 \text{ кгс/см}^2; 1 \text{ кгс} = 9,81 \text{ Н}, 1 \text{ м}^2 = 10^4 \text{ см}^2, \text{ тогда:}$$

$$1 \text{ ат} = 9,81 \cdot 10^4 \text{ Па}.$$

При практических расчетах для их упрощения пользуются уравнением:

$$p = \rho h/c,$$

где  $\rho$  – относительная плотность флюида, доли единицы, а не  $\text{кг/м}^3$ , то есть это коэффициент плотности или отношение плотности данного флюида к плотности пресной воды;  $h$  – высота столба флюида (м), которую принято называть напором;  $c$  – пересчетный коэффициент, учитывающий несоответствие размерностей единиц и отсутствие в уравнении величины ускорения свободного падения. Если давление выражают в мегапаскалях (МПа), то  $c = 102$  ( $\approx 100$ ), а если в технических атмосферах, то  $c = 10$ . Например, если известно, что забой поисково-разведочной скважины находится на глубине 5200 м, а средняя плотность флюидов равна  $1020 \text{ кг/м}^3$ , тогда их давление на забое скважины составит. Первый вариант расчета:

$$p = \rho hg = 1020 \text{ кг/м}^3 \cdot 5200 \text{ м} \cdot 9,81 \text{ м/с}^2 = 52032240 \text{ кг/(м} \cdot \text{с}^2) = \\ = 52032240 \text{ Па} = 52,0 \text{ МПа}.$$

Второй вариант расчета:

$$p = \rho h/102 = 1,02 \cdot 5200 = 5304 : 102 = 52 \text{ МПа или,} \\ p = \rho h/10 = 1,02 \cdot 5200 = 5304 : 10 = 530,4 \text{ кгс/см}^2.$$

*Горное давление* подразделяется на *геостатическое* и *геодинамическое* давление.

*Геостатическое* или *литостатическое* давление обусловлено весом горных пород с насыщающими их флюидами в интервале от земной поверхности до точки измерения. Флюиды создают в недрах геофлюидальное или гидростатическое пластовое давление. В соответствии со средней плотностью осадочных пород, равной  $2,31 \text{ г/см}^3$  градиент геостатического давления составляет  $0,0231 \text{ МПа}$  на 1 м толщины пород.

А.Н. Резниковым [12] рассчитаны средние значения градиента литостатического давления для разновозрастных разрезов стратисферы толщиной до 5 км, а в интервале глубин от 5 до 15 км им проведена экстраполяция нарастания градиента давления отдельно для кайнозойских, мезозойских и палеозойских пород (табл. 2). Она наглядно показывает зависимость градиента геостатического давления от возраста отложений, который довольно четко повышается от кайнозоя к палеозою.

*Геодинамическое* или *геотектоническое* давление связано с различными тектоническими напряжениями горных пород, внедрением магматических тел и региональным метаморфизмом и имеет две составляющие: вертикальную и горизонтальную. Например, в Предкавказье многие скважины имеют эллипсоидные стволы, с закономерно ориентированными большими и малыми осями, которые указывают на субмеридиональное сжатие земной коры.

Вероятные значения среднего градиента литостатического давления пород разреза, МПа/м (А.Н. Резников, 1988)

Глубина, м	Кайнозой	Мезозой	Палеозой
2000	0,019-0,020	0,020-0,021	0,021-0,024
3000	0,021-0,022	0,020-0,023	0,023-0,024
4000	0,019-0,020	0,022-0,025	0,022-0,024
5000	0,020-0,022	0,022-0,024	0,023-0,025
6000	0,0215	0,0230	0,0235
7000	0,0220	0,0235	0,0240
8000	0,0225	0,0237	0,0242
9000	0,0230	0,0239	0,0244
10000	0,0232	0,0241	0,0246
11000	0,0234	0,0243	0,0248
12000	0,0236	0,0245	0,0250
13000	0,0238	0,0246	0,0251
14000	0,0239	0,0247	0,0252
15000	0,0240	0,0248	0,0253

Под пластовым давлением понимается давление жидкости или газа, находящихся в водоносных, нефтеносных или газоносных пластах.

Таким образом, *пластовое давление* обусловлено давлением флюидов, заполняющих пустотное пространство пород. Оно определяет силу упругого сжатия флюида и давление на вмещающие породы или их скелет. Если под действием литостатического и геодинамического давления породы стремятся к сжатию, то пластовое давление препятствует этому процессу. Таким образом, сжатие пород происходит под воздействием *эффективного давления сжатия* ( $p_{эф}$ ):

$$p_{эф} = p_{г} - p_{пл},$$

где  $p_{г}$  и  $p_{пл}$  соответственно горное и пластовое давление.

Пластовое давление определяет силу, движущую флюиды в природных резервуарах и является важным параметром, который характеризует энергетический потенциал залежей нефти и газа в недрах и определяет их фазовое состояние и состав. От него зависит количество растворенного газа в нефти (газовый фактор) и количество жидких компонентов в газоконденсатных системах (их конденсатность). При снижении давления в нефтяной залежи ниже давления насыщения из нефти выделяется свободный газ, который образует газовую шапку. При снижении давления ниже давления на-

чала ретроградной конденсации в газоконденсатной залежи, в пластовых условиях, начинается выпадение конденсата.

Неравномерное снижение пластового давления в разных частях залежи может способствовать внедрению контурных вод в участки с пониженным давлением и образованию локальных очагов обводнения и привести, таким образом, к снижению коэффициента нефтеотдачи пласта. В связи с этим, важнейшим условием рациональной разработки залежей является знание величины пластового давления и максимальное его поддержание или равномерное снижение. Знание величины пластового давления и закономерностей его изменения с глубиной необходимо и при бурении скважин.

Различают *гидростатическое и гидродинамическое пластовое давление*. *Гидростатическое давление* определяется весом столба неподвижной воды высотой от точки измерения до пьезометрической поверхности. *Пьезометрическая* (напорная или потенциометрическая) *поверхность* представляет собой поверхность равновесия, на которой устанавливаются уровни подземных вод в различных скважинах, вскрывших один и тот же водоносный горизонт.

Для приблизительных расчетов в малоизученных районах пластовое давление принимают равным весу столба пресной воды с плотностью  $1 \text{ г/см}^3$  высотой от точки залегания предполагаемого пласта до земной поверхности. Положение пьезометрической поверхности при этом не учитывается. Рассчитанное таким образом пластовое давление называется *условно гидростатическим*. Вертикальный градиент условно гидростатического давления, то есть его изменение при погружении на 1 м, равняется  $0,01 \text{ МПа/м}$ . Однако плотность подземных вод в ряде случаев лежит в пределах от  $0,98$  до  $1,2 \text{ г/см}^3$ , а плотность рассолов достигает  $1,3 \text{ г/см}^3$ , поэтому значения градиента могут варьировать в пределах от  $0,098$  до  $0,013 \text{ МПа/м}$ . Плотность пластовых вод зависит от содержания солей, газов и величины пластовой температуры. Эти факторы имеют разнонаправленный характер действия, поэтому реальные величины градиента гидростатического давления обычно составляют  $0,01 \pm 0,0005 \div 0,0007 \text{ МПа/м}$  [3].

Условно гидростатическое и фактическое давления равны в редких случаях, когда пьезометрическая поверхность инфильтрационной гидродинамической системы совпадает или пересекается с земной поверхностью. Этим условиям соответствуют местоположения скважин 1 и 4, соответственно для пласта I и II на рисунке 15.

В инфильтрационных гидродинамических системах источником питания и создания напора являются воды земной поверхности, фильтрующиеся в недра под действием силы тяжести, то есть напор в них образуется под действием гидростатической нагрузки этих вод (см. рис. 2). Инфильтрационные системы могут находиться в двух состояниях: статическом и динамическом.

ческом. В статических инфильтрационных системах нет области разгрузки вод, поэтому их движение в пласте отсутствует и пьезометрическая поверхность расположена горизонтально на уровне области питания (рис. 15).



Рис. 15. Схема распределения приведенных давлений ( $\Pi$ ) при горизонтальном и наклонном положении пьезометрической поверхности

Однако чаще подземные воды имеют область разгрузки и таким образом находятся в динамическом состоянии, поэтому пьезометрическая поверхность наклонена в направлении движения пластовых вод. Её положение определяется линией, соединяющей точки выхода водоносного пласта на земную поверхность в областях питания и разгрузки вод (см. рис.15). Разгрузка вод может происходить и при эксплуатации скважин.

Для определения величины напора подземных вод М.А. Жданов в 1933 году предложил использовать *приведенные давления*, которые рассчитываются от какого-либо уровня приведения – уровня моря, водонефтяного контакта, или от какой-либо условной горизонтальной поверхности до пьезометрической поверхности данного пласта (см. рис. 15). Плотность воды при этом принимается равной  $1 \text{ г/см}^3$ . Приведенные давления, рассчитанные по разным условным уровням, будут отличаться друг от друга, однако перепады давлений, определяющие направление движения и величину напора воды в пласте, будут оставаться постоянными. На рисунке 15 видно, что пьезометрическая поверхность пласта I лежит горизонтально, и приведенные дав-

ления (напоры) во всех скважина равны:  $\Pi_1^1 = \Pi_1^2 = \Pi_1^3$ . Для пласта II приведенные давления уменьшаются от скважины 1 к скважине 3, то есть по направлению движения подземных вод, а разница между приведенными давлениями показывает величину напора вод в напорной области гидродинамической системы.

Выше отмечалось, что в большинстве случаев пьезометрическая поверхность не совпадает с земной поверхностью, поэтому условно гидростатические давления отличаются от фактических. На рисунке (см. рис. 15) показано, что прогнозируемые давления совпадают с фактическими только для пласта I в скважине 1, поскольку устье этой скважины лежит на пьезометрической поверхности, а в скважинах 2 и 3 прогнозируемые давления будут ниже фактических. Для пласта II в скважине 1 прогнозируемое давление будет выше, а в скважинах 2 и 3, наоборот ниже фактических.

Однако положение пьезометрической поверхности зависит не только от наличия или отсутствия области разгрузки, или от разницы высот области питания и разгрузки. Оно определяется также режимом и количеством выпадающих осадков, проницаемостью природных резервуаров и рядом других факторов. В связи с этим пьезометрическая поверхность может иметь довольно сложную конфигурацию. На рисунке 16 видно, что замещение хорошо проницаемых песчаных пород песчано-глинистыми породами в пласте А влияет на профиль пьезометрической поверхности.

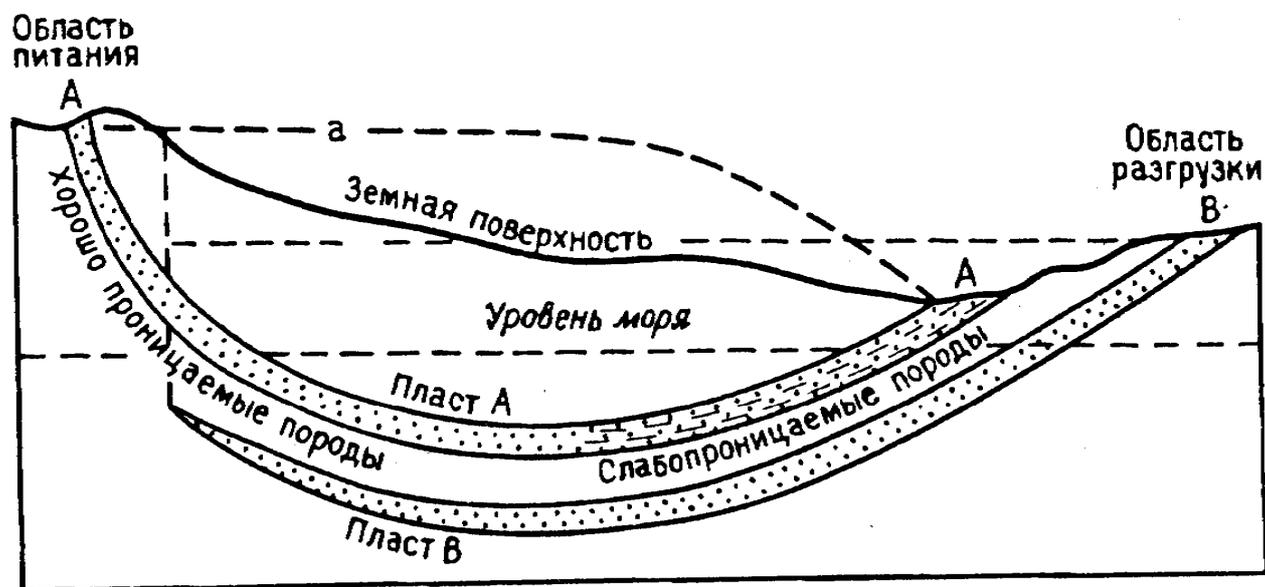


Рис. 16. Схема изменения положения пьезометрической поверхности в зависимости от изменения проницаемости пласта-коллектора (по А. Леворсену)

Корме того, существуют элизионные гидродинамические системы с внутренними источниками создания напора в коллекторах за счет элизии (выжимания) седиментационных вод, дегидратации минералов и других факторов (см. рис. 3). Выжимание вод происходит из уплотняющихся глин при росте литостатического давления и температуры. При этом в породах-коллекторах создаются пластовые давления, часто значительно превышающие гидростатические. Пьезометрическая поверхность в таких системах имеет сложный характер с наличием выпуклых частей. Наиболее выпуклые части связаны с максимально прогнутыми зонами в активно погружающихся осадочно-породных бассейнах (см. рис. 3), поскольку пластовые давления здесь могут приближаться к горному давлению.

Таким образом, фактические данные показывают, что существуют *аномально высокие пластовые давления (АВПД)*, превышающие расчетные гидростатические давления, даже с учетом пьезометрической поверхности и фактической плотности воды в 1,3-2,3 раза и более, то есть, достигающие значений горного давления. Значительно реже отмечаются аномальные пластовые давления, не достигающие расчетного гидростатического давления.

Сведения о случаях превышения пластовым давлением нормального гидростатического появились в 30-х - 40-х годах. Природа аномальных давлений изучалась многими исследователями: К.А. Аникиевым (1964), В.С. Мелик-Пашаевым (1956), В.П. Савченко (1953), Б.А. Тхостовым (1960), У.Х. Фертлем (1980), Иллингем (1934) А. Леворсеном и другими.

По существующим представлениям аномально высокие пластовые давления возникают по разным причинам. Основной причиной считается *неравновесное или заторможенное уплотнение глин*. С глубиной погружения, до определенной зоны, плотность несцементированных пород закономерно увеличивается, а пористость и проницаемость уменьшается из-за воздействия нарастающего литостатического давления. Различные осадки уплотняются с разной скоростью. Наиболее быстро уплотняются карбонатные осадки, переходя из зоны пластических деформаций в зону разрывных деформаций. Глинистые породы уплотняются медленнее карбонатных, но значительно быстрее песков. При уплотнении глин на стадии диагенеза и протокатагенеза их пористость изменяется от 90-60 до 35-15 %, в зависимости от скорости уплотнения. При этом седиментационная вода отжимается обратно в водный бассейн. При изменении пористости глин от 35 до 5 % вода поступает уже в породы-коллекторы, а при пористости менее 5 % вода находится в прочно связанном состоянии и при уплотнении не выжимается.

При равновесном или нормальном уплотнении глин наиболее активное выжимание воды происходит на глубинах до 600-800 м, когда их пористость уменьшается до 15 %. На этой стадии теряется около 80 % свободной воды. При этом сохраняется равенство пластовых давлений в глине и в смежном с

ней коллекторе. Равновесное уплотнение глин происходит при небольшой скорости погружения осадочной толщи, менее 50 м в миллион лет, а также при расслоенности толщи глин качественными коллекторами. В этих условиях отжимающаяся вода поступает в коллекторы и далее в область разгрузки на периферии осадочно-породного бассейна, или разгружается также и в его центральной части, в зонах разломов.

Неравновесное уплотнение глин происходит при накоплении значительных толщ глинистых осадков или если расслаивающие их коллекторы имеют небольшую толщину и проницаемость, а также - при высокой скорости осадконакопления. В этом случае седиментационная вода не успевает отжаться в коллекторы и начинает испытывать литостатическое давление, в результате чего в толще глин возникают АВПД. При высокой скорости осадконакопления даже хорошо проницаемые коллекторы не успевают пропустить всю поступающую воду из глин, поэтому в инфильтрационной гидродинамической системе развивается элизионный водонапорный режим, и она становится эксфильтрационной или элизионной.

Давление, действующее на флюиды, заключенные в поровом пространстве пород, не обладающих эффективной пористостью, которая обуславливает фильтрацию флюидов, называют *поровым давлением*.

Возникновению АВПД способствуют различные коэффициенты объемного расширения горных пород и насыщающих их флюидов. Так, коэффициент объемного расширения нецементированных зерен минералов составляет приблизительно  $5 \cdot 10^{-6}$  об. ед./ $^{\circ}\text{C}$ , пресной воды –  $200 \cdot 10^{-6}$  об. ед./ $^{\circ}\text{C}$ , минеральной воды –  $400 \cdot 10^{-6}$  об. ед./ $^{\circ}\text{C}$ , нефти –  $1000 \cdot 10^{-6}$  об. ед./ $^{\circ}\text{C}$  и идеального газа –  $4000 \cdot 10^{-6}$  об. ед./ $^{\circ}\text{C}$ . Таким образом, в результате увеличения пластовой температуры объем флюидов возрастает в 40 раз и более, по сравнению с объемом порового пространства горных пород. Если фильтрация флюидов в природном резервуаре затруднена, то увеличение температуры в этом случае может вызвать рост пластового давления.

Фактором образования АВПД является нефте- и газообразование в главных зонах нефте- и газообразования при преобразовании битумоидов и нерастворимого органического вещества, находящегося в твердом состоянии и метанизация микронепти в зоне катагенеза. При метанизации нефти высокомолекулярные углеводороды распадаются на большое число более простых молекул, вплоть до метана. Метанизация нефти начинается при  $120^{\circ}\text{C}$  и резко возрастает при температурах выше  $180^{\circ}\text{C}$ .

Существуют и другие факторы, вызывающие АВПД:

- преобразование глинистых минералов на стадии катагенеза и прежде всего – дегидратация монтмориллонита и его превращение в гидрослюды;
- дегидратация гипса и его превращение в ангидрит в пластах, заключенных среди каменной соли;

- вторичная перекристаллизация и цементация пород-коллекторов в процессе катагенеза, способствующая ухудшению емкостно-фильтрационных свойств;
- активная новейшая геодинамика, ведущая к сжатию горных пород и уменьшению объема пустотного пространства;
- интенсивные новейшие поднятия гидродинамически закрытых природных резервуаров, сопровождающиеся денудацией горных пород, в результате которого, создается остаточное или унаследованное от больших глубин пластовое давление;
- межформационные вертикальные перетоки флюидов, то есть связь природного резервуара по тектоническим разрывам, жерлам грязевых вулканов, стенкам соляных куполов и другим каналам с нижезалегающим резервуаром с аномально высоким пластовым давлением;
- разность плотностей воды, нефти и газа, обуславливающая образование избыточного давления за счет выталкивающей силы (архимедовой силы). Значительное избыточное давление ( $P_{изб}$ ) создается в высокоамплитудных ловушках при большой высоте залежи, и особенно в газовых залежах:

$$P_{изб.г} = (\rho_v - \rho_g) \cdot h_g / 100,$$

где  $\rho_v$  и  $\rho_g$  – плотность воды и газа соответственно,  $h_g$  – высота газовой залежи. Например, если газодляной контакт находится на глубине 3000 м, а высота залежи составляет 300 м, то в сводовой части газовой залежи избыточное давление составит 2,5 МПа.

АВПД образуются и в подсолевых комплексах пород. Из-за очень низкой проницаемости солей, отжатие флюидов, непосредственно под хорошей крышкой, происходит только вниз по разрезу, что и приводит к возникновению АВПД в неравномерно проницаемых коллекторах.

Генетические факторы формирования АВПД в породах-коллекторах показаны на рисунке 17.

Таким образом, *формальной причиной существования аномальных давлений в природных резервуарах является несоответствие объемов флюидов объему пустотного пространства горных пород.* При этом АВПД образуются при отсутствии баланса между количеством поступающих флюидов в природный резервуар из внешних источников и генерируемых внутри резервуара, и количеством флюидов, уходящих из природного резервуара в условиях затрудненного или весьма затрудненного водообмена при уменьшении пустотного пространства породы.

Главными причинами формирования АВПД являются уплотнение пород под действием горного давления и образование элизионного режима в природных резервуарах, а также рост пластовых температур.

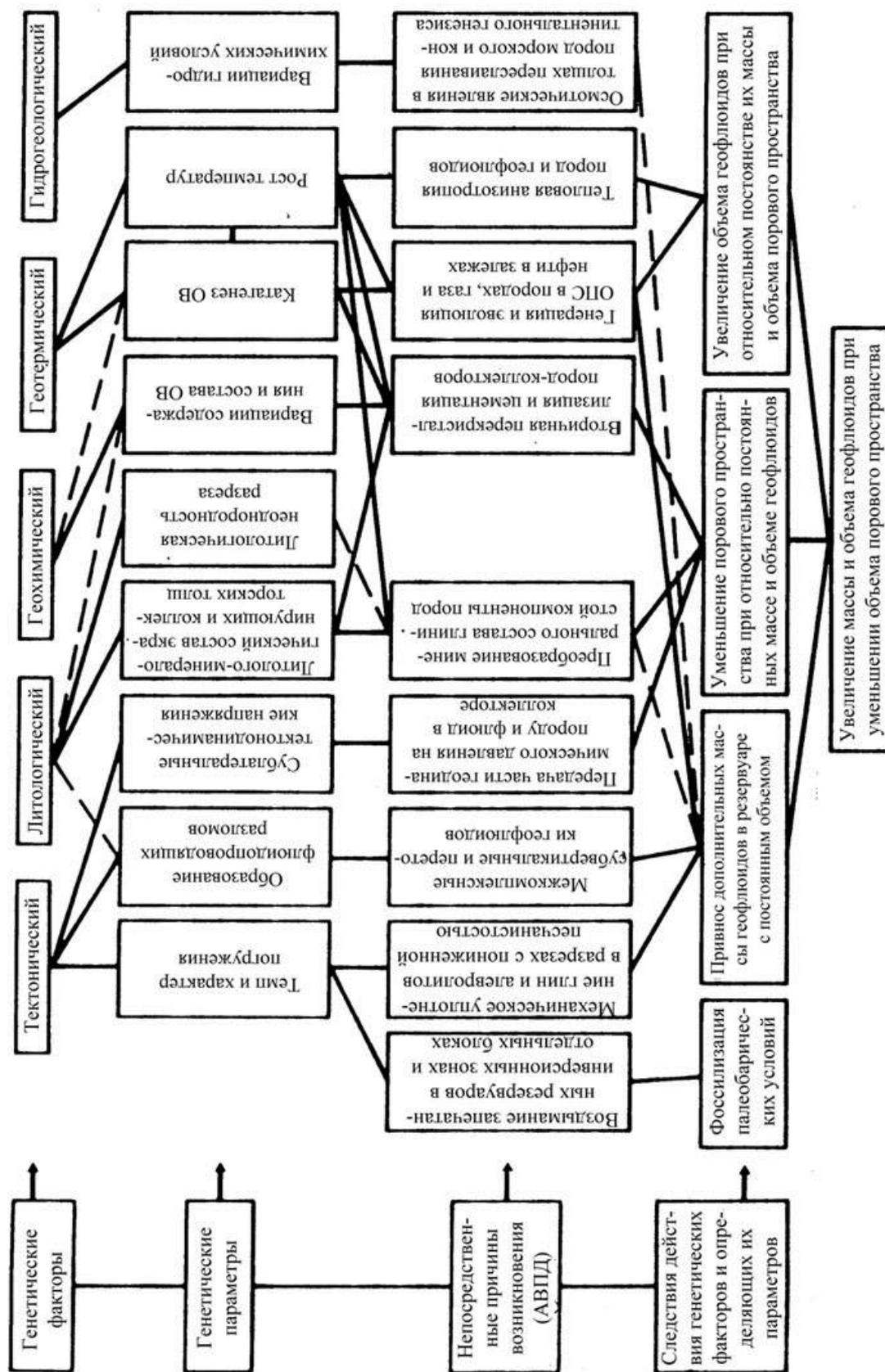


Рис. 17. Генетические факторы формирования АВПД в коллекторских горизонтах (по В.А. Скоробогатову)

Температура становится ведущим фактором формирования АВПД при достижении породами 90 °С и более. Она обуславливает термokatалитическую эволюцию органо-минерального комплекса горных пород, вторичную перекристаллизацию и цементацию коллекторов.

*Аномально низкие пластовые давления (АНПД)* встречаются редко и обычно на относительно небольших глубинах. Они образуются при интенсивном разуплотнении горных пород в результате катагенетических и неотектонических процессов и в разрушенных гидродинамических системах. АНПД возникают также в областях развития многолетнемерзлых пород и в гидродинамических системах, область питания которых лежит не в вершинных частях аридных возвышенностей, а на их склонах. В таких специфических системах зона АНПД находится выше области питания. Например, на Северном Кавказе такие зоны существуют в вершинной части Ставропольской возвышенности (Ставропольского свода), а также распространены в приводораздельной части Терского и Сунженского антиклинальных хребтов.

Ряд исследователей (К.А. Аникиев, М.Ф. Двали, А. Леворсен и др.) относят нормальные (пьезометрические) пластовые давления к аномальным давлениям, если пьезометрическая поверхность не совпадает с земной поверхностью, что встречается очень часто. На рисунке 18 показано, как в зависимости от соотношения форм земной поверхности с пьезометрической поверхностью в отдельных районах в одном и том же пласте с инфильтрационным режимом проявляются зоны избыточного и пониженного давления.

Для количественной оценки степени отклонения фактических пластовых давлений от гидростатических используются коэффициенты аномальности пластового давления ( $K_a$ ):

$$K_a = P_{\phi} / P_{н (y.r.)},$$

то есть, это отношение фактического пластового давления ( $P_{\phi}$ ) к нормальному ( $P_{н}$ ) или условному гидростатическому ( $P_{y.r.}$ ) давлению, рассчитанному для той же глубины.

Обычно аномальными считаются давления с коэффициентами аномальности более 1,3 (АВПД) и менее 0,8 (АНПД). За верхний предел АВПД принимается геостатическое давление, превышающее нормальное или условное гидростатическое давление в 2,3-3 раза. Давления, отличающиеся от нормального менее чем на 30 % и 20 % соответственно считаются повышенными и пониженными. Однако имеются и другие представления о величинах нижней границы аномальных давлений. К.А. Аникиев и Ю.П. Гаттенбергер относят к АВПД пластовые давления с коэффициентами аномальности больше 1,2, В.И. Ермаков и др. [3] - с коэффициентами больше 1, а к АНПД они относят давления с коэффициентами аномальности меньше 1.

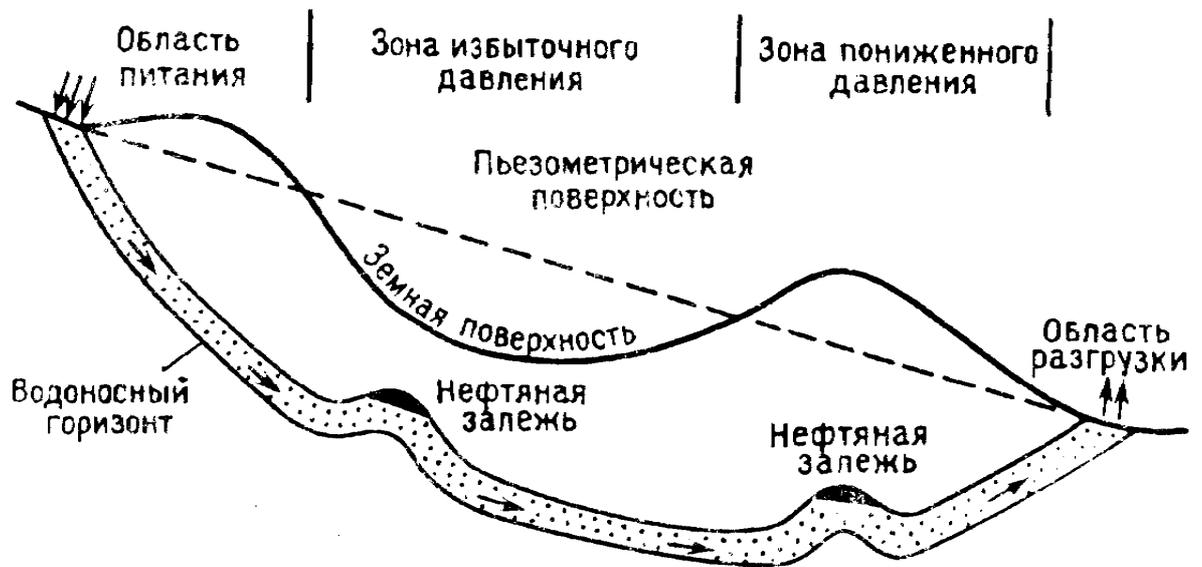


Рис. 18. Схема соотношений пьезометрической и земной поверхности (по А. Леворсену)

Ряд авторов использует в качестве синонимов АВПД и АНПД соответственно такие термины как сверхгидростатическое пластовое давление (СГПД), или супергидростатическое и ниже гидростатического пластовое давление (НГПД) или субгидростатическое [7]. Иногда используются и другие синонимы.

Понятие СГПД предложил в 1980 году А.А. Карцев, поскольку к этому времени было установлено, что на определенных глубинах повсеместно существуют пластовые давления, превышающие гидростатические давления, образование которых вполне закономерно. На этом основании пластовые давления, превышающие гидростатические не являются аномальными для этих глубин. На древних платформах СГПД возникают на глубинах 3,2-3,5 км и превышают гидростатические не более чем в 1,3 раза. В областях кайнозойской складчатости они появляются на глубинах 1,2-2,0 км и часто превышают гидростатические давления в два раза и более. На молодых платформах указанные значения занимают промежуточное положение (В.И. Ермолкин и др., 1998).

Существует три группы методов изучения и прогноза пластовых давлений:

- методы прогноза до начала бурения скважин;
- методы оценки в процессе бурения;
- методы оценки после завершения бурения.

Данные методы изложены в методическом пособии [1].

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. На какие виды подразделяется горное давление?
2. Чем в основном определяется величина пластового давления?
3. В каких случаях используют понятие условно гидростатического давления?
4. О чем говорит горизонтальное положение пьезометрической поверхности данного пласта?
5. От чего зависит величина наклона пьезометрической поверхности?
6. Для чего используют понятие приведенного давления?
7. В каких случаях устье скважин будет лежать на пьезометрической поверхности, выше неё, ниже её?
8. В каких случаях флюиды могут испытывать горное давление?
9. Какие пластовые давления называются аномально высокими, аномально низкими?
10. Назовите причины образования АВПД, АНПД?
11. Что называется коэффициентом аномальности пластовых давлений?

## 4. ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ В ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

Геотермические условия недр определяются геологическим строением, литологическими и петрографическими особенностями горных пород, возрастом тектонических структур, интенсивностью и направленностью новейших тектонических движений, магматической деятельностью и рядом других факторов.

Температурное поле земной коры разделяется нейтральным или изотермическим слоем, в пределах которого затухают годовые колебания температуры, обусловленные климатическими причинами, на две совершенно разные по толщине и тепловому режиму зоны: верхнюю – гелиотермозону и нижнюю – геотермозону.

*Гелиотермозона* расположена между земной поверхностью и нейтральным слоем. Её тепловой режим определяется сезонными колебаниями температуры под влиянием годовых изменений солнечной радиации. Сезонные колебания температур распространяются в умеренных широтах с континентальным климатом в среднем на глубину 20-25 м. В постоянно теплых или холодных широтах, а также в областях многолетнемерзлых пород толщина гелиотермозоны небольшая и *нейтральный слой*, лежит близко к земной поверхности. Температура в этом слое постоянна и превышает среднегодовую температуру воздуха за многолетний период наблюдений на 2-3 °С, то есть, близка к среднегодовой.

В геотермозоне температура возрастает с глубиной, а тепловой режим определяется следующими параметрами: плотностью теплового потока, теплофизическими свойствами пород, геотермическим градиентом или его обратной величиной – геотермической ступенью и температурой.

*Температура* – это параметр, доступный для непосредственного измерения в скважинах или горных выработках после установления в них температурного равновесия.

Температура существенно влияет на свойства нефти и газа в пластовых условиях. Скопления нефти и газа выявлены в интервале глубин от нескольких десятков метров до 8000 м, в условиях нарастающих температуры и давления. В этом интервале глубин температура меняется от минус 5 °С (в районах многолетнемерзлых пород) до 250 °С. С повышением температуры уменьшается плотность и вязкость нефти, увеличивается её миграционная способность, растворимость в воде и газах. Вязкость газов при повышении температуры увеличивается, растворимость в нефти уменьшается, но при температурах свыше 100 °С увеличивается растворимость газов в воде. Низкие температуры и повышенные давления обуславливают образование газовых гидратов.

Температуру в недрах можно оценить по известному *геотермическому градиенту*, который показывает, на сколько градусов изменяется температура при изменении глубины на 100 м, то есть он показывает интенсивность нарастания температуры с глубиной. Геотермический градиент вычисляется как отношение приращений температур, определенных на разных глубинах, ниже нейтрального слоя, к разности этих глубин. Если он определяется для всего разреза пород, перекрывающих природный резервуар, то в качестве начальной температуры используется температура на глубине залегания нейтрального слоя:

$$\tau = T - t / H - h = \Delta T / \Delta H,$$

где  $\tau$  – геотермический градиент, °С/м;  $T$  – температура на глубине  $H$ , °С;  $t$  – среднегодовая температура воздуха, °С;  $H$  – глубина замера температуры, м;  $h$  – глубина залегания нейтрального слоя, м.

Геотермический градиент зависит от геологического строения района, величины плотности теплового потока, теплофизических свойств пород, определяемых их литологическими и петрографическими особенностями, и других факторов. Повышение теплопроводности пород ведет к снижению геотермического градиента и наоборот. Значение геотермического градиента в разных районах и на разных глубинах меняется от 0,5 до 20 °С/100 м и более, а его среднее значение составляет 3,3 °С/100 м.

*Геотермическая ступень* – это вертикальный интервал в земной коре ниже нейтрального слоя, в пределах которого температура горных пород по-

вышается на 1 °С. Геотермическая ступень является величиной, обратной геотермическому градиенту. Она изменяется в широких пределах, от 170 м/°С на Кольском полуострове (Балтийский щит) до 2-5 м/°С на Камчатке и в Предкавказье (пояса кайнозойской складчатости). При ориентировочных расчетах принимается её среднее значение равное 33 м/°С.

Главными факторами, определяющими температурные условия недр, являются тепловой поток, который генерируется в верхней мантии Земли и теплопроводность горных пород. *Тепловой поток* представляет собой количество теплоты, проходящее в единицу времени через изотермическую поверхность и выражается в ваттах (Вт) или килокалориях в час (1 Вт = 0,86 ккал/ч). Тепловой поток, отнесенный к единице площади изотермической поверхности, называется *поверхностной плотностью теплового потока* и выражается в Вт/м<sup>2</sup> или ккал/м<sup>2</sup>·ч. Основная формула геотермии имеет следующий вид:

$$q = \lambda \cdot \Delta T / \Delta H = \lambda \tau,$$

где  $q$  – плотность теплового потока, Вт/м<sup>2</sup>;  $\lambda$  – теплопроводность горных пород, Вт/м·°С;  $\Delta T / \Delta H$  – геотермический градиент ( $\tau$ ), °С/м. В данном выражении теплопроводность можно заменить её обратной величиной, называемой *удельным тепловым сопротивлением* ( $\xi$ ), которое характеризует сопротивление пород передаче тепла, тогда основная формула геотермии примет вид:

$$q = \tau / \xi$$

Глубинный тепловой поток образуется *кондуктивным теплопереносом*, который осуществляется посредством теплопроводности горных пород и *конвективным теплопереносом* - посредством магматизма, мантийного диапиризма, дегазации недр и гидротерм. До 20 % тепла добавляется к глубинному тепловому потоку за счет естественной радиоактивности глинистых отложений. Большое количество тепла образуется при проявлении новейшего тектогенеза и современной геодинамики литосферы и при гравитационном уплотнении пород.

Преобразование теплового поля осадочного чехла земной коры и возникновение разномасштабных тепловых аномалий во многом связано с геотектоническими, флюидо- и геодинамическими процессами. Под их воздействием происходит обмен веществом и энергией между недрами Земли и её поверхностью, который осуществляется восходящими из недр и нисходящими в недра потоками. Эти потоки составляют единые литодинамический и флюидодинамический круговороты при ведущем значении восходящих потоков.

Геотектоника и геодинамика определяют тектонически напряженные зоны, землетрясения, разломообразование, блоковую делимость земной коры, различную направленность и интенсивность перемещения тектонических блоков, складчатые процессы, внедрение в осадочный чехол различных интрузивных тел и мантийных диапиров, денудацию горных пород и седиментацию осадков, внутрирезервуарную и внерезервуарную (межформационную) миграцию флюидов. Все эти процессы ведут к изменению теплового поля земной коры. Например, в пределах залежей углеводородов, формирующихся в результате вертикальной миграции, часто отмечаются тепловые аномалии, превышающие фоновые значения на 5-25 °С. Так, в Западно-Кубанском передовом прогибе, в Терской и Сунженской зонах нефтегазонакопления Терско-Каспийского передового прогиба, которые связаны с одноименными глубинными разломами, разность температур между продуктивными и непродуктивными отложениями составляет по С.Г. Думанскому 5,7 °С на глубине 500 м и 14-25 °С на глубине 1500 м. Очевидно, это связано с незавершенностью процесса нефтегазонакопления. В целом, тепловой поток в нефтегазоносных областях выше средних значений на 9-14 %. Температура в залежах может повышаться на 1-3 °С за счет окисления нефти (Ф.А. Макаренко, С.И. Сергиенко; 1974).

Таким образом, в верхних горизонтах осадочного чехла глубинный тепловой поток искажается под действием целого ряда факторов. Среди них выделяются следующие.

*Геотектонический фактор.* Его роль проявляется в том, что с увеличением возраста тектонических структур земной коры плотность теплового потока уменьшается.

*Структурный фактор.* В пределах куполовидных поднятий и антиклиналей, особенно с большими углами наклона пород, плотность теплового потока на 5-20 % выше по сравнению со смежными синклиналями. Данный эффект объясняется лучшей теплопроводностью пород по напластованию слоев, чем перпендикулярно к земной поверхности.

*Гидрогеологический фактор.* Он проявляется за счет высокой миграционной способности и теплопроводности воды. В зонах активного водообмена за счет гидрогеологического фактора может происходить изменение величины теплового поля в среднем на 25 %. В условиях затрудненного водообмена, с которыми обычно связаны скопления нефти и газа, влияние этого фактора практически не ощутимо.

*Денудация горных пород и осадконакопление.* В седиментационных бассейнах часть тепла идет на нагревание осадков. Величина искажения теплового потока здесь зависит от скорости и времени осадконакопления и теплофизических свойств формирующихся пород. В областях интенсивного осадконакопления и в передовых прогибах альпийских подвижных поясов

тепловой поток снижается от 15-20 до 30 %. Рост тектонических структур и денудация горных пород приводят к повышению теплового потока.

*Рельеф.* В пределах отрицательных форм рельефа тепловой поток выше, по сравнению с положительными смежными структурами. Однако искажение теплового поля за счет рельефа составляет от 3 до 8 % и ощутимо только на глубинах от 100 до 300 м от земной поверхности.

*Теплопроводность.* Она является важнейшим показателем теплофизических свойств горных пород. Теплопроводность определяет количество тепла, проходящее в единицу времени через единицу площади при падении температуры в  $1^{\circ}\text{C}$  на единицу длины и обуславливает кондуктивную теплопередачу и распределение тепла в земной коре.

Разные генетические классы горных пород существенно различаются по теплофизическим свойствам. Теплофизические свойства осадочных пород определяются их вещественным составом, структурой, текстурой, плотностью, типом насыщающего флюида и количеством органического вещества. Минимальной теплопроводностью среди осадочных пород обладают угли и сланцы, а максимальной – плотные карбонатные породы и эвапориты. В порядке возрастания теплопроводности горные породы распределяются следующим образом: угли – глины – песчаники – известняки – доломиты – каменная соль – метаморфические породы – магматические породы.

Температура играет ведущую роль в формировании фазово-генетической зональности углеводородов и вертикальной зональности нефтегазонакопления (размещение углеводородных скоплений разного фазового состояния в разрезе земной коры). Генетическая зональность определяется палеотемпературами, существовавшими на этапе генерации углеводородов разного фазового состояния, а размещение скоплений нефти и газа в основном связано с современными температурами. Значению температуры в формировании вертикальной зональности посвящено большое количество опубликованных работ.

Современные температуры недр значительно отличаются от палеотемператур. Это объясняется охлаждением земной коры, происходящим со скоростью  $0,08-0,1^{\circ}\text{C}/\text{млн. лет}$ , а также изменением направленности и интенсивности тектонических движений структурных элементов и связанными с ними денудационными процессами и седиментацией, то есть различной историей развития структурных элементов, и другими факторами. Разница между палеотемпературой и современной температурой лежит в широком диапазоне значений от 0 до  $800^{\circ}\text{C}$ . Небольшая разница -  $50-75^{\circ}\text{C}$ , отмечается на молодых (эпигерцинских) платформах. В пределах древних платформ она чаще превышает  $100-150^{\circ}\text{C}$  (С.Е. Башкова, 2001), а наибольшая разница отмечается в породах, контактирующих с остывшими интрузиями [10]. Зоны

молодого тектогенеза характеризуются возрастающим во времени тепловым потоком (В.И. Ермолкин и др., 1998).

Методы определения палеотемператур, применяемые в рудной геологии и литологии разделяются на *экспериментальные*, которые делятся на *минералогические и изотопные*, и расчетные, или *аналитические*.

В нефтегазовой геохимии широко используется углепетрографический метод (витринитовая термометрия). Этот метод относится к группе экспериментальных и основан на измерении показателя (R) отражательной способности витринита (ОСВ), замеренного в воздушной ( $R_a$ ) или масляной среде ( $R_o$ ).

Показатель R увеличивается с ростом степени катагенеза органического вещества. На подстадии протокатагенеза (ПК)  $R_o$  изменяется от 0,25 до 0,5 %, на подстадии мезокатагенеза (МК) от 0,5 до 2,0 % и в апокатагенезе (АК) от 2,0 до 11,0 %. Этим подстадиям соответствуют следующие температурные интервалы: ПК - от 30-50 до 80-90 °С, МК - от 80-90 до 200-220 °С, АК – от 200-220 до 300 °С.

Величина R отражательной способности витринита позволяет определять максимальную палеотемпературу осадочных пород, существовавшую во время их максимального погружения или при воздействии максимального геодинамического напряжения.

Э.С. Сианисян и А.Н. Резников [13] рекомендуют использовать в сложных по развитию и строению осадочно-породных бассейнах комплекс расчетных и экспериментальных методов определения палеотемператур.

Оценка современных температур, особенно на больших глубинах, необходима при прогнозе фазового состояния предполагаемых углеводородных скоплений, бурении глубоких скважин и при решении ряда других вопросов. Наиболее точный прогноз температур возможен при наличии данных о плотности теплового потока, поскольку это более стабильный и глубинный геотермический параметр, а геотермический градиент и теплопроводность пород в районах с дифференцированным тектоническим строением сильно меняются, даже в пределах смежно расположенных площадей.

Расчет температур по разрезу можно произвести методом их наращивания от кровли к кровле ниже залегающих горных пород. Для этого необходимо знать их литологический состав, толщину и теплопроводность, а также иметь данные по одному замеру температуры в скважине с установленным тепловым режимом. Для уменьшения влияния различных факторов на величину теплового потока за базисный горизонт, в котором производится замер температуры, следует брать отложения, залегающие достаточно глубоко и в условиях весьма замедленного водообмена.

Из основной формулы геотермии ( $q = \lambda \cdot \tau$ ) имеем следующие соотношения:

$$q = (\Delta t / \Delta h) \cdot \lambda, \cdot \Delta t = q \cdot \Delta h / \lambda.$$

Тогда температура в глубокозалегающих горизонтах, перекрытых различными по литологическому составу и толщине породами определится по формуле, представляющей приближенное решение уравнения теплопроводности [11]:

$$t_n = t_{H_0} + q \sum_{i=1}^n h_i / \lambda_i,$$

где  $t_n$  – температура,  $^{\circ}\text{C}$ , прогнозируемая на глубине  $H$ , м;  $t_{H_0}$  – температура, замеренная в скважине на глубине  $H_0$ ;  $q = \lambda \Delta t$  – тепловой поток, Вт/м в условиях глубины  $H_0$ ;  $\lambda$  – теплопроводность горных пород, Вт/м $\cdot^{\circ}\text{C}$  в условиях глубины  $H_0$ ;  $\Delta t$  – геотермический градиент,  $^{\circ}\text{C}/\text{м}$ , вычисленный в интервале от нейтрального слоя до глубины  $H_0$ , где произведен замер температуры в скважине;  $h_i$  – толщина слоя пород с теплопроводностью  $\lambda_i$ , лежащих ниже глубины  $H_0$ ;  $\lambda_i$  – теплопроводность пород, аналогичных по литологическому составу породам, находящимся ниже глубины  $H_0$ .

Для практического осуществления расчета температуры в пластовых условиях больших глубин необходимо иметь проектный геологический разрез исследуемой площади. Если на этой площади в скважине замерена температура в точке  $H_0$  и известна теплопроводность пород в пластовых условиях, залегающих ниже точки замера, то определяем средний геотермический градиент по формуле:

$$\tau = (t_0 - t) / (h_0 - h),$$

где  $t_0$  – температура, замеренная в скважине в точке  $h_0$ ,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t$  – среднегодовая температура воздуха,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $h_0$  – глубина замера температуры в скважине, м;  $h$  – глубина залегания нейтрального слоя, м.

Затем по формуле  $q = \tau \cdot \lambda_{\text{свз}}$  определяем величину плотности теплового потока. При её определении следует использовать средневзвешенное значение теплопроводности пород ( $\lambda_{\text{свз}}$ ), залегающих выше точки  $h_0$ , по формуле:

$$\lambda_{\text{свз}} = (\lambda_1 h_1 + \dots + \lambda_n h_n) / (h_1 + h_2 + \dots + h_n),$$

где значения  $h_i$ , являются весами значений  $\lambda_i$ .

Далее определяем приращение температуры ( $\Delta t$ ) в интервале толщины пачки пород  $h_1$ , залегающей непосредственно ниже точки  $h_0$ :

$$\Delta t = q (h_1 / \lambda_1),$$

где  $q$  – плотность теплового потока, вычисленная для данных условий, Вт/м<sup>2</sup>;  $h_1$  – толщина пачки, залегающей непосредственно ниже точки  $h_0$ , м;  $\lambda_1$  – теплопроводность пород составляющих пачку  $h_1$ , Вт/м<sup>2</sup>·°С. Тогда температура ( $t_1$ ) в подошве пачки  $h_1$  будет равна:

$$t_1 = t_{но} + \Delta t.$$

Аналогично вычисляем значения температуры в подошве всех литологических пачек разреза.

### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какими факторами определяются геотермические условия недр любого конкретного региона?
2. Что называется нейтральным, или изотермическим слоем?
3. Какие параметры (показатели) используются для характеристики температурных условий недр?
4. Какие показатели используются для приблизительной оценки температурных условий недр?
5. Какая причина является главной при формировании температурных условий в недрах?
6. Какие основные факторы ведут к искажению глубинного теплового потока в верхних горизонтах осадочного чехла?
7. Каково среднее значение геотермической ступени, геотермического градиента?
8. В каких геотектонических (геодинамических) условиях наблюдаются наибольшие значения геотермического градиента?
9. Как влияет теплопроводность пород на величину геотермического градиента?
10. Как сказывается повышение температуры недр на эволюцию нефтей и органического вещества?

## ЛИТЕРАТУРА

1. Волков В.Н. Методы изучения и прогноза аномально высоких пластовых давлений (АВПД) / Методическое пособие для студентов специальности 080400. – Ростов-на-Дону: Изд-во РГУ, 1992. – С. 24.
2. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник для вузов / А.А. Бакиров, М.В. Бордовская, В.И. Ермолкин и др. – М.: Недра, 1993. – 228 с.
3. Геология и геохимия природных горючих газов: Справочник / В.И. Ермаков и др.; Под ред. И.В. Высоцкого. – М.: Недра, 1990. – 315 с.
4. Геология нефти и газа и нефтегазоносные провинции: Учеб. для вузов / А.К. Мальцева, Э.А. Бакиров, В.И. Ермолкин и др. – М.: Изд-во Гос. акад. нефти и газа им. И.М. Губкина, 1998. – 175 с.
5. Еременко Н.А. Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1968. – 385 с.
6. Еременко Н.А. (Россия), Чилингар Г.В. (США) Геология нефти и газа на рубеже веков. – М.: Наука, 1996. – 176 с.
7. Нефтегазовая гидрогеология: Учебник для вузов / А.А. Карцев, С.Б. Вагин, В.П. Шугрин, Ю.И. Брагин. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 264 с.
8. Основы геологии горючих ископаемых / В.В. Семенович, И.В. Высоцкий, Ю.И. Корчагин и др.: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1987. – 397 с.
9. Словарь по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.
10. Справочник по геологии нефти и газа. Под ред. Н.А. Еременко. – М.: Недра, 1984. – с. 480 с.
11. Прогнозирование температурных условий на больших глубинах / Е.А. Любимова, А.Н. Резников, Ю.А. Ганиев, А.И. Масленников, Н.В. Голозубова // Советская геология. – 1979. - № 6. – С. 19-25.
12. Резников А.Н. Прогноз фазового состояния углеводородных скоплений на больших глубинах по хронобаротермическим критериям // Советская геология. – 1988. - № 5. – С. 34-43.
13. Сианисян Э.С., Резников А.Н. Палеотермическая характеристика глубоководных горизонтов Терско-Каспийского прогиба // Геология нефти и газа. - 1991. - № 3. – С. 42-45.