

**К.А. МАВРИН**

**ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ  
МЕТОД  
В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ**

К

В

, гр. 51

Саратовский государственный университет им. Н.Г.Чернышевского

К.А.МАВРИН

**ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ  
МЕТОД  
В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ**

*Учебное пособие для студентов обучающихся по специальностям  
«Геология нефти и газа» и  
«Геология и геохимия горючих ископаемых»*

Саратов  
ООО Издательский Центр «Наука»  
2011

УДК [551.49+553.98](075.8)

ББК 26.325я73+26.326я73

М 12

**Маврин К.А.**

М 12 Палеогидрогеологический метод в нефтегазовой геологии: Учеб. пособие для студентов, обучающихся по специальности «Геология нефти и газа» и «Геология и геохимия горючих ископаемых» Издание второе переработанное. Саратов: ООО Издательский Центр «Наука», 2011 - 37с.

ISBN 978-5-9999-0835-3

В пособии рассматриваются основные положения палеогидрогеологического анализа при оценке перспектив нефтегазоносности артезианских бассейнов, изложены основные понятия палеогидрогеологии, принципы и методы палеогидрогеологических реконструкций при изучении генезиса УВ, формирования и разрушения скоплений углеводородов, фазового состояния углеводородных систем, методика расчётов основных палеогидрогеологических параметров.

Для студентов, обучающихся по специальностям «Геология нефти и газа», «геология и геохимия горючих ископаемых», а также научных работников, занимающихся изучением генезиса, миграции и аккумуляции нефти и газа.

Рекомендовано к изданию:

Научно-методической комиссией геологического факультета  
Саратовского государственного университета;  
Кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых  
Саратовского государственного университета

Работа издана в авторской редакции

УДК[551.49+553.98](075.8)  
ББК 26.325я73+26.326я73 ISBN

ISBN 978-5-9999-0835-3

© К.А. Маврин, 2011

## ВВЕДЕНИЕ

Палеогидрогеология - это наука, изучающая древние гидрогеологические условия и их развитие в течении геологического времени. Она относится к числу исторических геологических наук, таких как палеогеография, палеоклиматология, палеогеоморфология, палеогидрология и многих других, рассматривающих природные обстановки геологического прошлого.

Она базируется, с одной стороны, на фундаментальных построениях современной теоретической гидрогеологии, с другой, - использует различные методы геологических наук (стратиграфии, тектоники, литологии, учения о полезных ископаемых и др.). В недрах самой палеогидрогеологии вычлняются отдельные разделы, такие как палеогидрогеодинамика, палеогидрогеохимия, палеогидрогеотермия.

Содержание и задачи палеогидрогеологии заключаются в выяснении гидрогеологических условий минувших геологических эпох, изучении геологической деятельности подземных вод, выяснении их роли в формировании и разрушении полезных ископаемых.

Впервые ввел и обосновал понятие об "ископаемой гидрогеологии", т.е. палеогидрогеологии, П.Н.Чирвинский (1929,1933). В дальнейшем принципы и методы палеогидрогеологических исследований успешно разрабатывали К.И.Маков, А.Н.Семихатов, М.А.Гатальский, А.М.Овчинников, Б.И.Куделин, Е.А.Басков, А.А.Карцев, С.Б.Вагин и др.

Палеогидрогеологические исследования глубоких горизонтов стратисферы основываются, в основном, на материалах нефтегазовой геологии. Теоретические основы этого направления разрабатывались А.А.Карцевым, Я.А.Ходжакулиевым, С.Б.Вагиним, А.М.Никаноровым, Г.П.Волобуевым, В.М.Матусевичем, О.Б.Барцевым и др.

При палеогидрогеологических реконструкциях сравнительно недавних отрезков геологического времени (кайнозой, отчасти мезозой) велика роль материалов и конкретных данных о современных гидрогеологических условиях. Но в основном палеогидрогеологические исследования опираются не на гидрогеологический, а на геологический материал, характери-

зующий геологическую обстановку прошлого (структурно-тектоническую, геоморфологическую, литогенетическую, геохимическую), создающую условия для древних гидрогеологических процессов, и на результаты геологической деятельности древних подземных вод (проявления палеокарста, хильные образования, метасоматоз и др.).

При палеогидрогеологических реконструкциях наши знания о современных гидрогеологических закономерностях переносятся в прошлое на основе принципа актуализма с учетом эволюции геолого-географических условий на Земле.

Практическое значение палеогидрогеологии обусловлено тесной связью формирования и разрушения многих полезных ископаемых, в том числе нефти и газа, с деятельностью, а часто и решающим участием древних подземных вод. Само развитие палеогидрогеологии шло под влиянием потребностей поисков полезных ископаемых. Это направление исследований вписывается и в общую теорию осадочно-миграционного происхождения нефти и газа.

## 1. ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ МЕТОД. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

### 1.1. Происхождение и генезис подземных вод

Палеогидрогеология, базирующаяся на различных геологических материалах, опирается в то же время на некоторые теоретические положения гидрогеологии. Центральной и весьма сложной в теоретической гидрогеологии является проблема формирования подземных вод. Она включает вопросы происхождения подземных молекул воды и растворенных в подземных водах веществ (ионов, солей, газов), которые могут иметь различную историю.

Подземные воды образуются как за счет возникновения молекул воды в литосфере, так и в результате поступления вод в горные породы из внешних сфер - гидросферы и атмосферы. В связи с этим следует различать эндогенные и экзогенные подземные воды.

Воды глубинного происхождения, эндогенные или ювенильные, образу-

ются в горных породах и магматических очагах за счет охлаждения паров воды, выделяющихся из магмы и ее продуктов. На больших глубинах в жестких термо-барических условиях образование молекул воды происходит в результате различных химических реакций. Образование молекул воды иногда происходит и при небольших температурах и давлении, например, при разложении гидрокарбонатов и окислении сероводорода. Эти воды получили название хемогенных или геосинтетических.

Более или менее большие скопления на месте своего образования могут, вероятно, давать магматогенные воды, остальные же не создают сплошных масс, а примешиваются к подземным водам другого генезиса.

Промежуточное положение занимают, так называемые, возрожденные воды, выделяющиеся из химически связанного состояния при дегидратации минералов (дегидратационные воды). В большинстве случаев эти воды выделяются из минералов осадочного происхождения (глинистые минералы, цеолиты, гидроокислы, опал, гипс) и органических соединений.

К числу возрожденных можно отнести также конденсационные и солиционные воды, прошедшие паровую или газовую фазы. Они могут возникать из вод любого генезиса.

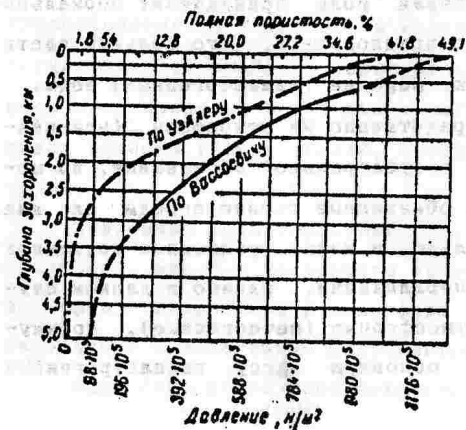
Экзогенные или водозные подземные воды попадают в горные породы из внешних сфер в результате процессов седиментации и инфильтрации. Седиментация (осадконакопление) происходит в бассейнах с различной соленостью воды, от пресных до рассольных (рапных), следовательно, изначально вместе с осадком захороняются воды различной концентрации. Однако в геологической летописи основная роль принадлежит нормально морским осадкам, в связи с чем можно предположить, что большую часть седиментогенных подземных вод образуют морские (талассогенные) воды.

Инфильтрация может происходить непосредственно из атмосферы (всачивание дождевой воды, талой воды), т.е. в субаэральной обстановке, но может идти и в субаквальных условиях в обнаженные горные породы на дне рек, озер, морей, океана. Следовательно, и инфильтрационные подземные воды могут отличаться по величине минерализации, однако в данном случае преобладающими все же являются атмосферные (метеогенные), преимущественно пресные, воды, формирующие основную массу инфильтрационных подземных вод.

Деление экзогенных подземных вод на две главные категории важно с геохимических позиций, так как именно эти генетические типы подземных вод оказывают наибольшее влияние на процессы преобразования ОВ в нефтяные углеводороды и последующее нефтегазонакопление.

Многочисленные материалы свидетельствуют о большой роли седиментогенных талассогенных вод в заполнении пустотного пространства осадочно-породных нефтегазоносных бассейнов. Процессы формирования седиментогенных подземных вод и их изменения во времени происходят на всех стадиях преобразования осадков в горные породы. Эти процессы чрезвычайно сложны и протекают по-разному в зависимости от типа отложений, темпа накопления и скорости погружения.

Наиболее изученной является схема формирования седиментогенных вод в терригенных отложениях. Свежеобразованные глинистые отложения (или) содержат до 80-90% воды, захваченной ими из водоема, т.е. седиментационной воды. Затем, в результате давления перекрывающих слоев и уплотнения осадков содержание воды в илах начинает уменьшаться. Часть воды из уплотняющихся илов, выжимаясь, возвращается обратно в водоем. Если среди илов имеются песчаные прослои, то часть отжимаемой воды попадает в них. Процесс отжатия воды из глинистых толщ в пласты коллекторы продолжается и при дальнейшем погружении осадков. Он получил название элизионного процесса. На пути преобразования илов в глинистые сланцы теряется до 90% заключенной в них массы в виде воды. В сланцах ее содержится лишь около 1%. С глубиной градиенты изменения пористости глинистых пород снижаются, а соответственно уменьшается количество отжимаемой воды, что отражено на графике, приведенном на рис. 1.



мой воды, что отражено на графике, приведенном на рис. 1.

Рис. 1.

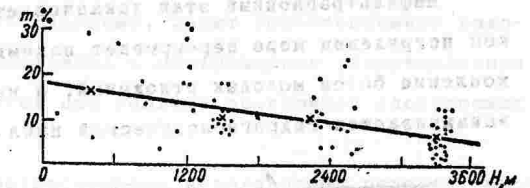
Кривые уплотнения глинистых пород (по Н.Б.Вассоевичу и Дж.Уэллеру)

В интервале глубин залегания большей части нефтяных месторождений от 2 до 3 км пористость уменьшается примерно на 10% от общего объема породы. Рассматривая данные по уплотнению глин, Н.Б.Вассоевич писал: "В результате скатия глин из них удаляется огромное количество воды... Поэтому в больших и глубоких депрессиях вода в песчаных пластах, залегающих среди глин, в основном представляет воду, выжатую из последних" (1958, с.180). Механизм отжатия воды из глин связан с тем, что давление в них более высокое, чем в смежных коллекторах. По данным В.Энгельгарта уплотнение песчаных пород вдвое меньше, чем глин.

При существующих давлениях в зонах катагенеза выжимаются различные виды связанной воды (сорбционно-замкнутой, лиосорбированной, адсорбированной), а в зонах метакатагенеза и метаморфизма даже кристаллизационные воды. При этом они переходят в свободные гравитационные воды смежных пластов коллекторов, в которых уже содержатся седиментационные воды.

Помимо песчано-глинистых отложений уплотнению подвержены и другие литологические разности. Существенно уплотняются толщи солей, из которых выжимаются солевые рассолы. Есть данные изменения пористости известняков в зависимости от глубины залегания, свидетельствующие об их уплотнении (рис. 2)

Рис. 2. Изменение пористости известняков в зависимости от глубины залегания (по Е.И.Стетухе)



## 1.2. Периодизация гидрогеологической истории.

### Понятие гидрогеологического цикла

Важнейшим моментом периодизации гидрогеологической истории развития территории является понятие гидрогеологического цикла. Впервые это понятие предложил А.Н.Семихатов, включив в него лишь инфильтрационный режим пополнения подземных вод. А.А.Карцевым гидрогеологический цикл был подразделен на два этапа. Первый этап начинается с тектонического

погружения и трансгрессии, а следовательно, охватывает период времени накопления седиментационных вод в процессе осадконакопления. Поскольку в период осадконакопления происходит уплотнение подстилающих пород, эту часть гидрогеологического цикла можно назвать элизионным гидрогеологическим этапом. В течение этого этапа формируются седиментогенные воды и идет элизионный водообмен.

Первая часть гидрогеологического цикла заканчивается, когда на территории, занятой седиментационным бассейном, погружение сменяется поднятием, регрессией водного бассейна и начинается денудация. Эту часть гидрогеологического цикла можно назвать инфильтрационным гидрогеологическим этапом. На этом этапе в отложения, уже содержащие седиментационные, преимущественно морские (талассогенные), воды, начинают проникать атмосферные метеорные воды, формируя качественно иные (метеогенные) подземные воды. Этот процесс, как правило, оказывает негативное влияние на сохранность УВ, но способствует улучшению коллекторских свойств, особенно карбонатных, пород. Характер или интенсивность влияния зависит от глубины проникновения метеорных вод в толщу горных пород, что связано с продолжительностью этапа и интенсивностью восходящих тектонических движений.

Инфильтрационный этап заканчивается, когда при новом тектоническом погружении море перекрывает наземные выходы пород и начинается накопление более молодых отложений, а инфильтрация прекращается. На этом заканчивается гидрогеологический цикл и начинается новый (рис.3).

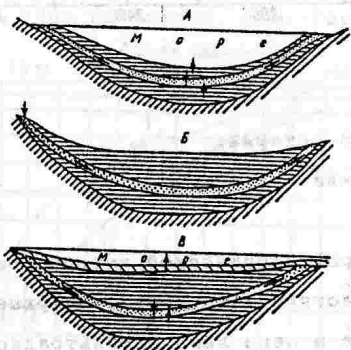


Рис.3.

Схема гидрогеологического цикла (по А.А.Карцеву):

А-элизионный этап; Б-инфильтрационный этап; В-следующий элизионный этап. Стрелками показано направление движения вод.

### 1.3. Типы флюидонапорных (водонапорных) систем

Природные флюидонапорные (водонапорные) системы (ПВНС) по А.М.Овчинникову-это комплексы напорных водоносных пластов и трещинных зон с заключенными в них водами, обладающими общими условиями залегания, создания напора, движения и разгрузки.

Природные флюидонапорные (водонапорные) системы подразделяются на развивающиеся (на стадии погружения и осадконакопления) и деградирующие (на стадии инверсионного поднятия и денудации) (рис.4).

К развивающимся относятся: элизионная водонапорная система, в которой напор создается за счет выжимания вод из уплотняющихся осадков и пород в коллекторы и частично за счет уплотнения самих коллекторов в процессе накопления осадочных толщ и геостатической нагрузки ( в какой-то части выдавливание вод возможно обусловлено геодинамическим давлением при тектонических напряжениях), и термоэлизионная (термогидродинамическая) водонапорная система, в которой напор обусловлен в основном стремлением к расширению флюидов, заключенных в пористом пространстве пород, при их разогреве, что наблюдается в основании осадочно-породных бассейнов в виде дилатационных зон (Огаджанов,1997).

Самостоятельное значение, по-видимому, имеют гравитационные водонапорные системы, возникающие в бассейнах с инверсионным распределением плотности флюидов, что проявляется при наличии эвапоритов (соленосных толщ) в разрезах.

К деградирующим относится релаксирующая водонапорная система, возникающая на стадии инверсионного этапа развития осадочно-породных бассейнов, что связано с возникновением очагов разуплотнения при снятии геостатического, геодинамического и термогидродинамического факторов создания напора. В частном случае такие системы связаны с поднятиями и денудацией пород верхней части разреза и ослаблением в результате этого давления на породы нижних частей разреза осадочно-породных бассейнов. В таких системах происходят внутренние перемещения флюидов из очагов больших давлений к меньшим.

В инфильтрационных водонапорных системах напор создается за счет инфильтрации атмосферных и поверхностных вод в коллекторы и образуемой

этими водами гидростатической нагрузки. Такие системы являются открытыми, связанными с дневной поверхностью.

Рассматривая гидрогеодинамическую обстановку артезианского бассейна в целом, следует иметь ввиду, что возникновение сил, обуславливающих движение (фильтрацию) флюидов, вызывается рядом причин. А.Е.Гуревич (1985) отмечает, что "распределение плотностей флюидов связано с широким спектром геохимических, седиментологических и тектонических процессов, изменение соотношения флюида и пустот - с геохимическими процессами преобразования пород, тектоникой, магматизмом, другими процессами, определяющими поля температур и напряжений".

В современных условиях техногенного воздействия (эксплуатация водоносных горизонтов, разработка нефтяных и газовых месторождений, закачка промстоков в глубокие горизонты, различные методы законтурного и внутриконтурного заводнения пластов, другие виды горных работ), на природные гидрогеодинамические системы накладываются техногенные системы.

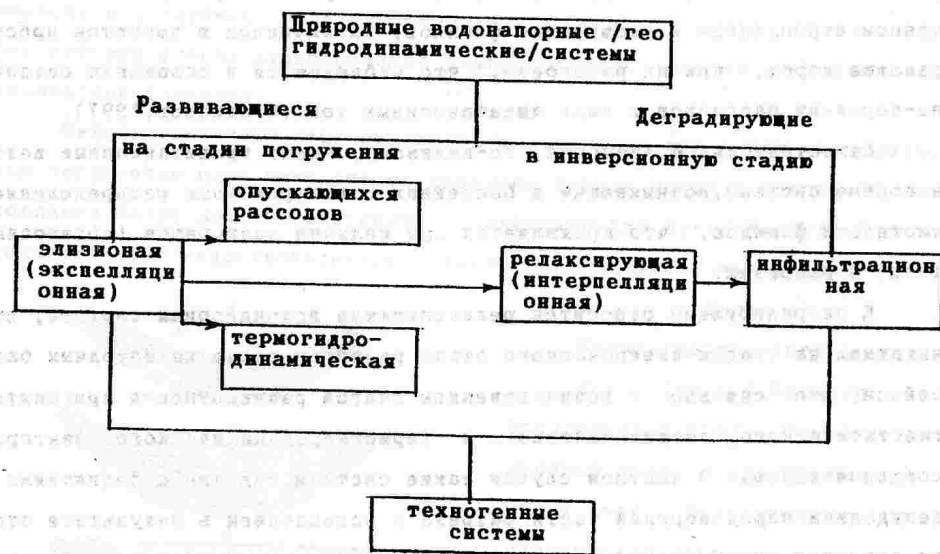


Рис. 4.

Схема классификации и эволюции природных водонапорных (геогидродинамических) систем (на основе схемы классификации А.А.Карцева)

#### 1.4. Определение абсолютного возраста и генезиса подземных вод

Ввиду специфических свойств подземных вод как подвижных образований определение их возраста и само понятие возраста значительно сложнее, чем для твердых горных пород. В.П.Савченко предложил определение абсолютного возраста подземных вод по гелий-аргоновому методу. Базируясь на постоянной скорости образования гелия из радиоактивных элементов и считая содержание аргона в подземных водах постоянным (весь аргон атмосферного происхождения), он вывел следующую формулу расчета возраста подземных вод:  $\tau (\tau_{ay}) = He/Ar \cdot 77$  млн. лет, где He и Ar - содержание растворенных в воде соответственно гелия и аргона.

При выводе этой формулы не учитывались возможные потери гелия путем диффузии. А.Л.Козлов, учтя предполагаемые средние потери гелия путем диффузии, видоизменил формулу В.П.Савченко, предложив другой числовой коэффициент:  $\tau (\tau_{ay}) = He/Ar \cdot 115$  млн. лет.

Недостатком приведенных формул является допущение одного и того же генезиса вод, возраст которых определяется. В этих расчетах под возрастом подземной воды понимается отрезок времени с момента формирования ее в породе или проникновения в породы и до момента наблюдения. Фактически же в породе часто встречаются смешанные воды - инфильтрационные, седиментационные, эндогенные. Эти смешанные воды различного происхождения пребывают в породах неодинаковое время, поэтому точность определений возраста зависит от правильной оценки генезиса вод рассматриваемых объектов.

Генезис подземных вод может быть определен по изотопному составу кислорода и водорода. Установлено, что в морской воде, а следовательно и в большинстве захороненных талассогенных подземных водах, один атом дейтерия приходится на 6500 атомов протия. В метеогенных водах, а следовательно, и в просочившихся инфильтрационных подземных водах, один атом дейтерия приходится на 6720 атомов протия. Соответственно в талассогенных водах один атом  $O^{18}$  приходится на 501 атомов  $O^{16}$ , а в метеогенных - на 504.

Весьма представительные данные исследований Э.Дегенса, Дж.Ханта и

др. (рис.5) по составу изотопов кислорода вод нефтяных месторождений показывают, что эти воды обычно сохраняют ясные черты морского происхождения: изотопный состав кислорода молекул воды почти идентичен таковому морской воды и резко отличается от метеогенных вод (1967).

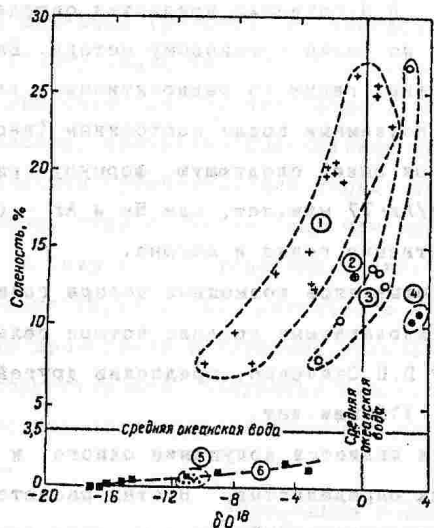


Рис.5.

Диаграмма состава изотопов кислорода в подземных водах: 1, 2, 3, 4 - воды преимущественно инфильтрационные; 5, 6 - воды преимущественно седиментогенные

Определение генезиса вод проводят и на основании изучения их современного состава. В качестве геохимических показателей генезиса и истории подземных вод служат коэффициенты  $r_{Na/Cl}$  и  $Cl/Br$ , характеризующие количественные соотношения между различными компонентами состава вод.

Если коэффициент  $r_{Na/Cl}$  выше 0,87, то воды либо малометаморфизованные инфильтрационные, либо седиментогенные из опресненных водоемов.

Если этот коэффициент ниже 0,87, то воды либо седиментогенные морские (талассогенные), подвергшиеся метаморфизации, либо сильно метаморфизованные инфильтрационные.

Для палеозойских коллекторов натрий-хлорный коэффициент выше 0,87 свидетельствует о замене первично седиментационных вод инфильтрационными на более поздних этапах развития бассейна, так как процессы метаморфизма повысили бы хлоридность даже пресных вод до уровня океанической.

Величина хлор-бромного коэффициента в океанической воде приблизи-

тельно равна 300. Следовательно, если хлор-бромный коэффициент выше 300, то воды либо малометаморфизованные инфильтрационные, либо седиментогенные опресненных бассейнов (в частном случае это могут быть рассолы выщелачивания соляных пород). Если же хлор-бромный коэффициент ниже 300, то воды метаморфизованные седиментогенные (талассогенные).

Важно изучение изменения химического состава вод по площади распространения водоносных горизонтов или комплексов. Если по погружению водоносного горизонта происходит увеличение общей минерализации и содержания хлоридов, уменьшение содержания сульфатов, значений натрий-хлорного и хлор-бромного коэффициентов вод, то следует полагать, что воды на исследуемом участке частично имеют инфильтрационное происхождение и постепенно метаморфизовались, смешиваясь с седиментационными водами по мере удаления от области инфильтрации. Чисто седиментационное (морское) происхождение могут иметь только воды с максимальными показателями метаморфизации.

### 1.5. Палеогидродинамические реконструкции

Качественный состав подземных вод во многом зависит от гидродинамических условий на различных этапах гидрогеологической истории.

Гидродинамические условия на элизионных этапах гидрогеологических циклов воссоздаются на основе анализа наращивания мощностей осадочных образований. Для каждого последующего этапа нарастают мощности покрывающих отложений. Направление перемещения флюидов в результате литостатической нагрузки идет из мест наибольшего прогибания в сторону приподнятых участков, а в региональном плане на периферию бассейна седиментации. На палеогидродинамических схемах элизионных этапов развития бассейнов седиментации стрелками показываются направления движения подземных флюидов к зонам палеопьезоминимумов. В качестве примера можно привести схему гидродинамической обстановки бассейна Каспийского моря (рис.6).

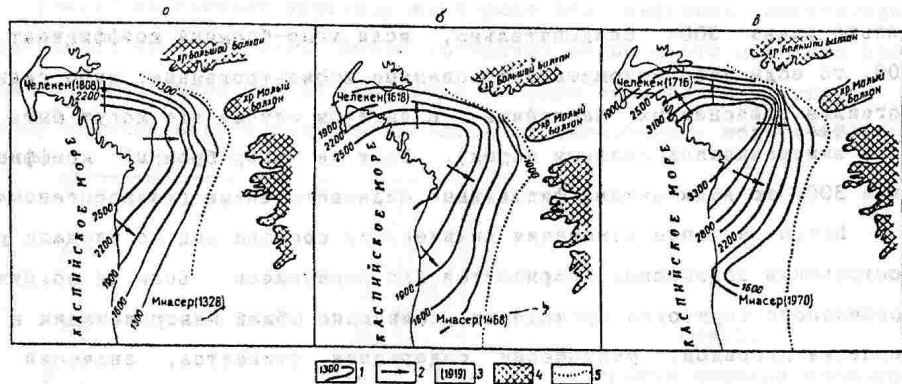


Рис.6. Схематические карты гидродинамической обстановки нижне-расноцветного водоносного комплекса на начало ачкагыльского (а), апшеронского (б) и бакинского (в) времени (по В.В.Колодию): 1 - изолинии мощностей исследуемого и перекрывающего комплексов; 2 - направление движения флюидов; 3 - значения приведенных напоров; 4 - восточная граница распространения исследуемого комплекса; 5 - горные сооружения

Для определения условий формирования подземных вод на элизионных этапах гидрогеологических циклов рассчитывается показатель интенсивности элизионного водообмена (ПИЭВ) по формуле:  $ПИЭВ = \frac{V_r \cdot \Delta m_r}{V_n \cdot m_n}$ , где  $V_r$  - объем глин рассматриваемого комплекса;  $\Delta m_r$  - изменение пористости глин в течение данного этапа погружения (определяется по графику Н.В.Вассоевича, см. рис.1);  $V_n$  - объем песчаных коллекторов рассматриваемого комплекса;  $m_n$  - пористость песчаников (с учетом изменения во времени).

Величина  $V_r = sh$ , где  $s$  - площадь распространения глинистой толщи,  $h$  - мощность глинистой толщи ( $V_n = sh$  - соответственно песчаного коллектора). Обычно определяют средневзвешенную мощность по площади распространения водоносного комплекса. Пористость песчано-алевритовых пород также изменяется во времени, и это надо учитывать при расчетах, имея ввиду уменьшение их пористости, примерно в половину от глин. Уплотненные консолидированные песчаники практически можно не учитывать.

Принципиальная схема расчета может быть проиллюстрирована следующим примером (Карцев А.А. и др., 1969). Предположим, что к началу данного элизионного этапа изучаемый литолого-стратиграфический комплекс,

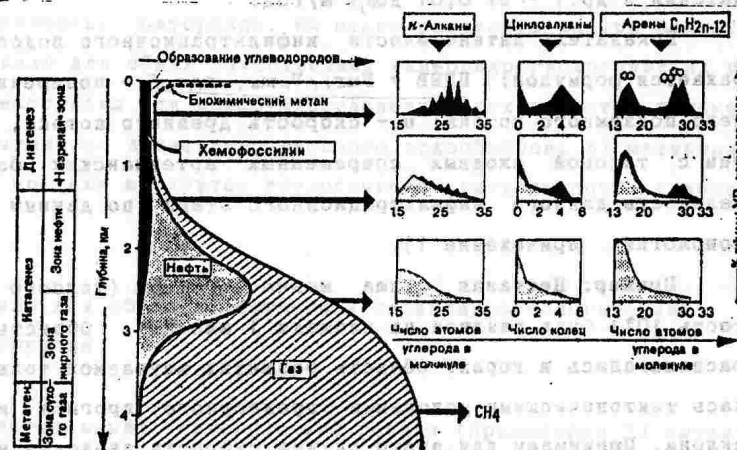
представленный глинами мощностью 1000м и песками мощностью 100м и развитый на площади 1 млн.км<sup>2</sup>, не был перекрыт более молодыми отложениями (начало второго гидрогеологического цикла). В течение этого элизионного этапа накопилась новая толща мощностью 1000м. Следовательно, глубина залегания средней части изучаемого ЛСК увеличилась от 500 до 1500м.

По графику зависимости пористости глин от глубины их погружения (см.рис.1) находим, что пористость глин при таком возрастании глубины залегания уменьшится от 0,38 до 0,23, т.е. на 0,15. Принимая эту величину за среднюю для всей толщи, подсчитываем количество флюида, выжатого в течение данного элизионного этапа из глин в песчаный коллектор:

$$0,15 \cdot 10^3 \cdot 10^{12} = 15 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$$

Объем же воды, находящейся в песках, составил (принимая пористость песков 0,25):  $0,25 \cdot 10^3 \cdot 10^{12} = 25 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$ , т.е. был в 6 раз меньше. Следовательно, в песках произошло примерно шестикратное обновление флюида. Если элизионный процесс проходит на глубинах главной зоны нефте- либо газообразования, можно рассчитать приблизительное количество УВ поступившее в коллектор вместе с элизионными водами, зная процентное содержание Сор<sub>г</sub> в нефтематеринской глинистой толще. Общую схему образования УВ при погружении материнских пород отражает график, приведенный на рис.7.

Рис.7. Общая схема образования УВ при погружении материнских пород (по Б.Тиссо и Д.Вельте, 1981)



Эволюция состава УВ трех типов показана на врезках ( см. рис.7 ). Шкала глубин соответствует средним глубинам мезозойских и палеозойских материнских пород. Фактические глубины зон генерации УВ зависят от конкретных геологических условий: типа керогена, истории погружения вмещающих отложений, величины геотермического градиента.

Перерыв в осадконакоплении и связанный с ним инфильтрационный гидрогеологический этап меняет гидрогеодинамический режим недр, вплоть до создания условий переформирования, а иногда и разрушения образовавшихся скоплений УВ. Интенсивность этого процесса зависит от длительности этапа и характера водообмена в изучаемой толще. Исходя из принципа актуализма, используются величины скоростей движения подземных вод в аналогичных современных бассейнах. Порядок скоростей движения глубоководящих напорных вод для основных типов бассейнов выглядит следующим образом: 1) при горных зонах создания напора ( например, Терско-Сунженский миоценовый бассейн, бассейны Скалистых гор Северной Америки) - от 1 до 10 м/год; 2) для предгорных платформенных бассейнов с горными зонами создания напора ( например, Предкавказье, Западный Узбекистан) - от 0,1 до 1 м/год; 3) для платформенных равнинных или предгорных бассейнов с холмисто-равнинными зонами создания напора (например, Волго-Уральский, Днепровско-Донецкий, Припятский, Предкарпатский и др.) - от 0,01 до 0,1 м/год.

Показатель интенсивности инфильтрационного водообмена (ПИИВ) выражается формулой:  $PIIB = F \cdot u_1 / V_{пл}$ , где  $F$  - поперечное сечение древнего подземного потока;  $u_1$  - скорость древнего потока, взятая по аналогии с таковой сходных современных артезианских бассейнов;  $t_1$  - длительность данного инфильтрационного этапа (по данным абсолютной геохронологии, приложение 1).

Пример: Песчаная толща мощностью 100м (условно принимаем пористость 10%) была развита на площади 1 млн.км<sup>2</sup>. Область создания напора располагалась в горах. Область развития изучаемой толщи характеризовалась тектоническими условиями предгорного прогиба и платформенного склона. Принимаем для этого случая скорость движения вод 1 м/год. Поперечное сечение потока составляет, положим, 200 км<sup>2</sup>. Отсюда годовой

расход потока составлял  $2 \cdot 10^5 \cdot 10^2 = 2 \cdot 10^7$ . Объем же воды, находящейся в толще, составлял  $10^{13}$  м<sup>3</sup>, т.е. в  $5 \cdot 10^5$  раз больше, коэффициент водообмена равен  $5 \cdot 10^{-5}$ . Следовательно, продолжительность одного периода полного водообмена составляет  $5 \cdot 10^4$  лет (500 тыс.лет). Зная длительность данного инфильтрационного этапа (предположим 1 млн.лет), можно определить показатель интенсивности инфильтрационного водообмена. В данном случае он равен 2, т.е. воды толщи возобновлялись 2 раза.

Следует иметь ввиду, что величины ПИИВ имеют ориентировочное значение и годны, главным образом, для сравнительных целей.

Данные расчетов по определению интенсивности водообмена на элизионных и инфильтрационных этапах гидрогеологического развития позволяют судить о формировании подземных вод в изучаемых комплексах на протяжении гидрогеологической истории и на этом фоне рассматривать особенности процессов нефтегазообразования, нефтегазоаккумуляции и разрушения нефти и газа.

## 2. МАТЕРИАЛЫ, ЛЕЖАЩИЕ В ОСНОВЕ ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ РЕКОНСТРУКЦИЙ

При палеогидрогеологических исследованиях используются самые разнообразные геологические материалы. Их можно разделить на три основные группы: 1) материалы для общих качественных палеогидрогеологических реконструкций; 2) материалы для палеогидрогеологических расчетов параметров древнего элизионного и инфильтрационного водообменов; 3) материалы по вещественному составу продуктов геологической деятельности древних подземных вод.

### 2.1. Материалы для общих качественных палеогидрогеологических реконструкций

1.Сводный (нормальный) геологический разрез (приложение 2) служит основой для периодизации гидрогеологической истории. Региональные пе-

рерывы в осадконакоплении выделяются как инфильтрационные этапы, а их отсутствие интерпретируется как элизионные этапы (приложение 3). Для графика используется шкала абсолютной геохронологии (приложение 1).

2. Палеогеографические карты и схемы, показывающие области распространения суши и моря в определенные отрезки геологического времени. По этим картам намечаются границы распространения тех или иных осадочных отложений, положение древних областей инфильтрационного питания водоносных горизонтов, направление подземного стока, зоны разгрузки, ландшафтные условия и т.п. Сведения о палеогеографической обстановке позволяют судить об условиях формирования древних подземных вод.

3. Литолого-фациальные карты или схемы являются материалом, позволяющим судить об обстановке осадконакопления, типе осадочных образований, на основании которых можно восстанавливать условия формирования подземных вод рассматриваемого комплекса. Данные о составе водовмещающих пород (пески, глины, известняки, доломиты, гипсы, соли и т.д.) служат основой для гидрогеохимических реконструкций.

4. Палеогеологические карты по поверхностям несогласия дают возможность восстанавливать геологическое строение поверхности на конец древнего денудационного этапа, намечать древние зоны инфильтрационного питания и разгрузки отдельных водоносных горизонтов и комплексов по их выходам на поверхность несогласия. Важное значение имеет определение причин отсутствия отложений под толщей вышележащих образований.

Если причиной отсутствия отложений был подводный размыв, то выделять инфильтрационный этап в истории данного комплекса будет неправомерно. В последующие этапы гидрогеологической истории зона размыва могла быть лишь местом перетока подземных вод из одного комплекса в другой. Если осадки откладывались, но затем в результате подъема территории или ее части под действием денудации были размывы, то следует определить период и характер денудации в данный инфильтрационный этап. Может быть и третий случай, когда осадки не отлагались. Это может быть связано как с глубоководными условиями, так и с неотложением в поверхностных условиях без размыва субстрата. В этом случае инфильтрация ограничена, а участок в гидрогеологическом отношении может рассматриваться как область поверхностного стока вод.

5. Палеотектонические и палеогидрогеологические профильные разрезы (приложение 4) дают представление о пространственных взаимоотношениях отдельных стратиграфических комплексов. Они позволяют наметить возможные направления миграции флюидов в древние гидрогеологические циклы, определять вероятные подземные зоны питания и разгрузки водоносных горизонтов для разных по времени циклов, а также судить о времени вхождения потенциально нефтегазоносных комплексов в главную зону нефтегенерации, как это показано на рис.8.

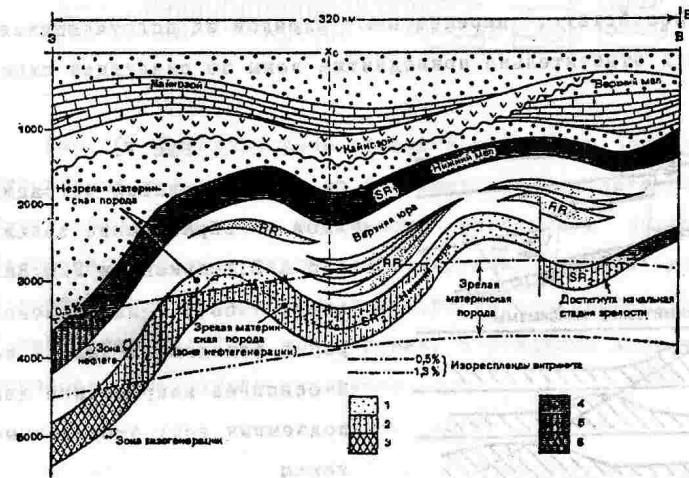


Рис.8. Геологический разрез воображаемого бассейна, расположенного на континентальной окраине (по Б.Тиссо, Д.Вельте, 1981):

SR<sub>1</sub> и SR<sub>2</sub> - две потенциально материнские породы соответственно нижнемелового и нижнеюрского возраста. В рассматриваемом районе только нижнеюрские материнские породы SR<sub>2</sub> достигли главной зоны нефтегенерации. Нижнемеловые материнские породы SR<sub>1</sub> достигли зоны нефтеобразования (отражательная способность витринита более 0,5%) только в крайнем западном углу. SR - материнские породы; RR - коллектора. Кероген типа II: 1 - незрелый, 2 - зона нефтегенерации (высокий потенциал), 3 - зона газогенерации. Кероген типа III: 4 - незрелый, 5 - зона нефтегенерации (низкий потенциал), 6 - зона газогенерации.

Палеогеологические профильные разрезы позволяют, как сказано выше, определять направление региональной миграции флюидов на стадии погружения и в инверсионную стадию. Форма миграции УВ в развивающихся гидрогеодинамических системах может быть различной (водорастворенной, газорастворенной, струйной). Какой из этих форм следует отдать предпочтение, зависит от конкретной геологической и гидрогеологической обстановки, определяемой типом структур. Интенсивное прогибание и накопление отложений большой мощности способствует быстрому вхождению их в зону уплотнения, катагенетических преобразований и отжатия элизонных вод. Это способствует перемещению флюидов из погружающихся участков земной коры в относительно приподнятые зоны по следующей схеме (рис.9).

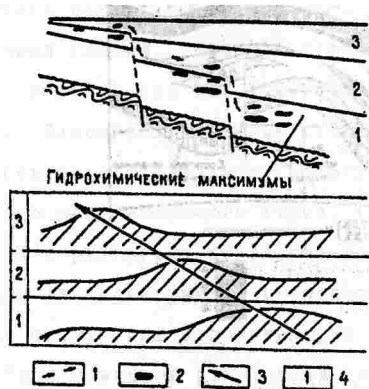


Рис.9.

Схема ступенчатой миграции флюидов и образование залежей УВ (по А.Е.Ходькову и Г.Ю.Валуко-нису, 1968): 1-направление миграции флюидов; 2-залежи нефти; 3-основное направление движения подземных вод; 4-осадочные комплексы

6. Карты и схемы палеорельефа, на которых изображено расположение гористых и равнинных участков в пределах древней суши, могут оказать большую помощь в распознавании древних областей питания и разгрузки подземных вод. Эти карты позволяют определять направление и примерные скорости движения подземных вод в водоносных комплексах на инфильтрационных этапах. Примером такой карты может служить карта Н.И.Марковского в эпоху накопления угленосной толщи Заволжья (рис.10).

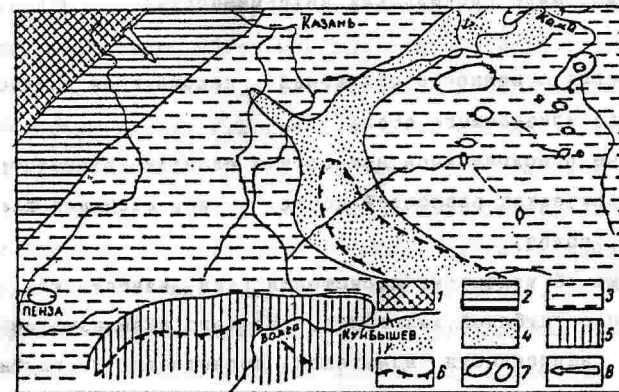


Рис.10. Основные типы древнего рельефа в эпоху накопления

угленосной толщи Заволжья: 1-области повышенного рельефа; 2-переходная зона от повышенных участков к пониженным; 3- озерно-болотная равнина; 4-крупная речная долина; 5-прибрежно-морская низменность; 6-граница ингрессии моря; 7-небольшие поднятия и опускания; 8-основные направления переноса обломочного материала

7. Палеоклиматические материалы и карты позволяют судить о климате данной эпохи и масштабах поверхностной инфильтрации, проводить сравнительный анализ современной и древней инфильтрации, используя принцип актуализма. Важно определение аридности или гумидности палеоклимата.

8. Карты изопахит изучаемых водоносных комплексов и карты наращенных мощностей служат для выяснения палеогидродинамических условий в водоносных комплексах на различных этапах гидрогеологической истории. Карты наращенных мощностей показывают в изолиниях суммарную мощность осадков, перекрывающих водоносный комплекс или нефтегазоматеринскую толщу к концу той или иной эпохи.

## 2.2. Материалы для расчетов параметров древнего элизионного водообмена (показателя интенсивности)

1. Сведения о мощности отложений, покрывающих изучаемую толщу к началу данного элизионного этапа.
2. Данные о современной мощности и площади распространения различных литологических разностей пород (глин, песчаных пластов, карбонатных пород, солей).
3. Данные об изменении пористости глин, известняков, песчаников, солей в связи с глубиной залегания, для чего используются соответствующие графики зависимости изменения пористости от глубины залегания этих пород.

## 2.3. Материалы для расчетов параметров древнего инфильтрационного водообмена (показателя интенсивности)

1. Сведения о продолжительности инфильтрации в породы-коллектора, которые берутся из анализа сводных геологических (стратиграфических) разрезов. По всем имеющимся геологическим материалам восстанавливается картина геологического строения района (области, бассейна), когда он был выведен из-под уровня моря и подвергался денудации, определяются места древних областей питания изучаемого горизонта-коллектора.
2. Данные о скоростях движения (фильтрации) глубокозалегающих подземных вод основных типов нефтегазоносных бассейнов, для чего используется метод аналогии.
3. Данные о положении зон разгрузки подземных вод, в том числе скрытой разгрузки - перетоку вод из одного горизонта в другой по литологическим "окнам", тектоническим нарушениям.

## 2.4. Материалы по вещественному составу продуктов геологической деятельности подземных вод

1. Данные о хильных образованиях - кремнистых (кварцевых), карбонатных, гипсовых, баритовых, целестиновых и др., приуроченных к текто-

ническим трещинам, позволяют восстанавливать древние гидрогеологические условия в целом, проводить палеогидрогеохимические, палеогидродинамические, палеогидрогеотермические реконструкции.

Используя данные о минеральном составе хил, следует иметь в виду, что этот состав отражает, как правило, лишь состав наименее устойчивых растворенных компонентов. Если, например, перемещались хлоридные растворы, то в образовавшейся по пути их движения минеральной хиле не накапливаются хлориды, составляющие основную часть растворенной массы, а выпадают менее растворимые соединения: сульфатные, карбонатные и т.п. При реконструкции состава древних флюидов необходимо также учитывать термодинамические условия, газовый состав, органическую составляющую.

2. Данные о метасоматических изменениях и вторичной цементации горных пород отражают стадийность гидрогеологических процессов, позволяют реконструировать изменения состава и степени минерализации подземных вод. Важным представляется установление процессов доломитизации известняков, что позволяет определять первично морской состав седиментационных вод.

3. Сведения о газовой-жидких включениях в минералах позволяют восстанавливать химический состав и степень минерализации древних подземных вод, а также палеотемпературные условия минералообразования. Термобарогеохимический анализ позволяет судить о характере седиментационных бассейнов, выяснять условия и последовательность садки солей в эвапоритовых бассейнах; судить о процессах рудообразования.

4. Сведения о горных растворах, т.е. водах, отпрессовываемых из пород при помощи высоких давлений. Сопоставляя состав горных растворов с составом смежных пластовых вод и принимая их практически за неизменные седиментационные воды, получаем возможность судить о седиментационном или инфильтрационном происхождении вод изучаемого водоносного горизонта.

Следует, однако, признать, что горные растворы также имеют свою историю и не всегда сохраняют состав вод седиментационных бассейнов. Сама методика отжима пока не унифицирована. С ростом нагрузки наблюдается снижение минерализации вплоть до полного их опреснения. Возможно и влияние на них инфильтрационных процессов.

### 3. ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗРУШЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Процессы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции неразрывно связаны с подземной водной средой. Залежи углеводородов, по выражению И.О.Брода, - "капли нефти в океане воды".

Предложенная Н.Б.Вассоевичем (1967) теория осадочно-миграционного происхождения нефти, подразумевает связь нефтеобразования с осадочным процессом (нефть - детище литогенеза) и одновременно придает большое значение формам ее миграции, которая совершенно необходима для формирования скоплений. При этом основная роль отводится нефтепроизводящим породам (свитам), содержащим сидикахиты (первичное ОВ). Талассогенные (морские) седиментационные воды с самого начала также содержат некоторое количество растворенного ОВ (первые миллиграммы на литр), которое может принимать участие в нефтеобразовании.

#### 3.1. Палеогеологические условия формирования и разрушения скоплений нефти и газа

Главное обогащение подземных вод нефтеобразующими органическими веществами (протонетфью) происходит при выдавливании флюидов из глинистых и некоторых других близких литологических разностей пород в пласты коллектора, т.е. при первичной миграции. При движении по коллекторам седиментогенные воды могут дополнительно растворять еще некоторое количество нефтяных углеводородов и других органических соединений, образующихся или находящихся в этих породах (песчаных, карбонатных). На элизионных этапах гидрогеологической истории движение вод, происходящее под действием неравномерного прогибания бассейна, идет с небольшими скоростями, а окисляющая активность вод ничтожно мала. Это движение обеспечивает вторичную миграцию флюидов, в том числе и нефтяных углеводородов. Вторичная миграция способствует образованию и препятствует разрушению залежей нефти и газа. Восстановленный характер вод препятствует химическому разрушению (окислению) углеводородов и, нао-

борот, способствует продолжению процессов нефтеобразования (декарбок-силированию кислот), протекающих в подземных водах.

Таким образом, элизионные этапы гидрогеологической истории являются благоприятным временем для нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

Процессы прогибания и осадконакопления в нефтегазоносных бассейнах идут неравномерно. Отдельные участки испытывают относительное поднятие, происходит рост антиклинальных конседиментационных поднятий, которые могут служить ловушками нефти и газа. Элизионные воды направляются к этим участкам, где и образуются очаги медленной (скрытой) разгрузки через водоупорную кровлю.

Таким образом, на элизионных этапах гидрогеологической истории зоны прогибания и накопления осадков (палеопьезомаксимумы) могут рассматриваться как зоны нефтегазообразования, где происходит генерация УВ, а области относительных поднятий, где давление меньше и куда в силу этого направлено движение флюидов (палеопьезоминимумы), могут рассматриваться как зоны нефтегазоаккумуляции. В этих зонах происходит выделение (высаливание) из водных растворов нефтяных углеводородов и других органических веществ, т.е. формирование нефтегазовых залежей.

Разрушение, как и существование нефтяных и газовых залежей, также происходит в подземной водной среде, а сами подземные воды вместе с некоторыми растворенными в них веществами являются факторами этого разрушения. Подземные воды разрушают залежи нефти и газа механически (гидравлически), физико-химически, химически и биохимически. Гидравлическое разрушение залежей заключается в том, что нефть и газ уносятся движущимися подземными водами во взвешенном состоянии. Этот вид разрушения возможен при очень крутых гидравлических уклонах, возникающих на инфильтрационных этапах гидрогеологической истории. Он проявляется иногда в межгорных и предгорных прогибах и впадинах при наличии горных областей питания водоносных горизонтов и менее распространен в платформенных равнинных областях.

Физико-химическому разрушению подвергаются газовые залежи, что связано с увеличением растворимости газа в подземных водах при увеличении давления при погружении. Нефтяные скопления мало подвержены

этому виду разрушения.

Химическое разрушение заключается в окислении УВ растворенными в подземных водах веществами, в основном кислородом и сульфатами. Окисление кислородом происходит лишь тогда, когда залежь выведена в зону активного водообмена. На больших глубинах этот процесс имеет биохимический характер, что связано с участием в нем бактерий, использующих для окисления УВ кислородсодержащие соединения вод, чаще всего присутствующие в водах сульфаты.

Определение масштабов окисления углеводородов за счет сульфатов на инфильтрационных этапах гидрогеологической истории имеет большое значение. Как показали исследования В.А.Соколова (1956), на окисление 1г  $C_nH_m$  требуется 6г  $SO_4^{2-}$ . Соответственно на окисление 1г  $C_{15}H_{32}$  (пентадекана) - углеводорода, характеризующего средний компонент нефти, потребуется около 0,5г  $SO_4^{2-}$ . Отсюда можно подсчитать, что для полного окисления 1 млрд.м<sup>3</sup> газа (метана) потребуется 6 млн.т  $SO_4$ , а для полного окисления 1 млн.т нефти (условно принимая нефть, состоящей из одного пентадекана) - около 0,5 млн.т  $SO_4$ .

Так как сульфаты растворены в движущихся подземных водах, то динамический запас сульфатов зависит как от содержания их в воде, так и от скорости движения последней. Время полного окисления газовой залежи растворенными сульфатами может быть выражено формулой

$$T_{ox} = 6K_{ox} \cdot Q_g / u_w F m_{ox}, \quad (1)$$

где  $K_{ox}$  - коэффициент, включающий константу скорости реакции и зависящий от термодинамических и микробиологических условий, формы залежи и относительного положения газовой залежи, некоторых других факторов;  $Q_g$  - запас газа в залежи;  $u_w$  - скорость подземного потока;  $F$  - площадь газовой залежи;  $m_{ox}$  - содержание в воде сульфатов.

В случае нефтяной залежи в формуле вместо численного коэффициента 6 будет коэффициент 0,5 при допущении, что вся нефть состоит из пентадекана.

Приняв коэффициент  $K_{ox}$  равным единице, можно подсчитать минимальные теоретические сроки полного окисления газовых и нефтяных залежей

того или иного размера растворенными в водах сульфатами при различных скоростях подземных потоков. Результаты подсчетов для газовой залежи с запасами 10 млрд.м<sup>3</sup> и для нефтяной залежи с запасами 10 млн.т приведены в таблице.

Содержание $SO_4$ в водах г/л	Сроки полного окисления газа (метан), годы				Сроки полного окисления нефти (пентадекана), годы			
	Скорость потока, м/год							
	0,01	0,1	1	10	0,01	0,1	1	10
0,001	$6 \cdot 10^{10}$	$6 \cdot 10^9$	$6 \cdot 10^8$	$6 \cdot 10^7$	$5 \cdot 10^9$	$5 \cdot 10^8$	$5 \cdot 10^7$	$5 \cdot 10^6$
0,01	$6 \cdot 10^9$	$6 \cdot 10^8$	$6 \cdot 10^7$	$6 \cdot 10^6$	$5 \cdot 10^8$	$5 \cdot 10^7$	$5 \cdot 10^6$	$5 \cdot 10^5$
0,1	$6 \cdot 10^8$	$6 \cdot 10^7$	$6 \cdot 10^6$	$6 \cdot 10^5$	$5 \cdot 10^7$	$5 \cdot 10^6$	$5 \cdot 10^5$	$5 \cdot 10^4$
1	$6 \cdot 10^7$	$6 \cdot 10^6$	$6 \cdot 10^5$	$6 \cdot 10^4$	$5 \cdot 10^6$	$5 \cdot 10^5$	$5 \cdot 10^4$	$5 \cdot 10^3$
10	$6 \cdot 10^6$	$6 \cdot 10^5$	$6 \cdot 10^4$	$6 \cdot 10^3$	$5 \cdot 10^5$	$5 \cdot 10^4$	$5 \cdot 10^3$	$5 \cdot 10^2$

По данным таблицы можно заключить, что минимальные сроки полного окисления залежей в зависимости от скорости движения и сульфатности вод изменяются в широких пределах: для газовой залежи выбранного здесь среднего размера - от 60 млрд. до 6 тыс. лет, для нефтяной (пентадекановой) - от 5 млрд. до 500 лет.

Приведенные данные показывают, что окисление нефтяных залежей идет гораздо быстрее, чем чисто газовых, а реальная возможность полного окисления даже нефтяных залежей весьма ограничена.

Таким образом, к числу наиболее важных палеогидрогеологических условий формирования, существования и разрушения нефтегазовых залежей относятся: 1) этапы гидрогеологического цикла (элизионный или инфильтрационный); 2) расстояние от зон инфильтрации; 3) гидравлические уклоны и их направление; 4) скорости подземных потоков; 5) химический состав вод (показатель сульфатности); 6) интенсивность элизионного и инфильтрационного водообмена.

### 3.2. Качественная оценка перспектив нефтегазоносности по палеогидрогеологическим показателям

Среди палеогидрогеологических показателей оценки перспектив нефтегазоносности выделяются: показатели условий формирования залежей нефти и газа и показатели условий сохранения (разрушения) залежей нефти и газа.

К числу палеогидрогеологических показателей условий формирования залежей нефти и газа относятся: 1) абсолютная и относительная длительность элизионных этапов гидрогеологической истории (см. график цикличности развития, приложение 3); 2) показатель интенсивности элизионного водообмена в период вхождения предполагаемых нефтегазоматеринских отложений (толщи) в главную зону нефте-, а затем, газообразования (см. рис. 8) и последующие этапы.

Качественная оценка перспектив нефтегазоносности по этим показателям сводится к следующему: чем больше длительность элизионных этапов и показатель интенсивности элизионного водообмена на протяжении гидрогеологической истории, тем больше при прочих равных условиях органического вещества участвовало в генерационных процессах и тем больше запасы нефти и газа могли образоваться.

К числу палеогидрогеологических показателей условий сохранения (разрушения) залежей нефти и газа относятся: 1) абсолютная и относительная длительность инфильтрационных этапов в истории бассейна после образования залежей; 2) показатель интенсивности инфильтрационного водообмена на этапах, следовавших за временем образования залежей (этапах прерывов в осадконакоплении); 3) отношение между временем существования (возрастом) залежей и минимальным сроком полного окисления УВ разного типа (см. таблицу).

Наиболее благоприятными палеогидрогеологическими условиями для сохранения углеводородов являются: а) сохранение в нефтегазоносных отложениях до настоящего времени седиментогенных вод или же б) сохранение в них инфильтрогенных (древних инфильтрационных) вод при формировании скоплений УВ позже соответствующего инфильтрационного этапа.

Анализ материалов по разным нефтегазоносным бассейнам показывает,

что даже многократное обновление инфильтрационными водами первично седиментационных вод нефтегазоносных отложений не обязательно ведет к полному разрушению нефтяных и газовых залежей. Для полного разрушения залежей необходимы соответствующие гидродинамические и гидрогеохимические условия: большие величины гидравлических уклонов и высокая сульфатность вод, поступающих в ловушку.

### 3.3. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности по палеогидрогеологическим показателям

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности (иначе говоря, подсчет потенциальных запасов нефти и газа) приведена в монографии А.А.Карцева, С.Б.Вагина, Е.А.Баскова (1969). Она может быть дана на основе баланса накопления и разрушения нефти и газа. При признании определяющей роли гидрогеологического режима в этих процессах в подсчет включается объем вод, участвовавших в элизионном водообмене, и объем вод, участвовавших в инфильтрационном водообмене. Такой подсчет можно провести, если E больше I, по формуле

$$Q = E - I,$$

где Q - общее количество нефти и газа в объекте (районе, комплексе); E - объем вод, участвовавших в элизионном водообмене; I - объем вод, участвовавших в инфильтрационном водообмене. Величина E определяется либо по формуле

$$E = V_r Dm_r + V_n Dm_n,$$

где  $V_r$  - объем глин данного комплекса;  $Dm_r$  - изменение пористости глин в течение данного этапа (берется по графику изменения пористости глин с глубиной, см. рис.1);  $V_n$  - объем коллекторов данного комплекса;  $Dm_n$  - изменение пористости коллектора (можно взять по графику, см.рис.2), либо уменьшением величины изменения пористости глин вдвое.

Величина I определяется по формуле

$$I = F u,$$

где F - поперечное сечение коллектора; u - скорость подземного потока (для древних этапов определяется по аналогии со сходными современными

артезианскими бассейнами);  $\tau_1$  - длительность инфильтрационных этапов (по данным абсолютной геохронологии).

Приведенные формулы не пригодны для подсчета потенциальных запасов нефти и газа, так как учитывают лишь величины, характеризующие количество вод. Они более пригодны для сравнительной оценки и могут быть использованы в целях контроля результатов подсчета путем сопоставления с имеющимися данными по разведанным запасам нефти и газа.

В простейшем случае количественная оценка перспектив нефтегазоносности (потенциальных запасов) в абсолютном выражении может быть дана, если известны содержания УВ в водах. Тогда формула приобретает следующий вид:

$$Q = Bq - IC_{ox} \quad (2)$$

где  $q$  - содержание в водах углеводородов и прочих нефтегазообразующих компонентов;  $C_{ox}$  - содержание в водах окислителей (сульфатов и т.п.); остальные величины те же, что и в предыдущих формулах.

Важным является выбор определенного значения величины  $q$  - содержания в водах нефтегазообразующих компонентов, участвующих в элизионном водообмене и нефтегазонакоплении. В отношении газа можно опираться на сравнительно достоверные данные о содержании растворенных углеводородных газов в водах современных газонасыщенных бассейнов. М.К.Калинко (1964) определяет среднюю величину газонасыщенности подземных вод равной  $1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Для элизионных вод следует брать более высокую величину газонасыщенности.

В отношении нефти дело обстоит значительно сложнее, так как содержание в водах органических компонентов, участвующих в нефтенакоплении, изучено слабо. М.К.Калинко считает возможным принять среднюю концентрацию хидких УВ в подземных водах равной  $10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Однако эта величина не учитывает ОВ нефтепроизводящих свит, из которых образуются углеводороды.

Приведенные подсчеты количества нефти и газа в целом не противоречат признанию различных механизмов нефтегазонакопления - подтока нефти и газа к ловушкам в водорастворенной, конденсатной, струйной и других формах. Все эти механизмы подчинены гидрогеологическому режиму, т.е. первичное нефтегазонакопление идет при элизионном водообмене.

Наличие различных форм миграции УВ может быть учтено различными конкретными величинами  $q$ . Величины  $q$  для газа не нуждаются в поправках, так как единственной альтернативой водорастворенной формы миграции может быть струйная форма, которая является производной от первой и питается ею. Для нефти следует выбирать верхний предел возможных величин, что устраняет необходимость в дополнительных поправках, учитывающих разные формы миграции.

При оценке нескольких комплексов общее количество нефти и газа в районе (бассейне) определяется суммированием величин отдельных нефтегазоводоносных комплексов. Соответственно суммируются и результаты расчетов по отдельным гидрогеологическим циклам.

При расчете разрушающего действия инфильтрационного водообмена в абсолютном выражении необходимо задаваться определенными величинами  $C_{ox}$ . Для конкретных случаев подбираются более или менее обоснованные величины сульфатности вод. Сульфаты выступают как основной окислитель.

Так как величина  $IC_{ox}$  определяет лишь количество окислителей, то для оценки количества разрушенных УВ в абсолютном выражении необходимо эту величину умножить на соответствующие коэффициенты, характеризующие соотношение между количествами окислителей и окисляемых веществ. Используя формулу полного окисления залежей (1) (см.с.26), можно оценить количество разрушенной нефти в тоннах или количество разрушенного газа в тыс.  $\text{м}^3$ . Для этого надо величину  $IC_{ox}$  делить соответственно на 0,5 или 6. Если подсчет ведется для нефти и газа вместе, то, условно принимая количество нефти и газа равными, величину  $IC_{ox}$  можно делить на 3.

Коэффициент окисления  $K_{ox}$  изменяется от нуля до единицы (теоретически), поэтому условно для общего случая его можно принять равным 0,5.

Тогда формула расчета потенциальных запасов (2) (см.с.30) принимает вид:

$$Q = Bq - 1/20,5 IC_{ox} K_{ox}$$

В приведенных выше формулах не учитываются возможности перераспределения нефти и газа между отдельными объектами, потери нефти и газа данного комплекса за счет их ухода в вышележащие комплексы и в атмосферу, дополнительный подток снизу и т.п. Между тем такие процессы могут быть весьма масштабными.

### ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Для выполнения задания используются материалы, собранные во время прохождения производственных практик или учебные геологические карты.

В необходимый перечень исходных материалов для проведения палео-геологического анализа входят: 1) карты или схемы тектонического районирования нефтегазоносного бассейна или исследуемой его части; 2) сводный нормальный геологический разрез; 3) геолого-геофизические профильные разрезы; 4) структурные и структурно-геологические карты.

Дополнительными материалами могут служить: литолого-фациальные, палеогеографические, геохимические и гидрогеохимические карты или схемы, гидродинамические схемы, карты гидроизопьез, карты мощностей по отдельным литолого-стратиграфическим комплексам.

#### Порядок выполнения задания

1. Проанализировать сводный нормальный стратиграфический разрез. Провести его расчленение на отдельные нефтегазоводоносные и водоносные комплексы с выделением возможно регионального и локальных флюидоупоров,

2. Построить историко-геологический график цикличности развития нефтегазоносного артезианского бассейна или его части (приложение 3), используя геохронологическую шкалу,

3. Построить на основе геолого-геофизических профильных разрезов и структурно-геологических карт палеотектонические профили на отдельные (выбранные) отрезки геологического времени,

4. По палеотектоническим профилям, а также имеющимся литолого-фациальным и палеогеографическим картам установить границы распространения потенциально нефтегазопроизводящих свит (комплексов) и смежных пластов-коллекторов, выделить для первых области развития элизионных режимов, а для коллекторов вне этих границ - области возможного инфильтрационного питания.

5. Построить схематические карты гидродинамической обстановки основных этапов элизионного развития. Определить время вхождения потенциально нефтегазопроизводящих свит в главную зону нефте- и газообразования.

6. Рассчитать интенсивности элизионного и инфильтрационного водообменов на выбранные отрезки геологического времени по всему бассейну или отдельных его участков (площадей).

7. Дать качественную оценку перспектив нефтегазоносности на основе определения абсолютной и относительной длительности элизионных и инфильтрационных этапов и интенсивности водообменов.

8. Дать количественную оценку потенциальных запасов нефти и газа, исходя из имеющихся данных о величинах объемов вод, участвовавших в элизионном и инфильтрационном водообменах, содержания в элизионных водах нефтегазообразующих веществ, а в инфильтрационных водах окислителей (сульфатов).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Альтовский М.Е., Кузнецова З.И., Швед В.М. Образование нефти и формирование ее залежей. М.;Л.: Гостоптехиздат, 1958.
- Брод И.О. Современные взгляды на формирование и закономерности в распределении скоплений нефти и газа // Геология нефти и газа. 1960. N11.
- Вагин С.Б., Карцев А.А. и др. О палеогидрогеологических условиях формирования подземных вод нефтегазоносных отложений Западно-Сибирской низменности // Изв. вузов. Сер. нефть и газ. 1966. N7.
- Валукрис Г.В., Ходьков А.Е. Роль подземных вод в формировании месторождений полезных ископаемых. Л.: Недра, 1978.
- Вассоевич Н.Б. Опыт построения типовой кривой гравитационного уплотнения глинистых осадков // Новости нефтяной техники. Сер. геол. 1960. N4.
- Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. N11.
- Вассоевич Н.Б. Нефтегазоносность осадочных бассейнов. Избр. труды. М.: Наука, 1988.
- Гатальский М.А. Палеогидрогеология и ее значение при изучении нефтеносных областей // Тр. ВНИГНИ. 1951. Сб. 1(1V).
- Глезер В.Г. К методике палеогидрогеологического анализа нефтегазоносных областей платформенного типа. Геохимия каустобиолитов и их месторождений М.: Изд-во АН СССР, 1962.
- Гидродинамика и геотермия нефтяных структур / Под. ред. Г.В. Богомолова. Минск: Наука и техника, 1975
- Дегенс Э.Т. Геохимия осадочных образований / Пер. с англ. М.: Мир, 1967.
- Калинко М.К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М.: Недра, 1964.
- Карцев А.А., Вагин С.Б. Палеогидрогеологические исследования при изучении формирования и разрушения нефтегазовых скоплений // Советская геология. 1962. N8.
- Карцев А.А., Вагин С.Б., Басков Е.А. Палеогидрогеология. М.: Недра, 1969.

- Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений: Учеб. для вузов. М.: Недра, 1987.
- Колодий В.В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти. Киев: Наук. думка, 1983.
- Кудельский А.В., Бурак В.М. Газовый режим Припятского прогиба. Минск: Наука и техника, 1982.
- Леворсен А.И. Геология нефти и газа. М.: Мир, 1970.
- Ломтадзе В.Д. Методы лабораторных исследований физико-механических свойств глинистых пород. Л.: Недра, 1972.
- Маврия К.А. Тектоника, палеогидрогеология и полезные ископаемые палеозоя Южного Предуралья. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1988.
- Никаноров А.М., Волобуев Г.П., Барцев О.Б. Палеогидрогеологические реконструкции нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1975.
- Овчинников А.М. Палеогидрогеология и ее значение при решении вопросов поисков месторождений полезных ископаемых // Советская геология, 1966. N4.
- Огаджанов В.А. Геофизические исследования на основе явления дилатации горных пород: Автореф. дис... доктора. геол.-мин. наук. Саратов, 1997.
- Семихатов А.Н. О гидрогеологических циклах // ДАН СССР. 1947. Т.57. N6.
- Стетьха Е.И. Уравнение корреляционных связей между физическими свойствами горных пород и глубиной их залегания. М.: Недра, 1964.
- Структурные и историко-генетические построения при поисках нефти и газа: Учеб. / Б.А. Соколов, О.К. Баженова, В.А. Егоров и др. М.: Изд-во МГУ, 1998.
- Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981.
- Уэллер Дж. М. Уплотнение осадков / Пер. с англ. Сер. "Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых". М.;Л.: Гостоптехиздат, 1961.
- Чирвинский П.Н. Палеогидрогеология // Проблемы советской геологии. 1933. N8.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ МЕТОД. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ	4
1.1. Происхождение и генезис подземных вод	4
1.2. Периодизация гидрогеологической истории. Понятие гидрогеологического цикла	7
1.3. Типы флюидонапорных (водонапорных) систем.	9
1.4. Определение абсолютного возраста и генезиса подземных вод	11
1.5. Палеогидродинамические реконструкции	13
2. МАТЕРИАЛЫ, ЛЕЖАЩИЕ В ОСНОВЕ ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ РЕКОНСТРУКЦИЙ	17
2.1. Материалы для общих качественных палеогидрогеологических реконструкций	17
2.2. Материалы для расчетов параметров древнего элизионного водообмена (показателя интенсивности)	22
2.3. Материалы для расчетов параметров древнего инфильтрационного водообмена (показателя интенсивности)	22
2.4. Материалы по вещественному составу продуктов геологической деятельности подземных вод	22
3. ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗРУШЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ	24
3.1. Палеогидрогеологические условия формирования и разрушения скоплений нефти и газа	24
3.2. Качественная оценка перспектив нефтегазоносности по палеогидрогеологическим показателям	28
3.3. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности по палеогидрогеологическим показателям	29
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ	32
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	34

*Учебное издание*

**Константин Алексеевич МАВРИН**

**ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ  
МЕТОД В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ**

*Учебное пособие для студентов,  
обучающихся по специальности  
«Геология нефти и газа»  
и «Геология и геохимия горючих ископаемых»*

---

Подписано в печать 19.04.2011. Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная.  
Гарнитура Times New Roman. Печать RISO. Объем 2,3 печ. л. Тираж 200 экз. Заказ № 0038.

---

ООО Издательский Центр «Наука»  
410600, г. Саратов, ул. Пугачевская, 117, оф. 50

Отпечатано с готового оригинал-макета  
Центр полиграфических и копировальных услуг  
Предприниматель Серман Ю.Б. Свидетельство № 3117  
410600, Саратов, ул. Московская, д. 152, офис 19, тел. 26-18-19, 51-16-28