

Г 23

Ю. П. ГАТТЕНБЕРГЕР

ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ГИДРОДИНАМИКА ПОДЗЕМНЫХ ВОД



551
Г23

Ю. П. ГАТТЕНБЕРГЕР

15860

ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ГИДРОДИНАМИКА ПОДЗЕМНЫХ ВОД

*«Допущено Министерством высшего и среднего
специального образования СССР
в качестве учебника для нефтяных
и геологических техникумов»*



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1971

2

Гидрогеология и гидродинамика подземных вод. Гаттенбергер Ю. П. М., изд-во «Недра», 1971, стр. 184.

Изложены основы общей гидрогеологии, описаны химический состав и физические свойства вод глубоких горизонтов, приведены сведения о происхождении подземных вод и их значении как полезных ископаемых. Рассмотрены вопросы динамики подземных вод в природных водонапорных системах и движение их к скважинам.

Значительное внимание уделено гидрогеологии нефтяных и газовых месторождений, методам исследования водяных скважин, использованию гидрогеологических данных при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа. Приведены сведения об экономической эффективности использования гидрогеологических данных. Кратко описаны гидрогеологические условия основных нефтегазоносных районов СССР.

Таблиц 7, иллюстраций 85, библиография — 11 названий.



ВВЕДЕНИЕ

Гидрогеология — наука о подземных водах. Она изучает происхождение, условия движения, физические свойства и химический состав подземных вод.

Теоретическая, или общая, гидрогеология составляет основу гидрогеологии. Кроме того, выделились *прикладные* отрасли гидрогеологии, частично имеющие самостоятельное научное значение.

Практическое значение гидрогеологии очень велико и разнообразно. Подземные воды сами по себе являются ценнейшими полезными ископаемыми. Пресные подземные воды используются для водоснабжения городов, промышленных объектов, сельскохозяйственных угодий, минеральные и термальные воды — в лечебных целях. Из некоторых минеральных вод и рассолов извлекают ценные вещества: йод, бром, радий, литий и др.

Без гидрогеологических исследований сейчас не обходится ни одно строительство; они необходимы при разработке полезных ископаемых, для борьбы с подземными водами при проходке шахт и других горных выработок.

Очень велика роль гидрогеологии при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Все процессы образования, движения, скопления и разрушения нефти и газа происходят в горных породах, насыщенных подземной водой. Рациональная разработка нефтяных и газовых месторождений невозможна без знания их гидрогеологических условий.

Сказанного достаточно, чтобы понять, как велика роль гидрогеологии в народном хозяйстве.

В первой части книги изложены вопросы общей гидрогеологии. Основное внимание уделено напорным водам глубоких горизонтов, с которыми более всего приходится иметь дело геологам-нефтяникам. Во второй части приведены основные законы движения вод в природных условиях и их течения к водозаборным сооружениям. Третья часть охватывает специфические вопросы гидрогеологии нефтяных и газовых месторождений. Много внимания уделяется исследованиям водяных скважин, с которыми предстоит столкнуться технику-геологу в практической работе. Описаны методы использования гидрогеологических данных при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа. Наконец, кратко

изложены гидрогеологические условия крупнейших нефтегазоносных районов СССР.

Автор считает своим приятным долгом выразить особую признательность кандидату геолого-минералогических наук Е. А. Барс, взявшей на себя труд отредактировать рукопись и сделавшей ряд важных замечаний, а также доктору химических наук А. Ю. Намитову и кандидату технических наук И. Д. Умрихину, советы которых были весьма ценными для написания некоторых специальных разделов. Чрезвычайно полезным было обсуждение книги с товарищами автора по работе, гидрогеологами и геологами-нефтяниками В. А. Лутковым, А. Е. Гуревичем, Н. К. Алферовой, Н. П. Ахметьевой, В. П. Дьяконовым, Н. П. Уточкиной, Е. А. Никитской, Л. А. Соловьевой. Всем названным товарищам автор выражает свою глубокую признательность.

Автор будет благодарен также всем, кто пришлет замечания к исправлению книги. Замечания просьба направлять во Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт автору (Москва А-422, 1 Дмитровский проезд, 10).

ЧАСТЬ I
ОСНОВЫ ОБЩЕЙ ГИДРОГЕОЛОГИИ

Глава I

ВОДА В ПРИРОДЕ

§ 1. КРУГОВОРОТ ВОДЫ В ПРИРОДЕ

Вода — одно из самых распространенных в природе веществ. Она известна в атмосфере (пары, облака, снег), на поверхности земли (моря, реки) и в земной коре, где она находится в пустотах между частицами пород. В жидкой фазе вода проникает в земную кору на глубины до 10—12 км. На больших глубинах она существует в виде паров. В земной коре находится также химически связанная вода, которая входит в состав минералов.

Общий объем воды в Мировом океане равен 1330 млн. км³; количество наземных вод (со льдом) 20,8 млн. км³; в атмосфере содержится около 0,01 млн. км³ воды, а в горных породах земной коры — примерно 400 млн. км³, причем на долю так называемой связанной воды, по-видимому, приходится основная часть.

Таким образом, всего на нашей планете (в океанах, на поверхности суши и в земной коре) имеется примерно 1,8 млрд. км³ воды. Это составляет около 1% массы Земли.

Воды атмосферы, гидросферы и литосферы тесно связаны между собой. Воды морей, рек и озер, испаряясь, попадают в атмосферу, откуда вновь возвращаются на поверхность земли в виде осадков. Часть выпавших осадков остается в гидросфере, другая часть — испаряется в атмосферу, а третья — просачивается в почву и более глубокие слои земной коры.

Переход воды из одной сферы Земли в другую называется *круговоротом воды в природе*.

Перемещение влаги в атмосфере и на поверхности земли совершается довольно быстро. По мере погружения на глубину перемещение вод замедляется, однако и глубинные подземные воды участвуют в общем круговороте воды.

Круговорот воды складывается из осадков, испарения и стока (поверхностного и подземного).

§ 2. ОСАДКИ, ИСПАРЕНИЕ И СТОК

Осадки выпадают из атмосферы в виде дождя, снега, града, инея и росы. *Количество осадков* измеряется специальными приборами — дождемерами и выражается в миллиметрах толщины водяного слоя, который скапливается в дождемере (снег и град растапливают). Если говорят, например, что в некотором районе количество осадков составляет 500 мм, то это значит, что здесь за год за счет осадков установился бы слой воды толщиной 500 мм, если бы не было испарения, стока и просачивания воды в почву.

Образование осадков происходит следующим образом. Воздух способен содержать в себе определенное количество водяного пара. Это количество тем больше, чем выше температура воздуха. При охлаждении наступает момент, когда для данной температуры воздух становится насыщенным водяным паром, а при дальнейшем ее снижении — перенасыщенным. В этих условиях происходит конденсация, и избыточная часть водяных паров выпадает из воздуха в виде жидких или твердых осадков.

Наибольшее количество осадков выпадает в теплых и влажных областях (тропики), наименьшее — в зонах пустынь и степей. В общем случае количество осадков убывает от берегов внутрь материка. Максимальное количество осадков выпадает в Индии, в предгорьях Гималайских цепей — до 12 600 мм, минимальное — в Чили (17 мм в год). В Европейской части СССР количество осадков увеличивается с юго-востока на северо-запад от 150—200 мм в Прикаспии до 450—500 мм в Ленинграде. Наибольшее количество осадков в СССР приходится на район Сочи — Батуми (1200—2400 мм в год).

Испарение — процесс превращения воды из жидкого состояния в парообразное. Интенсивность испарения прямо пропорциональна *дефициту влажности*. Дефицит влажности — это разность между давлением насыщения воздуха водяным паром (при данной температуре) и фактическим давлением водяного пара в данный момент в атмосфере. Это означает, что за одно и то же время испарится тем больше воды, чем выше температура испаряющей поверхности и чем суше воздух. Следовательно, чем больше выпадает осадков, тем меньше испарение.

Факторы, влияющие на испарение, весьма разнообразны и изменчивы во времени и пространстве. Их трудно учесть количественно. Поэтому часто величину испарения определяют по разности между количеством осадков и величиной стока. Определение двух последних величин осуществляется более надежно.

Атмосферная влага, выпадающая на поверхность земли, если она тотчас не испарится и не просочится в землю, перемещается под действием силы тяжести в пониженные места рельефа. Так образуется поверхностный сток. Подземные воды имеют подземный сток. О величине стока из бассейна реки судят по расходу воды,

замеряемому в нижнем ее течении. Обычно расход рек выражают в кубометрах в секунду. Величина стока играет важную роль в гидротехническом строительстве.

На сток влияют многие факторы. Из них самый важный климатический. При отсутствии осадков нет и стока. Важнейшую роль в распределении поверхностного и подземного стоков играет геологическое строение района. На сток влияют также рельеф местности, форма и величина бассейна, характер растительного покрова и ряд других факторов.

§ 3. ВИДЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Формы, в которых вода находится в горных породах, весьма различны. В соответствии с этим выделяется несколько видов вод:

1) свободные жидкие воды, физически не связанные с частями пород; подразделяются на свободную гравитационную, свободную капиллярную и сорбционно-замкнутую воду;

2) воды, физически связанные с минеральной частью пород; подразделяются на рыхло связанную, стыковую и прочно связанную (адсорбированную) воду;

3) химически связанные воды, включающие цеолитную, кристаллизационную и конституционную воду минералов;

4) парообразная вода;

5) твердая вода (лед).

Соотношения между видами различных горных пород показаны на рис. 1.

Свободная гравитационная вода находится в капельно-жидком состоянии в крупных, сверхкапиллярных порах проницаемых пород; она передает гидростатическое давление и передвигается под действием силы тяжести. Ее называют также капельно-жидкой.

Свободная капиллярная вода находится в мелких, капиллярных порах; при сплошном заполнении этих пор она может передавать гидростатическое давление, при частичном заполнении подчиняется лишь капиллярным силам.

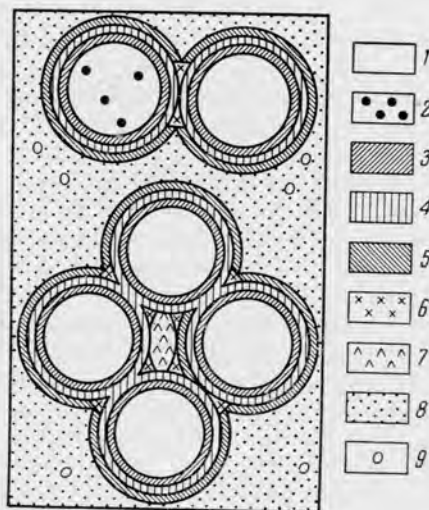


Рис. 1. Виды подземных вод в породах

1 — минеральные частицы пород; 2 — минералы с включениями воды; 3 — прочно связанная (адсорбированная) вода; 4 — рыхло связанная вода; 5 — капиллярная вода; 6 — стыковая вода; 7 — сорбционно-замкнутая вода; 8 — свободная гравитационная вода; 9 — парообразование в свободной воде

Сорбционно-замкнутая вода представляет собой капельно-жидкую воду, изолированную от остальной свободной воды слоями связанной воды.

Физически связанные воды обволакивают минеральные частицы пород тонкой пленкой, толщина которой может достигать нескольких сот диаметров молекулы воды; они удерживаются на поверхности минералов силами молекулярного сцепления. Очень существенно, что связанные воды присутствуют как в водопроницаемых породах, так и в водоупорах (глинах, плотных известняках), причем даже в таких, в которых свободная вода отсутствует.

Связанные воды находятся под большим давлением молекулярных сил и отличаются рядом свойств от капельно-жидкой воды.

Рыхло связанная вода образует внешний слой пленки связанных вод; она удерживается давлением до 8—10 ат. Некоторыми свойствами она отличается от капельно-жидкой воды; например, ее растворяющая способность снижена, вязкость увеличена и т. п.

Стыковая вода находится в местах сближения минеральных частиц, где пленка связанных вод утолщается.

Прочно связанная (адсорбированная) вода образует внутренний слой пленки связанных вод толщиной в несколько диаметров молекул. Она удерживается у поверхности минералов давлением до 10 000 ат и резко отлична от капельно-жидкой воды. Так, она лишена растворяющей способности, имеет плотность выше единицы, не замерзает при охлаждении до -78°C и т. п.

Химически связанные воды в отличие от физически связанных входят в состав минералов. *Цеолитная* вода содержится в минералах в непостоянных количествах, легко удаляется; ее трудно отличить от адсорбированной. Примером минерала с цеолитной водой служит опал — $\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$.

Кристаллизационная вода входит в состав кристаллической решетки некоторых минералов, например гипса — $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ или мирабилита — $\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$. При удалении этой воды минерал разрушается не полностью. *Конституционная* вода может быть выделена лишь при полном разрушении минералов.

Особое место занимают подземные воды, находящиеся в *твердом* и *парообразном* состоянии. Подземные льды распространены в зоне вечной мерзлоты очень широко. Пары воды развиты в вулканических областях и на больших глубинах.

§ 4. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

По условиям залегания подземных вод верхнюю часть земной коры принято делить на зону аэрации и зону насыщения.

В *зоне аэрации*, которая соприкасается с атмосферой, часть пор и пустот заполнена водой, а часть — воздухом с парами воды. Мощность этой зоны колеблется от нуля до нескольких сот метров. Она отсутствует там, где грунтовые воды достигают дневной поверхности (болота, участки выходов водоупорных пород на поверх-

ность). Максимальной мощности зона аэрации достигает в горах, сложенных проницаемыми породами, например закарстованными известняками.

В *зоне насыщения* все пустоты и поры пород заполнены водой. (Исключение составляют лишь породы, содержащие нефть и газ в пределах залежей этих полезных ископаемых).

Мощность зоны насыщения колеблется в широких пределах, достигая 10—12 км. Нижняя граница зоны насыщения обычно соответствует поверхности ненарушенных пород кристаллического фундамента, которые являются водоупором. Верхняя часть пород фундамента, часто нарушенная и преобразованная в кору выветривания, обычно входит в состав зоны насыщения.

Если породы кристаллического фундамента залегают на глубине более 12 км, то нижняя граница зоны насыщения определяется температурными условиями. Критическая температура, т. е. температура, выше которой вещество не может находиться в жидкой фазе, для воды равна 364°C , но при большом давлении она повышается. Примерно на глубине 10—12 км в осадочных породах температура должна быть близка к критической и, следовательно, теоретически вода там не может существовать в жидком состоянии.

Свободные воды, развитые в зоне аэрации, называются *верховодками*. Они залегают наиболее близко к земной поверхности и часто носят сезонный характер. Верховодки, как правило, располагаются в виде небольших линз на водоупорах, имеющих местное ограниченное развитие среди рыхлых отложений.

Зона насыщения начинается горизонтом *грунтовых вод*, которые располагаются на первом от поверхности водоупорном слое, имеющем сплошное распространение на значительной площади. Этот слой называется *водоупорным ложем*. Сверху грунтовые воды ограничены свободной поверхностью, называемой *зеркалом грунтовых вод*.

Воды, заполняющие водоносный пласт на всю его мощность и ограниченные водоупорами снизу и сверху, называются *напорными*. Если напорный водоносный горизонт вскрыть буровой скважиной, то уровень воды в ней устанавливается выше кровли водоносного горизонта. Высота столба воды от кровли водоносного горизонта до уровня, на который поднимается вода в буровой скважине, измеряемая по вертикали, называется *напором*. Напор можно выражать как в метрах столба воды, так и его давлением.

Если напор больше глубины залегания водоносного горизонта, то вода из скважины будет фонтанировать. Часто напорные воды называют *артезианскими* по имени французской провинции Артуа (древнее латинское название «Артезия»), где еще в XII веке стали получать фонтанирующую подземную воду.

Грунтовые и артезианские воды взаимосвязаны. Если по простираанию в верхних водоносных породах с грунтовыми водами появляется водоупорный слой, то, перекрываясь им, грунтовые воды

переходят в *межпластовые безнапорные воды*, а приобретая напор — в артезианские воды (рис. 2).

Свободные подземные воды заполняют пустоты разных горных пород. *Поровые воды* заполняют поровое пространство обломочных горных пород. *Трещинные воды* насыщают трещинное пространство, образуемое главным образом в известняках, магматических и метаморфических породах. Трещинные коллекторы являются самыми водообильными, и дебит источников, вытекающих из трещиноватых пород, часто исчисляется десятками кубометров в секунду. Такие дебиты неизвестны для поровых вод. Разновидно-

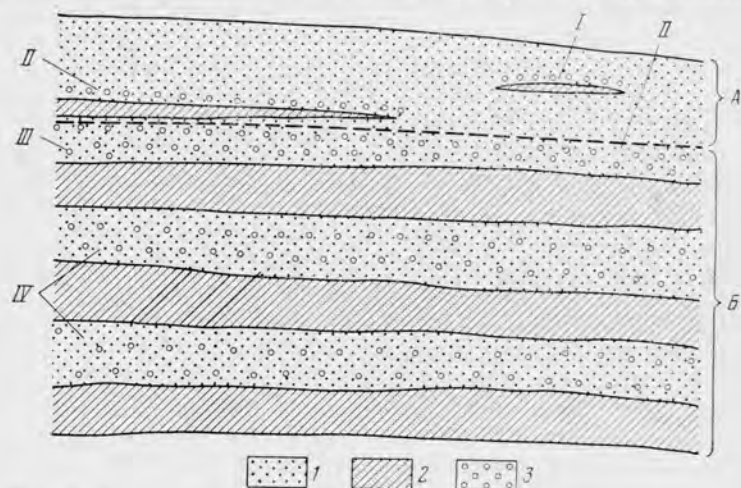


Рис. 2 Соотношение верховодок, грунтовых, безнапорных межпластовых и артезианских вод в разрезе

А — зона аэрации; Б — зона насыщения; I — верховодка; II — грунтовая вода; III — безнапорная межпластовая вода; IV — артезианские воды; 1 — породы-коллекторы; 2 — породы-водоупоры; 3 — подземные воды.

стью трещинных вод являются *жильные воды*, которые развиты в областях крупных тектонических разрывов. *Карстовые воды* залегают и движутся в системах крупных пустот, образованных в результате растворения водой солей, известняков, гипсов и других пород.

Для гидрогеологии наибольшее значение имеют грунтовые и напорные воды, которые могут быть как поровыми, так и трещинными, и карстовыми.

§ 5. ГРУНТОВЫЕ ВОДЫ

Грунтовые воды чрезвычайно важны для водоснабжения, ирригации, мелиорации и строительства. В зависимости от характера вмещающих пород выделяют грунтовые воды аллювиальных (речных) и ледниковых отложений, конусов выноса горных потоков, коры выветривания коренных пород и т. п.

Грунтовые воды весьма тесно связаны с атмосферными и поверхностными водами: реками, озерами, болотами. Уровень и химический состав грунтовых вод подвержены сезонным колебаниям. Отмечается горизонтальная зональность грунтовых вод, напоминающая климатическую зональность.

По О. К. Ланге, выделяются три главные провинции грунтовых вод, в каждой из которых преобладает вода в одном из трех физических состояний:

- 1) провинция вечной мерзлоты (твердое состояние);
- 2) провинция с высокой влажностью воздуха (жидкое состояние);

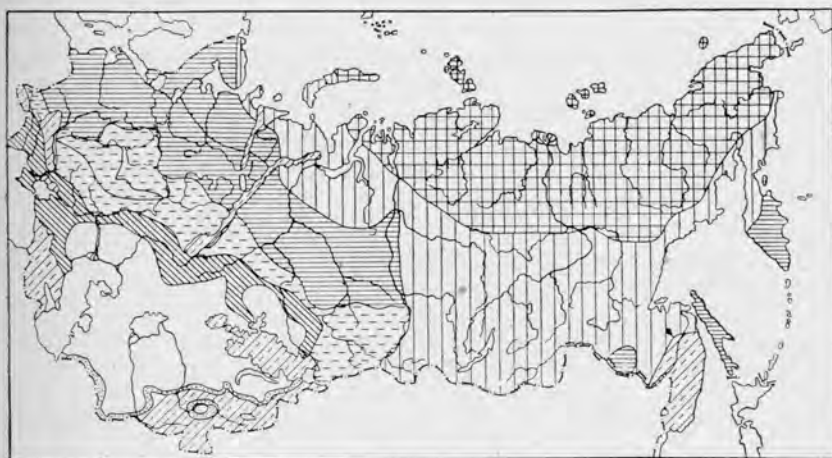


Рис. 3. Провинции и зоны грунтовых вод в СССР (по О. К. Ланге)

1 — зона сплошной вечной мерзлоты; 2 — зона таликовой и островной мерзлоты; 3 — зона тундровых вод и высоких вод Севера; 4 — овражная зона; 5 — зона неглубоких балок Прикаспия; 6 — зона равновесия подземного стока и испарения; 7 — полоса предгорных шлейфов и предгорных равнин; 8 — области аazonальных грунтовых вод

3) провинция с высокой сухостью воздуха (парообразное состояние).

В каждой из провинций выделены более мелкие полосы и зоны: тундровых вод, овражная, высоких вод Севера и др. (рис. 3).

Зональность сказывается на глубине зеркала грунтовых вод и на химическом составе. По мере движения от полярных областей к пустынным глубина зеркала грунтовых вод увеличивается и растет их минерализация. В тундровой зоне грунтовые воды залегают почти у земной поверхности. В засушливых полупустынных областях юго-востока Европейской части СССР зеркало грунтовых вод погружается на 100 м и более.

Грунтовые воды не имеют напора. Об их движении судят по положению зеркала. Для этого вычисляют абсолютные отметки

зеркала грунтовых вод по замеру уровней в колодцах и буровых скважинах и строят карты изолиний рельефа зеркала грунтовых вод. Эти карты принято называть *картами гидроизогипс*. Грунтовый поток направлен перпендикулярно гидроизогипсам от участков наивысшего стояния зеркала к местам с низким уровнем грунтовых вод. Горизонтальность зеркала свидетельствует о неподвижности грунтовых вод.

Следует помнить, что зеркало грунтовых вод подвержено сезонным колебаниям. Поэтому для построения карты гидроизогипс уровни воды необходимо замерять на одну дату. Желательно составлять две карты: одну для момента низшего стояния зеркала, а другую для наивысшего.

Пополнение запасов грунтовых вод происходит различными путями. Основные источники питания грунтовых вод следующие: 1) атмосферные осадки; 2) воды поверхностных водоемов; 3) напорные воды глубоких горизонтов.

Атмосферные осадки являются главным источником питания грунтовых вод. Пополнение грунтовых вод из поверхностных водоемов происходит в периоды высокого уровня поверхностных вод (например, во время весеннего паводка). В летнее время в средних широтах часто наблюдается обратная картина: реки питаются за счет грунтовых вод.

Питание грунтовых вод из глубоких горизонтов происходит на локальных участках, в местах разгрузки напорных вод. Хотя этот вид питания грунтовых вод распространен нешироко, однако для нефтяной гидрогеологии он очень важен, поскольку участки глубинного питания грунтовых вод часто соответствуют геологическим структурам, благоприятным для скопления нефти и газа.

§ 6. НАПОРНЫЕ ВОДЫ

Все напорные воды залегают ниже грунтовых вод в породах-коллекторах, ограниченных сверху и снизу водоупорами, образуя *напорные водоносные горизонты*. Напорные воды могут находиться также в перекрытой водоупором трещиноватой верхней зоне фундамента, сложенного магматическими и метаморфическими породами. Нижним водоупором в этом случае являются более глубокие породы фундамента без развитой трещиноватости. Смежные водоносные горизонты, характеризующиеся схожими гидрохимическими или гидродинамическими условиями, объединяются в напорные *водоносные комплексы*. В состав водоносных комплексов обычно включают как сами водоносные горизонты, так и разделяющие их местные водоупоры. Границами между комплексами в разрезе служат выдержанные пачки водоупорных пород.

В некоторых случаях водоносные комплексы можно объединить в два-три крупных *гидрогеологических этажа*. Каждый гидрогеологический этаж весьма резко отличается один от другого по гидрохимическим и гидродинамическим особенностям. Внутри этажа во-

доносные комплексы, несмотря на все различия, имеют некоторое сходство друг с другом. Границы между гидрогеологическими этажами соответствуют наиболее надежным, регионально выдержанным водоупорным толщам пород.

Одной из важнейших характеристик напорных вод, как показывает само название, является их напор. Напор возникает от различных причин. Водоносные комплексы, обладающие общими условиями создания напора и движения вод, объединяют в *водонапорные системы* (в частном случае в систему может входить всего один комплекс). Целесообразно также говорить о режиме водоносных комплексов. Под *режимом* водоносного комплекса по аналогии с режимами залежей нефти и газа понимают характер проявления движущих сил подземных вод данного комплекса, т. е. условия создания напора и движения воды.

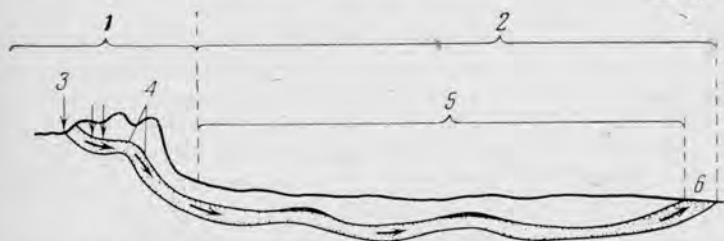


Рис. 4. Типичная схема водонапорной системы с инфильтрационным режимом

1 — горно-складчатая водонапорная система; 2 — артезианский бассейн;
3 — внешняя зона питания; 4 — зона создания напора; 5 — зона стока;
6 — зона разгрузки

В природе известно несколько принципиально отличных способов создания напора подземных вод. Основными из них являются два способа, рассмотренные ниже, в соответствии с которыми выделяют два типа водонапорных систем или, что одно и то же, говорят о двух режимах водоносных комплексов.

Во времени режимы сменяют друг друга, а некоторые комплексы характеризуются развитием одновременно двух режимов (или смешанным режимом).

В водонапорных системах *инфильтрационного типа* (или при инфильтрационном режиме водоносных комплексов) напор создается за счет инфильтрации (всачивания) атмосферных, поверхностных и грунтовых вод.

На рис. 4 изображен схематический разрез простейшего водоносного горизонта с инфильтрационным режимом. Здесь принято выделять четыре зоны (области): 1) зону питания, 2) зону создания напора, 3) зону стока (напора), 4) зону разгрузки.

Зоны питания и создания напора для глубоких горизонтов в большинстве случаев пространственно совпадают. Они расположены там, где артезианский пласт выходит на поверхность на

наивысших гипсометрических отметках. Здесь атмосферные и поверхностные воды проникают в пласт. Иногда зоны питания и создания напора могут находиться на различных участках. Например, зона создания напора в районе погружения пласта под водоупор может не совпадать с зоной инфильтрации на обширных площадях, не перекрытых водоупорами. В других случаях водоносные пласты вообще могут не обнажаться на поверхности в пределах данного бассейна, и питание вод может осуществляться за счет перелива (перетока) из других комплексов или бассейнов.

Зона разгрузки располагается в местах выхода пласта на поверхность на более низких гипсометрических отметках, чем в зоне создания напора.

Зона стока (напора) занимает основное пространство водонапорной системы. В пробуренных здесь скважинах уровень воды поднимается выше кровли пласта и устанавливается на высоте, называемой *пьезометрическим уровнем*.

Зоны питания и разгрузки далеко не всегда бывают наземными и ясно видимыми. Приведенный пример подземного питания одного комплекса за счет перетока из второго комплекса является одновременно примером подземной разгрузки вод второго комплекса. Подземная разгрузка широко распространена в природе.

Второй способ создания напора подземных вод — это отжатие воды из уплотняющихся осадков и пород. Дело в том, что при увеличении нагрузки некоторые осадки очень сильно уплотняются и, сокращая свою пористость, отдают излишнюю воду. Особенно это характерно для глин. Так, в илах содержание «иловой воды» достигает 80—90%. На глубине 400—500 м пористость глин составляет около 35%, на глубине 2000 м — менее 20%, а на глубине 3000 м — менее 10%. При уплотнении глин горное давление перекрывающих пород передается воде. На первых этапах основная масса отжимающейся воды поступает обратно в водоем. В дальнейшем остатки захороненной воды, отжимающейся из глин, поступают в пористые преимущественно песчаные пласты, залегающие среди глин. В песках с самого начала их образования также находится вода того бассейна, в котором происходит осадконакопление (седиментация). Однако пески почти не уплотняются под нагрузкой, поэтому горное давление от них практически не передается воде. Эта вода постепенно замещается водой, отжимающейся под большим давлением из глин.

Водоносные комплексы, в которых напор создается за счет отжатия воды из уплотняющихся пород, характеризуются *отжимным режимом*. Иначе их можно называть *водонапорными системами отжимного типа* *.

* Предложенный ранее термин «седиментационная водонапорная система» не отражает существа явления — отжимания воды из пород. Термины «элизионный», «экспилляционный» и «экспеляционный», применяемые некоторыми авторами, не имеют преимуществ перед русским названием «отжимной».

При отжимном режиме водоносных комплексов (рис. 5) наибольшие напоры приурочены к центральным, самым погруженным участкам впадин. Они являются областями питания и создания напора. Уменьшение напора и движение вод в породах-коллекторах происходит вверх по региональному восстанию пород.

Наконец, в разных участках единого водоносного комплекса могут проявляться различные режимы. Условия, изображенные на рис. 6, можно назвать смешанным режимом.

В одном и том же водоносном комплексе за длительную геологическую историю могли существовать разные режимы, сменявшие друг друга. В настоящее время в разрезе осадочных пород неко-

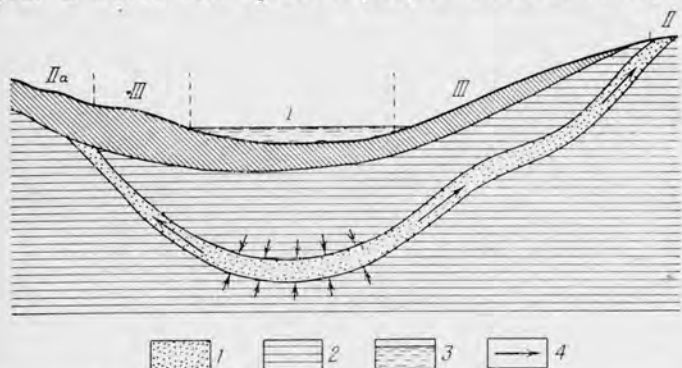


Рис. 5. Типичная схема водонапорной системы с отжимным режимом

I — зона создания напора; *II* — зона открытой разгрузки; *IIa* — зона скрытой разгрузки; *III* — зона стока

1 — порода-коллектор; *2* — уплотняющиеся глины; *3* — поверхностный водонос; *4* — направление движения подземных вод

торых геологических провинций существуют как водоносные комплексы с инфильтрационным режимом, так и комплексы с отжимным режимом. Это зависит от глубины погружения пород, от наличия достаточного количества глинистых уплотняющихся пород, от геотектонического развития и ряда других факторов. До недавнего времени основным режимом водоносных комплексов считался инфильтрационный. Влияние отжатия вод из уплотняющихся пород на гидрогеологические условия, если и рассматривалось, то в теоретическом аспекте. За последние 8—10 лет получены фактические данные, свидетельствующие о довольно широком развитии водоносных комплексов с отжимным режимом.

Характеризуя пространственное распространение напорных вод, А. М. Овчинников выделил шесть типов водонапорных систем земной коры: 1) крупные артезианские бассейны платформенных областей; 2) средние артезианские бассейны краевых прогибов и больших межгорных впадин; 3) малые артезианские бассейны, обычно «наложенные» на большие и средние бассейны;

4) сочлененные бассейны подземных вод горных сооружений; 5) водонапорные системы трещинных вод в кристаллических и метаморфических породах; 6) большие бассейны и потоки грунтовых вод, местами имеющие субартезианский характер.

Раньше не придавалось особого значения процессам отжатия вод в современную эпоху и предполагалось, что все выделенные водонапорные системы характеризуются инфильтрационным режимом. Вопрос о возможном подразделении водонапорных систем по режиму слагающих их водоносных комплексов не ставился.

Для гидрогеологии нефтяных и газовых месторождений наибольший интерес представляют артезианские бассейны. Под *артезианским бассейном* понимают совокупность напорных водонос-

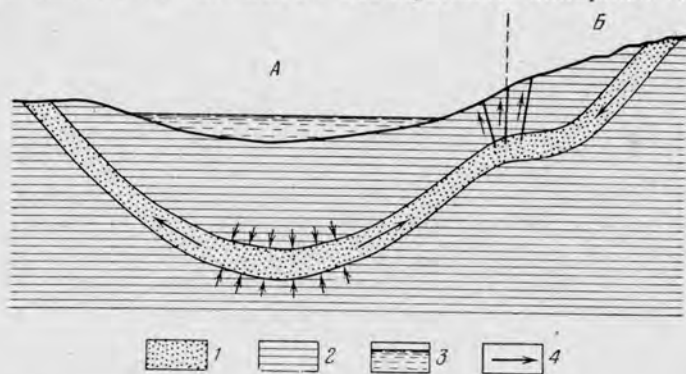


Рис. 6. Схема водоносного комплекса со смешанным режимом
 А — отжимной режим; Б — инфильтрационный режим; 1 — песок; 2 — глина; 3 — поверхностный водонос; 4 — направление движения подземных вод

ных комплексов (или горизонтов), характеризующихся более или менее однообразными условиями залегания по площади (в частном случае может быть один комплекс или горизонт). Важно подчеркнуть, что в это определение артезианского бассейна не включен режим слагающих его водоносных комплексов. В разрезе каждого конкретного артезианского бассейна могут быть водоносные комплексы и с инфильтрационным, и с отжимным, и со смешанным режимом. Примеры таких соотношений описаны в главе 12.

Поскольку основная характеристика артезианского бассейна, а именно общность условий залегания водоносных комплексов, определяется прежде всего тектоническими условиями района, то и границы артезианских бассейнов проводят прежде всего на основе тектонического районирования.

Артезианские бассейны принято подразделять на четыре типа (по А. А. Карцеву).

1. *Равнинные* (или платформенные) бассейны. Они соответствуют платформенным областям, отличаются большими размерами,

относительно спокойным залеганием водоносных комплексов и отсутствием высокогорных областей создания напора. Примерами могут служить Волго-Уральский, Западно-Сибирский и другие бассейны.

2. *Предгорно-равнинные* бассейны (или бассейны краевых прогибов). Они соответствуют краевым предгорным прогибам и прилегающим районам платформенной и геосинклинальной областей. Имеются высокогорные области создания напора, в краевом прогибе водоносные комплексы погружены на значительную глубину (нередко до 10 км и более). Примерами являются Азово-Кубанский, Восточно-Предкавказский и другие бассейны.

3. *Межгорные* бассейны (или бассейны межгорных впадин). Они окружены высокогорными сооружениями, а в центральных частях впадин водоносные комплексы погружены на значительную глубину (до 10 км и более). Типичными примерами служат Ферганский, Азербайджанский, Западно-Туркменский и другие бассейны.

4. *Малые горные* бассейны (входящие в горно-складчатую водоносную систему).

Кроме того, в крупных артезианских бассейнах иногда встречаются «наложенные» артезианские бассейны. Они образованы водоносными комплексами, распространенными только на ограниченной части площади единого артезианского бассейна. Например, в огромном Волго-Уральском артезианском бассейне, который сложен главным образом водоносными комплексами палеозойского возраста, выделяется Прикаспийский наложенный бассейн, в строении которого участвуют мезозойские комплексы.

Нефтяные и газовые месторождения выявлены во многих артезианских бассейнах равнинного, предгорно-равнинного и межгорного типов. Те бассейны, которые содержат залежи нефти и газа, по А. А. Карцеву, называются нефтегазоносными артезианскими бассейнами.

§ 7. ДАВЛЕНИЕ И ТЕМПЕРАТУРА В НЕДРАХ

Давление в недрах обусловлено весом перекрывающих горных пород и насыщающих их жидкостей. Однако благодаря подвижности жидкостей и газа создаваемое ими давление (так называемое пластовое давление) имеет специфическое отличие от давления, создаваемого горной породой (так называемого геостатического, или горного, давления).

В водоносных пластах с инфильтрационным режимом пластовое давление по своей природе близко гидростатическому давлению. Величину гидростатического давления столба жидкости высотой H можно определить по формуле

$$P = \frac{H \cdot \gamma_{ж}}{10}, \quad (1)$$

где P — гидростатическое давление, кГ/см^2 ;

H — высота столба, м ;

$\gamma_{\text{ж}}$ — объемный вес жидкости, Г/см^3 .

В природных условиях высота столба жидкости в породах равна вертикальному расстоянию от зеркала грунтовых вод на участках, где пласт выходит на поверхность, до данной точки пласта.

Для глубокозалегающих пластов равнинных артезианских бассейнов можно принимать, что столб воды H , создающий гидростатическое давление, по высоте равен глубине залегания пласта.

Средний объемный вес воды, насыщающей породы в интервале от поверхности до данного пласта, изменяется от 1 Г/см^3 для пресных грунтовых вод до $1,2 \text{ Г/см}^3$ или более для глубоких вод. Точное значение среднего объемного веса вод во всей толще водонасыщенных пород определить затруднительно, поэтому было введено понятие об *условном гидростатическом давлении*. Условное гидростатическое давление $P_{\text{у.г}}$ равно давлению столба пресной воды с объемным весом 1 Г/см^3 :

$$P_{\text{у.г}} = \frac{H \cdot 1}{10} = 0,1 \cdot H.$$

Нетрудно видеть, что истинное гидростатическое давление будет отличаться от условного гидростатического не более чем в 1,2 раза, обычно же это отличие еще меньше.

Величина горного давления $P_{\text{гор}}$ определяется по формуле

$$P_{\text{гор}} = 0,1 \cdot \gamma_{\text{пж}} \cdot H, \quad (2)$$

где $\gamma_{\text{пж}}$ — средний объемный вес породы с насыщающей ее жидкостью, Г/см^3 .

Горное давление примерно в 2—2,5 раза больше гидростатического.

Горное давление воздействует на всю массу породы и стремится ее уплотнить, приводит к уменьшению пористости породы. Вследствие этого часть жидкости, первоначально содержащейся в порах, отжимается в другие породы, в другие участки пласта, разгружаясь в другие горизонты и иногда достигая земной поверхности. В этом случае пластовое давление жидкости будет равно гидростатическому, как и для пласта с инфильтрационным режимом.

Если по каким-либо природным причинам пласт-коллектор изолирован от поверхности (экранирован нарушениями, является замкнутой линзой среди мощных толщ окружающих непроницаемых пород и т. п.), то уменьшение пористости приводит к увеличению давления жидкости. Пластовое давление будет больше нормального гидростатического. Возникает так называемое *аномально вы-*

сокое пластовое давление (АВПД). Его верхним пределом служит величина, равная горному давлению*.

На рис. 7, а приведено изменение пластового давления с глубиной в водоносном комплексе с инфильтрационным режимом (девонский терригенный комплекс Урало-Поволжья). Пластовое давление очень близко условному гидростатическому. На рис. 7, б представлен аналогичный график для комплекса с отжимным режимом (красноцветная толща Западной Туркмении). Ясно видно значительное превышение пластового давления над гидростатическим.

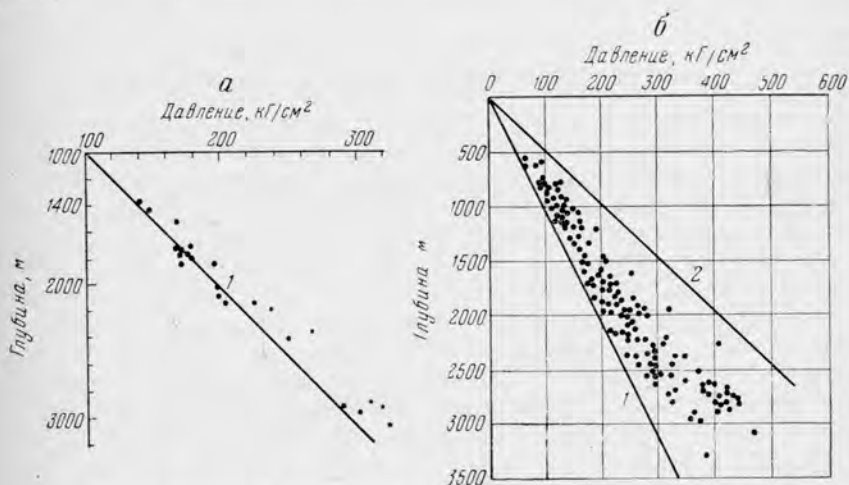


Рис. 7. Изменение начального пластового давления с глубиной

а — в терригенной толще девона Урало-Поволжья (водонапорная система инфильтрационного типа); б — в красноцветной толще Западной Туркмении (водонапорная система отжимного типа); 1 — гидростатическое давление; 2 — геостатическое давление

Температура недр зависит главным образом от внутреннего тепла Земли. Сезонные колебания охватывают обычно лишь верхние 10—30 м пород, не прослеживаясь глубже *нейтрального слоя* с постоянной температурой. Ниже нейтрального слоя происходит равномерное увеличение температуры в соответствии с геотермической ступенью и геотермическим градиентом.

Геотермическая ступень равна расстоянию по вертикали, на которое надо углубиться, чтобы температура повысилась на 1°С. Геотермическую ступень вычисляют по формуле

$$G = \frac{h_2 - h_1}{t_2 - t_1} \text{ м/}^\circ\text{С,} \quad (3)$$

* Здесь мы разбираем возникновение АВПД только в водоносных пластах и не рассматриваем особый случай проявления АВПД в газовых залежах с большим этажом газоносности.

где t_1 и t_2 — температуры пород ($^{\circ}\text{C}$), замеренные на глубинах h_1 и h_2 (м).

Геотермический градиент показывает, на сколько градусов повышается температура с углублением на 100 м. Геотермический градиент выражают в $^{\circ}\text{C}/100$ м и вычисляют по формуле

$$\Gamma = \frac{t_2 - t_1}{h_2 - h_1} \cdot 100. \quad (4)$$

Обычно величина геотермической ступени изменяется от 10 до 35 м/ $^{\circ}\text{C}$. Зная геотермическую ступень, можно примерно оценить температуру глубинных зон Земли, где не было замеров температур.

§ 8. КРАТКАЯ ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Подземные воды человек начал использовать и изучать с глубокой древности. Сохранившиеся остатки шахт, колодцев, водопроводов, солеварниц свидетельствуют о высоком мастерстве специалистов по добыванию воды в прошлые века.

В России искусство водоснабжения находилось на высоком уровне. Сохранились остатки водопроводов XI—XII веков в Киеве и Новгороде; в Старой Руссе с XV века существовали трубопроводы для подачи рассолов в солеварницы.

Большую роль в изучении подземных вод, как и других природных богатств страны, сыграла Российская Академия наук, учрежденная Петром I. Один из первых академиков М. В. Ломоносов высказывал в своих работах многие соображения по геологии и метеорологии, близкие современным.

В 1882 г. был образован Российский геологический комитет, сотрудники которого выполнили много гидрогеологических исследований, сохранивших свою актуальность до наших дней. Основы учения о подземных водах впервые были изложены в учебнике «Физическая геология» И. В. Мушкетовым (1900 г.).

После Великой Октябрьской социалистической революции гидрогеологические исследования приобрели небывало широкий размах. Плодотворное влияние на развитие гидрогеологии оказало создание ряда научно-исследовательских организаций и гидрогеологической специальности в геологических вузах. Накопление огромного материала позволило составить гидрогеологическую карту СССР и издать первые монографии по подземным водам. Особенно большой вклад в развитие гидрогеологической науки принадлежит Н. Ф. Погребову, Ф. П. Саваренскому и А. Н. Семихатову.

Забота о здоровье трудящихся привела к развитию учения о минеральных лечебных водах, которое было создано трудами Н. Н. Славянова, Н. И. Толстихина, А. М. Овчинникова и др. Запросы гидротехнического строительства способствовали развитию теории фильтрации, созданию методики подсчета эксплуатационных запасов вод (Г. Н. Каменский, П. Я. Полубаринова-Кочина, Н. Н. Биндеман, Ф. М. Бочевер).

Основы для изучения природных вод земной коры заложил акад. В. И. Вернадский. Он обратил внимание на важность переходов воды из одного состояния в другое, доказал влияние этих переходов на химический состав воды, указал на роль подвижного равновесия, существующего между твердыми телами, газами, водой и живым веществом на Земле.

Воды нефтяных месторождений стали изучать одновременно с исследованием самих месторождений нефти. Первоначально исследования охватывали в основном химический состав этих вод. Были созданы методы интерпретации и систематизации химических анализов вод нефтегазовых месторождений, которые затем нашли распространение в гидрогеологии в целом (Ч. Пальмер, Ш. Роджерс, К. В. Харичков, В. А. Сулин). Трудами В. А. Сулина гидрогеология нефтегазовых месторождений была оформлена в самостоятельную научную отрасль.

Происхождение вод нефтяных месторождений изучали многие исследователи. Особенно интересны труды акад. А. Д. Архангельского, который развил и обосновал предположение Н. И. Андрусова о том, что нефтяные воды — это воды древних, погребенных морских бассейнов. Трудами А. Д. Архангельского были заложены основы теории седиментационного происхождения подземных вод, получившей в последнее время широкое распространение.

За последние десятилетия в СССР наблюдается интенсивное развитие теоретической и прикладной гидрогеологии, привлечение опыта и методов смежных физико-химических и геологических наук. По многим нефтегазоносным районам Союза ССР были изданы монографии, освещающие гидрогеологические условия регионов и месторождений. Ежегодно появляется большое число статей по самым различным вопросам гидрогеологии. Достижения советской гидрогеологической школы выдвигают ее в авангард мировой науки.

Глава 2

ГОРНЫЕ ПОРОДЫ КАК КОЛЛЕКТОРЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД, НЕФТИ И ГАЗА

§ 9. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПОРОДАХ-КОЛЛЕКТОРАХ

Жидкость и газ под землей содержатся в пустотах между твердыми минеральными частицами горных пород. Породы, содержащие жидкости и газ и отдающие их при разработке, называются *коллекторами*. Для породы-коллектора важны как количество пустот и их размеры (этим определяется емкость коллектора), так и сообщаемость пустот между собой (этим определяется возможность движения, отдачи жидкости и газа из породы при разработке). Для коллектора недостаточно наличие любых пустот. Например, пемзовые породы обладают настолько высокой

пористостью, что даже плавают на воде, но они не могут быть хорошими коллекторами, так как их поры не сообщаются между собой. Только наличие сообщающихся пустот делает породу коллектором.

По характеру пустот все породы-коллекторы подразделяются на три типа: зернистые, трещинные и промежуточные.

В зернистом (гранулярном) коллекторе вместилищем для жидкости и газа служит система пор между обломочными зернами скелета породы. Типичными примерами являются пески (песчаники), галечники и т. п. В трещинном коллекторе жидкость и газ заполняют трещины, образованные кливажем, сбросами. Обычно тектоническая трещиноватость образуется в плотных породах, которые без трещин не могли бы содержать жидкость. Примерами могут служить глинистые сланцы и плотные известняки в предгорных зонах большой тектонической активности.

В смешанном коллекторе развиты межзеренные поры, трещины, пустоты растворения и т. п. Большая часть известняковых коллекторов принадлежит именно к данному типу. Емкость таких коллекторов обычно обусловлена пористостью, а трещины служат основными путями движения жидкости и газов.

Большинство коллекторов является породами осадочного происхождения.

Основное количество гравитационных подземных вод, нефти и газа содержится в обломочных породах — песках и песчаниках (зернистых коллекторах). Они наиболее важны и лучше всего изучены.

§ 10. ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ

Многие свойства зернистого коллектора зависят от размеров и относительного количества зерен, слагающих породу. Зерна, близкие по размерам, объединяют в соответствующие группы — гранулометрические фракции породы. Гранулометрические фракции обычно выражают в процентном отношении к весу абсолютно сухого вещества породы.

Классификация обломочных фракций приведена в табл. 1. Если в породе содержится более 50% одной какой-либо фракции, то она именуется по названию преобладающей фракции.

В природе песчано-глинистые породы всегда состоят из зерен различных фракций. Поэтому основное название породы обычно уточняют прибавлением названия фракции, содержащейся в количестве более 10%. Например, порода, содержащая песчаных фракций 80%, глинистых 15% и алевритовых 5%, называется глинистым песчаником.

Размер главной массы частиц в коллекторах нефтяных и газовых месторождений колеблется обычно в пределах 0,25—0,05 мм.

Гранулометрический состав пород-коллекторов определяют различными методами.

**Классификация обломочных фракций и пород
(при содержании преобладающей фракции более 50%)**

Размер фракции, мм	Рыхлые породы	Цементированные породы
<0,01	Глина	Глина, аргиллит
0,01 — 0,1	Алеврит	Алевролит
0,01 — 0,025	мелкозернистый	
0,025 — 0,05	среднезернистый	
0,05 — 0,1	крупнозернистый	
0,1 — 1	Песок	Песчаник
0,1 — 0,25	мелкозернистый	
0,25 — 0,5	среднезернистый	
0,5 — 1	крупнозернистый	
1 — 10	Гравий	Гравелит, конгломерат

Примечание. Приведенную классификацию легко усвоить, если запомнить, что: 1) алевритовые зерна (пылинки) измеряются сотыми долями, песчаные зерна (песчанки) — десятими, а гравий — единицами миллиметра; 2) независимо от класса (0,01; 0,1 или 1 мм) интервал 1—2,5 называется мелкозернистым, 2,5—5 — среднезернистым, а 5—10 — крупнозернистым.

Ситовой метод основан на просеивании размельченного образца породы через набор сит с уменьшающимися отверстиями определенного диаметра. Обычно употребляют сита с отверстиями 1,0; 0,5; 0,25 и 0,10 мм. После просеивания на каждом сите остаются соответственно зерна гравия, крупнозернистого, среднезернистого и мелкозернистого песка. В тазике под нижним ситом с отверстиями 0,10 мм накапливаются алевритовые и глинистые частицы.

Гидравлические методы, имеющие несколько модификаций, основаны на различии в скорости осаждения частиц неодинакового размера. Их применяют главным образом для анализа алевроглинистых пород.

Перед гранулометрическим анализом всякую породу предварительно очищают (экстрагируют) от органических веществ и обрабатывают крепкой соляной кислотой для определения карбонатов.

Обработка образцов пород соляной кислотой и последующее измельчение породы в ступке перед гранулометрическим анализом часто приводит к сильному завышению глинистой фракции. Кроме того, в соляной кислоте растворяется не только известковый цемент, заполняющий межзеренное пространство породы, но и известковые частицы, присутствующие в породе наряду с кварцевыми и полевощпатовыми зернами.

Из-за указанных недостатков породы-коллекторы часто изучают микроскопическими методами, по шлифам.

Результаты гранулометрического анализа представляют в виде таблиц, где наряду с процентным содержанием фракций указывают обычно еще карбонатность и пористость (табл. 2).

Таблица 2

Гранулометрический состав породы

№ образца	Пористость, %	Содержание фракций, %			
		>0,25 мм	0,25—0,1 мм	0,1—0,01 мм	<0,01 мм
1	40,0	5,9	26,4	52,5	15,2
2	33,0	49,0	19,2	17,0	14,8
3	30,7	31,7	7,8	19,9	40,6
4	11,8	—	0,3	37,2	65,5

Помимо таблиц, результаты гранулометрического анализа изображают графически в виде циклограмм, столбчатых диаграмм (гистограмм) и кумулятивных кривых.



Рис. 8. Циклограмма гранулометрического состава породы

Содержание фракций:
2,0—0,5 мм — 6,5%; 0,5—0,25 мм — 78%; 0,25—0,05 мм — 15,5%.

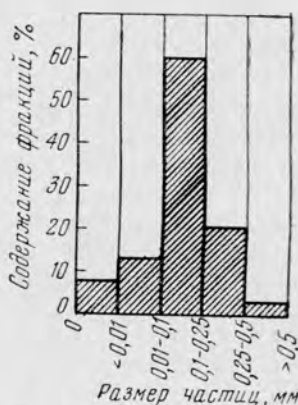


Рис. 9. Столбчатая диаграмма гранулометрического состава породы

Циклограмма имеет вид круга, площадь которого принимается за 100% (рис. 8). Каждую фракцию изображают сектором, площадь которого пропорциональна содержанию данной фракции. В столбчатых диаграммах (рис. 9) процентное содержание каждой фракции изображают в виде колонок, причем основания их обычно делают одинаковыми, а высота колонок соответствует процентному содержанию фракций.

Кумулятивная (интегральная) кривая строится путем суммирования процентного содержания каждой фракции в последовательно возрастающем порядке. Она изображает суммарное процентное содержание фракций, размер которых меньше данного. По оси ординат откладывают процентное содержание фракций от 0 до 100%, а по оси абсцисс — диаметр зерен от 0 до наибольшего размера (рис. 10). Разность ординат любых точек кумулятивной кривой покажет процентное содержание зерен, размер которых заключен между соответствующими абсциссами кумулятивной кривой.

По кумулятивным кривым определяют три важных гранулометрических коэффициента породы: 1) средний (медианный) размер зерен; 2) действующий диаметр, или эффективный размер, зерен и 3) коэффициент однородности (сортировки).

Средний (медианный) размер зерен означает, что зерна размером больше и меньше этого размера содержатся в породе поровну. Чтобы найти медианный размер, надо провести горизонтальную линию, соответствующую 50%-ному содержанию фракций, до пересечения с кумулятивной кривой, и из полученной точки пересечения опустить перпендикуляр на ось абсцисс.

Действующий диаметр, или эффективный размер, зерен соответствует абсциссе той точки кумулятивной кривой, ордината которой отвечает 10%-ному содержанию фракции.

Коэффициент неоднородности (сортировки) представляет собой отношение размера зерен, соответствующих 60% содержания фракций, к действующему диаметру (10% содержания фракции).

Для равномернозернистых пород коэффициент неоднородности не превышает 5. Чем больше этот коэффициент, тем более разнородна по гранулометрическому составу порода.

Определим гранулометрические коэффициенты для образца породы, гранулометрический состав которой изображен на кумулятивной кривой (см. рис. 10). Медианный размер зерен $Md = 0,42$ мм. Действующий диаметр $d_{10} = 0,15$ мм. Диаметр зерен, соответствующих 60%-ному содержанию фракций, $d_{60} = 0,46$ мм. Коэффициент неоднородности

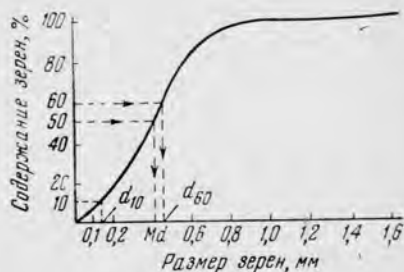


Рис. 10. Кумулятивная кривая гранулометрического состава породы

Md — медианный диаметр зерен; d_{10} — действующий диаметр зерен; d_{60} — диаметр зерен, соответствующий 60%-ному содержанию фракций

$$S_0 = \frac{d_{60}}{d_{10}} = \frac{0,46}{0,15} \cong 3.$$

§ 11. ПОРИСТОСТЬ

Пористость (m) есть отношение суммарного объема всех пустот (пор, трещин, каверн) породы (V_1) ко всему ее объему (V_2). Она выражается в долях единицы или в процентах, т. е.

$$m = \frac{V_1}{V_2} \text{ или } m = \frac{V_1}{V_2} \cdot 100. \quad (5)$$

По происхождению все пустоты в горных породах подразделяются на первичные и вторичные. К первичным относятся пустоты, возникшие вместе с образованием самой породы. Таковы, например, поры между зернами обломочных пород.

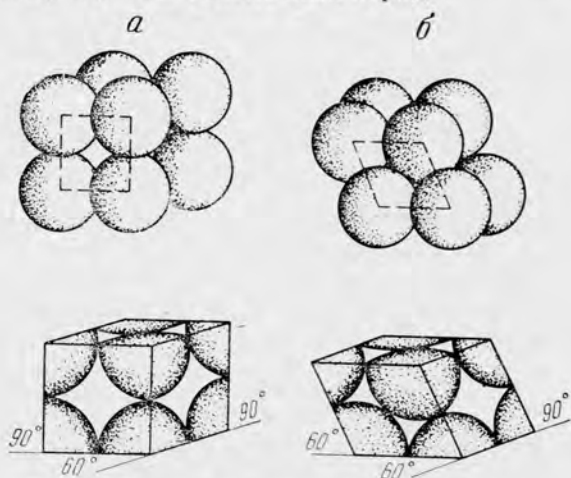


Рис. 11. Укладка шариков идеальной породы
а — кубическая; б — ромбоэдрическая

Ко вторичным относятся пустоты, возникшие после образования пород. В большинстве известняков и доломитов пористость является следствием растворения кальцита подземными водами, содержащими растворенную углекислоту. Во многих плотных породах пористость обязана своим происхождением тектонической трещиноватости.

Теоретические исследования пористости были проведены на *идеальной* породе, т. е. породе, состоящей только из шаровидных зерен одинакового размера. Оказалось, что пористость идеальной породы не зависит от размеров зерен, она зависит только от взаимного расположения (укладки) шариков. Наибольшая пористость получается при укладке шариков по вершинам куба (рис. 11, а). Для этого случая она составляет 47,6%. Самая плотная упаковка достигается при размещении шариков в вершинах ромба с углами 60 и 120° (см. рис. 11, б). Пористость в этом случае наименьшая и равна 26,95%.

Зерна реальных песчано-глинистых пород не являются идеальными шариками, к тому же они имеют неодинаковый размер. Кроме того, часть порового пространства обычно занята цементирующим веществом. Для нецементированных песков большое влияние на пористость оказывает неоднородность размера зерен. Наибольшую пористость имеют пески, у которых зерна близкого размера. Наименьшая пористость характерна для резко неоднородных по гранулометрическому составу пород.

Величина пористости различных пород изменяется в широких пределах: от долей процента до нескольких десятков процентов. Например, пористость нефтяных песков месторождений Баку колеблется от 18 до 52%, нефтеносных песчаников девонского возраста Урало-Поволжья — от 12 до 30%, газоносных алевролитов Ставрополя — от 30 до 40%. Пористость карбонатных пород обычно заключена в пределах 3—30%. Трещиноватые глинистые сланцы имеют пористость не более 1,5%. Пористость некоторых глин может достигать 40—50% и более. Но глины обладают низкими коллекторскими свойствами, поскольку при высокой пористости они почти непроницаемы вследствие малого диаметра пор.

По размеру поры подразделяются на три группы: обыкновенные, или сверхкапиллярные; капиллярные и субкапиллярные. Это деление условное, поскольку стенки поровых каналов то сходятся, то расходятся, но им пользуются.

Сверхкапиллярные каналы имеют диаметр более 0,5 мм. Движение жидкости по ним происходит свободно. В капиллярных каналах, диаметр которых колеблется в пределах 0,0002—0,5 мм, движение жидкости встречает противодействие особых капиллярных сил, причем основную роль играют явления поверхностного натяжения. Перемещение жидкости по капиллярным каналам происходит только в том случае, если приложить силу, большую, чем силы капиллярного противодействия.

В субкапиллярных каналах, диаметр которых меньше 0,0002 мм, жидкость настолько крепко удерживается молекулярными силами притяжения у стенок каналов, что практически в природных условиях перемещаться не может.

К коллекторам можно отнести лишь породы со сверхкапиллярными и капиллярными поровыми каналами. К хорошим коллекторам относятся те породы, пористость которых в основном представлена капиллярными каналами большого сечения (пески, пористые и кавернозные известняки и доломиты). Прекрасными коллекторами являются породы, обладающие сверхкапиллярными поровыми каналами (гравий, рыхлый конгломерат, крупнокавернозные известняки и доломиты).

Из сказанного следует, что не всякая пористость определяет коллекторские свойства пород. Различают общую и открытую пористость. *Общая (абсолютная) пористость* включает все пустоты, связанные и не связанные между собой, независимо от размеров поровых каналов. *Открытая пористость* включает объем только

сообщающихся капиллярных и сверхкапиллярных пор. Открытая (эффективная) пористость меньше абсолютной на долю изолированных пор и пор субкапиллярного размера. При подсчете запасов нефти и газа используют именно открытую пористость.

Общая пористость определяется объемным методом (метод Мельчера). Он основан на измерении объема кусочка породы в целом и суммарного объема твердых частиц, слагающих этот кусочек.

Открытая пористость определяется методом насыщения (метод И. А. Преображенского). Он заключается в следующем. Образец исследуемой породы очищают (экстрагируют) от органических веществ и высушивают до постоянного веса. Затем его взвешивают, вакуумируют, насыщают керосином и снова взвешивают. Объем сообщающихся пор равен частному от деления разности весов образца до и после насыщения на удельный вес керосина. Зная объем (V) всего образца и объем сообщающихся пор ($V_{от}$), открытую пористость вычисляют по формуле

$$m_{от} = \frac{V_{от}}{V} \cdot 100\% \quad (6)$$

В песках общая пористость близка по значению к открытой пористости. В песчаниках и алевролитах благодаря цементации некоторое количество пор оказывается изолированным. Особенно много замкнутых пор встречается в известняках и туфах, в результате чего их общая пористость может быть намного больше открытой пористости.

§ 12. ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Если пористость коллекторов определяет их емкость, то другое важнейшее свойство — способность пропускать через себя жидкость и газ — определяется проницаемостью коллектора.

Проницаемость пористой среды — это количественная способность данной среды пропускать (фильтровать) через себя жидкость и газы при наличии перепада давления. Проницаемость — важнейший гидродинамический параметр пород-коллекторов. Если порода непроницаема, то она не является коллектором, хотя и может содержать жидкость.

Количественное определение проницаемости основано на линейном законе фильтрации жидкости в пористой среде. Этот закон, установленный французским ученым Дарси опытным путем, гласит, что объемный расход жидкости через пористую среду прямо пропорционален перепаду давления и площади пористой среды и обратно пропорционален вязкости жидкости и длине пористой среды, т. е.

$$Q = k \cdot \frac{1}{\mu} \cdot \frac{\Delta P \cdot F}{L}, \quad (7)$$

где Q — объемный расход жидкости в единицу времени;
 μ — вязкость жидкости;
 ΔP — перепад давления;
 L — длина пористой среды;
 F — площадь поперечного сечения пористой среды;
 k — коэффициент пропорциональности, называемый коэффициентом проницаемости.

Из формулы закона Дарси можно определить, чему равен коэффициент проницаемости:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F}. \quad (8)$$

Единица проницаемости — дарси — может быть определена, если в формулу (8) подставить единичные значения всех параметров.

Один дарси — это проницаемость такой пористой среды, которая может пропустить через 1 см^2 своего поперечного сечения 1 см^3 воды при 20°С за 1 сек при перепаде давления 1 кг/см^2 на длине 1 см .

Определим размерность и значение проницаемости. Выразим все параметры в системе СГС. Единица вязкости

$$1 \text{ сантипуаз (спз)} = \frac{0,01 \text{ дин} \cdot \text{сек}}{\text{см}^2}.$$

Единица давления $1 \text{ кг/см}^2 = 100 \text{ Г/см}^2 = 981 \cdot 1000 \text{ дин/см}^2$, где 981 — ускорение силы тяжести, см/сек^2 . Подставляя все значения в формулу (8), получим $k = 1,02 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2$.

Проницаемость имеет размерность площади. Единица проницаемости $1 \text{ дарси} = 1,02 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2$.

На практике проницаемость выражают не только в дарси, но и в тысячных долях дарси, называемых миллидарси (*мдарси*).

Проницаемость пород, являющихся коллекторами нефти и газа, изменяется в очень широких пределах: от нескольких миллидарси до $3\text{—}5 \text{ дарси}$. Наилучшей проницаемостью обладают грубозернистые пески и галечники; их проницаемость составляет несколько дарси.

Глава 3

СИЛЫ И ЯВЛЕНИЯ, ПРОЯВЛЯЮЩИЕСЯ В ПОРОДАХ-КОЛЛЕКТОРАХ

§ 13. СИЛЫ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ВОДУ И НЕФТЬ В ПОРОДАХ

Где бы ни находились вода и нефть, они всегда испытывают действие силы тяжести и сил молекулярного притяжения (сцепления). Последние проявляются в возникновении поверхностных и капиллярных явлений. Среди поверхностных явлений особенно

большую роль играют поверхностное натяжение и избирательное смачивание.

Поверхностное натяжение. Поверхностное натяжение существует на поверхности раздела двух сред.

Молекула m (рис. 12), расположенная так, что ее сфера действия не пересекается с поверхностью жидкости, испытывает со всех сторон одинаковое действие. Поэтому действие всех внешних сил на молекулу в центре сферы в этом случае уравнивается, и они уничтожаются.

Иное соотношение межмолекулярных сил создается, если молекулы m' или m'' расположены на поверхности жидкости; на них действуют только частицы, расположенные внутри полусферы. Равнодействующая (R) всех сил притяжения P' или P'' стремится вдавить молекулы поверхностного слоя $MNM'N'$ внутрь жидкости.

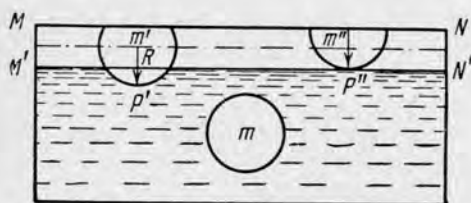


Рис. 12. Сфера действия частиц жидкости

Таким образом, на поверхности жидкости образуется как бы пленка, где все частицы испытывают действие межмолекулярных сил, стремящихся вдавить их внутрь жидкости.

Усилие натяжения поверхностной пленки, приходящееся на единицу длины, называется *поверхностным натяжением* на разделе фаз.

Размерность поверхностного натяжения согласно его определению выразится как отношение растягивающего усилия (в динах) к длине (в сантиметрах):

$$\sigma = \frac{\text{дин}}{\text{см}}.$$

Поверхностное натяжение проявляется в стремлении жидкости уменьшить до минимума свою свободную поверхность. Из всех тел одинакового объема наименьшей поверхностью обладает шар. Жидкость всегда стремится принять форму шара.

В обычных условиях этому мешают силы притяжения между частицами жидкости и твердого тела. Если устранить притяжение между ними, то жидкость принимает шарообразную форму. Наглядным доказательством этого может служить опыт Плато. Он помещал капли оливкового масла в смесь воды и спирта с той же плотностью, что и масло. В таких условиях капля масла оказывалась только под действием сил поверхностного натяжения и принимала форму шара.

Поверхностное натяжение пластовой воды на границе зависит от солевого состава воды, от состава контактирующей нефти, а также от наличия в воде и нефти поверхностно-активных веществ: нафтеновых кислот и смол. Так, поверхностное натяжение большинства пластовых щелочных вод на границе с различными нефтями составляет всего 1—1,75 *дин/см*. Для жестких вод оно достигает 7—14 *дин/см*, а для морской воды 14—23 *дин/см*. Наиболее высокое поверхностное натяжение на контакте с нефтью имеет дистиллированная вода (20—34 *дин/см*).

Избирательное смачивание. Смачивание поверхности твердого тела жидкостями является также проявлением поверхностных молекулярных сил на границе жидкость—твердое тело. За меру смачивания принимают так называемый краевой угол смачивания θ , который образуется поверхностью твердого тела с касательной, проведенной к поверхности капли в точке соприкосновения ее с твердым телом (рис. 13). В случае, когда краевой угол смачивания меньше 90° , жидкость смачивает твердое тело. Когда угол смачивания больше 90° , жидкость не смачивает твердое тело.

При наличии двух жидкостей краевой угол смачивания θ замеряется в сторону жидкости с большей плотностью.

Краевой угол смачивания зависит от смачивающих свойств жидкости и поверхности твердого тела. При прочих равных условиях жидкости тем лучше смачивают твердое тело, чем меньше их поверхностное натяжение. Например, ртуть не смачивает стекло, а вода его смачивает. Поверхностное натяжение ртути примерно в 7 раз больше, чем воды.

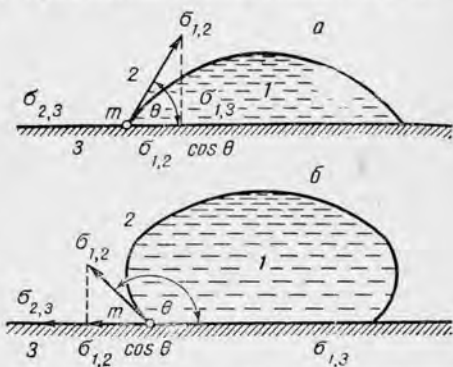


Рис. 13. Различные случаи смачивания жидкостью твердого тела

a — жидкость хорошо смачивает твердое тело;
б — жидкость плохо смачивает твердое тело;
1 — вода; *2* — нефть; *3* — твердое тело (порода);
 θ — краевой угол смачивания; σ — поверхностное натяжение на границе раздела фаз; *m* — точка соприкосновения трех фаз

§ 14. КАПИЛЛЯРНЫЕ ЯВЛЕНИЯ

Поровое пространство пород-коллекторов обладает огромным количеством капиллярных пор, в которых проявляется действие капиллярных сил. Под действием этих сил породы впитывают жидкость (нефть, воду) и в то же время удерживают ее в порах, противодействуя силам движения.

Внешне капиллярность проявляется в образовании так называемого мениска и в подъеме или опускании уровня в трубке с незначительным диаметром над или под уровнем жидкости,

в которую погружена трубка. Подъем происходит при смачивании жидкостью стенок трубки, т. е. когда краевой угол смачивания меньше 90° . В этом случае образуется вогнутый мениск. Опускание происходит при несмачивании жидкостью стенок трубки, т. е. когда Θ больше 90° . В этом случае форма мениска будет выпуклая.

Подъем жидкости в капилляре обозначает, что давление P на поверхности вогнутого мениска меньше, чем давление K на плоской поверхности. Опускание жидкости возможно лишь в случае, если давление на поверхности выпуклого мениска больше, чем давление на плоской поверхности.

Разность между давлением на искривленной поверхности контакта (мениск) и давлением на плоской поверхности контакта двух фаз называется *избыточным капиллярным давлением*, или *капиллярным давлением*: $P_K = \pm (P - K)$.

Величина капиллярного давления может быть определена по упрощенной формуле Лапласа:

$$P_K = P - K = \pm \frac{2\sigma}{r} \text{ дин/см}^2, \quad (9)$$

где σ — поверхностное натяжение на границе раздела двух фаз;

r — радиус мениска.

Зная капиллярное давление, можно вывести формулу капиллярного подъема жидкости. Столб жидкости, на который она поднимается (в случае смачивания) под действием капиллярных сил, уравновешивает избыточное капиллярное давление.

Пусть ab (рис. 14) будет капиллярной трубкой радиуса r_1 , вставленной в сосуд с водой. Обозначим через r радиус мениска и через Θ — краевой угол смачивания. Из рис. 14 видно, что $r_1 = r \cdot \cos \Theta$, откуда

$$r = \frac{r_1}{\cos \Theta}.$$

Подставляя значение r в формулу (9), выразим величину капиллярного давления через радиус капилляра, краевой угол смачивания и поверхностное натяжение $\sigma_{\text{вр}}$ на границе двух фаз — воды и воздуха (газа)

$$P_K = \frac{2\sigma_{\text{вр}} \cdot \cos \Theta}{r_1}. \quad (10)$$

Определим, какое давление создает столб воды, поднятый капиллярными силами. Давление воды равно произведению высоты столба h на объемный вес γ . Объемный вес в свою очередь можно

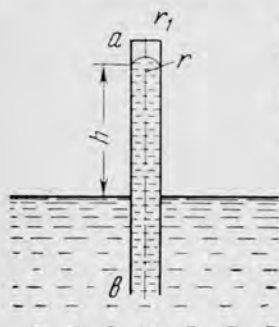


Рис. 14. Схема капиллярного избыточного давления

выразить как произведение плотности ρ на ускорение силы тяжести g . Окончательно имеем

$$P = h \cdot \rho \cdot g.$$

Если выражать h в $см$, ρ — в $г/см^3$, g — в $см/сек^2$, то давление P будет выражено в $дин/см^2$.

Капиллярное давление и давление столба воды уравновешивают друг друга, т. е. $P_K = P$, или

$$\frac{2\sigma \cdot \cos \theta}{r_1} = h \cdot \rho \cdot g. \quad (11)$$

Отсюда высота подъема жидкости в капилляре

$$h = \frac{2\sigma \cdot \cos \theta}{r_1 \cdot \rho \cdot g}. \quad (12)$$

При выводе этой формулы мы не учитывали давления воздушного столба высотой h вследствие незначительности этой величины. В случае если капиллярную трубку помещают в сосуд, заполненный водой и нефтью, то при вычислении величины капиллярного подъема воды уже нельзя пренебрегать давлением нефти, поскольку оно соизмеримо с давлением воды. В этом случае величина капиллярного подъема

$$h = \frac{2\sigma_{\text{вн}} \cdot \cos \theta}{r \cdot g \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})}, \quad (13)$$

где $\sigma_{\text{вн}}$ — поверхностное натяжение на границе вода—нефть;

$\rho_{\text{в}}$ — плотность воды;

$\rho_{\text{н}}$ — плотность нефти.

Анализ уравнения (13) показывает, что при прочих равных условиях высота капиллярного подъема воды увеличивается: а) при уменьшении диаметра капилляра; б) при увеличении плотности нефти; в) при уменьшении краевого угла смачивания; г) при увеличении поверхностного натяжения на границе вода—нефть.

§ 15. ТИПИЧНОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ НЕФТИ, ВОДЫ И ГАЗА В НЕФТЯНОМ ПЛАСТЕ

Поровое пространство пласта-коллектора в пределах нефтяных залежей заполнено жидкими и газообразными углеводородами (нефтью и природным газом), а также водой. Ранее представлялось, что эти вещества полностью отделены друг от друга и распределены по вертикальному разрезу залежи в строгом соответствии со своим объемным весом: сверху наиболее легкий газ, образующий «газовую шапку», затем нефть, а снизу — пластовая вода как более тяжелая жидкость по сравнению с углеводородами. Основанная на этом представлении так называемая гравитационная теория распределения нефти, газа и воды сыграла огромную положительную роль при поисках и разведке месторождений нефти и газа.

Однако полного гравитационного разделения жидкостей и газов в нефтяных пластах не происходит. Еще в 1929 г. советские геологи Н. Т. Линдтроп и В. М. Николаев показали, что в порах нефтеносной части пласта может содержаться значительное количество воды. Эта вода обычно не извлекается из породы при движении в ней нефти и газа, поэтому при разработке скважины могут давать чистую безводную нефть или газ. Эту неподвижную воду в нефтяном (газовом) пласте называют *остаточной* (или *погребенной, реликтовой, связанной*) *водой*.

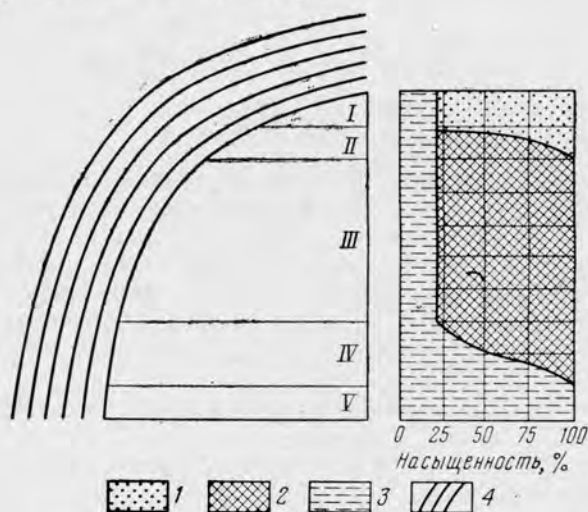


Рис. 15. Типичное распределение газа, нефти и воды в пласте

I — газовая шапка; II — зона перехода от газа к нефти;
 III — нефтяная залежь; IV — зона перехода от нефти к воде; V — водоносная часть пласта
 1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — порода-покрышка над продуктивным пластом

Остаточная вода своим происхождением связана с формированием нефтяных и газовых залежей. Чтобы накопиться в залежь, нефть и газ должны были вытеснить из породы-коллектора содержащуюся там воду. При этом вода частично остается в порах породы, образуя остаточную воду. Содержание остаточной воды в глинистых песчаниках, алевролитах, а также в тонкопористых карбонатных породах может достигать 70% от объема пор. В песчано-алевритовых коллекторах нефти остаточная вода обычно содержится в количестве 15—30% от объема пор. Количество остаточной воды необходимо знать для точного подсчета запасов нефти и газа.

Помимо этого, в нефтяных пластах на контакте вода—нефть наблюдается еще капиллярный подъем воды в нефтяную зону.

Вследствие неоднородности коллектора высота подъема воды в различных поровых каналах неодинакова. Аналогичная картина наблюдается и на контакте газ—нефть, где нефть по капиллярным каналам поднимается в газовую зону. Из-за этой особенности в залежах обычно нет четких контактов между нефтью и водой, между газом и нефтью и между газом и водой, а наблюдаются контактные переходные зоны.

На рис. 15 приведен схематический разрез и график распределения насыщенности порового пространства (в процентах от объема пор) нефтегазового пласта, 20% пор которого составляют субкапиллярные каналы. Между нефтью и водой наблюдается переходная зона мощностью до нескольких метров. Выше нефть залегает в сверхкапиллярных и капиллярных порах, а в субкапиллярных порах находится остаточная вода, т. е. 20% объема пор занято водой. Между газом и нефтью также наблюдается переходная зона, но значительно меньшей мощности. Высота капиллярного подъема нефти здесь небольшая вследствие того, что поверхностное натяжение нефти на границе с газом меньше, чем воды на границе с нефтью. В газовой шапке субкапиллярные поры также заняты остаточной водой, а остальное поровое пространство занято газом.

Глава 4

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

§ 16. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Все подземные воды являются растворами, содержащими соли, ионы, коллоиды и газы. *Под химическим составом воды* обычно понимают состав растворенных в воде веществ. Изучение химического состава вод чрезвычайно важно. Растворенные вещества позволяют сопоставлять, классифицировать и судить об истории природных вод, определяют многие физические свойства природных вод, используются как полезные ископаемые, служат поисковыми признаками при поисках ряда полезных ископаемых и т. п.

В природных водах найдено более 50 химических элементов, встречающихся в виде ионов, недиссоциированных молекул (в том числе газов) и коллоидов. Но значительное распространение имеют немногие элементы.

Главными в природных водах являются шесть ионов, содержащих восемь элементов: среди них три аниона — хлор (Cl^-), сульфат (SO_4^{2-}) и гидрокарбонат (HCO_3^-) и три катиона — натрий (Na^+), кальций (Ca^{2+}) и магний (Mg^{2+}). Обычно в природных водах преобладают один из указанных анионов и один из трех катионов.

Помимо шести главных ионов большое распространение имеют карбонат-ион (CO_3^{2-}), ион калия (K^+), ионы железа (Fe^{2+} и Fe^{3+}).

Однако они содержатся в количествах, в десятки и сотни раз меньших, чем главные ионы. Остальные элементы встречены в водах в ничтожных количествах. Они называются *микрокомпонентами*. Из числа микрокомпонентов наиболее известны ионы брома (Br^-), йода (I^-), аммония (NH_4^+), лития (Li^+), стронция (Sr^{2+}) и многие другие.

Суммарное содержание в воде растворенных ионов, солей и коллоидов называется *минерализацией* воды (в минерализацию не входят растворенные газы и взвешенные вещества). Минерализация обычно выражается в граммах на 100 г раствора или в граммах на 1 л раствора. Минерализация в г/100 г численно соответствует весовой процентной форме выражения минерализации. При пересчете минерализации из г/л в г/100 г и в процентную форму необходимо учитывать плотность воды (особенно для сильно минерализованных рассолов).

Пример. Минерализация рассола равна 250 г/л. Необходимо выразить минерализацию в г/100 г и в процентах (по весу). Плотность рассола равна 1,16 г/см³. Надо найти массу 1 л (1000 см³) рассола, а затем определить, какое количество солей содержится в 100 г рассола.

Масса равна произведению плотности на объем: $1,16 \times 1000 = 1160$ г. Следовательно, 250 г солей содержится в 1160 г рассола.

$$\text{Минерализация равна } \frac{250 \text{ г}}{1160 \text{ г}} = 0,216 = 21,6 \text{ г/100 г} = 21,6\%$$

Таким образом, чтобы минерализацию в г/л выразить в форме г/100 г, необходимо величину минерализации в г/л разделить на объемный вес и на 10.

Минерализация природных вод меняется в очень широких пределах. Различают *пресные* воды с минерализацией до 1 г/л, *соленые* (минеральные) — 1—50 г/л и *рассолы* — более 50 г/л. Известны рассолы с содержанием солей до 500 г/л и более (Иркутский амфитеатр).

Из *общих химических свойств* воды особое значение имеют реакция среды и жесткость.

Реакция среды, т. е. щелочно-кислотные свойства воды, определяются, как известно, концентрацией ионов водорода H^+ , возникающих при диссоциации самих молекул воды. Хотя концентрация ионов H^+ ничтожна, но химическое их влияние очень велико.

Для удобства принято выразить концентрацию водородных ионов через показатель степени, взятый с обратным знаком; обозначают ее через рН. $\text{pH} = -\lg [\text{H}^+]$. При $\text{pH} = 7$ реакция среды нейтральная, в кислой среде рН меньше 7, в щелочной — больше 7.

Подавляющее большинство природных вод имеет рН от 6 до 8. Сниженное значение рН — до 5—5,5 (кислая среда) характерно для некоторых рассолов и углекислых вод. Щелочную реакцию имеют воды пресных водоемов; особенно большое значение рН (до 9—10) имеют воды содовых озер.

Жесткость воды проявляется в уменьшении растворимости мыла, в образовании накипи и т. п. Жесткие воды непригодны для

многих производств, на стенках паровых котлов они образуют плотный осадок, уменьшающий теплообмен.

Различают жесткость общую, устранимую и постоянную. *Общая жесткость* отвечает суммарному содержанию ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} , *устраиваемая* — той части кальция и магния, которая выпадает в осадок при кипячении (обычно это кальций и магний, связанные с гидрокарбонатными ионами); *постоянная жесткость* равна разности между общей и устранимой жесткостью т. е. содержанию ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} , не выпадающих в осадок при кипячении (обычно это соединения с хлор-ионом и сульфат-ионом).

В настоящее время жесткость определяют и выражают по содержанию в воде кальция и магния.

§ 17. ГАЗОВЫЙ СОСТАВ

Растворенные в воде газы имеют для гидрогеологии не меньшее значение, чем ионно-солевой состав вод. Среди растворенных газов преобладают азот (N_2), двуокись углерода (углекислый газ, CO_2) и метан (CH_4). Кроме того, часто встречаются кислород (O_2), сероводород (H_2S), гелий (He), аргон (Ar), этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8) и др.

Объем газа (измеренный при давлении 760 мм рт. ст. и температуре 20°C), растворенного в единице объема воды, называют *газонасыщенностью* воды, или газовым фактором. Газонасыщенность выражается в $\text{см}^3/\text{л}$, $\text{см}^3/\text{см}^3$ или $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Очень важным параметром растворенных газов является давление насыщения, или упругость. *Давлением насыщения* называется то минимальное давление, при котором весь газ еще находится в растворенном состоянии. Если давление воды больше давления насыщения, то весь газ находится в растворенном состоянии. Вода в этом случае недонасыщена газом. Если давление упало ниже давления насыщения, то газ не может сохраняться в растворенном состоянии, и из воды выделяется часть газа. Формирование многих газовых месторождений связано с выделением растворенного газа из воды при снижении пластового давления ниже давления насыщения.

Давление насыщения определяют расчетным путем по газонасыщенности и составу газа, а в длительно простаивающих скважинах — методом промера газонасыщенности по стволу скважины (см. § 53).

§ 18. ПЛОТНОСТЬ И ОБЪЕМНЫЙ ВЕС

Плотностью (ρ) называется отношение массы вещества (m) к его объему (V):

$$\rho = \frac{m}{V}. \quad (14)$$

Плотность зависит от температуры. В СССР плотность жидкостей обычно измеряется при температуре 20°С. В системе СГС единицей плотности является $г/см^3$, в системе МКС — $кг/м^3$.

Химически чистая вода имеет максимальную плотность при температуре +4°С (более точно +3,98°С), равную $0,999\,973\ г/см^3$. С погрешностью, не превышающей 0,01%, можно считать, что плотность воды $\rho_4 = 1,0000\ г/см^3$. Относительная плотность — это отношение плотности вещества при температуре 20°С к плотности дистиллированной воды при температуре 4°С. При таком условии относительную плотность обозначают ρ_4^{20} . Относительная плотность — величина отвлеченная, безразмерная.

Объемный (удельный) вес γ — это отношение веса вещества (G) к его объему (V):

$$\gamma = \frac{G}{V}. \quad (15)$$

Наиболее употребительные единицы объемного веса $кг/м^3$ и $Г/см^3$.

Плотность и объемный вес веществ связаны между собой таким же соотношением, как масса и вес, а именно:

$$\gamma = a \cdot \rho \cdot g, \quad (16)$$

где g — ускорение силы тяжести;

a — коэффициент пропорциональности, зависящий от выбора единиц измерения.

Если величины, входящие в формулу (16), выражены в одной системе единиц, то $a=1$, и числовые значения плотности и удельного веса не совпадают, отличаясь на величину g .

Если применяются разные системы единиц, например плотность выражена в $г/см^3$, а удельный вес в $Г/см^3$, то $a \neq 1$; но множитель $a \cdot g$ весьма близок единице, и числовые значения плотности и удельного веса почти совпадают. Полное совпадение этих числовых значений будет только в местах с нормальным ускорением силы тяжести ($g=980,665\ см/сек^2$). На территории СССР, учитывая возможное отклонение ускорения силы тяжести от нормального, разница между численными значениями плотности и объемного веса, выраженных соответственно в $г/см^3$ и $Г/см^3$ ($кг/м^3$ и $КГ/м^3$), может достигать примерно 0,2%. Этой разницей можно пренебрегать, если она мала в сравнении с погрешностью замеров или расчетов.

Близкие величины или совпадение численных значений плотности и объемного веса нередко приводят к смешению понятий «плотность» и «объемный вес».

Плотность природных вод изменяется от 1 до $1,2\ г/см^3$, увеличиваясь с возрастанием минерализации. На рис. 16 приведена зависимость плотности (при 20°С) воды от содержания в ней поваренной соли (NaCl), а также нанесены воды и рассолы крупных артезианских бассейнов. По этому графику можно определить минерализацию природных вод, зная их плотность. Наилучшее совпадение то-

чек получено при минерализации до 130 г/л, при большей минерализации природные рассолы являются несколько более плотными, чем растворы NaCl одинаковой минерализации.

В некоторых нефтяных районах плотность воды измеряют в градусах Боме ($^{\circ}\text{Be}'$). Один градус Боме — это плотность воды, в 100 см³ которой растворен 1 г поваренной соли. Для пересчета солености в градусах Боме на плотность пользуются специальными

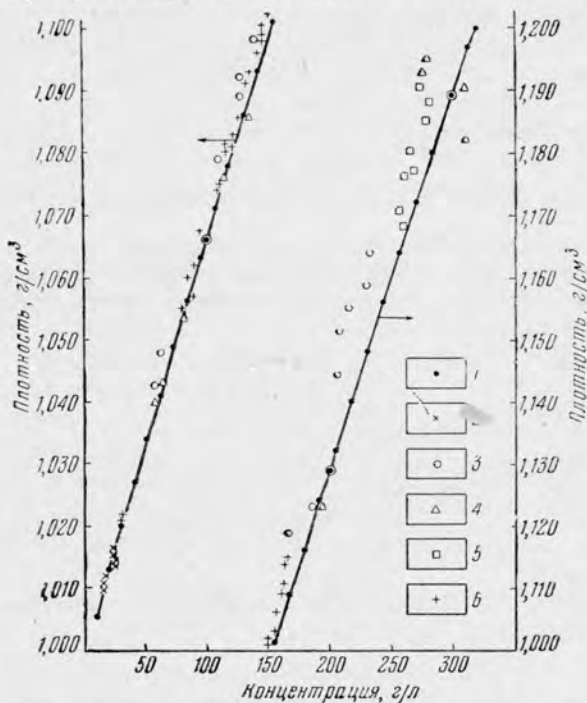


Рис. 16. Зависимость плотности растворов поваренной соли и плотности подземных вод от минерализации

1 — поваренная соль; 2 — воды Западно-Сибирского бассейна; 3 — воды Печорского бассейна; 4 — воды Ангаро-Ленского бассейна; 5 — воды Волго-Уральского бассейна (Татария); 6 — воды Южно-Мангышлакского бассейна

таблицами. Однако следует помнить, что точное значение плотности можно получить лишь при абсолютном преобладании в растворе ионов хлора и натрия.

Плотность вод сильно зависит от температуры. Об изменении объема (и соответственно плотности) в зависимости от температуры судят по коэффициенту объемного теплового расширения α . Он показывает, какую долю первоначального объема тела при 0° С составляет изменение объема, вызванное изменением температуры на 1° С.

Коэффициент теплового расширения воды изменяется с температурой. Известно, что вода в интервале температур 0—4° С уменьшается в объеме, а при дальнейшем повышении температуры начинает увеличиваться в объеме, но неравномерно.

Коэффициент теплового расширения воды равен в среднем: в интервале 4—10° С $6,5 \cdot 10^{-5}$ 1/град; в интервале 10—20° С $15 \cdot 10^{-5}$ 1/град, в интервале 65—70° С $58 \cdot 10^{-5}$ 1/град.

Некоторое влияние на плотность воды оказывает давление. С повышением давления вода сжимается, плотность ее увеличивается.

Растворенные газы влияют на плотность воды незначительно. При обычной газонасыщенности (до 1—2 м³/м³) их влиянием можно пренебрегать.

§ 19. СЖИМАЕМОСТЬ И ПЛАСТОВЫЙ ОБЪЕМНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ

Изменение объема жидкости под действием давления характеризует сжимаемость жидкости. Коэффициент сжимаемости β показывает, на какую долю уменьшается объем воды при увеличении давления на 1 кг/см²

$$\beta = \frac{V_0 - V_p}{V_0 \cdot \Delta P}, \quad (17)$$

где V_0 — начальный объем жидкости;

V_p — объем жидкости при увеличении давления на ΔP .

Коэффициент сжимаемости природных вод несколько изменяется в различных интервалах давления, но основное влияние на его величину оказывают газонасыщенность, температура и химический состав воды.

Коэффициент сжимаемости пластовых вод нефтяных месторождений обычно лежит в пределах

$$(3 \div 5) \cdot 10^{-5} \frac{1}{\frac{\text{кг}}{\text{см}^2}}.$$

Хотя эта величина в целом небольшая (вода — плохосжимаемая жидкость), но поскольку в недрах земли существуют большие давления, со сжимаемостью воды приходится считаться при ряде точных расчетов.

В пластовых условиях нефть и вода подвергаются действию не только давления, но и температуры; в них растворяется большое количество газа. Давление уменьшает объем жидкостей, а температура и растворенный газ приводят к увеличению объема. Чтобы оценить суммарное действие этих факторов, было предложено использовать так называемый *пластовый объемный коэффициент* (b). Объемный коэффициент пластовой жидкости — это отношение объема жидкости $V_{пл}$ в пластовых условиях к объему V_n той массы жидкости при давлении 1 кг/см² и температуре 20° С

$$b = \frac{V_{пл}}{V_n}. \quad (18)$$

Объемный коэффициент пластовой жидкости показывает, во сколько раз больший объем занимала жидкость в пласте по сравнению с ее объемом на поверхности. Для природных вод объемный пластовый коэффициент редко превышает 1,2, тогда как для нефтей известны его значения до 2 и более.

§ 20. ОЦЕНКА ПЛОТНОСТИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ПРИ БОЛЬШИХ ДАВЛЕНИИ И ТЕМПЕРАТУРЕ

Изучение вод глубоких горизонтов с высокими давлением и температурой заставляет учитывать влияние данных факторов на величины физических параметров пластовых вод. Это особенно важно для плотности.

Физические свойства вод с сохранением пластовых условий можно определять в специальных лабораториях. Для этого надо отбирать пробы воды глубинными пробоотборниками. Не говоря о трудоемкости этих работ, надо отметить, что пока нет массовых приборов для подобных определений. Аппаратура, выпускаемая для анализа пластовых нефтей, непригодна для анализа вод. Поэтому приходится прибегать к расчетным методам оценки физических свойств пластовых вод.

Плотность пластовой воды было предложено рассчитывать, пользуясь величиной температурного коэффициента плотности (М. В. Мирошников), по формуле

$$\rho_t = \rho_{20} + \frac{A(20 - t)}{1000}, \quad (19)$$

где ρ_t — плотность воды при температуре $t^\circ \text{C}$;

ρ_{20} — плотность воды при 20°C ;

A — температурный коэффициент плотности при 20°C (он зависит от минерализации и химического состава воды и приведен в «Справочнике химика»).

При этом методе влияние давления не учитывается. Поправку за давление предполагалось вводить исходя из коэффициента сжимаемости воды (И. Г. Киссин). Но расчетные формулы настолько громоздки, что этот путь почти не получил практического применения. Кроме того, была предложена номограмма (Н. М. Кругликов), пригодная для ориентировочной оценки плотности пресных и слабосоленых вод с учетом влияния температуры и давления.

Плотность пластовой воды при различных температуре и давлении удобно вычислять, пользуясь объемным пластовым коэффициентом.

Как указывалось,

$$b = \frac{V_{пл}}{V_n}.$$

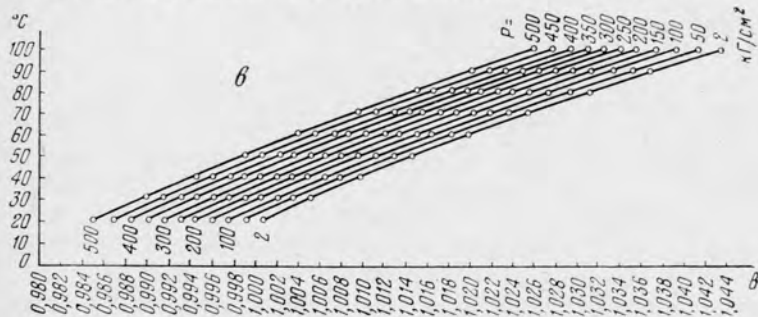
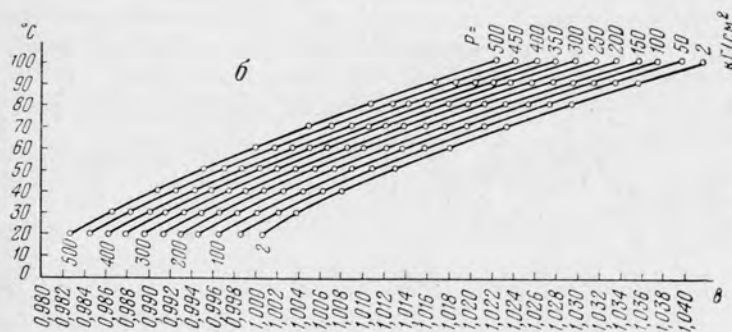
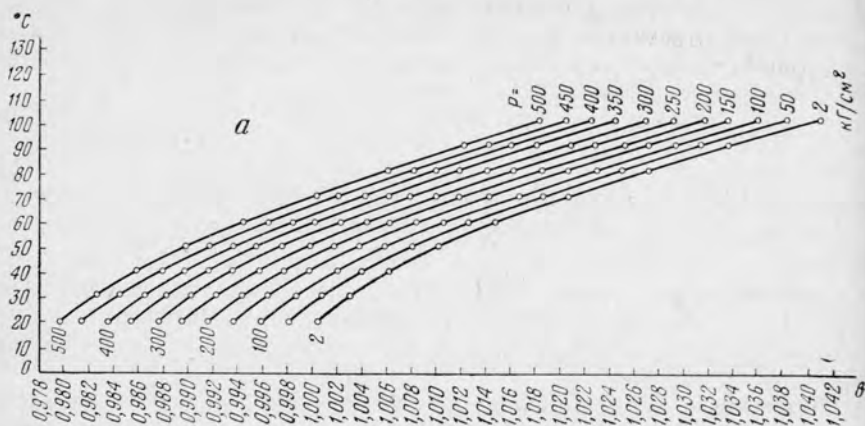


Рис. 17. Зависимость объемного коэффициента от температуры и давления для воды и раствора поваренной соли различной концентрации

а — дистиллированная вода; б — раствор с концентрацией NaCl 100 г/л; в — раствор с концентрацией NaCl 200 г/л

Умножив числитель и знаменатель на массу воды m и учитывая, что $\frac{m}{V_H} = \rho_{20}$, а $\frac{m}{V_{пл}} = \rho_{пл}$, получим

$$b = \frac{V_{пл}}{V} \cdot \frac{m}{m} = \frac{m}{V} : \frac{m}{V_{пл}} = \frac{\rho_{20}}{\rho_{пл}}. \quad (20)$$

Отсюда плотность воды в пластовых условиях равна плотности этой воды в нормальных условиях, деленной на величину пластового объемного коэффициента:

$$\rho_{пл} = \frac{\rho_{20}}{b}. \quad (21)$$

Для нахождения значений пластового объемного коэффициента воды в большом диапазоне изменения минерализации, температуры и давления автором по опытным данным ряда исследователей были рассчитаны и построены специальные графики. Три из них приведены на рис. 17.

Пример. Вода имеет плотность в нормальных условиях $1,151 \text{ г/см}^3$. Ее минерализация равна 180 г/л . Пластовое давление 210 кг/см^2 , температура 80°С . Определить плотность воды в пластовых условиях.

По графику (см. рис. 17, б) находим, что объемный коэффициент воды с минерализацией 100 г/л при температуре 80°С и давлении 210 кг/см^2 равен $1,021$. Объемный коэффициент воды с минерализацией 200 г/л при тех же условиях равен $1,024$ (см. рис. 17, в). Пользуясь правилом пропорции, находим объемный коэффициент воды с минерализацией 180 г/л . Он примерно равен $1,023$.

По формуле (21) находим:

$$\rho_{пл} = \frac{\rho_{20}}{b} = \frac{1,151}{1,023} = 1,125 \text{ г/см}^3.$$

Если вода обладает высокой газонасыщенностью, то необходимо еще учитывать влияние для большинства природных вод, менее $1 \text{ м}^3/\text{м}^3$, эта поправка ничтожна и ею можно пренебречь.

§ 21. ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТЬ

Электропроводность природных вод обусловлена тем, что они являются электролитами; растворенные в них вещества диссоциированы на ионы, которые служат носителями электрических зарядов. Дистиллированная вода не проводит электрический ток.

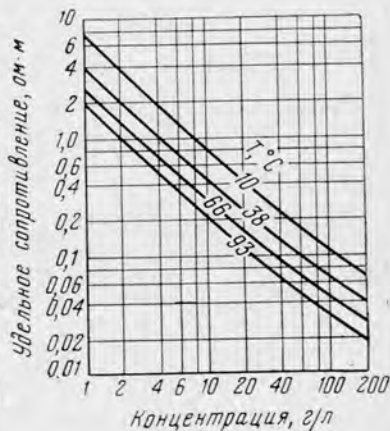


Рис. 18. Зависимость удельного электрического сопротивления растворов поваренной соли от концентрации и температуры

Мерой электропроводности служит удельное электрическое сопротивление (или просто удельное сопротивление). Удельное сопротивление — это сопротивление (в омах) такого проводника электрического тока, длина и сечение которого равны единице. В практике геофизических работ единицей удельного сопротивления служит $1 \text{ ом} \cdot \text{м}/\text{м}^2$, т. е. $1 \text{ ом} \cdot \text{м}$.

На рис. 18 показана зависимость удельного электрического сопротивления раствора поваренной соли от концентрации и температуры. Этим графиком можно пользоваться для определения удельного сопротивления большинства природных вод. Однако при наличии в воде большого количества (более 10%) гидрокарбонатов график дает существенные погрешности.

§ 22. ВЯЗКОСТЬ

Вязкостью, или внутренним трением, называется внутреннее сопротивление частиц жидкости ее движению.

За единицу абсолютной вязкости принимается вязкость такой жидкости, два слоя которой площадью 1 см^2 , отстоящих один от другого на расстоянии 1 см , перемещаются относительно друг друга со скоростью $1 \text{ см}/\text{сек}$ под действием касательной (сдвигающей) силы в 1 дину .

Единица абсолютной вязкости называется пуаз и обозначается греческой буквой μ . Одна сотая часть этой единицы называется сантипуазом (*спз*). Вязкость воды при температуре 20°C равна почти 1 спз .

Размерность абсолютной вязкости в системе СГС

$$\mu = \frac{z}{\text{сек} \cdot \text{см}}.$$

В гидравлике часто применяют так называемую кинематическую вязкость (ν), которая равна отношению абсолютной вязкости μ к плотности ρ :

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}. \quad (22)$$

Размерность кинематической вязкости в системе СГС

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} = \frac{z}{\text{сек} \cdot \text{см}} : \frac{z}{\text{см}^3} = \frac{\text{см}^2}{\text{сек}}.$$

Единица кинематической вязкости называется стоксом (*ст*).

Наибольшее влияние на вязкость всех жидкостей оказывает температура; вязкость уменьшается с повышением температуры.

Абсолютная вязкость воды

$t^\circ \text{C}$	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
$\mu, \text{спз}$	1,519	1,308	1,005	0,801	0,656	0,549	0,469	0,406	0,356	0,316	0,284

Растворенные соли увеличивают вязкость воды, поэтому вязкость природных вод больше вязкости дистиллированной воды. О вязкости некоторых природных вод в зависимости от температуры можно судить по рис. 19. Этот рисунок также показывает, что давление и растворенные газы оказывают очень малое влияние на вязкость природных вод; обычно их влиянием можно пренебрегать.

§ 23. ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

Химический анализ вод делают для определения химического состава и для оценки их полезных и вредных свойств.

Различают общий анализ и специальные анализы.

Общий анализ включает определение пяти главных ионов: Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} (Na^+ вычисляется по разности содержания анионов и катионов), минерализации, плотности и pH воды. Иногда этот анализ называют стандартным, или шестичленным.

Специальные анализы весьма разнообразны. При поисках нефти и газа в подземных водах в дополнение к общему анализу обычно определяют J, Br, аммоний, различные органические соединения. Большое значение придается анализу газовой составляющей природных вод.

Санитарный анализ проводится для оценки годности воды для питья и бытового использования. Он включает определения ионов NH_3^+ , NO_2^- , NO_3^- и окисляемости воды. Иногда проводится и бактериологический анализ.

Бальнеологические анализы проводят для оценки целебных свойств природных вод. Обычно эти анализы наиболее полные, они включают определения сульфидов, железа, мышьяка, лития, радиоактивности и газовой составляющей.

Технические анализы служат для выявления пригодности воды для технических нужд: для закачки в нефтяные пласты, для питания паровых котлов, для оценки коррозионных свойств и т. п.

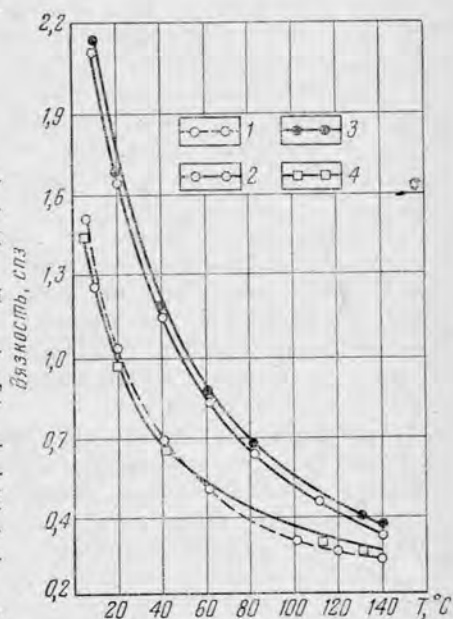


Рис. 19. Зависимость вязкости природных вод от температуры (по В. И. Сергеевич и Т. П. Жузе)

1 — вода Каспийского моря при 300 кг/см^2 ; 2 — подземная вода хлор-кальциевого типа с минерализацией 210 г/л при давлении 200 кг/см^2 ; 3 — то же, при давлении 300 кг/см^2 ; 4 — дистиллированная вода при давлении 300 кг/см^2

Методика химического анализа вод и газов описана в специальных руководствах.

§ 24. СПОСОБЫ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ХИМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ВОД

При химическом анализе воды определяют содержание в ней ионов. Содержание ионов можно выражать в весовой, эквивалентной и процент-эквивалентной формах.

Весовая ионная форма наиболее употребима, она является исходной для получения других форм выражения химического состава воды. Содержание отдельных ионов выражают в миллиграммах (иногда в граммах) и относят к 100 г, к 100 см³ или 1 л раствора.

Весовая ионная форма не применяется для газов и коллоидов.

Эквивалентная форма основана на том, что ионы взаимодействуют между собой не в весовом количестве, а в количествах, зависящих от их веса и валентности.

Например, ион Na⁺ реагирует с ионом Cl⁻ не в количестве 1 г Na⁺ на 1 г Cl⁻, а в эквивалентном количестве, т. е. 1 эквивалент Na⁺ с 1 эквивалентом Cl⁻.

Эквивалентом (эквивалентным весом) иона называется частное от деления ионного веса на валентность иона. Например, эквивалент Na⁺ равен 23 : 1 = 23; эквивалент Cl⁻ — 35,5 : 1 = 35,5. Следовательно, Na⁺ реагирует с Cl⁻ в количествах 23 весовых единицы Na⁺ с 35,5 весовыми единицами Cl⁻.

Для перехода от весовой ионной формы к эквивалентной необходимо содержание иона, выраженное в миллиграммах или граммах, разделить на величину эквивалента данного иона (или умножить на коэффициент реакции, представляющий обратную величину эквивалента иона). Значения эквивалентов и коэффициентов реакции приведены в табл. 3. Например, содержание иона Ca²⁺ 40 мг на 100 г воды в эквивалентной форме будет равняться 40 : 20 = 40 · 0,05 = 2 мг · экв на 100 г воды.

Таблица 3

Эквиваленты и коэффициенты реакции некоторых ионов

Ион	Эквивалент (делить)	Коэффициент реакции (умножать)	Ион	Эквивалент (делить)	Коэффициент реакции (умножать)
Ca ²⁺	20,0	0,050	Cl ⁻	35,5	0,0282
Mg ²⁺	12,2	0,0820	SO ₄ ²⁻	48,0	0,0208
Na ⁺	23,0	0,0435	HCO ₃ ⁻	61,0	0,0164
K ⁺	39,1	0,0256	CO ₃ ²⁻	30,5	0,0328

Если содержание какого-либо иона выражают в эквивалентной форме, то перед химическим символом иона ставят букву r , например $r\text{Na}^+$, $r\text{Cl}^-$ и т. д.

Если все анионы и катионы выразить в эквивалентной форме, то сумма анионов ($\sum r_a$) всегда должна быть равна сумме катионов ($\sum r_k$):

$$\sum r_a = \sum r_k. \quad (23)$$

Используя это равенство, можно определять содержание одного из главных ионов, если известно содержание пяти остальных главных ионов. Именно так и определяют содержание Na^+ .

Процент-эквивалентная форма получается из эквивалентной формы. Она показывает относительную долю данного иона в общей сумме растворенных ионов в воде. Общая сумма всех ионов, взятых в эквивалентной форме, приравнивается 100% (иногда 200%):

$$\sum r_a + \sum r_k = \sum r = 100\% \text{ экв.}$$

Сумма всех анионов, равная сумме катионов, составляет 50% экв:

$$\sum r_a = \sum r_k = 50\% \text{ экв.}$$

Содержание каждого иона выражают в процентах от суммы всех ионов. Это и будет процент-эквивалентная форма изображения химического состава воды.

Обычно результаты химического анализа природных вод представляют в виде таблиц, где параллельно приведены весовая ионная, эквивалентная и процент-эквивалентная формы. Кроме того, указывают дату и условия отбора пробы воды, плотность, температуру, рН и т. п. Пример химического анализа воды приведен в табл. 4.

Для изображения химического состава вод используют также *формулу М. Г. Курлова*. Она представляет собой ложную дробь, где в числителе указывают содержание анионов, а в знаменателе — содержание катионов в процент-эквивалентной форме. Перед чертой отмечают важнейшие компоненты газового состава и величину минерализации в граммах на литр. После черты пишут температуру T .

Например, формула Курлова для воды, состав которой приведен в табл. 4, имеет следующий вид:

$$\text{CH}_4\text{M}_{57} \frac{\text{Cl}49\text{SO}_41}{\text{Na}27\text{Ca}18\text{Mg}5} T = 50^\circ\text{C}.$$

Для нефтяных вод обычно используют *характеристики Пальмера*, которые представляют собой группы солей, образованных из ионов по правилу Фрезениуса. Оно гласит, что ионы соединяются между собой в порядке убывания химической активности. С учетом растворимости образующихся солей этот порядок следующий: анионы Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , катионы Na^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} . Согласно

правилу Фрезениуса сначала соединяются ионы Cl^- и Na^+ ; при избытке Cl^- его остаток соединяется с Mg^{2+} ; при избытке Na^+ его остаток соединяется с SO_4^{2-} и т. д.

Таблица 4

Химический состав воды

Плотность $\rho_4^{20} = 1,038$. Температура $t = 50^\circ \text{C}$, pH 6,0.
Газонасыщенность $G = 200 \text{ см}^3/\text{л}$

Содержание на 100 г воды	мг	мг·экв	% экв
Cl^-	3493	98,4	49,2
SO_4^{2-}	79	1,5	0,7
HCO_3^-	28	0,3	0,1
Na^+	1235	53,0	26,5
Mg^{2+}	129	10,8	5,4
Ca^{2+}	727	36,3	18,1
Сумма ионов	5691	200,3	100,0

По Пальмеру, выделяется шесть групп солей (характеристик): первая соленость (S_1), вторая соленость (S_2), первая щелочность (A_1), вторая щелочность (A_2), третья соленость (S_3) и третья щелочность (A_3). Основными являются первые четыре характеристики.

Первая соленость — это соли сильных оснований и сильных кислот. В природных водах она представлена хлоридами натрия (NaCl) и сульфатами натрия (Na_2SO_4).

Вторая соленость — соли щелочноземельных металлов и сильных кислот. Это хлориды и сульфаты магния и кальция, обуславливающие постоянную жесткость воды.

Первая щелочность представлена солями щелочных металлов и слабых кислот. Наиболее распространенной из таких солей является питьевая сода (NaHCO_3). Первая щелочность и вторая соленость исключают друг друга и не могут присутствовать в воде одновременно.

Вторая щелочность — это соли щелочноземельных металлов и слабых кислот (гидрокарбонаты магния и кальция). Она соответствует устранимой жесткости.

Характеристики S_3 и A_3 образуются ионами, не относящимися к главным. Третья соленость — это соли сильных кислот с очень слабыми катионами (хлориды и сульфаты железа, алюминия, свободная серная кислота). Третья соленость придает воде кислот-

ные свойства. Третья щелочность — соединения слабых кислот со слабыми катионами —, в природе почти не встречается.

Характеристики Пальмера вычисляют по результатам химического анализа в процент-эквивалентной форме.

Для воды, анализ которой приведен в табл. 4, характеристики Пальмера составят: $S_1=53,0\%$ экв, $S_2=46,8\%$ экв, $A_2=0,2\%$ экв.

§ 25. ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ СОСТАВА ВОД

Графическое изображение состава вод применяют для наглядности; оно полезно для быстрого сравнения состава различных вод, для изображения на картах, планах, разрезах и т. п. Предложено много графиков солевого состава вод.

График Роджерса (рис. 20) состоит из трех прямоугольников (столбиков) одинаковой высоты. В крайних столбиках размещены ионы в порядке убывания их химической активности, один столбик отводится анионам, другой — катионам. Вся высота столбиков соответствует 50% экв. Средний столбик предназначен для характеристик Пальмера. Его высота приравнивается 100% экв.

График Роджерса дает наглядное изображение состава воды в процент-эквивалентной форме и позволяет легко графически находить характеристики Пальмера.

График-круг Толстихина также изображает состав воды в процент-эквивалентной форме (рис. 21). Минерализация воды подписывается около круга или же соответствует радиусу круга в определенном масштабе.

Метод «узоров» (Стифф, Хельквист и др.) заключается в том, что содержание главных ионов (в миллиграмм-эквивалентной форме) откладывается в определенном масштабе в виде отрезков

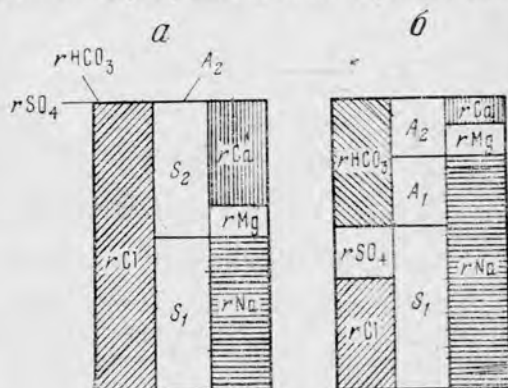


Рис. 20. График Роджерса

a — жесткая вода, анализ приведен в табл. 4; *b* — щелочная вода

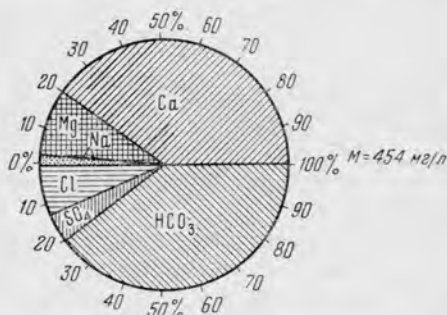


Рис. 21. График-круг Толстихина

от одной общей оси. Концы отрезков соединяются ломаной линией, образующей сложный узор (рис. 22).

Полулогарифмическая диаграмма (Шеллер) представляет собой график, где по оси абсцисс через равные промежутки отложены ионы, а по оси ординат — их содержание в миллиграмм-эквивалентах (в полулогарифмическом масштабе). Точки соединяются ломаной линией (рис. 23). Способ удобен тем, что на одну диаграмму можно нанести большое число анализов вод и легко сравнивать их между собой.

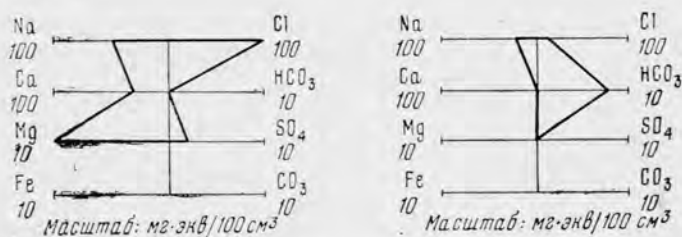


Рис. 22. График-узор Стиффа

§ 26. КЛАССИФИКАЦИЯ ВОД ПО ХИМИЧЕСКОМУ СОСТАВУ

Существует много классификаций природных вод по их химическому составу, но используются немногие из них. В большинстве классификаций применена процент-эквивалентная форма выражения состава вод.

Классификация С. А. Шукарева основана на преобладании одного или нескольких из трех главных анионов и одного или нескольких из трех главных катионов, содержащихся в количестве более 12,5% экв. Водам присваиваются названия: натриевая хлоридная, натриевая гидрокарбонатно-хлоридная и т. п. Всего выделяется 49 классов вод.

Проста классификация Н. И. Толстихина. Все воды подразделены по преобладающему аниону на три класса — гидрокарбонатный, сульфатный и хлоридный, внутри которых выделяются подклассы (по преобладающему катиону) — кальциевый, магниевый и натриевый.

Среди нефтяников широкое признание получила классификация В. А. Сулина. Воды подразделены на четыре типа по характерным соотношениям главных ионов, а затем — на группы и подгруппы по преобладающему аниону и катиону. Характерные соотношения, положенные в основу выделения типов, названы генетическими коэффициентами:

$$\frac{rNa^+}{rCl^-}; \quad \frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}} \quad \text{и} \quad \frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}}.$$

С помощью этих коэффициентов выделены четыре генетических типа вод (табл. 5).

Почему возникли такие названия? Возьмем для примера гидрокарбонатно-натриевый тип. Для него $\frac{r_{Na^+}}{r_{Cl^-}} > 1$ и $\frac{r_{Na^+} - r_{Cl^-}}{r_{SO_4^{2-}}} > 1$. Это значит, что согласно правилу Фрезениуса количество иона Na^+ таково, что он связал весь Cl^- , весь SO_4^{2-} и еще остался для связывания гидрокарбонат-иона. Следовательно, в воде присутствует гидрокарбонат натрия. Так же обстоит дело и с названиями других типов вод.

Выделяемым типам воды В. А. Сулин придавал генетическое значение, поскольку они приблизительно отвечают определенным обстановкам формирования и существования природных вод. Так, воды сульфатно-натриевого типа характерны для зон раскрытого залегания пластов. Напротив, рассолы хлор-кальциевого типа обычно встречаются в глубоких горизонтах, в обстановке застойности или затрудненного водообмена. Воды гидрокарбонатно-натриевого типа малой минерализации известны в областях раскрытого залегания пород, а при высокой минерализации с повышенной хлоридностью — в глубоких горизонтах с затрудненным водообменом. Хлор-магниевый тип характерен для морских вод, а также появляется при смешении вод хлор-кальциевого и гидрокарбонатно-натриевого типов.

Нефтяники весьма часто подразделяют воды на щелочные, жесткие и кислые, используя характеристики Пальмера. В щелочных водах присутствует первая щелочность ($A_1 > 0$), в жестких водах, напро-

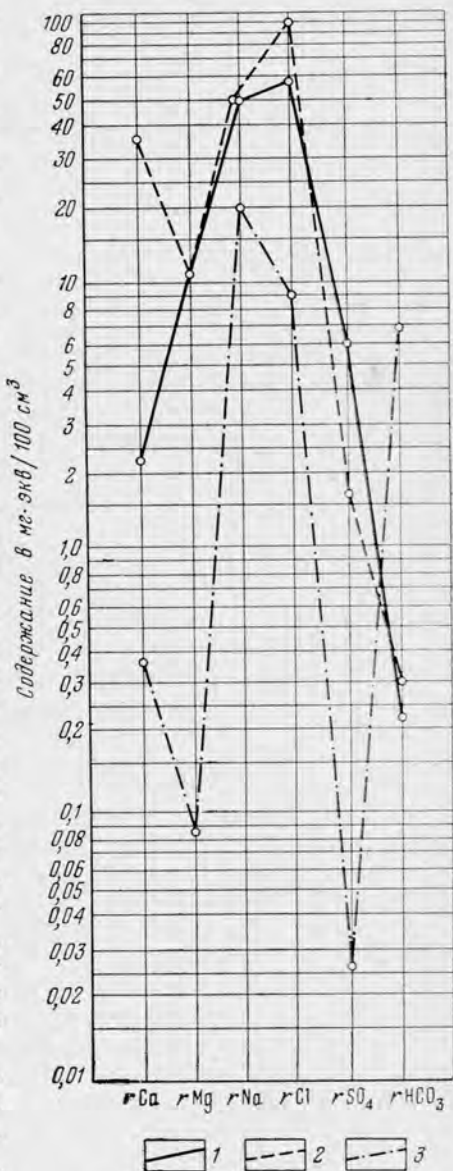


Рис. 23. Диаграмма Шеллера

1 — морская вода; 2 — жесткая вода, анализ дан в табл. 4; 3 — щелочная вода

Генетические типы вод по В. А. Сулину

Тип воды	Коэффициенты		
	$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}}$	$\frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}}$
Сульфатно-натриевый	>1	<1	—
Гидрокарбонатно-натриевый	>1	>1	—
Хлор-магниевый	<1	—	<1
Хлор-кальциевый	<1	—	>1

тив, нет первой щелочности, но есть вторая соленость ($S_2 > 0$). Для кислых вод характерно наличие свободных кислот (соляной, серной), а также хлоридов и сульфатов железа и алюминия, которые образуют так называемую третью соленость ($S_3 > 0$).

Помимо названных, имеются также и другие классификации подземных вод, причем в последнее время большее значение придается их газовому составу.

Глава 5

ПРОИСХОЖДЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД
И ИХ ПРОМЫШЛЕННОЕ ЗНАЧЕНИЕ

§ 27. ПРОИСХОЖДЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Подземные воды могут образовываться как за счет возникновения молекул воды под землей, так и за счет поступления воды в горные породы из гидросферы и атмосферы. Под землей вода может образоваться вследствие некоторых реакций в магматических очагах и при дегидратации ряда минералов. Эти воды еще мало изучены.

Из гидросферы и атмосферы воды попадают в горные породы либо при процессах осадконакопления (седиментации), либо проникая в уже сформированные горные породы различного происхождения. В первом случае воды называются седиментационными, во втором — инфильтрационными.

Седиментационные воды — это воды тех бассейнов, в которых происходило накопление минеральных осадков, давших начало горным породам. Донные неуплотненные илы содержат 80—90% воды. Постепенно по мере накопления вышележащих осадков и уплотнения илов седиментационная вода отжимается. В песчаных осадках

первоначально также содержалась седиментационная вода, но она постепенно уступала место водам, отжимаемым из глин (илов).

Процесс отжатия седиментационных вод, видимо, затухает с глубиной. Есть основания полагать, что в современную геологическую эпоху процессы отжатия вод проявляются в отложениях, залегающих не глубже 3000—4000 м.

Инфильтрационные воды образуются за счет атмосферных осадков, речных, озерных и морских вод, проникающих в породы.

Инфильтрационные воды вначале существуют в виде грунтовых вод, а затем частично как артезианские. Они замещают седиментационные и древние инфильтрационные воды, находившиеся ранее в породах.

По смене седиментационных вод инфильтрационными в гидрогеологической истории района различают *гидрогеологические циклы*. Первая часть гидрогеологического цикла — *седиментационный этап*, когда образуются седиментационные воды. Он начинается со времени тектонического погружения и трансгрессии. Седиментационный этап заканчивается, когда на значительной части площади района, занятого бассейном седиментации, происходит тектоническое поднятие, регрессия и начинается разрушение водоносных пород. Этот момент соответствует второму этапу гидрогеологического цикла — *инфильтрационному*. За время инфильтрационного этапа образуются инфильтрационные воды, которые постепенно вытесняют седиментационные воды. Инфильтрационный этап заканчивается, когда новая трансгрессия захватывает наземные выходы водоносных пород и начинается накопление молодых осадков. С завершением инфильтрационного этапа заканчивается и весь гидрогеологический цикл (А. А. Карцев, Е. А. Барс и др.).

В течение седиментационного этапа нового гидрогеологического цикла происходит накопление седиментационных вод в молодых отложениях. В отложениях, образовавшихся в седиментационный этап предшествующего цикла, происходит перераспределение воды и возобновляется выжимание древних седиментационных вод из глин в породы-коллекторы. Это происходит до тех пор, пока из глин еще может отжиматься вода.

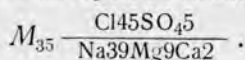
Таким образом, со сменой гидрогеологических этапов постоянно происходит замещение одних вод другими. На седиментационных этапах в пласты-коллекторы внедряются седиментационные воды, происходит *седиментационный водообмен*.

На инфильтрационных этапах в пласты-коллекторы внедряются инфильтрационные воды, происходит *инфильтрационный водообмен*.

§ 28. ФОРМИРОВАНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА

Формирование химического (и газового) состава подземных вод происходит в результате весьма сложного комплекса процессов. Многие стороны этих процессов неизвестны до настоящего времени.

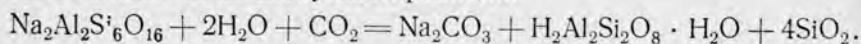
Первоначально в осадочные породы морского происхождения попадают седиментационные воды. Они сходны, видимо, с нормальной морской водой, состав которой выглядит так:



Но уже в донных илах состав воды начинает меняться под влиянием катионного обмена, восстановления сульфатов, разложения органических остатков и т. п.

Пресные инфильтрационные воды, проходя через различные горные породы, растворяют многие соли — происходит *выщелачивание* пород. Помимо собственно растворения солей, при выщелачивании большую роль играет диффузия ионов и солей из пород в воду.

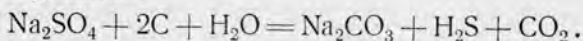
К наиболее распространенным в породах водорастворимым солям относятся хлорид натрия, карбонат магния, сульфат кальция. Гораздо хуже растворим карбонат кальция, но ввиду его чрезвычайно широкого распространения растворение карбоната кальция имеет очень большое значение. Если в воде содержится углекислота, то происходит разложение нерастворимых в воде силикатов и алюмосиликатов по следующей реакции:



В результате этого процесса в воде накапливаются карбонаты и гидрокарбонаты натрия (а также магния и кальция).

Большое значение имеет *катионный обмен* между водами и породами. Он заключается в том, что катионы, присутствующие в воде, замещаются катионами, адсорбированными (поглощенными) глинистыми минералами. Особенно большое значение имеет обмен катиона натрия высокоминерализованных вод на поглощенный кальций пород, в результате чего формируются воды хлор-кальциевого типа (по В. А. Сулину).

Некоторые процессы, изменяющие химический состав вод, происходят под действием микроорганизмов. Например, хорошо изучено восстановление сульфатов вод в присутствии органических веществ особыми видами бактерий. Химически процесс сводится к следующей реакции:



В результате вода обедняется сульфатами и обогащается содой.

На величину и состав минерализации вод влияют также подземное испарение воды, инфильтрационные эффекты, гидратация минералов и другие процессы.

Изменения химического состава подземных вод в процессе глубокого взаимодействия вод и пород называются *метаморфизацией* подземных вод.

В результате глубокой метаморфизации подземные воды становятся *хлоридными кальциево-натриевыми рассолами* с минерализацией до 300 г/л, иногда до 600 г/л. Это колоссальное возрастание

минерализации подземных вод главным образом за счет роста содержания ионов хлора, натрия и кальция еще не получило признанного объяснения. Процессы, описанные выше, хотя и играют важную роль, не могут объяснить такого роста минерализации. Например, опытами показано, что при выщелачивании обычных осадочных пород минерализация вод достигает только 50 г/л. Правда, если есть большие массы каменной соли, то минерализация воды может иметь гораздо большие значения. Наиболее концентрированные рассолы известны в таких районах, где есть каменная соль.

Многие исследователи указывали на участие магматических вод в формировании хлоридных кальциево-натриевых рассолов. Эти указания сейчас могут рассматриваться только как предположения.

§ 29. ВЕРТИКАЛЬНАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ

Химический состав и подвижность подземных вод закономерно изменяются как по площади артезианских бассейнов, так и по разрезу. Последнее явление называется вертикальной зональностью подземных вод. Различают гидродинамическую и гидрохимическую зональность.

Гидродинамическая зональность проявляется в различии подвижности вод разных комплексов. Обычно выделяют три зоны: 1) интенсивного (свободного) водообмена, 2) затрудненного водообмена и 3) весьма замедленного водообмена (или застойную). Считается, что эти три зоны располагаются в указанном порядке сверху вниз в разрезе артезианских бассейнов. Определить границы зон и как-то количественно охарактеризовать подвижность вод каждой зоны очень трудно. Поэтому на практике о гидродинамических зонах часто судят по минерализации и химическому составу вод, т. е. отождествляют гидродинамическую зональность с гидрохимической.

Гидрохимическая зональность проявляется в изменении минерализации, ионно-солевого и газового составов подземных вод в разрезе артезианских бассейнов.

На основе изменения минерализации предложено выделять четыре гидрохимические зоны (Н. И. Толстихин и др.):

- 1) зону А пресных вод (минерализация менее 1 г/л);
- 2) зону Б солоноватых вод (1—10 г/л);
- 3) зону В соленых вод (10—50 г/л);
- 4) зону Г рассолов (более 50 г/л).

Положение различных зон в разрезе бассейнов не всегда одинаково. Наиболее часто встречаются артезианские бассейны, где минерализация вод с глубиной постепенно увеличивается, начиная от пресных вод до рассолов на глубине. Это так называемая нормальная гидрохимическая зональность. В сухих климатических областях со слабой инфильтрацией гидрохимический разрез обычно начинается не пресными, а солоноватыми водами. Наконец, известны бас-

сейны, где минерализация вод в некоторых интервалах с глубиной уменьшается. Это явление называется гидрохимической инверсией, а сама зональность — *инверсионной*.

Гидрохимическая зональность по величине минерализации вод не всегда является достаточной. Одинаковая минерализация может возникнуть за счет разных процессов, например при выщелачивании соленосных пород и при глубинной метаморфизации. Поэтому было предложено выделять гидрохимические зоны с учетом ионно-солевого состава вод.

По В. А. Сулину, выделяют три зоны, каждой из которых присущи воды характерного состава. Первая — «зона свободного водообмена» характеризуется наличием вод сульфатно-натриевого типа и вод кальциевой подгруппы гидрокарбонатной группы гидрокарбонатно-натриевого типа. Вторая — «зона затрудненного водообмена» включает воды гидрокарбонатно-натриевого и хлор-магниевого типов (иногда и сульфатно-натриевого типа хлоридной группы натриевой подгруппы). В третьей зоне — «зоне отсутствия водообмена» распространены воды хлор-кальциевого типа. В. А. Сулин предполагал, что в каждой из зон протекают специфические геохимические процессы, ведущие к формированию вод определенного типа.

§ 30. ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ КАК ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

Подземные воды являются ценнейшим полезным ископаемым. На их поиски, разведку и добычу затрачивают огромные средства, которые с лихвой окупаются.

Подземные воды ценны как сами по себе, так и благодаря тому, что они являются сырьем для добычи целого ряда веществ, необходимых в народном хозяйстве.

Пресные подземные воды стали использоваться человеком еще в глубокой древности. Искусство поисков подземных вод всегда высоко ценилось в странах с жарким засушливым климатом. Сейчас в связи с огромным ростом населения, освоением новых земель подземные воды используются для питьевых, промышленных и сельскохозяйственных нужд в невиданных прежде масштабах.

В нефтяной промышленности подземные воды широко применяются при *заводнении* нефтяных месторождений. Исследования показали, что применение минеральных подземных вод для этой цели часто увеличивает степень отмывки нефти из пород, повышает нефтеотдачу. Кроме того, подземные воды обычно чище, чем поверхностные воды, поэтому требуют меньшей предварительной подготовки и обработки перед закачкой в нефтяные пласты. Для добычи подземных вод бурят специальные скважины, нередко глубиной до 1500 м. Сейчас глубокие подземные воды добывают и закачивают в недра многих нефтяных месторождений в Западной Сибири (Усть-Балык, Мегион и др.), в Казахстане (Узень) и других районах.

Все рассолы и минеральные воды обладают *целбными свойствами*. Наиболее широко в лечебных целях используются воды, обогащенные растворенными газами: углекислым и сероводородом. *Углекислые* минеральные воды распространены в областях недавних тектонических движений и магматических процессов. В СССР классической областью углекислых лечебных вод является Кавказ (Кисловодск, Ессентуки, Боржоми и др.).

Сероводородные воды часто характерны для нефтегазоносных районов. Сероводородные воды могут относиться к гидрокарбонатно-натриевому (Горячий Ключ, Тбилиси) и хлор-кальциевому (Мацеста, Прикамье, Серноводск) типам.

Целебные свойства многих вод, не содержащих сероводорода и углекислоты, определяются наличием некоторых микрокомпонентов. Среди таких вод выделяются железистые, йодистые, бромистые, мышьяковистые и др. Нужно отметить, что практически все воды и рассолы нефтегазовых месторождений могут использоваться в лечебных целях.

Особое место занимают *радиоактивные* воды. Их радиоактивность связана с наличием радия, урана и радона, содержащихся в очень малых количествах (например, вода считается радиоактивной, если в ней содержится радия больше $1 \cdot 10^{-14}$ г/л или урана более $3 \cdot 10^{-5}$ г/л). Воды, в которых среди радиоактивных веществ преобладает радон или радий, имеют лечебное значение. Из некоторых вод радий извлекается в промышленных количествах. Урановые и урано-радиевые воды являются поисковыми признаками урановых месторождений. Метод поисков урановых руд по радиоактивности вод сейчас занимает ведущее положение.

Чрезвычайно велико значение подземных рассолов и минеральных вод как сырья для добычи многих ценных веществ. К ним относятся йод, бром, бор, радий, хлористый натрий и много других веществ. В настоящее время йод и бром являются основными компонентами промышленного значения, которые получают из подземных рассолов.

Помимо минимальных концентраций йода и брома промышленные воды должны удовлетворять еще некоторым требованиям, обеспечивающим их рентабельную эксплуатацию. К числу таких требований относятся: глубины залегания не более 3000 м, уровни воды при работе скважин не ниже 200—600 м, дебиты скважин не менее 200—500 м³/сутки и др.

ЧАСТЬ II
ДИНАМИКА ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Глава 6

ОСНОВЫ ПОДЗЕМНОЙ ГИДРАВЛИКИ

§ 31. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О ФИЛЬТРАЦИИ

Движение гравитационной воды (нефти и газа) в горных породах называется *фильтрацией*.

Поры и трещины, развитые между минеральными зернами пород, имеют самые разные размеры, форму и могут располагаться самым различным образом друг относительно друга. Это обуславливает исключительную сложность путей и различную скорость движения жидкостей в пористой среде.

Практически невозможно точно установить законы движения жидкости по отдельным поровым каналам. Но для решения большинства практических задач такое изучение и не требуется. Вполне достаточно изучать движение жидкости в среднем для всего поперечного сечения породы. Важнейшей характеристикой такого обобщенного подхода к движению через пористую среду является *скорость фильтрации*.

Если обозначить объемный расход воды через Q , а площадь поперечного сечения породы, через которую фильтруется эта вода, через F , то скорость фильтрации

$$V = \frac{Q}{F}. \quad (24)$$

Определим размерность скорости фильтрации. Подставим в формулу (24) единичные значения расхода и площади:

$$V = \frac{1 \frac{\text{см}^3}{\text{сек}}}{1 \text{ см}^2} = 1 \frac{\text{см}}{\text{сек}}.$$

С физической точки зрения скорость фильтрации представляет собой фиктивную скорость, с которой двигалась бы вода, если бы пористая среда отсутствовала и вода двигалась в пустом пространстве от кровли до подошвы пласта.

Действительная средняя скорость движения воды получится, если объемный расход разделить на площадь поровых проходов

в сечении, перпендикулярном движению. Площадь поперечного сечения породы F отличается от площади проходов S на величину m коэффициента эффективной пористости, т. е.

$$S = F \cdot m. \quad (25)$$

Тогда действительная средняя скорость движения

$$V_d = \frac{Q}{F \cdot m} = \frac{V}{m}. \quad (26)$$

Формула (26) показывает, что для нахождения действительной средней скорости движения жидкости надо скорость фильтрации разделить на пористость.

§ 32. ЛИНЕЙНЫЙ ЗАКОН ФИЛЬТРАЦИИ

Решающее значение в изучении законов фильтрации подземных вод сыграли опыты, проведенные в 50-х годах прошлого века французским гидравликом Дарси. Сущность их сводилась к тому, что через трубку, набитую песком, пропускалась вода. Уровни воды на входе в трубку (H_1) и на выходе из нее (H_2) поддерживались постоянными (рис. 24). Изучалась зависимость расхода жидкости от перепада уровней воды (ΔH) и от размеров трубки (ее длины ΔL и площади поперечного сечения F).

На основании опытов Дарси установил, что количество фильтрующейся жидкости Q прямо пропорционально разности напоров ΔH на входе и выходе из трубки, площади поперечного сечения трубки F и обратно пропорционально длине трубки ΔL :

$$Q = K_\phi \cdot \frac{H_1 - H_2}{\Delta L} \cdot F, \quad (27)$$

где K_ϕ — некоторый постоянный коэффициент пропорциональности, названный *коэффициентом фильтрации*. Отношение $\frac{H_1 - H_2}{\Delta L}$ показывает снижение напора на единице длины потока. Оно называется гидравлическим уклоном, или *напорным градиентом*, и обозначается буквой I . Гидравлический уклон — величина безразмерная.

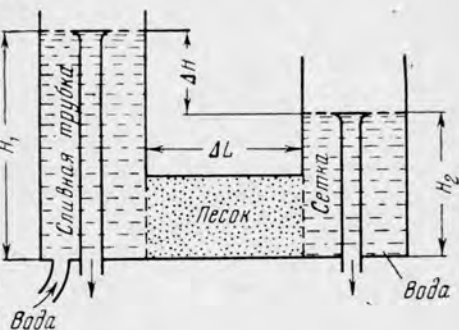


Рис. 24. Схема опыта Дарси

Разделив обе части уравнения (27) на площадь сечения F и учитывая, что $\frac{Q}{F} = V$, а $\frac{H_1 - H_2}{\Delta L} = I$, получим

$$V = K_{\phi} \cdot I. \quad (28)$$

Это выражение — наиболее краткая запись закона фильтрации Дарси. Формула (28) представляет собой уравнение прямой линии в координатах V и I (рис. 25, кривая 1), поэтому часто закон Дарси называют *линейным законом фильтрации*.

На практике, особенно в нефтяном деле, в ряде случаев удобнее пользоваться не напором жидкости, а давлением. Напор связан с давлением следующим выражением:

$$H = \frac{P}{\gamma}, \quad (29)$$

где P — давление;

γ — объемный вес*.

Выражая в формуле (28) гидравлический уклон I через потерю давления $\Delta P = P_1 - P_2$, приходящуюся на длину ΔL , имеем

$$V = \frac{K_{\phi}}{\gamma} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta L}. \quad (30)$$

В дифференциальной форме линейный закон фильтрации запишется так:

$$V = - \frac{K_{\phi}}{\gamma} \cdot \frac{dP}{dL}, \quad (31)$$

где знак минус показывает, что скорость направлена противоположно направлению увеличения давления.

Формула (31) справедлива для фильтрации жидкости в горизонтальном направлении. Рассмотрим наклонный пласт (рис. 26), по которому происходит фильтрация жидкости в направлении, показанном стрелкой. Обозначим через P_1 и P_2 давление жидкости в центре сечений I—I и II—II. Напоры в этих сечениях составят:

$$\left. \begin{aligned} H_1 &= \frac{P_1}{\gamma} + Z_1, \\ H_2 &= \frac{P_2}{\gamma} + Z_2, \end{aligned} \right\} \quad (32)$$

где Z_1 и Z_2 — соответственно расстояния сечений I—I и II—II до некоторой горизонтальной плоскости, принятой за начало отсчетов. Обычно ее называют плоскостью сравнения.

* Если выражать напор в м, давление в кг/см^2 и объемный вес в кг/м^3 ($\frac{\gamma}{\text{см}^3}$), то формула (29) примет вид $H = \frac{10 \cdot P}{\gamma}$.

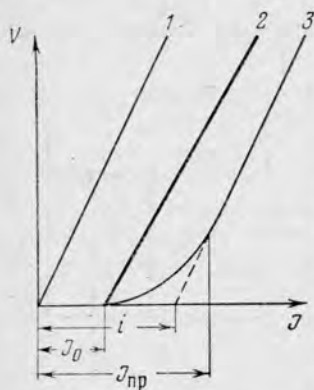


Рис. 25. Графики реальной фильтрации при низких напорных градиентах

1 — закон Дарси; 2 — формула Пузыревского; 3 — реальная фильтрация при низких градиентах; i — экстраполированный градиент; $J_{\text{пр}}$ — предельный градиент; J_0 — начальный градиент

В рассматриваемом наклонном пласте при фильтрации жидкости создается потеря напора

$$\begin{aligned} \Delta H = H_1 - H_2 &= \frac{P_1 - P_2}{\gamma} + Z_1 - Z_2 = \frac{\Delta P}{\gamma} + \Delta Z = \\ &= \frac{1}{\gamma} (\Delta P + \gamma \cdot \Delta Z), \end{aligned}$$

где $\Delta Z = Z_1 - Z_2$ — разность высот сечений I—I и II—II над плоскостью отсчета.

Гидравлический уклон

$$I = \frac{\Delta P + \gamma \cdot \Delta Z}{\gamma \cdot \Delta Z} = \frac{1}{\gamma} \left(\frac{\Delta P + \gamma \cdot \Delta Z}{\Delta Z} \right).$$

Подставив это выражение в формулу (28), получим

$$V = \frac{K_{\phi}}{\gamma} \cdot \frac{\Delta P + \gamma \cdot \Delta Z}{\Delta Z}.$$

В общем дифференциальном виде линейный закон фильтрации пишется так:

$$\begin{aligned} V &= - \frac{K_{\phi}}{\gamma} \cdot \frac{d(P + \gamma \cdot Z)}{dL} = \\ &= \frac{K_{\phi}}{\gamma} \cdot \frac{d(P + \gamma \cdot Z)}{dL}. \end{aligned} \quad (33)$$

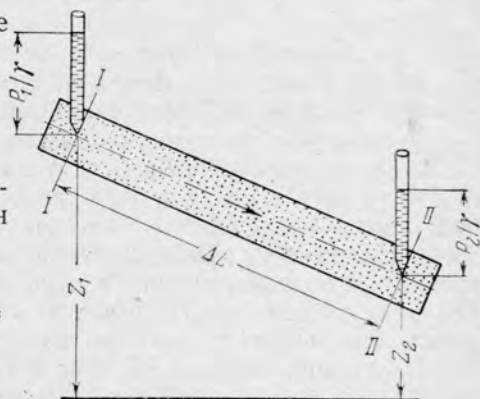


Рис. 26. Участок наклонного пласта

Обозначим

$$P_{\text{пр}} = P + \gamma \cdot Z.$$

Тогда

$$V = - \frac{K_{\phi}}{\gamma} \cdot \frac{d(P_{\text{пр}})}{dL}. \quad (34)$$

Величина $P_{\text{пр}}$ называется приведенным давлением.

Введение понятия «приведенное давление» позволяет использовать расчеты фильтрации по закону Дарси для разнородных жидкостей вне зависимости от направления движения относительно горизонтали.

§ 33. КОЭФФИЦИЕНТ ФИЛЬТРАЦИИ И КОЭФФИЦИЕНТ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Коэффициент фильтрации K_{ϕ} , входящий в формулу закона Дарси, может быть определен по уравнению

$$K_{\phi} = \frac{V}{I}.$$

Если $I=1$, то $K_{\phi}=V$, т. е. коэффициент фильтрации представляет собой скорость фильтрации жидкости при гидравлическом уклоне, равном 1.

Сам Дарси, проводивший опыты с водой, считал, что коэффициент фильтрации зависит только от свойств пористой среды, а характер фильтрующейся жидкости на его величину не влияет. Однако позднейшими исследованиями установлено, что коэффициент фильтрации отражает не только пропускную способность пород, но и фильтрационные свойства самих жидкостей. Оказалось, что он прямо пропорционален объемному весу и обратно пропорционален вязкости фильтрующейся жидкости:

$$K_{\phi} = k \cdot \frac{\gamma}{\mu}, \quad (35)$$

где γ — объемный вес жидкости;

μ — абсолютная вязкость жидкости;

k — некоторый коэффициент пропорциональности, называемый *коэффициентом проницаемости*.

Зависимость коэффициента фильтрации от свойств фильтрующейся жидкости создает большие неудобства в тех случаях, когда приходится исследовать движение жидкостей с разными свойствами. Например, коэффициент фильтрации одной и той же породы принимает разные значения в зависимости от того, что фильтруется: нефть, вода или газ. Это привело к тому, что коэффициент фильтрации используют только при расчетах движения грунтовых и неглубоких напорных вод. Во всех остальных случаях при исследовании движения вод глубоких горизонтов, особенно в нефтяном и газовом деле, фильтрационные свойства пород оцениваются коэффициентом проницаемости.

Определив по формуле (35), что $\frac{K_{\phi}}{\gamma} = \frac{k}{\mu}$, можно написать формулу закона Дарси, используя коэффициент проницаемости:

$$V = - \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dL}. \quad (36)$$

Умножив обе части этого уравнения на площадь, получим расход жидкости:

$$Q = \frac{k}{\mu} \cdot F \cdot \frac{dP}{dL}. \quad (37)$$

Решая это уравнение относительно k , получим формулу

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot dL}{F \cdot dP}, \quad (38)$$

из которой вытекает физический смысл коэффициента проницаемости.

Как указывалось в § 12, в смешанной системе единиц (когда давление выражается в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$, длина — в см , площадь поперечного сечения в см^2 и вязкость в спз) единица проницаемости называется дарси. Тысячная доля дарси называется миллидарси (*мдарси*).

Для воды при 20°C коэффициент фильтрации K_f , равный 1 см/сек , соответствует коэффициенту проницаемости $k=1040 \text{ дарси}$.

Лабораторное определение коэффициента проницаемости основано на использовании уравнения (8). Определение проводят на специальной установке, в которую вставляют образец породы определенной длины ΔL и определенного поперечного сечения F . Через породу прокачивают жидкость известной вязкости μ . При помощи манометров измеряют величину перепада давления ΔP на концах образца и замеряют расход жидкости Q . Эти определения производят несколько раз при различной подаче жидкости, чтобы получить несколько величин перепада давления: $\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_n$ и соответствующих им величин расходов Q_1, Q_2, \dots, Q_n . Такие повторения необходимы, чтобы убедиться, что фильтрация происходит по линейному закону.

Пример. Определить коэффициент проницаемости и коэффициент фильтрации образца породы на основании следующих данных:

длина образца $\Delta L=10 \text{ см}$;

площадь поперечного сечения $F=6 \text{ см}^2$;

расход жидкости $Q=4 \text{ см}^3/\text{мин}=0,0667 \text{ см}^3/\text{сек}$;

перепад давления $\Delta P=500 \text{ мм рт. ст.}=0,68 \text{ кг/см}^2$;

абсолютная вязкость жидкости $\mu=8 \text{ спз}$;

объемный вес жидкости $\gamma=0,9 \text{ Г/см}^3=0,9 \cdot 10^{-3} \text{ кг/см}^3$.

Фильтрация происходит по линейному закону.

Пользуясь смешанной системой единиц, находим сначала коэффициент проницаемости:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot \Delta L}{F \cdot \Delta P} = \frac{0,0667 \cdot 8 \cdot 10}{6 \cdot 0,68} = 1,3 \text{ дарси.}$$

Подставляя в формулу (35) значения k , γ и μ в смешанной системе единиц, получим коэффициент фильтрации:

$$\frac{k \cdot \gamma}{\mu} = \frac{1,3 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3}}{8} = 1,46 \cdot 10^{-4} \text{ см/сек.}$$

§ 34. ВЕРХНИЙ ПРЕДЕЛ ПРИМЕНИМОСТИ ЛИНЕЙНОГО ЗАКОНА ФИЛЬТРАЦИИ.

НЕЛИНЕЙНЫЕ ЗАКОНЫ ФИЛЬТРАЦИИ

Многочисленные опыты показали, что закон Дарси справедлив для движения воды, нефти и газов не только в однородных песках, но и в сцементированных песчаниках, в гравийно-галечниковых отложениях, в большинстве трещиноватых пород при большом диапазоне изменения гидравлических уклонов и скоростей фильтрации. Он является основным законом фильтрации природных жидкостей.

Однако накопление опытных данных выявило такие случаи, когда фильтрация не подчиняется закону Дарси. Отклонение от

прямой пропорциональности между скоростью фильтрации и гидравлическим уклоном было замечено прежде всего в опытах при больших скоростях фильтрации.

Верхний предел применимости линейного закона фильтрации наступает, когда скорость фильтрации превышает некоторую величину, называемую *критической скоростью*. При фильтрации в области скоростей больше критической не соблюдается прямой пропорциональности между скоростью фильтрации и гидравлическим уклоном: скорость увеличивается медленнее, чем нарастает уклон. Отклонение происходит постепенно, плавно, увеличиваясь с возрастанием скорости.

Критическая скорость фильтрации неодинакова для различных пород. Она зависит как от свойств пористой среды (проницаемость, пористость), так и от свойств жидкости (вязкость и плотность). По аналогии с трубной гидравликой было решено оценивать эти свойства комплексным параметром, называемым числом Рейнольдса (Re). Впервые такой подход применил акад. Н. Н. Павловский. Он исходил из выражения для числа Re , используемого при расчетах движения жидкостей в круглых трубах:

$$Re = \frac{V_{cp} \cdot D}{\nu},$$

где V_{cp} — средняя скорость движения жидкости по трубе;

D — диаметр трубы;

ν — кинематическая вязкость жидкости.

Выразив V_{cp} и D через скорость фильтрации V , эффективный размер зерен d_a и пористость m , Н. Н. Павловский вывел формулу

$$Re = \frac{1}{0,75m + 0,23} \cdot \frac{V \cdot d_a}{\nu}. \quad (39)$$

По опытным данным было установлено, что критическое значение числа Re колеблется в пределах от 7,5 до 9.

Проф. В. Н. Щелкачев, выразив d_a через пористость m и проницаемость k , получил для числа Re следующее выражение:

$$Re = \frac{10}{m^{2,3}} \cdot \frac{V \cdot \sqrt{k}}{\nu}. \quad (40)$$

При такой форме выражения числа Re его критическое значение находится в интервале от 1 до 12.

Большой диапазон изменения критического значения числа Re объясняется тем, что отклонение от линейного закона фильтрации происходит постепенно и в разных условиях по-своему.

Законы, которые описывают движение жидкостей в области выше верхнего предела применимости закона Дарси, называются *нелинейными законами фильтрации*. Исследователями предлагались для этого разные формулы.

Для трещиноватых пород А. А. Краснопольский установил, что закон фильтрации можно записать в виде

$$V = k_k \cdot \sqrt{I}, \quad (41)$$

где коэффициент k_k определяется из опытных данных.

Другая формула, предложенная Смрекером, имеет вид

$$V = k_c \cdot I^n, \quad (42)$$

где k_c — коэффициент, определяемый из опытных данных;

I — гидравлический уклон;

n — постоянный показатель степени, равный $2/3$.

Впоследствии выяснили, что величина показателя степени меняется в пределах от $1/2$ до 1; при значении $n = 1/2$ формула (42) превращается в формулу Краснопольского, при $n = 1$ — в закон Дарси.

Наиболее оправданной сейчас считается двучленная формула типа

$$I = A \cdot V + B \cdot V^2, \quad (43)$$

где I — гидравлический уклон;

V — скорость фильтрации;

A и B — коэффициенты, определяемые экспериментально.

При малых скоростях фильтрации величиной BV^2 можно пренебречь, тогда формула (43) превращается в линейный закон фильтрации. Напротив, при очень больших скоростях фильтрации выражение BV^2 намного больше члена $A \cdot V$, следовательно, можно принять $I = B \cdot V^2$, что дает

$$V = \frac{1}{B} \sqrt{I},$$

т. е. формула (43) обращается в закон фильтрации Краснопольского.

§ 35. НИЖНИЙ ПРЕДЕЛ ПРИМЕНИМОСТИ ЛИНЕЙНОГО ЗАКОНА ФИЛЬТРАЦИИ

Нижний предел применимости закона Дарси наступает при очень малых скоростях фильтрации и очень малых напорных градиентах. О существовании нижнего предела применимости закона Дарси догадывались еще в конце XIX века, однако детальные исследования были проведены только в 50-х годах XX века в связи с изучением фильтрации воды через материал гидротехнических сооружений: бетон, глину и т. п.

Опытным путем Н. Пузыревским было установлено, что существует некоторый начальный напорный градиент, который необходим для начала фильтрации. Его существование, видимо, обусловлено наличием связанной воды. Связанная вода ведет себя не как вязкая жидкость, а как вязко-пластичная, обладающая сдвиговой

прочностью. Чтобы привести ее в движение, «стронуть» с места, надо приложить некоторый начальный градиент напора I_0 (см. рис. 25). В породах с крайне малым диаметром пор (глины, бетон) связанная вода практически полностью перекрывает сечение поровых каналов. Для начала фильтрации в таких породах необходим начальный градиент напора, который стронул бы связанную воду.

Более детальные исследования показали, что закон Дарси не применим и для фильтрации в крупнопористых породах при низких напорных градиентах. На рис. 25 приведены графики, описывающие фильтрацию по закону Дарси (кривая 1), по опытам Пузыревского (кривая 2) и реальную фильтрацию при низких значениях напорного градиента (кривая 3). По кривой 3 видно, что для характеристики реальной фильтрации при низких напорных градиентах важное значение имеет величина экстраполированного градиента i и предельного градиента $I_{пр}$. Нижний предел применимости закона Дарси наступает в области, где напорный градиент не превышает величины предельного градиента.

Величины предельного и экстраполированного градиентов, тесно связанные с нижним пределом применимости закона Дарси, зависят от свойств породы и жидкости. Поэтому в каждом конкретном случае нижний предел применимости закона Дарси соответствует своим значениям предельного и экстраполированного градиентов. Опытные данные по фильтрации минерализованной воды через глинистые породы и изучение природного движения вод в терригенных пластах равнинных артезианских бассейнов дают основание считать, что предельный и экстраполированный градиенты напора для этих условий близки 0,001—0,0001.

Скорость регионального движения вод определяется самыми непроницаемыми участками на пути фильтрации; в терригенных водоносных пластах такими участками обычно являются зоны глинизации. На основании этого можно считать, что при фильтрации воды в песчано-глинистых породах с гидравлическим уклоном меньше 0,001 следует остерегаться применять закон Дарси. При градиентах напора менее 0,0001 закон Дарси, видимо, неприменим в большинстве случаев, а градиенты менее 0,00001, очевидно, вообще недостаточны для фильтрации воды.

Необходимо отметить, что указанные значения градиентов весьма ориентировочны, они установлены лишь для фильтрации воды в песчано-глинистых породах. Вопрос еще недостаточно разработан и необходимы дальнейшие исследования по установлению более универсального критерия нижнего предела применимости линейного закона фильтрации и условий прекращения всякой фильтрации.

§ 36. ПОНЯТИЕ О ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКАХ

Условия питания и фильтрации подземных вод в природе очень разнообразны и сложны.

На фоне естественных потоков формируются потоки, искусственно созданные человеческой деятельностью. К ним относятся потоки, связанные с работой водозаборов, водопонижительных устройств, эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений, закачки воды в пласты и т. п.

Несмотря на такое разнообразие природных фильтрационных потоков, все они могут быть сведены к следующим основным видам.

1. Линейный (одномерный) поток. Пути движения частиц жидкости — так называемые линии тока — прямолинейны и параллельны друг другу.

Примерами линейного потока могут служить следующие случаи: в лаборатории — движение жидкости вдоль оси цилиндрического керна; в природе — движение артезианских вод в однородном пласте, который ограничен параллельно идущими непроницаемыми границами (сбросами, линиями выклинивания). К схеме линейного потока можно свести большинство сложных потоков артезианских вод на участках, где наблюдается параллельность линий тока.

2. Плоский (двухмерный) поток. Все частицы жидкости движутся параллельно какой-нибудь одной плоскости. Для полной характеристики потока достаточно изучить движение хотя бы в одной плоскости, параллельной основной. Положение любой частицы жидкости определяется двумя координатами, лежащими в плоскости движения.

Плоские потоки характеризуются чрезвычайно большим разнообразием. Они очень широко распространены в природе. В частном случае, когда линии тока являются прямыми, сходящимися к одной точке или расходящимися от одной точки, поток называется плоско-радиальным. Примером такого потока служит движение жидкости по пласту к скважине, вскрывающей этот пласт на всю мощность.

3. Пространственный (трехмерный) поток. Линии тока направлены так, что они не параллельны ни сами себе, ни какой-либо плоскости. Положение движущейся частицы жидкости определяется тремя координатами в пространстве.

Исследование пространственных потоков наиболее сложно. Лишь в частном случае сферического радиального потока, когда линии тока прямолинейны и сходятся (или расходятся) в одной точке пространства, исследование пространственного потока упрощается.

Примером сферического радиального потока может служить движение жидкости в пласте большой мощности к скважине, вскрывшей лишь кровлю пласта.

Помимо приведенной классификации, основанной на геометрических признаках, фильтрационные потоки подразделяются по характеру движения на установившиеся и неустойчивые.

Установившимся потоком называется поток, в любом сечении которого скорость фильтрации и приведенное давление не меняются во времени. Большинство естественных потоков можно считать установившимися. Напротив, в *неустановившемся потоке* скорость фильтрации и приведенное давление в любом данном сечении изменяются во времени.

Важнейшим свойством фильтрационных потоков является взаимная перпендикулярность (ортогональность) линий тока и линий равных приведенных давлений (напоров). Это дает возможность при знании линий тока легко определять направление линий равных напоров и, наоборот, при знании линий равных напоров определять направление линий тока. Именно таким образом, строя карты равных приведенных напоров вод, определяют направление движения природных артезианских вод.

Наибольшее значение имеют линейный и плоско-радиальный потоки. Первый — для изучения естественного движения подземных вод в артезианских бассейнах, второй — для исследования притоков вод к скважинам, колодцам и другим водозаборным сооружениям.

Глава 7

ИЗУЧЕНИЕ ЕСТЕСТВЕННОГО ДВИЖЕНИЯ ВОД И РАССОЛОВ В АРТЕЗИАНСКИХ БАСЕЙНАХ

§ 37. ПРИМЕНЕНИЕ СХЕМЫ ЛИНЕЙНОГО ПОТОКА К ЕСТЕСТВЕННОМУ ДВИЖЕНИЮ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

В большинстве случаев природные естественные потоки подземных вод и рассолов в артезианских бассейнах могут быть условно разбиты на отдельные участки, в пределах которых природный поток может быть сведен к схеме линейного потока. Рассмотрим линейное установившееся движение по закону Дарси, а затем введем некоторые уточнения, отражающие природную обстановку.

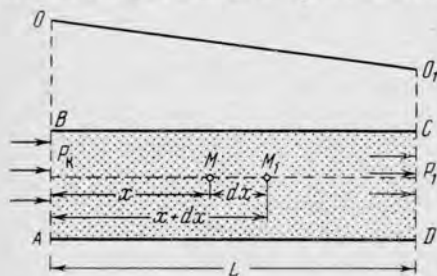


Рис. 27. Схема течения жидкости в линейном потоке

На рис. 27 изображено вертикальное сечение пласта ABCD параллельно направлению фильтрации. Обозначим:

- 1) давление (напор) в сечении AB через P_K (давление на контуре питания), давление в сечении CD — P_1 . Давление в произвольной точке пласта M равно P ;
- 2) расстояние между сечениями AB и CD — через L ;
- 3) расстояние от сечения AB до точки M — через x ;

4) площадь поперечного сечения потока F , вязкость жидкости μ , проницаемость пласта k .

В линейном потоке направление движения x совпадает с направлением L . Тогда по закону Дарси (31) можно написать уравнение движения в виде

$$V = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx},$$

где dx и dP — приращения расстояния и давления при переходе по направлению движения от точки M к бесконечно близкой к ней точке M_1 .

Разделим переменные:

$$V \cdot \mu \cdot dx = k \cdot dP.$$

Проинтегрируем, учитывая что x изменяется в пределах от 0 (в сечении AB) до L (в сечении CD), а P изменяется в пределах от P_K до P_1 :

$$V \cdot \mu \int_0^L dx = k \int_{P_K}^{P_1} dP$$

или

$$V \cdot \mu \cdot L = k(P_K - P_1),$$

откуда

$$V = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{P_K - P_1}{L}. \quad (44)$$

Расход потока

$$Q = V \cdot F = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{P_K - P_1}{L} \cdot F. \quad (45)$$

Сравнение формул (44) и (36) показывает, что в установившемся линейном потоке градиент напора есть величина постоянная, не зависящая от местоположения рассматриваемой точки:

$$\frac{dP}{dx} = \frac{P_K - P_1}{L}. \quad (46)$$

График изменения давления по линии тока выразится прямой линией OO_1 (см. рис. 27).

В природных условиях мощность водоносных пластов обычно изменяется, следовательно, меняется и поперечное сечение потоков подземных вод. Это приводит к некоторым отклонениям от выведенных закономерностей. При неизменности расхода расширение площади поперечного сечения потока приводит к уменьшению напорного градиента. Напротив, уменьшение сечения вызывает большие напорные градиенты. В этом случае график изменения давления (напора) по линии тока не будет прямолинейным. Поэтому для изучения естественного движения подземных вод

в артезианских горизонтах необходимо знать не только распределение напоров (приведенных давлений), но и иметь представление о развитии этого горизонта (комплекса) по площади, т. е. иметь карту мощности горизонта (комплекса).

Вязкость оказывает существенное влияние на динамику подземных вод. Из формулы (44) следует, что скорость фильтрации обратно пропорциональна вязкости жидкости. Известно, что вязкость природных вод и рассолов пропорциональна их минерализации. Ввиду этого скорость фильтрации минеральных вод и рассолов при прочих равных условиях меньше скорости фильтрации пресных вод.

Карты мощности горизонтов составляют по геологическим данным, сведения о проницаемости и вязкости получают по лабораторным определениям или в результате гидродинамических исследований скважин.

Основной задачей собственно гидрогеологических исследований является получение сведений о напорах подземных вод.

Обладая этими данными, можно определить все элементы естественного подземного фильтрационного потока.

§ 38. ИЗУЧЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ПОТОКОВ ВОД

Знать направление, скорость и расход природных потоков подземных вод необходимо для решения многих вопросов поисковой и промысловой гидрогеологии, эксплуатационной разведки подземных вод, инженерной гидрогеологии и т. п.

Непосредственными полевыми наблюдениями определить направление и скорость движения подземных вод можно лишь для грунтовых и карстовых потоков, неглубоких артезианских вод. Для этого используют специальные вещества — индикаторы, которые закачивают в загрузочные скважины и затем фиксируют в соседних наблюдательных скважинах. Индикаторами могут служить красители (фуксин, флюоресцин), электролиты (нашатырь и др.), меченые атомы.

Основными способами определения направлений, скоростей и расходов подземных потоков глубоких артезианских вод являются расчетные.

Фильтрация воды одинаковой плотности в горизонтально залегающих породах отражается непосредственно на величинах разностей уровней воды в скважинах. В этом случае замеряют глубины статических уровней, вычисляют их абсолютные отметки и по полученным данным строят *карты гидроизогинс*, т. е. карты линий равных отметок уровней вод. Поверхность, которую образуют уровни вод в скважинах, называется *пьезометрической*.

В большинстве природных водонапорных систем плотность вод изменяется как по площади, так и в разрезе, а водоносные гори-

зонты залегают не горизонтально. В этом случае перепады уровней отражают не только движение воды, но и различия ее плотности и глубин залегания горизонта.

Поясним влияние различия плотностей на простом примере, который может быть легко воспроизведен в лаборатории.

На рис. 28 показана стеклянная пробирка, в которую налиты три жидкости разной плотности. Легкая жидкость находится вверху пробирки, наиболее тяжелая — внизу ($\gamma_1 < \gamma_2 < \gamma_3$).

Пьезометрические трубочки, присоединенные к каждой из жидкостей, показывают наличие разности уровней. Это должно было бы указывать на движение жидкостей, но в действительности такое движение отсутствует. Следовательно, наличие перепада уровней не может служить показателем движения подземных вод, неоднородных по составу.

При слабой динамичности подземных вод, при малых напорных градиентах, иногда влияние различной плотности и разной глубины залегания настолько велико, что существенно искажает гидродинамический эффект. В этом случае можно прийти к неверным выводам о движении подземных вод, если сравнивать только уровни.

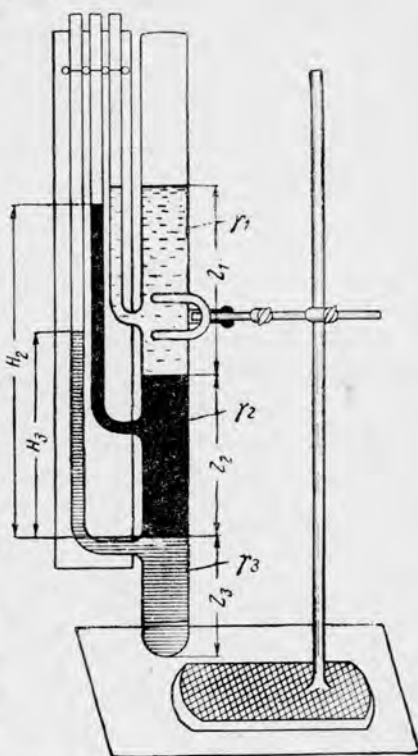


Рис. 28. Опыт с трубкой, заполненной жидкостями разного объемного веса Z_1, Z_2, Z_3 — высоты столбов жидкостей объемного веса $\gamma_1, \gamma_2, \gamma_3$; H_2 и H_3 — пьезометрический напор жидкостей объемного веса γ_2 и γ_3

§ 39. ПРИВЕДЕННЫЕ ДАВЛЕНИЯ И НАПОРЫ. УСТАНОВЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ, СКОРОСТИ И РАСХОДА ПОДЗЕМНЫХ ПОТОКОВ

Чтобы исключить воздействие перечисленных факторов и выявить только влияние динамики на величины напоров подземных вод, были введены понятия о *приведенных напорах* и *приведенном давлении*.

Только перепад приведенного давления (приведенного напора) может служить показателем движения подземных вод.

Для вычисления приведенного давления выбирается любая горизонтальная плоскость сравнения («плоскость приведения»), на уровень которой пересчитывается давление всех скважин.

Приведенное давление складывается из двух составляющих: 1) пластового давления в данной точке пласта и 2) давления, создаваемого столбом пластовой воды, заключенной в породах, от данной точки пласта до горизонтальной плоскости сравнения.

Обратимся вновь к опыту, показанному на рис. 28. Примем плоскость сравнения по дну пробирки и вычислим приведенные давления каждого слоя жидкости.

На плоскости раздела первой и второй жидкостей пластовое давление

$$P_{\text{пл}_1} = (Z_1 \cdot \gamma_1) \cdot \frac{1}{10}.$$

Давление столба жидкости от подошвы первого слоя до плоскости сравнения

$$P_1 = (Z_2 \cdot \gamma_2 + Z_3 \cdot \gamma_3) \cdot \frac{1}{10}.$$

Приведенное давление первого слоя

$$P_{\text{пр}_1} = P_{\text{пл}_1} + P_1 = (Z_1 \cdot \gamma_1 + Z_2 \cdot \gamma_2 + Z_3 \cdot \gamma_3) \cdot \frac{1}{10}.$$

Пластовое давление на разделе второго и третьего слоев

$$P_{\text{пл}_2} = \frac{H_2 \cdot \gamma_2}{10} = (Z_1 \cdot \gamma_1 + Z_2 \cdot \gamma_2) \cdot \frac{1}{10}.$$

Давление столба воды от подошвы второго слоя до плоскости сравнения

$$P_2 = (Z_3 \cdot \gamma_3) \cdot \frac{1}{10}.$$

Приведенное давление второго слоя

$$P_{\text{пр}_2} = P_{\text{пл}_2} + P_2 = (Z_1 \cdot \gamma_1 + Z_2 \cdot \gamma_2 + Z_3 \cdot \gamma_3) \cdot \frac{1}{10}.$$

Пластовое давление на подошве третьего слоя

$$P_{\text{пл}_3} = \frac{H_3 \cdot \gamma_3}{10} = (Z_1 \cdot \gamma_1 + Z_2 \cdot \gamma_2 + Z_3 \cdot \gamma_3) \cdot \frac{1}{10}.$$

Давление столба воды от подошвы третьего слоя до плоскости сравнения равно нулю, поскольку плоскость сравнения совпадает с подошвой третьего слоя (дно пробирки):

$$P_3 = 0.$$

Приведенное давление третьего слоя

$$P_{\text{пр}_3} = P_{\text{пл}_3} + P_3 = (Z_1 \cdot \gamma_1 + Z_2 \cdot \gamma_2 + Z_3 \cdot \gamma_3) \cdot \frac{1}{10}.$$

Приведенные давления всех трех слоев одинаковы:

$$P_{пр_1} = P_{пр_2} = P_{пр_3}.$$

Перепад приведенного давления всех трех слоев жидкости отсутствует, и жидкость в пробирке не движется, несмотря на разность уровней в пьезометрических трубочках.

В общем случае, когда плотность в вертикальном разрезе изменяется постепенно, приведенное давление определяется по следующему уравнению:

$$P_{пр} = P_{пл_i} \pm \frac{1}{10} \int_{Z_n}^{Z_i} \gamma \cdot dZ, \quad (47)$$

где $P_{пр}$ — приведенное давление на плоскости сравнения;

$P_{пл_i}$ — пластовое давление на отметке Z_i ;

Z_n — абсолютная отметка плоскости сравнения;

Z_i — абсолютная отметка точки замера пластового давления;

γ — изменяющийся по вертикали объемный вес жидкости;

$$\gamma = f(Z).$$

Второй член формулы (47) берется со знаком плюс, когда плоскость сравнения проходит ниже данной точки, и со знаком минус, если плоскость сравнения расположена выше данной точки Z_i .

В наиболее простом случае, когда объемный вес воды изменяется с глубиной по линейной зависимости, второй член формулы (47) приобретает вид

$$\frac{1}{10} \int_{Z_n}^{Z_i} \gamma \cdot dZ = Z \cdot \frac{\gamma_1 + \gamma_2}{2} \cdot \frac{1}{10},$$

где Z — расстояние по вертикали от данной точки пласта до плоскости сравнения;

γ_1 — объемный вес воды в данной точке пласта;

γ_2 — объемный вес воды на плоскости сравнения;

$\frac{\gamma_1 + \gamma_2}{2}$ — средний объемный вес воды в породах от данной

точки до плоскости сравнения.

Следует подчеркнуть, что во всех приведенных формулах необходимо учитывать объемный вес воды в соответствующих пластовых условиях.

В тех случаях, когда можно принять, что объемный вес воды по стволу скважины остается неизменным, пластовое давление вычисляют по формуле

$$P_{пл} = \frac{H_1 \cdot \gamma_1}{10},$$

где H_1 — напор воды в скважине.

В этом случае формула (47) приобретает вид

$$P_{\text{пр}} = \left(H_1 \cdot \gamma_1 \pm Z \cdot \frac{\gamma_1 + \gamma_2}{2} \right) \cdot \frac{1}{10}, \quad (48)$$

где H_1 — напор воды в скважине;

Z — расстояние от данной точки пласта до плоскости сравнения;

γ_1 — объемный вес воды в данной точке;

γ_2 — объемный вес воды на плоскости сравнения.

Формула (48), предложенная А. И. Силиным-Бекчуриним, нашла чрезвычайно широкое применение в практике гидрогеологических работ.

Обычно плоскость сравнения проводят по забою самой глубокой скважины и второй член берут со знаком плюс.

Для некоторых районов было установлено, что объемный вес пластовых вод изменяется с глубиной не по линейной, а по логарифмической зависимости (В. В. Ягодин). В этом случае второй член формулы (47) приобретает несколько более громоздкий вид. При точных исследованиях желательно каждый раз устанавливать вид зависимости $\gamma = f(Z)$ и в соответствии с ней вычислять значение второго члена правой части уравнения (47).

Выражая в формуле (48) H и Z в m , а объемный вес — в Γ/cm^3 , получаем приведенное давление в $\kappa\Gamma/cm^2$, а умножив его значение на 10 — в метрах столба пресной воды с объемным весом $1 \Gamma/cm^3$. Приведенное давление, выраженное в метрах столба пресной воды, называется *приведенным напором*. Чтобы не пользоваться громоздкими цифрами, *схемы гидроизопьез* часто составляют не по полным величинам приведенных напоров, а только по их превышениям над уровнем моря, т. е. используют абсолютные отметки приведенной пьезометрической поверхности.

Например, приведенное давление на плоскости сравнения — 1000 m подсчитано следующее: скв. 1 — 132,4 $\kappa\Gamma/cm^2$; скв. 2 — 133,1 $\kappa\Gamma/cm^2$, скв. 3 — 132,9 $\kappa\Gamma/cm^2$, скв. 4 — 133,8 $\kappa\Gamma/cm^2$, скв. 5 — 134,2 $\kappa\Gamma/cm^2$. Приведенный напор по этим данным составит (в метрах водяного столба жидкости с объемным весом $1 \Gamma/cm^3$): скв. 1 — 1324 m , скв. 2 — 1331 m , скв. 3 — 1329 m , скв. 4 — 1338 m , скв. 5 — 1342 m . Поскольку плоскость приведения принята на отметке — 1000 m , то абсолютные отметки приведенной пьезометрической поверхности составят: скв. 1 — 324 m , скв. 2 — 331 m , скв. 3 — 329 m , скв. 4 — 338 m , скв. 5 — 342 m .

Карта гидроизопьез может быть построена по каждой из этих трех серий данных.

Пример. По приведенным данным построить схему гидроизопьез и определить направление, скорость и расход подземного потока. План расположения скважин известен.

Водоносный пласт однороден, нарушений сплошности нет, мощность $h=10 m$, проницаемость $k=0,5 \text{ дарси}$, пористость $m=20\%$, вязкость пластовой воды $\mu=1,0 \text{ слз}$.

Для построения схемы гидроизопъез воспользуемся отметками пьезометрической поверхности, подписав их на плане расположения скважин. Схему в изолиниях строят методом линейной интерполяции (рис. 29). Поскольку пласт однороден, выдержан по простиранию и не осложнен разрывными нарушениями, можно считать, что движение воды происходит по направлению, обозначенному стрелкой — перпендикулярному изопъезам, от участков высокого напора к области снижения напоров.

Вычислим напорный градиент по линии тока, показанной стрелкой, между изопъезами 335 и 330 м. Расстояние между ними, учитывая масштаб схемы, равно 500 м. Перепад напоров $\Delta H = 335 - 330 \text{ м} = 5 \text{ м}$.

Напорный градиент

$$I = \frac{\Delta H}{\Delta L} = \frac{5}{500} = 0,01 \text{ м/м.}$$

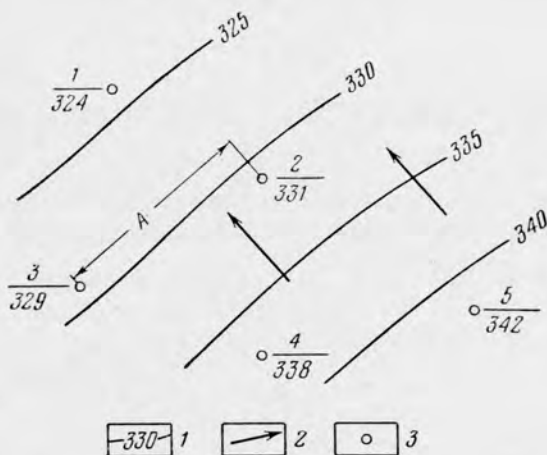


Рис. 29. Схема гидроизопъез

1 — гидроизопъезы; 2 — направление потока; 3 — скважины (в числителе — номер, в знаменателе — отметка приведенного напора)

Полученная величина напорного градиента 0,01 намного больше возможного нижнего предела применимости закона Дарси, поэтому скорость фильтрации можно вычислить по этому закону.

Для вычислений воспользуемся смешанной системой единиц. Перепад напоров выражается в атмосферах: $\Delta P = 5 \text{ м} = 0,5 \text{ кг/см}^2$; расстояние — в см: $L = 500 \text{ м} = 50\,000 \text{ см}$.

Скорость фильтрации (44)

$$V = \frac{K}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L} = \frac{0,5}{1,0} \cdot \frac{0,5}{50\,000} = 5 \cdot 10^{-6} \text{ см/сек} = 158 \frac{\text{см}}{\text{год}} = 1,6 \text{ м/год.}$$

Действительная скорость потока

$$V_d = \frac{V}{m} = \frac{1,6}{0,2} = 8 \text{ м/год,}$$

где m — средняя пористость породы (20%).

Найдем расход воды, проходящей через сечение пласта между скв. 2 и 3.

$$Q = F \cdot V_d,$$

где F — площадь поперечного сечения потока.

Площадь поперечного сечения потока F между скважинами равна произведению ширины потока (по изопьезе, проходящей через скв. 2 и 3) на мощность и пористость пласта:

$$F = A \cdot h \cdot m,$$

где A — ширина потока (см. рис. 29), равная 1160 м;

h — мощность пласта, равная 10 м;

m — пористость, равная 0,2;

V — скорость фильтрации, равная 1,6 м/год;

$$Q = A \cdot h \cdot m \cdot \frac{V}{m} = \frac{1160 \cdot 10 \cdot 0,2 \cdot 1,6}{0,2} = 18\,600 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Глава 8

ДВИЖЕНИЕ ЖИДКОСТЕЙ К СКВАЖИНАМ И КОЛОДЦАМ

§ 40. ПЛОСКО-РАДИАЛЬНОЕ УСТАНОВИВШЕЕСЯ ДВИЖЕНИЕ ПО ЛИНЕЙНОМУ ЗАКОНУ ФИЛЬТРАЦИИ

Движение жидкостей к одиночным скважинам и колодцам, вскрывшим пласт на всю мощность, подчиняется закономерностям, установленным для плоско-радиального потока.

На рис. 30 показана модель потока, соответствующего рассматриваемому случаю.

Пласт $ABA'B'$ полностью вскрыт скважиной, радиус которой равен r_c . Пласт однородный, горизонтальный, мощностью h , проницаемостью k , обладает круговым контуром питания радиусом R , где поддерживается постоянное давление P_k . До начала эксплуатации давление во всем пласте было равно P_k , что соответствует пьезометрическому уровню NN' . Скважина эксплуатируется с постоянным дебитом Q , ее забойное давление равно P_0 , что соответствует динамическому уровню CD .

В силу радиальной симметричности потока можно исследовать его любое вертикальное сечение по радиусу.

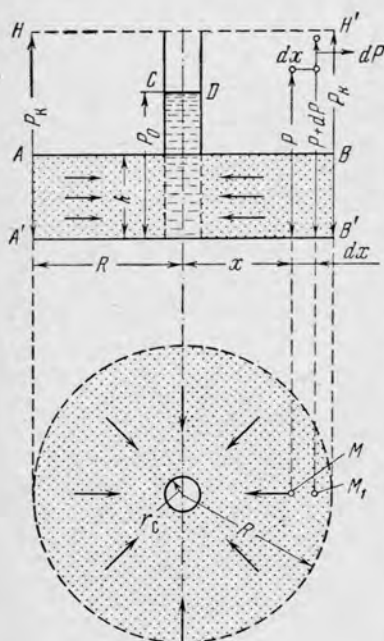


Рис. 30. Схема плоско-радиального потока

Так как жидкость по условию фильтруется по линейному закону, то для любой точки M пласта можно написать, что

$$V = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx},$$

где x — расстояние от центра скважины до любой точки M пласта по плоскости потока;

dx и dP — приращения расстояния и давления при переходе по направлению движения от точки M к бесконечно близкой к ней точке M_1 .

Поскольку поток радиальный, то вместо оси x обычно применяют полярную систему координат, обозначая полярную ось буквой r , тогда

$$V = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr}.$$

С другой стороны,

$$V = \frac{Q}{F}.$$

Площадь поперечного сечения F , через которую проходит поток, равна площади боковой поверхности цилиндра радиусом r :

$$F = 2\pi hr.$$

Подставляя значения Q и F в формулу для V и решая уравнение относительно Q , имеем

$$Q = 2\pi hr \cdot \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr}. \quad (49)$$

Разделяя переменные и переходя к интегралу, можно написать

$$Q \cdot \mu \int \frac{dr}{r} = 2\pi kh \int dP.$$

Интегрирование произведем по всему пласту: от стенок скважины до контура питания. Следовательно, r изменяется в пределах от r_c до R_k . Соответственно пределами для давления P будут: давление у стенки скважины P_0 и у контура питания P_k .

Тогда

$$Q \cdot \mu \int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{r} = 2\pi kh \int_{P_0}^{P_k} dP$$

или

$$Q \cdot \mu (\ln R_k - \ln r_c) = 2\pi kh (P_k - P_0),$$

откуда

$$Q = \frac{2\pi kh (P_k - P_0)}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (50)$$

Выражение (50) является известной формулой Дюпюи для определения притока к одиночной скважине.

Определим теперь градиент давления $\frac{dP}{dr}$, давление P и скорость фильтрации V в любой точке исследуемого потока.

Для нахождения $\frac{dP}{dr}$ подставим значение Q из уравнения (50) в уравнение (49):

$$\frac{2\pi kh (P_k - P_0)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} = 2\pi khr \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr},$$

откуда

$$\frac{dP}{dr} = \frac{P_k - P_0}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot \frac{1}{r}. \quad (51)$$

Для нахождения скорости фильтрации подставим значение $\frac{dP}{dr}$ из формулы (51) в формулу закона Дарси:

$$V = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_0}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot \frac{1}{r}. \quad (52)$$

Для нахождения значения давления P в любой точке потока, отстоящей на расстоянии r от центра скважины, разделим переменные и проинтегрируем выражение (51). Пределами интегрирования для r будут r и R_k , что соответствует значениям давления от P до P_k :

$$dP = \frac{P_k - P_0}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot \frac{1}{r} \cdot dr,$$

$$\int_P^{P_k} dP = \frac{P_k - P_0}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \int_r^{R_k} \frac{dr}{r},$$

откуда

$$P_k - P = \frac{P_k - P_0}{\ln \frac{R_k}{r_c}} (\ln R_k - \ln r)$$

или

$$P = P_k - \frac{P_k - P_0}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot \ln \frac{R_k}{r}. \quad (53)$$

Отношение натуральных логарифмов в формуле (53) можно заменить отношением десятичных логарифмов. Тогда

$$P = P_k - (P_k - P_0) \frac{\lg \frac{R_k}{r}}{\lg \frac{R_k}{r_c}}$$

Уравнения (50), (51), (52), (53) определяют все необходимые элементы установившегося плоско-радиального потока по линейному закону фильтрации. Они находят самое широкое применение на практике, при изучении притока жидкости к скважинам. В следующих параграфах более подробно изложены некоторые свойства плоско-радиального притока жидкости к скважинам.

§ 41. ПОНЯТИЕ О КОЭФФИЦИЕНТЕ ПРОДУКТИВНОСТИ

Для каждой скважины в условиях однородного пласта с круговым контуром питания значения K_{ϕ} , k , h , μ , R_k и r_c являются постоянными.

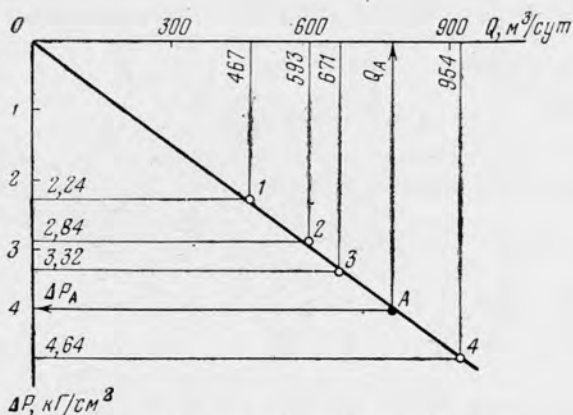


Рис. 31. Индикаторная диаграмма

1, 2, 3, 4 — фактические точки, полученные при исследовании скважины

Обозначим $\frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}$ через q .

Подставив это выражение в формулу (50), можно записать, что

$$Q = q(P_k - P_0). \quad (54)$$

При $P_k - P_0 = 1 \text{ кг/см}^2$ $Q = q$. Следовательно, q численно равно дебиту скважины при перепаде давлений в ней на 1 кг/см^2 .

Величина q называется коэффициентом продуктивности, или удельным дебитом скважины.

Зависимость между дебитом и понижением давления (уровня) можно выразить графически. Если откладывать по оси абсцисс значения дебитов, а по оси ординат (направленной вниз) — значения перепадов давления (или понижения уровня), то графиком уравнения (54) будет прямая линия, проходящая через начало координат. Такой график получил название *индикаторной диаграммы* (рис. 31). Тангенс угла наклона индикаторной линии численно равен коэффициенту продуктивности данной скважины.

§ 42. ВЛИЯНИЕ РАДИУСА СКВАЖИНЫ И РАДИУСА КОНТУРА ПИТАНИЯ НА ДЕБИТ СКВАЖИНЫ

По формуле Дюпюи (50) видно, что увеличение радиуса скважины при неизменном R_k приводит к росту дебита скважины. Однако поскольку r_c входит под знак логарифма, влияние его на дебит не слишком существенно.

Чтобы убедиться в этом, рассмотрим числовой пример. Определим, насколько увеличится дебит скважины, если ее радиус увеличить вдвое: с 10 до 20 см. R_k примем равным $10 \text{ км} = 10^6 \text{ см}$.

Дебит скважины при $r_c = 10 \text{ см}$

$$Q_1 = \frac{2\pi kh (P_k - P_0)}{\mu \ln \frac{10^6}{10}}.$$

Дебит скважины при $r_c = 20 \text{ см}$

$$Q_2 = \frac{2\pi kh (P_k - P_0)}{\mu \ln \frac{10^6}{20}}.$$

Отношение дебитов

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{\ln \frac{10^6}{20}}{\ln \frac{10^6}{10}} = \frac{\lg \frac{10^5}{2}}{\lg 10^5} = \frac{5 - 0,3}{5} = 0,94.$$

Таким образом, хотя радиус скважины увеличился вдвое, дебит ее $Q_2 = \frac{Q_1}{0,94} = Q_1 \cdot 1,06$ вырос всего на 6%.

Аналогичное рассуждение приемлемо и для радиуса контура питания R_k . Величина R_k определяется по геологическим данным о строении рассматриваемой водонапорной системы в зависимости от расположения областей питания. При этом неизбежны некоторые условности и схематизация расчетного потока, радиус контура питания точно определить затруднительно.

Однако величина контура питания входит в формулу дебита (50) под знаком логарифма, поэтому даже заметные ошибки в определении величины R_k не слишком существенно сказываются на величине дебита.

**§ 43. ЗАВИСИМОСТЬ СКОРОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ,
ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ
И ГРАДИЕНТА ДАВЛЕНИЯ ОТ РАССТОЯНИЯ
ДО ЦЕНТРА СКВАЖИНЫ**

Формулы (51) и (52) показывают, что градиент давления и скорость фильтрации в любой точке пласта зависят от величин k , μ , $P_k - P_0$, R_k , r_c и расстояния r данной точки до оси скважины. Поскольку для одной и той же скважины величины k , μ , $P_k - P_0$, R_k и r_c являются постоянными, то скорость фильтрации V и градиент давления dP/dr изменяются обратно изменению расстояния r . На рис. 32 показан график зависимости скорости фильтрации и градиента давления от расстояния до центра скважины.

По мере приближения к скважине скорость фильтрации и градиент давления резко увеличиваются, причем наибольшего значения они достигают у стенок скважины.

Из этого следует важный вывод о том, что если в потоке наступает нарушение линейного закона фильтрации, то это нарушение происходит прежде всего у стенок скважины, где скорость фильтрации наиболее быстро может превзойти критическое значение.

Формула (53) для нахождения пластового давления имеет вид

$$P = P_k - \frac{P_k - P_0}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot \ln \frac{R_k}{r}.$$

Для одной и той же скважины, эксплуатирующейся с постоянным дебитом, величины P_k , P_0 , R_k и r_c постоянные. Следовательно, давление P в любой точке пласта есть логарифмическая функция расстояния r от данной точки до оси скважины. Эта функция может быть представлена графически.

На рис. 33 показан график изменения пластового давления P от расстояния r . Этот график состоит из двух симметричных ветвей AB и CD , которые называются *депрессионной кривой*. Вращением одной из ветвей AB или CD вокруг оси скважины получим так называемую воронку депрессии вокруг эксплуатирующейся скважины. Если на расстоянии r_1 от нее находится бездействующая (наблюдательная) скважина MNT , то давление в ней будет соответствовать ординате депрессионной кривой, т. е. отрезку MN . Прямая BD показывает величину начального пластового давления, равного P_k .

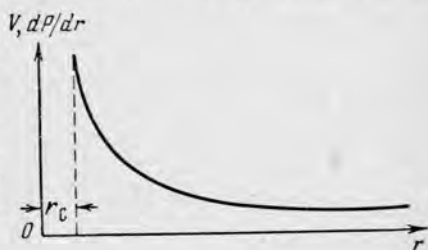


Рис. 32. График зависимости скорости фильтрации и градиента давления от расстояния до центра скважины

Пластовое давление всегда можно заменить напором воды, пользуясь выражением

$$P = \frac{H \cdot \gamma}{10}.$$

Из этой формулы видно, что напор отличается от давления на постоянный множитель $\gamma/10$. Поэтому, откладывая по оси ординат не значения давлений, а напоры, рис. 33 можно рассматривать как график распределения напоров вокруг скважины OZ . Динамический уровень в ней устанавливается на глубине CA , а в наблюдательных скважинах уровни установятся на глубинах, соответствующих депрессионной кривой $ABCD$. Прямая BD будет означать положение

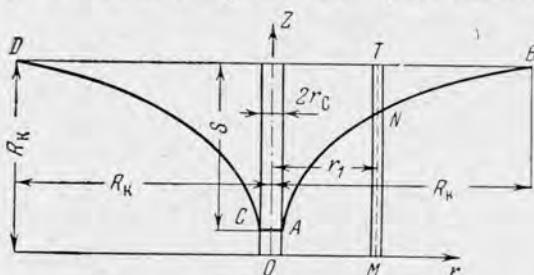


Рис. 33. График зависимости давления (напора) от расстояния до центра скважины

начального статического уровня. Разность S между начальным статическим уровнем и динамическим уровнем называется *снижением уровня*.

§ 44. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ СКВАЖИН

Явление взаимодействия (интерференции) скважин состоит в том, что под влиянием работы одной из скважин (или группы скважин) изменяется статическое давление (или дебит и забойное давление) других скважин. Лучше всего изучать это явление в наблюдательных скважинах, из которых не проводится отбора жидкости. Вернемся к рис. 33. Если до начала работы скважины OZ статический уровень находился в положении BD , то после ее пуска динамический уровень вокруг нее понизился и занял положение, соответствующее депрессионной кривой $ABCD$. В соответствии с этим в наблюдательной скважине MNT уровень понизится на величину TN . Это значит, что скважина MNT взаимодействует со скважиной OZ .

Если бы работала не только скважина OZ , но и скважина MNT , то в условиях взаимодействия дебит скважины MNT стал бы падать, или же для сохранения стабильного дебита в ней пришлось бы снижать забойное давление (динамический уровень). Одновременно и отбор в скважине MNT влияет на дебит скважины OZ , уменьшая

его (или снижая забойное давление) по сравнению с тем дебитом, который имела эта скважина при одиночной работе.

Если провести профиль через ряд взаимодействующих скважин, то можно получить картину, аналогичную изображенной на рис. 34. Вся группа скважин создает как бы одну общую большую воронку депрессии, на фоне которой существуют частные воронки депрессии от каждой скважины. Воронки депрессии от каждой скважины, пересекаясь друг с другом, образуют посередине между скважинами зоны с повышенными давлениями. Однако эти давления всегда ниже начального пластового давления, сохраняющегося за пределами общей воронки депрессии от всей группы скважин.

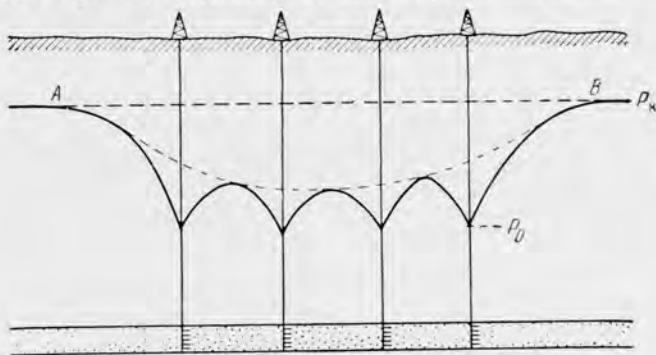


Рис. 34. Схема взаимодействия скважин, эксплуатирующих один горизонт

AB — положение статического уровня

Суммарный дебит взаимодействующих скважин всегда меньше суммы дебитов тех же скважин, если бы они работали поодиночке. Поэтому теория взаимодействия скважин имеет огромное значение для расчета необходимого числа скважин и расположения их на площади, для подсчета изменения давления (уровня) и дебитов скважин во времени и т. п.

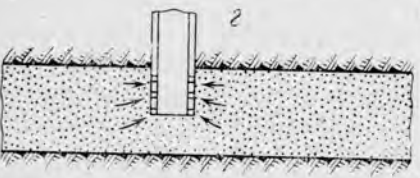
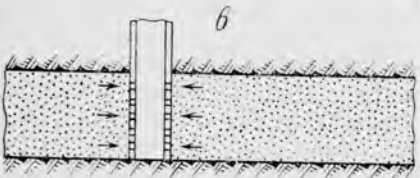
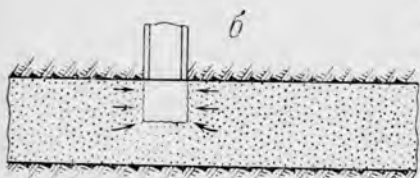
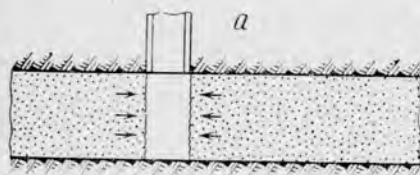
Теорией взаимодействия скважин занимались многие ученые. Применительно к вопросам добычи воды интересные практические решения были получены М. Е. Альтовским и А. М. Агаджановым, применительно к нефтяному делу — В. Н. Щелкачевым. Им, в частности, выведен ряд рабочих формул для определения дебита взаимодействующих скважин при различном их расположении друг относительно друга и относительно контура питания.

Теория взаимодействия устанавливает, что взаимодействие скважин тем больше, чем меньше расстояние между ними. Поэтому взаимодействие проявляется прежде всего в пределах одного водозабора или одного нефтяного месторождения, когда расстояния между скважинами не превышают нескольких сот метров. Однако из практики разработки водоносных горизонтов и нефтяных месторождений известны многие факты регионального взаимодействия

между месторождениями (водозаборами) на расстоянии до 20—40 км. Показательным примером регионального взаимодействия может служить поведение источников г. Горячеводска (Северный Кавказ). Дебит источников уменьшался или полностью исчезал под влиянием разработки Октябрьского нефтяного месторождения. Расстояние между источниками и нефтяными промыслами составляет 17—20 км.

§ 45. ПРИТОК ЖИДКОСТИ К НЕСОВЕРШЕННОЙ СКВАЖИНЕ

Формулы (50), (51), (52) и (53) выведены для условий плоско-радиального потока. Он проявляется лишь если скважина является гидродинамически совершенной, т. е. если она вскрывает продуктивный пласт от кровли до подошвы и приток жидкости к ней происходит по всей поверхности соприкосновения стенок скважины с пластом (рис. 35, а). На практике такие скважины встречаются очень редко; обычно они вскрывают пласт не на всю мощность и оборудуются перфорированными обсадными трубами.



Скважина, вскрывающая пласт открытым забоем, но не на всю мощность, а лишь частично, называется *несовершенной по степени вскрытия пласта* (см. рис. 35, б).

Скважина, вскрывающая пласт на всю мощность, но сообщающаяся с пластом через отверстия в колонне, цементном кольце или специальном фильтре, называется *несовершенной по характеру вскрытия* (см. рис. 35, в).

Чаще всего скважины бывают несовершенными как по степени, так и по характеру вскрытия пласта (см. рис. 35, г).

Приток жидкости к несовершенным скважинам описывается очень сложными формулами. Их трудно применять на практике.

При поступлении жидкости к несовершенным скважинам линии тока искривляются, жидкость преодолевает большие сопротив-

Рис. 35. Различные случаи вскрытия пласта скважиной

а — скважина гидродинамически совершенная; б — скважина несовершенная по степени вскрытия; в — скважина несовершенная по характеру вскрытия; г — скважина несовершенная по степени и характеру вскрытия

ления, чем при поступлении в совершенную скважину. Поэтому дебит несовершенной скважины всегда меньше дебита совершенной скважины того же радиуса (при прочих равных условиях). Дебит несовершенной скважины всегда можно приравнять к дебиту некоторой совершенной скважины, но с меньшим радиусом. Радиус такой заменяющей равнодебитной скважины называется *приведенным радиусом* несовершенной скважины. Приведенный радиус $r_{пр}$ определяется по формуле

$$r_{пр} = \frac{r_c}{e^c},$$

где e — основание натуральных логарифмов;

c — коэффициент гидродинамического несовершенства скважин. Он оценивается по специальным экспериментальным графикам В. И. Щурова.

Используя эту замену, можно применять все формулы, выведенные для совершенных скважин, к несовершенным скважинам. Например, формула Дюпюи (50) притока жидкости будет иметь следующий вид:

$$Q_{н.с} = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{(P_K - P_0)}{\ln \frac{R_K}{r_{пр}}}$$

или, учитывая, что

$$r_{пр} = \frac{r_c}{e^c}, \quad \text{а} \quad \ln e^c = c,$$

имеем:

$$Q_{н.с} = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{(P_K - P_0)}{\ln \frac{R_K}{r_c} + c}, \quad (55)$$

где $Q_{н.с}$ — дебит гидродинамически несовершенной скважины, имеющей коэффициент несовершенства равный c .

§ 46. НЕУСТАНОВИВШЕЕСЯ ДВИЖЕНИЕ ЖИДКОСТЕЙ. ПРОЯВЛЕНИЕ УПРУГИХ СВОЙСТВ ЖИДКОСТИ И ПОРОДЫ

В предыдущих параграфах были рассмотрены основные уравнения, описывающие установившееся движение подземных вод, когда основные характеристики — дебит, давление, скорость фильтрации — не зависят от времени.

Однако в пластах существует и неустановившееся движение подземных вод, проявляющееся в перераспределении пластовых давлений, в изменении со временем дебитов скважин и т. п. Причина неустановившихся процессов кроется в упругости водонапорных систем, т. е. в сжимаемости воды и скелета породы, слагающей пласт.

В случаях, когда на поведение пластового давления и дебитов скважин оказывает существенное влияние сжимаемость (упругость) водонапорной системы, то говорят, что это проявляется *упругий режим* системы.

Проявления упругого режима могут происходить под влиянием многих причин как естественных, так и искусственных. Естественные причины — это изменения атмосферного давления и уровня грунтовых вод, приливы и отливы, землетрясения. К искусственным причинам относятся пуск в эксплуатацию скважин, изменения режима их работы и изменения внешней нагрузки на кровлю водоносных горизонтов.

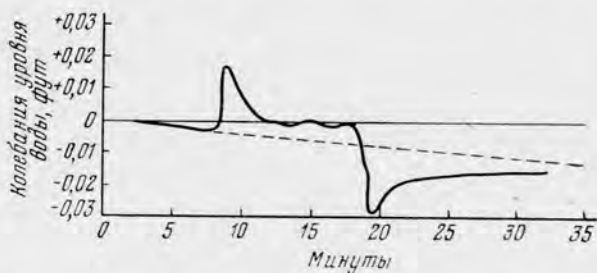


Рис. 36. Колебание уровня воды в скважине под давлением проходящего поезда (по Джейкобу)

Очень наглядные примеры искусственного возникновения упругого режима водонапорных пластов получены по наблюдениям за уровнями в скважинах, пробуренных недалеко от полотна железных дорог. С приближением проходящих железнодорожных составов уровень воды в скважинах резко поднимался, а после прохождения составов — резко понижался, после чего происходило восстановление уровня (рис. 36). Эти колебания уровня были настолько характерными, что по их амплитуде можно было «угадывать», какой состав проходит — пассажирский или тяжелогрузный товарный.

Для гидродинамики подземных вод наиболее важны случаи проявления упругого режима фильтрации под влиянием пуска или всякого изменения режима работы скважин, вскрывающих напорные водоносные горизонты.

Уравнения, описывающие неустановившиеся процессы фильтрации в этих условиях, довольно сложны. Строгие решения получены лишь для некоторых случаев, однако они нашли очень широкое практическое применение. При выводе этих уравнений оказалось, что значения коэффициентов объемной упругости (сжимаемости) жидкости и породы входят в уравнения не непосредственно, а в виде двух комплексных параметров, тесно связанных со сжимаемостью. Их ввел В. Н. Щелкачев.

Первый параметр — это коэффициент упругости пласта β^* , определяемый следующим равенством:

$$\beta^* = m\beta_v + \beta_c,$$

где m — пористость;

β_v — коэффициент объемной упругости воды;

β_c — коэффициент объемной упругости пористой среды.

Какова физическая сущность этого параметра?

Если β_v и β_c определяют по отдельности упругие свойства пластовой воды и пористой среды, то β^* характеризует суммарное относительное изменение объема жидкости в пласте (при изменении давления) за счет упругости как самой жидкости, так и пористой среды. Коэффициент упругости показывает, какую долю от выделенного элемента объема пласта составляет объем жидкости, вытекшей из указанного элемента при повышении давления в нем на 1 кг/см^2 .

Коэффициент упругости пласта, как и коэффициенты сжимаемости жидкости и породы, имеет размерность в смешанной системе единиц:

$$\frac{1}{\text{кг/см}^2} = \frac{\text{см}^2}{\text{кг}}.$$

Второй параметр — коэффициент пьезопроводности α , определяемый следующим равенством:

$$\alpha = \frac{k}{\mu (m\beta_v + \beta_c)} = \frac{k}{\mu \cdot \beta^*},$$

где k — проницаемость;

μ — вязкость жидкости.

Какова физическая сущность этого параметра?

Перераспределение пластового давления будет происходить тем быстрее, чем больше проницаемость пласта, чем меньше вязкость жидкости и чем более жесткими (менее сжимаемыми) будут жидкость и пласт. Именно эти условия и отражает величина α , т. е. коэффициент пьезопроводности характеризует скорость перераспределения давления в условиях упругого режима. Само название — коэффициент пьезопроводности — означает «коэффициент проводимости давления».

Пользуясь принятой в подземной гидродинамике смешанной системой единиц, когда проницаемость измеряется в дарси, вязкость жидкости в сантипуазах и коэффициент упругости пласта $\frac{1}{\text{кг/см}^2}$, коэффициент пьезопроводности будет иметь размерность $\text{см}^2/\text{сек}$.

Наиболее часто встречаемые значения коэффициента пьезопроводности заключены в пределах от 1000 до 200 000 $\text{см}^2/\text{сек}$.

Основные уравнения, описывающие неустановившееся движение жидкости к одиночной скважине при упругом режиме, справедливы для следующих граничных условий:

1) напорный пласт является однородным, неограниченным по размерам;

2) эксплуатационная скважина пущена в работу мгновенно с постоянным дебитом и является гидродинамически совершенной.

Для этих условий снижение во времени пластового давления может быть определено по формуле, которая приводится без вывода:

$$\Delta P = P_k - P_{(r, t)} = \frac{Q \cdot \mu}{4\pi kh} \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4\chi t} \right) \right], \quad (56)$$

где Q — постоянный дебит скважины, $см^3/сек$;
 P_k — начальное пластовое давление, $кг/см^2$;
 $P_{(r, t)}$ — переменное давление в любой точке пласта, отстоящей от оси скважины на расстоянии r , в момент времени t .
 Время t измеряется в *сек* от момента пуска скважины,
 r — в *см*;
 k — проницаемость, *дарси*;
 h — мощность пласта, *см*;
 μ — вязкость, *спз*;
 χ — коэффициент пьезопроводности пласта, $см^2/сек$.

Функция, обозначаемая символом $-Ei(-x)$, где $x = \frac{r^2}{4\chi t}$, называется интегральной показательной функцией. Подробные таблицы ее значений имеются в математических справочниках. На рис. 37 она представлена графически для значений аргумента $x = \frac{r^2}{4\chi t}$ от 0,0001 до 1,0. Из графика видно, что с увеличением аргумента x функция $-Ei(-x)$ убывает.

При малых значениях аргумента $x = \frac{r^2}{4\chi t}$, заключенных в пределах от 0 до 0,01, формуле (56) с большой точностью может быть придан более простой вид:

$$\Delta P = P_k - P(r, t) = \frac{Q \cdot \mu}{4\pi kh} \cdot \ln \frac{2,25\chi t}{r^2}$$

или

$$\Delta P = P_k - P(r, t) = \frac{2,3Q\mu}{4\pi kh} \cdot \lg t + \frac{2,3Q\mu}{4\pi kh} \lg \frac{2,25\chi}{r^2}. \quad (57)$$

Формула (56), полученная в 1935 г. Тейсом, имеет настолько широкое распространение, что ее по праву можно назвать основной формулой теории упругого режима.

Когда нужно определять снижение забойного давления в самой скважине, т. е. когда $r = r_c$, обычно используют формулу (57).

Когда определяют понижение давления в пьезометрических скважинах, удаленных от эксплуатационной на расстояние $r = R$, пользуются формулой (56).

Если совершенная эксплуатационная скважина пущена в работу при постоянном понижении забойного давления, т. е. с постоянной депрессией на пласт, то в этих условиях при упругом режиме ее дебит будет переменной величиной.

Для определения дебита в этом случае используется следующая формула:

$$Q(t) = \frac{4\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_{заб}}{\ln \frac{\pi \alpha t}{r_c^2}} \quad (58)$$

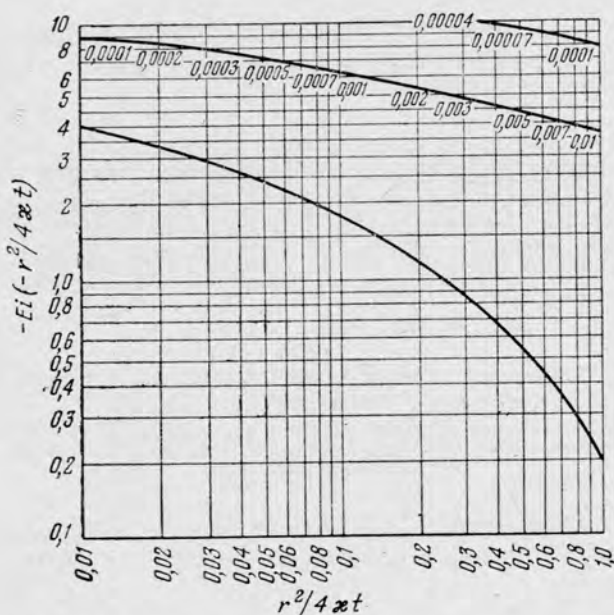


Рис. 37. График интегральной показательной функции

Эта формула получена приближенным путем, однако расхождение ее с точным решением составляет менее 1%, поэтому ею с успехом можно пользоваться для определения дебита скважин, эксплуатирующих пласты при постоянной депрессии.

§ 47. ОСНОВЫ ТЕОРИИ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ В НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ

При выводе формул подземной гидродинамики мы принимаем все пласты однородными по свойствам на всем участке потока. В действительности они чрезвычайно неоднородны по геолого-физическим свойствам. Можно отметить два крайних случая неоднородности водоносных толщ (рис. 38).

1. Пласты, сложенные чередующимися слоями пород различной проницаемости. Такой вид неоднородности часто называют слоистой неоднородностью. Характерным примером является флиш, состоящий из переслаивающихся хорошо выдержанных слоев мергелей, аргиллитов, песчаников и грубообломочных пород.

2. Пласты с резкой сменой проницаемости по простиранию. Такой вид неоднородности часто называют зональной неоднородностью. Она характерна для многих песчаных пластов, отложившихся в прибрежных, эпиконтинентальных условиях, когда песчаники по простиранию часто замещаются алеволитами и глинистыми песчаниками.

В этих же условиях зональной неоднородности происходит вертикальная фильтрация воды через толщу нормально напластованных пород разного состава.

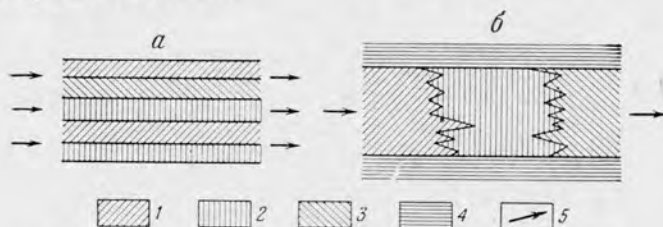


Рис. 38. Основные виды неоднородных пластов в вертикальном разрезе

a — слоистая неоднородность; *b* — зональная неоднородность; 1, 2, 3 — породы различной проницаемости; 4 — непроницаемые породы; 5 — направление потока вод

В слоисто-неоднородной водоносной толще единичный расход фильтрационного потока в каждом из слоев может быть выражен по закону Дарси:

в первом слое

$$Q_1 = \frac{k_1 \cdot h_1}{\mu} \cdot I,$$

во втором слое

$$Q_2 = \frac{k \cdot h_2}{\mu} \cdot I,$$

в *n*-ом слое

$$Q_n = \frac{k_n \cdot h_n}{\mu} \cdot I,$$

где k_1, k_2, \dots, k_n — проницаемость 1, 2, *n*-го слоев;
 h_1, h_2, \dots, h_n — мощность соответствующих слоев;
I — напорный градиент.

Складывая, получим единичный расход линейного потока слоистого неоднородного пласта:

$$Q = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2 + \dots + k_n h_n}{\mu} \cdot I.$$

Умножив и разделив правую часть уравнения на общую мощность $h = h_1 + h_2 + \dots + h_n$, получим

$$Q = \frac{(k_1 h_1 + k_2 h_2 + \dots + k_n h_n)}{h} \cdot \frac{h}{\mu} I.$$

Сравнивая это уравнение с формулой закона Дарси, отметим, что выражение

$$k_{cp} = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2 + \dots + k_n h_n}{h}$$

представляет собой средний коэффициент проницаемости слоистой неоднородной среды. Используя этот средний коэффициент проницаемости, можно применять все формулы, выведенные для однородного пласта, к слоистому неоднородному пласту.

В *зонально-неоднородной* водоносной толще скорость фильтрации можно выразить по закону Дарси:

для первой зоны

$$V_1 = \frac{k_1 \gamma}{\mu} \cdot \frac{\Delta H_1}{L_1},$$

для второй зоны

$$V_2 = \frac{k_2 \gamma}{\mu} \cdot \frac{\Delta H_2}{L_2},$$

для n -ой зоны

$$V_n = \frac{k_n \gamma}{\mu} \cdot \frac{\Delta H_n}{L_n},$$

где k_1, k_2, \dots, k_n — коэффициенты проницаемости каждой из зон;

L_1, L_2, \dots, L_n — протяженность соответствующих зон (при вертикальной фильтрации — мощность пластов);

$\Delta H_1, \Delta H_2, \dots, \Delta H_n$ — падение напора в каждой из зон.

Суммарное падение напора H при фильтрации воды через все зоны равно сумме падения напора в каждой из зон:

$$H = \sum \Delta H = \Delta H_1 + \Delta H_2 + \dots + \Delta H_n.$$

Проведя преобразования и учитывая, что в силу неразрывности потока скорости фильтрации должны быть одинаковыми в каждой зоне, т. е. $V_1 = V_2 = \dots = V_n$, имеем:

$$H = V \left(\frac{L_1}{k_1} + \frac{L_2}{k_2} + \dots + \frac{L_n}{k_n} \right) \frac{\mu}{\gamma}.$$

Разделим обе части на длину всего потока фильтрации

$$L = L_1 + L_2 + \dots + L_n,$$

$$\frac{H}{L} = \frac{V \left(\frac{L_1}{k_1} + \frac{L_2}{k_2} + \dots + \frac{L_n}{k_n} \right)}{L_1 + L_2 + \dots + L_n} \cdot \frac{\mu}{\gamma}.$$

Левая часть этого уравнения представляет собой напорный градиент I на всем пути потока L . Отсюда

$$I = \frac{H}{L} = \frac{V \left(\frac{L_1}{k_1} + \frac{L_2}{k_2} + \dots + \frac{L_n}{k_n} \right)}{L_1 + L_2 + \dots + L_n} \cdot \frac{\mu}{\gamma}.$$

Проведя преобразования, получим

$$V = \frac{L_1 + L_2 + \dots + L_n}{\frac{L_1}{k_1} + \frac{L_2}{k_2} + \dots + \frac{L_n}{k_n}} \cdot \frac{\gamma}{\mu} \cdot I.$$

Сравнивая это уравнение с формулой закона Дарси, отметим, что выражение

$$\frac{L_1 + L_2 + \dots + L_n}{\frac{L_1}{k_1} + \frac{L_2}{k_2} + \dots + \frac{L_n}{k_n}}$$

представляет собой средний коэффициент проницаемости $k_{\text{ср}}$ зонально-неоднородной толщи. Используя его можно применять все формулы, выведенные для однородного пласта, к пластам с зональной неоднородностью.

§ 48. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

В предыдущих параграфах были приведены основные уравнения подземной гидродинамики, которые выражают связи между дебитом скважины Q , давлением P в любой точке пласта и параметрами пласта и насыщающей его жидкости — k , h , μ , κ , β^* . Если при исследованиях скважин замерять дебиты, давления (уровни) и расстояния между скважинами, то, закладывая эти данные в соответствующие уравнения, можно рассчитать численные значения параметров пласта и жидкости. На этом основаны *гидродинамические методы* определения фильтрационных параметров.

В зависимости от вида движения жидкости, применяемых уравнений и технологии исследований различают четыре гидродинамических метода определения параметров пластов: 1) установившихся отборов; 2) восстановления забойного давления; 3) гидропрослушивания; 4) экспресс-методы.

1. *Метод установившихся отборов* (часто его называют методом пробных откачек, что менее правильно) основан на том, что при отборе жидкости из скважины после истечения некоторого

промежутка времени даже в условиях упругого режима дебит становится практически постоянным, и скважина работает как бы при установившемся режиме, т. е. с постоянным дебитом и постоянным забойным давлением. В этих условиях связь между дебитом и давлением описывается формулой Дюпюи (50).

Параметры пласта и жидкости по формуле Дюпюи характеризуются комплексом $\frac{kh}{\mu}$, который называется коэффициентом гидропроводности.

Решая уравнение (50) относительно $\frac{kh}{\mu}$, имеем

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{Q}{P_K - P_0} \cdot \frac{\ln \frac{R_K}{r_c}}{2\pi}.$$

По уравнению (54) $\frac{Q}{P_K - P_0} = q$, т. е. это коэффициент продуктивности. Кроме того, в общем случае, когда скважина гидродинамически несовершенная, r_c заменяется приведенным радиусом $r_{пр}$ (см. § 45).

Если подставить эти выражения в формулу для определения гидропроводности, то она примет вид

$$\frac{kh}{\mu} = q \cdot \frac{\ln \frac{R_K}{r_{пр}}}{2\pi}. \quad (59)$$

На практике дебит измеряют в $m^3/сутки$, коэффициент продуктивности имеет размерность $m^3/сутки \cdot кг/см^2$. Чтобы соблюсти одинаковые размерности в формуле (59), необходимо ввести переводный коэффициент.

С учетом этого, а также подставляя числовое значение π и переходя от натуральных к десятичным логарифмам, получим

$$\frac{kh}{\mu} = 4,242q \cdot \lg \frac{R_K}{r_{пр}}, \quad (60)$$

где $\frac{kh}{\mu}$ — коэффициент гидропроводности, $\frac{дарси \cdot см}{снз}$;

q — коэффициент продуктивности, $m^3/сутки \cdot кг/см^2$;

R_K — радиус контура питания, см;

$r_{пр}$ — приведенный радиус скважины, см.

Если по керну или геофизическим данным известна величина мощности пласта h , а по анализу жидкости определена вязкость μ , то через коэффициент гидропроводности можно определить коэффициент проницаемости k .

Практическая работа на скважине, исследуемой методом установившихся отборов, состоит из следующих операций.

1. Замеряют статическое пластовое давление (уровень).
2. Скважину пускают в работу на столько времени, пока не будет достигнут установившийся режим. Режим считается установившимся, если три-четыре последовательных замера дебита отличаются друг от друга не более чем на 3—5% (при постоянном забойном давлении).
3. Замеряют установившийся дебит и соответствующее ему забойное давление (уровень).
4. Скважину пускают в работу еще на двух режимах, измеряют дебиты и соответствующие им забойные давления.
5. По полученным данным вычисляют перепад давления как разность между статическим пластовым давлением и забойным давлением на каждом из режимов работы скважины.
6. Строят индикаторную диаграмму — график зависимости дебита от перепада давления. Если индикаторная диаграмма прямолинейная, следовательно, приток жидкости к скважине осуществляется по линейному закону фильтрации и полученные данные можно обрабатывать по формуле Дюпюи.
7. По прямолинейной индикаторной диаграмме вычисляют коэффициент продуктивности как отношение дебита в любой произвольной точке на диаграмме к соответствующему перепаду давления.
8. Для гидродинамически несовершенных скважин вычисляют приведенный радиус скважины.
9. По формуле (60) вычисляют коэффициент гидропроводности.

Пример. Самоизливающаяся водяная скважина исследовалась методом установившихся отборов на четырех режимах. Результаты исследований сведены в табл. 6. Определить гидропроводность пласта (скважина гидродинамически совершенная).

Т а б л и ц а 6

Результаты исследования скважины

№ режима	Время работы, ч	Дебит, м ³ /сутки	Давление на устье, кг/см ²	Давление забойное, кг/см ²	Статическое пластовое давление, кг/см ²
0	—	0	5,6	—	126,94
1	700	467	3,0	124,7	—
2	26	595	2,4	124,1	—
3	26	671	2,0	123,62	—
4	26	954	1,5	122,3	—

1. Определяем перепад давления на каждом режиме работы скважины;
 $\Delta P_1 = 126,94 - 124,7 = 2,24 \text{ кг/см}^2$; $\Delta P_2 = 126,94 - 124,1 = 2,84 \text{ кг/см}^2$;
 $\Delta P_3 = 126,94 - 123,62 = 3,32 \text{ кг/см}^2$; $\Delta P_4 = 126,94 - 122,3 = 4,64 \text{ кг/см}^2$.

2. Строим индикаторную диаграмму (см. рис 31).

3. Индикаторная диаграмма прямолинейна. Определяем коэффициент продуктивности. Для этого выбираем произвольную точку A , у которой $Q_A = 798 \text{ м}^3/\text{сутки}$ и $\Delta P = 4 \text{ ат}$. Коэффициент продуктивности

$$\frac{Q_A}{\Delta P_A} = \frac{798}{4} = 199,5 \text{ м}^3/\text{сутки}/\text{кг}/\text{см}^2.$$

4. Определяем коэффициент гидропроводности по формуле (60)

$$\frac{kh}{\mu} = 4,242q \lg \frac{R_k}{r_c}.$$

Условно принимаем $R_k = 10 \text{ км} = 10^4 \text{ м} = 10^6 \text{ см}$.

Радиус скважины r_c , определяемый по диаметру долота, равен $0,144 \text{ м} = 144 \text{ см}$.

$$\frac{kh}{\mu} = 4,242 \cdot 199,5 \cdot \lg \frac{10^6}{144} = 3250 \frac{\text{дарси} \cdot \text{см}}{\text{спз}}.$$

5. Определяем проницаемость пласта, если по промыслово-геофизическим диаграммам известно, что эффективная мощность пласта $h = 54 \text{ м} = 5400 \text{ см}$, а по лабораторным данным вязкость пластовой воды $\mu_n = 0,8 \text{ спз}$.

$$\frac{kh}{\mu} = 3250; \quad k = \frac{\mu \cdot 3250}{h} = \frac{0,8 \cdot 3250}{5400} = 0,48 \text{ дарси}.$$

2. *Метод восстановления забойного давления*, как и все последующие методы, основан на исследовании неустановившихся процессов фильтрации жидкости. Теоретически можно определить параметры пластов по результатам замеров давления и дебита при любом режиме работы скважины. Однако легче всего замерять давление в остановленной скважине, поэтому для исследования пластов при неустановившемся режиме фильтрации пользуются остановкой скважин.

После остановки скважины в пласте начинается процесс восстановления давления. С гидродинамической точки зрения процесс перераспределения давления в пласте после остановки скважины выражается теми же формулами, что и процесс перераспределения давления после пуска скважины. Только в первом случае происходит снижение давления, а во втором — повышение (восстановление).

Если остановка скважины произошла мгновенно, то в этом случае можно пользоваться формулой (57), выведенной для мгновенного пуска скважины с постоянным дебитом:

$$\Delta P = \frac{2,3Q\mu}{4\pi kh} \cdot \lg t + \frac{2,3Q\mu}{4\pi kh} \lg \frac{2,25r}{r_{np}^2}.$$

Нетрудно видеть, что в координатах $\Delta P - \lg t$ выражение (57) представляет собой уравнение прямой линии, у которой угловой коэффициент

$$A = \frac{2,3Q\mu}{4\pi kR} = \text{tg } \alpha,$$

где α — угол, образуемый прямой линией с осью абсцисс, по которой откладываются значения $\lg t$; свободный член

$$B = A \cdot \lg \frac{2,25\kappa}{r_{\text{пр}}^2}$$

соответствует отрезку, отсекаемому на оси ординат, где откладываются значения ΔP (рис. 39).

В процессе исследования замеряют Q — установившийся дебит скважины до ее остановки, а после закрытия скважины регистрируют в различные промежутки времени t соответствующие значения

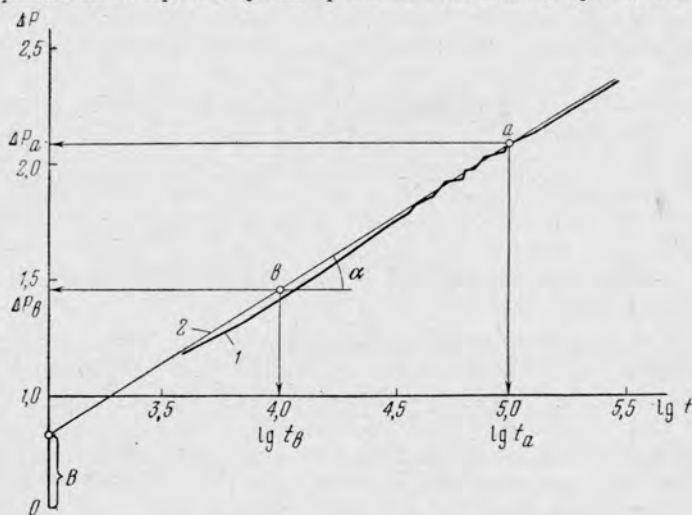


Рис. 39. График восстановления забойного давления после закрытия скважины (в полулогарифмических координатах)

1 — фактическая кривая; 2 — касательная по конечному участку фактической кривой

повышения давления ΔP . Затем в полулогарифмических координатах строят график $\Delta P - \lg t$, по которому определяют A и B .

Параметры пласта находят по выражениям:

гидропроводность

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{2,3Q}{4\pi A} = 0,183 \cdot \frac{Q}{A}, \quad (61)$$

комплекс

$$\frac{\kappa}{r_{\text{пр}}^2} = 0,445 \cdot 10^{\frac{B}{A}}. \quad (62)$$

Если известен приведенный радиус скважины $r_{\text{пр}}$, то вычисляют коэффициент пьезопроводности κ .

Необходимо помнить о размерностях, применяемых в формулах: Q — дебит, $\text{см}^3/\text{сек}$; h — мощность, см ; k — проницаемость, дарси;

μ — вязкость, *спз*; t — время с момента остановки скважины, *сек* и ΔP — приращение давления, кг/см^2 .

Следует подчеркнуть, что необходимым условием для определения параметров пласта по методу восстановления давления является существование в пласте или в части его установившегося распределения давления. Для этого необходимо, чтобы до остановки скважина работала длительное время (обычно 2—5 суток) с постоянным дебитом.

Практическая работа на скважине, исследуемой по методу восстановления давления, состоит из следующих операций.

1. Замеряют статическое пластовое и устьевое давление (уровень) и скважину пускают в работу.

2. После отработки скважины с постоянным дебитом в течение не менее двух суток на забой спускают манометр (чаще дифференциальный манометр ДГМ-4, который регистрирует непосредственно перепад давления). После этого скважину закрывают.

3. Регистрируют изменение устьевого давления (уровня) в закрытой скважине.

4. Манометр извлекают на поверхность после полного восстановления давления, о чем судят по стабилизации устьевого давления (уровня).

5. Бланк манометра расшифровывают и строят график восстановления давления в полулогарифмических координатах $\Delta P - \lg t$.

6. По последним точкам графика, лежащим на прямой линии, проводят касательную до пересечения с осью ординат ΔP . По ней находят значения коэффициентов A и B , по которым вычисляют параметры пласта, используя формулы (61) и (62).

Пример. Водяная самоизливающаяся скважина исследована по методу восстановления давления. В результате обработки бланка манометра ДГМ-4 получена кривая восстановления давления, представленная в полулогарифмических координатах на рис. 39. Установившийся дебит до остановки скважины $980 \text{ м}^3/\text{сутки} = 11\,340 \text{ см}^3/\text{сек}$. Определить параметры пласта.

1. Проводим прямую линию по последним точкам графика до пересечения с осью ординат. Находим $B = 0,84$.

2. Для определения тангенса угла наклона прямой выбираем на ней две произвольные точки a и b с координатами $(\Delta P_a, \lg t_a)$ и $(\Delta P_b, \lg t_b)$. В нашем случае $\lg t_a = 5$, $\lg t_b = 4$, $\Delta P_a = 2,09$, $\Delta P_b = 1,46$.

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta P_a - \Delta P_b}{\lg t_a - \lg t_b} = \frac{2,09 - 1,46}{5 - 4} = 0,63.$$

3. Вычисляем коэффициент гидропроводности

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{0,183 \cdot 11\,340}{0,63} = 3290 \frac{\text{дарси} \cdot \text{см}}{\text{спз}}.$$

4. Вычисляем комплекс $\frac{\gamma}{r_{\text{пр}}^2}$:

$$\frac{\gamma}{r_{\text{пр}}^2} = 0,445 \cdot 10^{\frac{0,84}{0,63}} = 0,445 \cdot 10^{1,334} = 0,445 \cdot 21,6 = 9,6 \frac{1}{\text{сек}}.$$

3. *Метод гидропрослушивания* заключается в регистрации изменения во времени давления (уровня) в реагирующих пьезометрических скважинах с одновременной записью изменения во времени дебита возмущающей скважины. Эти замеры представляются в виде графиков, где по оси абсцисс отложено время, а по оси ординат — давление и дебит. Графики позволяют качественно судить о геологическом строении исследуемого пласта (о его прерывистости или непрерывности между скважинами), а также используются для определения средних параметров пласта. При этом, если возмущающая скважина работала с постоянным дебитом, то расчеты ведут по формулам (56) и (57), а если дебит был переменный, то приходится применять более сложные формулы.

В результате исследования, как и по методу восстановления забойного давления, вычисляются комплексные параметры: гидропроводность $\frac{kh}{\mu}$ и комплекс $\frac{\kappa}{r^2}$. Причем в последнем выражении значение r есть расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами, которое можно определить вполне точно. Поэтому коэффициент пьезопроводности κ определяется методом гидропрослушивания точнее, чем методом восстановления забойного давления, где приходится иметь дело с приведенным радиусом скважины, величина которого обычно очень приближенна.

4. *Экспресс-методы*. Сущность их заключается в кратковременном возбуждении пласта путем отбора или закачки воды в количестве, не превышающем одного объема скважины. Экспресс-методы удобны тем, что при исследовании не нужно откачивать жидкость на поверхность.

Кратковременное возбуждение пласта может быть осуществлено различными путями: подкачкой воздуха в закрытую скважину, мгновенным подливом жидкости на уровень, вытеснением части жидкости при погружении груза под уровень, мгновенным отбором жидкости.

При исследовании экспресс-методами возбуждают освоенную скважину, находящуюся в статическом состоянии. После возбуждения скважины регистрируется изменение во времени забойного давления и объема воды в скважине, которые записываются в виде таблиц. Эти таблицы и построенные по ним соответствующие графики служат основным исходным материалом для определения параметров пласта. Вычисления проводят по преобразованным формулам неустановившегося движения с учетом притока жидкости в ствол скважины после ее закрытия. Порядок исследования и обработки материалов изложен в специальных руководствах.

Глава 9

**УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ ВОД В НЕДРАХ
НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
И ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН, ДАВШИХ
ПРИ ОПРОБОВАНИИ ВОДУ****§ 49. ПРОМЫСЛОВАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ВОД
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Нефтяные и газовые залежи теснейшим образом связаны с подземными водами. Процессы образования нефти и газа, скопления этих полезных ископаемых в залежи, разрушения и рассеивания их происходят в поровой среде пород, существеннейшим элементом которой являются подземные воды. По-видимому, нет ни одного другого полезного ископаемого, которое было бы столь тесно связано с водой по условиям залегания в недрах и условиям разработки, как нефть и газ.

Особое значение подземных вод в нефтяной и газовой промышленности предопределило быстрое развитие самостоятельной отрасли научных знаний — гидрогеологии нефтяных и газовых месторождений.

Каковы же условия залегания вод нефтяных и газовых месторождений? На этот вопрос дает ответ их промысловая классификация.

Воды, находящиеся в нефтяных и газовых месторождениях, в промысловой практике подразделяются на три вида: 1) пластовые, 2) тектонические (жильные) и 3) остаточные (связанные).

Каждый вид отличается своими условиями залегания. Тектонические воды циркулируют по трещинам и плоскостям тектонических нарушений, секущих нефтегазоносные пласты, и могут вызывать появление неожиданных очагов обводнения при разработке залежей. Остаточные (связанные) воды залегают в самих нефтеносных породах, в самих залежах, насыщая субкапиллярные поры продуктивных пластов.

Пластовые воды наиболее широко распространены в месторождениях нефти и газа. В зависимости от пространственного расло-

ложения по отношению к залежам они подразделяются на несколько видов:

1) нижние краевые (контурные) воды, находящиеся в тех же пластах, что и залежи, не полностью подстилающиеся водой и залегающие ниже залежи данного пласта;

2) подошвенные воды, находящиеся в подошве залежей, полностью подстилающихся водой;

3) промежуточные воды, приуроченные к водоносным пропласткам и пластам внутри нефтегазонасыщенной толщи, которая является единым объектом эксплуатации;

4) верхние краевые воды, встречающиеся в том же пласте, что и залежь, но выше нее. Эти воды крайне редки;

5) верхние воды, приуроченные к водоносному пласту, залегающему выше нефтеносного пласта;

6) нижние воды, приуроченные к водоносному пласту, залегающему ниже нефтеносного пласта.

На рис. 40 изображены схематические разрезы, иллюстрирующие промышленную классификацию вод нефтяных месторождений.

Для газовых и газоконденсатных месторождений следует отметить еще *конденсационные воды*. Они выделяются из газа при конденсации водяных паров и отличаются очень небольшой минерализацией; подчас это совершенно пресные воды. В газе они присутствуют в виде паров воды.

Из приведенной классификации видно, что большинство вод нефтяных месторождений по условиям залегания ничем не отличается от обычных напорных подземных вод. Только остаточные и конденсационные воды можно отнести к особым водам, свойственным исключительно нефтяным и газовым месторождениям.

Основное отличие вод нефтяных и газовых месторождений за-

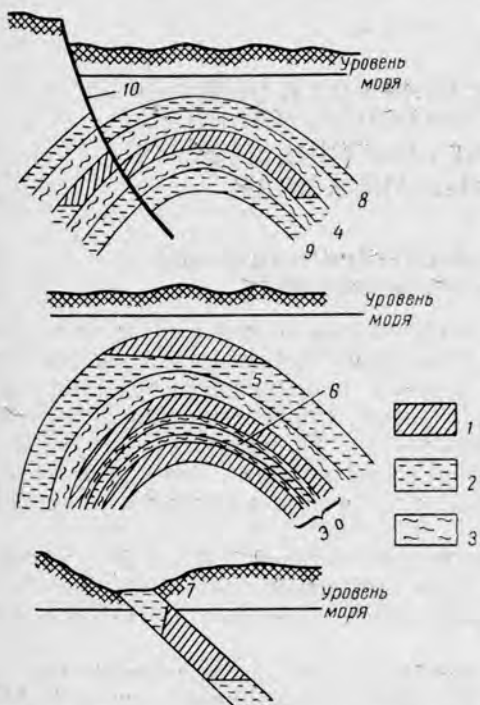


Рис. 40. Схема залегания вод на нефтегазовом месторождении (по М. А. Жданову и М. И. Максимоу)

1 — нефть; 2 — вода; 3 — прослои глин; воды: 4 — нижние краевые; 5 — подошвенные; 6 — промежуточные; 7 — верхние краевые; 8 — верхние; 9 — нижние; 10 — тектонические; Э. о. — эксплуатационный объект

ключается в том, что они содержат целый ряд веществ, которые не встречаются или не достигают высоких концентраций в водах вне месторождений нефти и газа. На этом основано использование газового и химического составов подземных вод для оценки перспектив нефтегазоносности и поисков залежей нефти и газа. Особенности химического и газового состава вод нефтегазовых месторождений изложены в главе 10. В данной главе рассматриваются приборы и методические приемы работ, с помощью которых получают необходимую для дальнейшего использования информацию о подземных водах и гидрогеологических условиях в недрах Земли.

§ 50. ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ И ВИДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОДЯНЫХ СКВАЖИН

Исследование водяных скважин, колодцев, источников — важнейший этап любой гидрогеологической работы. Только исследование дает необходимый материал для всех дальнейших гидрогеологических построений и выводов. Достоверность всех гидрогеологических рекомендаций зависит от качества и количества фактических данных, полученных при этих исследованиях.

Гидрогеологическое изучение нефтегазоносных районов имеет свои особенности.

Во-первых, исследования приходится проводить в *глубоких скважинах*, что требует применения специальных *глубинных* приборов и аппаратуры, а также специальных средств для спуска и подъема приборов в скважины.

Во-вторых, гидрогеологическое изучение нефтегазоносных районов производится *попутно* с основными работами, направленными на поиски нефти и газа. За малым исключением пьезометрических и нагнетательных законтурных скважин все поисковые, разведочные и эксплуатационные скважины бурят для получения нефти и газа. Специальное вскрытие водоносных пластов ради получения только воды в таких скважинах практически никогда не осуществляют. Но если приток воды все же вызван, то необходимо приложить все усилия, чтобы получить максимум гидрогеологической информации.

О том, как можно использовать гидрогеологические данные при поисках нефти и газа, а также при разведке и разработке месторождений этих полезных ископаемых, говорится в главах 10 и 11. Какой же минимальный комплекс сведений необходимо получить в результате исследовательских работ в скважинах, чтобы его было достаточно для решения важных задач?

В настоящее время в комплекс необходимых и обязательных данных включают сведения:

- 1) по химическому составу пластовых вод;
- 2) по статическим уровням и пластовым давлениям;
- 3) по растворенным газам пластовых вод;
- 4) по температурным условиям недр.

В последнее время к этому списку все чаще прибавляют сведения о фильтрационных (гидродинамических) параметрах водоносных пластов.

Для получения этих данных необходимо отбирать пробы пластовой воды и растворенного в воде газа, замерять положение статического уровня, определять давления и температуры, регистрировать изменение уровня или давления для оценки гидродинамических характеристик пластов. Все эти операции в целом получили название *исследование* скважин.

§ 51. ОСНОВНЫЕ ПРИБОРЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ В ГЛУБОКИХ СКВАЖИНАХ

Ниже приведено краткое описание приборов, с помощью которых проводят исследовательские работы в глубоких водяных скважинах. Подробная характеристика и правила работы с приборами, изготавливаемыми промышленностью, даются в технических инструкциях на каждый прибор.

Любой глубинный прибор для работы должен быть спущен в скважину и затем извлечен на поверхность. Спуск и подъем приборов производят на стальной проволоке (или тросике) с помощью глубинной *лебедки*.

На промыслах и разведках СССР наибольшее распространение получили лебедки Азинмаш-8 и Азинмаш-11, смонтированные на шасси грузового автомобиля и имеющие механический привод от мотора этого автомобиля. Из числа лебедок с ручным приводом наиболее известны так называемые «аппараты В. П. Яковлева». На рис. 41 представлен общий вид автомашины с лебедкой. Лебедка 1 находится в передней части кузова. С правой стороны коробки передач автомашины укреплен корпус отбора мощности 2. Вращение шестерен коробки отбора мощности передается карданным валом 3 с узлом цепной передачи 4 на лебедку. Мерное устройство 5 укреплено на верхней части станины лебедки. Проволока намотана на барабан и через шкив мерного устройства подается в скважину.

Лебедка Азинмаш работает со стальной проволокой диаметром 1,6—1,8 мм. Максимальная длина проволоки 3500 м.

В переливающие скважины глубинные приборы спускают через специальную трубу с сальником (лубликатор), которая герметизирует устье скважины во время спуска и подъема приборов.

Для измерения уровня воды в скважинах применяются различные типы наконечников: хлопушки, свистки, поплавки и т. п. Если уровень находится на глубине до 100 м, то удобнее всего пользоваться *гидрогеологической рулеткой* конструкции Б. П. Остроумова (рис. 42). Она состоит из корпуса 1, барабана 2 и стального канатика 3; последний разделен бирками с обозначением его длины в метрах. К концу канатика с помощью карабина 4 прикрепляется хлопушка или свисток 5.

Простейшая хлопушка представляет собой отрезок трубы, с одного конца забитый пробкой (или заваренный) и с ушком в центре. Такая хлопушка дает вполне отчетливый сигнал (хлопок) при ударе об воду в скважине до глубины 250—300 м.

Для установления уровня на больших глубинах предпочтительнее пользоваться поплавками. Уверенные результаты дает также

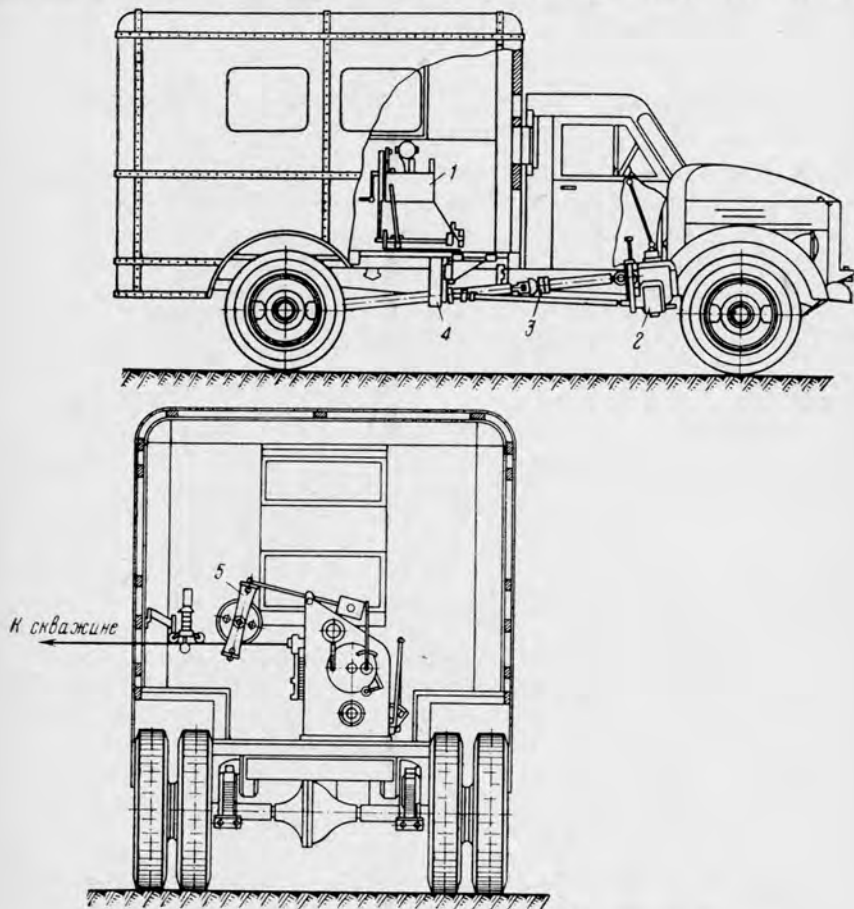


Рис. 41. Лебедка для глубинных измерений Азинмаш-11

электроуровнемер. Этот прибор по существу представляет собой два изолированных контакта двужильного кабеля, опускаемого в скважину. Когда контакты достигают уровня воды, они замыкают электрическую цепь. В результате наверху загорается лампочка или звонит звонок, включенные в цепь прибора.

Для автоматической записи колебаний уровня воды в скважинах используют *пьезографы*. Пьезограф системы В. П. Яковлева,

установленный в рабочем положении на устье скважины, представлен на рис. 43. Весь прибор состоит из устьевого покрытия 10, собственно пьезографа, поплавка 8 и контргруза 9. Сам пьезограф, подвешенный за крышку, помещается в верхней части ствола скважины. Его размеры таковы, что он помещается в обсадную колонну диаметром 150 мм. Однако работать пьезограф может и в скважинах меньшего диаметра, но в этом случае сам пьезограф должен располагаться над устьем скважины.

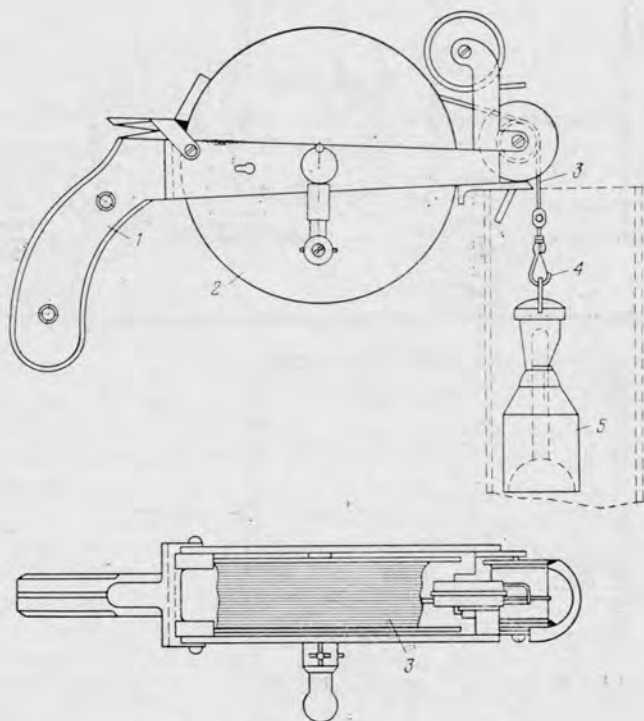


Рис. 42. Гидрогеологическая рулетка

Пьезограф состоит из подвесной рамы 1 с основанием 2 и вращающегося от часового механизма барабана 3. Барабан обертывается миллиметровой бумагой. Вдоль боковой поверхности барабана по стойкам 4 скользит перо 5, подвешенное на нитке от ведомого шкива 6. Через ведущий шкив перекинута проволока 7, на одном конце которой закреплен поплавок 8, а на другом — контргруз 9. Колебания уровня передаются по проволоке на ведущий шкив, от него — на ведомый шкив и по нитке — на перо. Передаточное число от ведущего шкива к ведомому можно изменять, благодаря чему масштаб записи колебаний уровня может изменяться от 1 : 1 до 1 : 100.

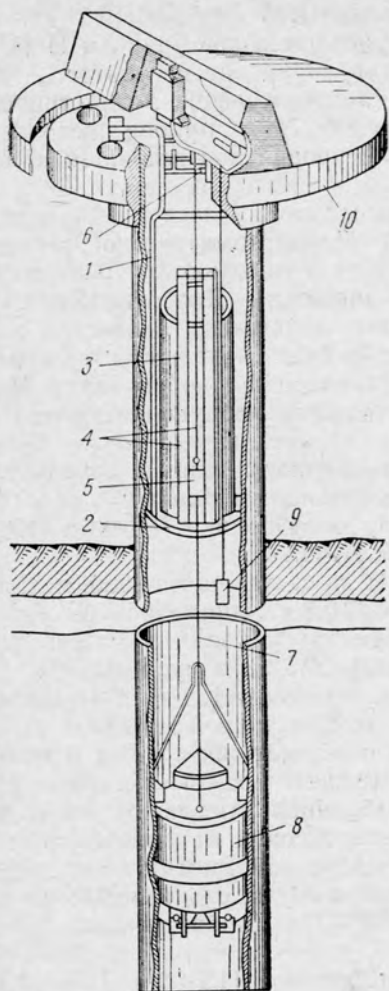


Рис. 43. Пьезограф В. П. Яковлева, установленный на устье скважины

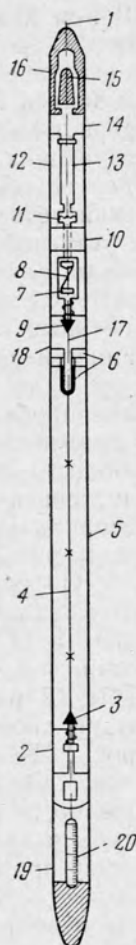


Рис. 44. Принципиальная схема пробоотборника ПД-03

1 — проволока; 2, 18 — переходники; 3 — нижний клапан; 4 — тяга; 5, 12 — трубы; 6, 15 — замки; 7 — стакан; 8 — спусковой рычаг; 9 — верхний клапан; 10, 14 — муфты; 11 — фрикцион; 13 — часовой механизм; 16 — хвостовик; 17 — шток; 19 — кожух; 20 — термометр

Часовой механизм обычно имеет семисуточный завод, причем один оборот барабана происходит за 1 сутки.

Для очень точного замера колебаний уровня (0,2—0,5 мм) применяют прецизионный электроуровнемер конструкции П. И. Косолапова. В нем движение поплавка на уровне передается к перу не механически проволокой (как в пьезографе), а электрически, приводя в действие электромоторчик. Этот прибор используют обычно для записи микроколебаний уровня под влиянием колебаний атмосферного давления.

В переливающих скважинах избыточное устьевое давление замеряют образцовыми манометрами. Для автоматической регистрации изменений устьевого давления с точностью до 0,001 кг/см² применяют устьевой манометр Корнилюка — Яковлева Якор-II.

Пробы воды с уровня отбирают желонками. Известно много конструкций последних. Наиболее простая желонка — это отрезок трубы, заваренный снизу и с приваренной дужкой наверху. Часто такую желонку используют и в качестве хлопушки для отбивки уровня.

Глубинные пробы воды и растворенного газа с сохранением пластового давления отбирают при помощи *глубинных пробоотборников*. Наиболее распространены пробоотборники ПД-03 и ПД-3М и в меньшей степени пробоотборник ПРИЗ-2.

Пробоотборник ПД-03 (рис. 44) представляет собой металлический цилиндр длиной 2,6 м, весом 10,5 кг, диаметром 38 мм, емкостью 0,8 л. Он состоит из следующих разъемных частей: двух труб 5 и 12, кожуха 19 для термометра 20, двух муфт 10 и 14, двух переходников 2 и 18. Внутри трубы 5 помещается тяга 4, два клапана — верхний 9 и нижний 3, стакан 7, спусковой рычаг 8 и замок 6. Внутри трубы 12 расположен часовой механизм 13 с фрикционным 11. Внутри хвостовика 16 помещается замок 15, к которому крепится трос 1. Клапаны пробоотборника закрываются под действием часового механизма. Нередко часовой механизм, работающий нестабильно, заменяют ударным устройством, с помощью которого клапаны закрываются от удара груза, скользящего по проволоке (по типу пробоотборника ПРИЗ). Пробоотборник ПД-3М имеет сходное устройство.

Основным недостатком пробоотборников ПД-03 и ПД-3М является плохая промываемость при отборе проб, что сказывается на качестве взятой пробы. Для лучшей промываемости открытый пробоотборник несколько раз поднимают и опускают над исследуемым интервалом на 10—15 м и только после этого отбирают пробу.

Пробоотборник ПРИЗ-2 (рис. 45) конструкции Б. А. Рогова и И. К. Зерчанинова представляет собой цилиндр длиной 1,9 м, наружным диаметром 35 мм, емкостью 1 л. Пробоотборник состоит из корпуса 6, верхнего 8 и нижнего 2 клапанов, двух посадочных цилиндров 4 и 9, штока 7, насадки 1, рабочей пружины 10 и запорного механизма, имеющего корпус 13, стакан 15, защелки 11 и

пружину 12. Уплотнение клапанов пробоотборника достигается при помощи резиновых колец 3 и 5. В отличие от пробоотборника ПД он не имеет часового механизма, и герметизация пробы осуществляется путем спуска груза 14 по проволоке, который, ударяя по стакану запорного механизма, отсекает пробу в рабочей камере.

Преимуществами данного прибора являются более хорошая промываемость и простота обращения. К числу недостатков следует отнести трудность его применения в переливающихся скважинах, поскольку в лубрикаторах нет приспособлений для удержания груза на устье при спуске пробоотборника. Кроме того пробоотборник не имеет камеры для термометра.

Пластовое давление в водяных скважинах достаточно точно определяют расчетным путем по положению статического уровня и объемному весу воды. Однако иногда приходится прибегать к непосредственному замеру. Пластовое давление измеряют глубинными манометрами. Наиболее распространены самопишущие глубинные манометры МГГ-1 и МГГ-2У. Основным рабочим элементом этих манометров является пустотелая многovitковая пружина — геликс. При повышении давления, действующего на внутреннюю полость геликса, пружина разворачивается, причем угол раскручивания пропорционален действующему давлению.

Схематическое устройство манометра МГГ-1 приведено на рис. 46. Давление жидкости через отверстие 2 в корпусе прибора 1 действует на сильфон 3. Сильфон представляет собой гофрированный цилиндр, стенки которого изогнуты в виде мехов гармоник. Внутренняя полость сильфона связана с витой геликсной пружиной 5 через капилляр 4. Нижний конец геликса закреплен на стержне 6, а верхний конец присоединен к оси 7, на которой закреплена стрелка с пером 8. Геликсная пружина раскручивается под действием давления, и пером 8 производится запись на диаграммном бланке. Бланк вставлен в каретку 9, которая перемещается часовым механизмом 11 через ходовой винт 10.

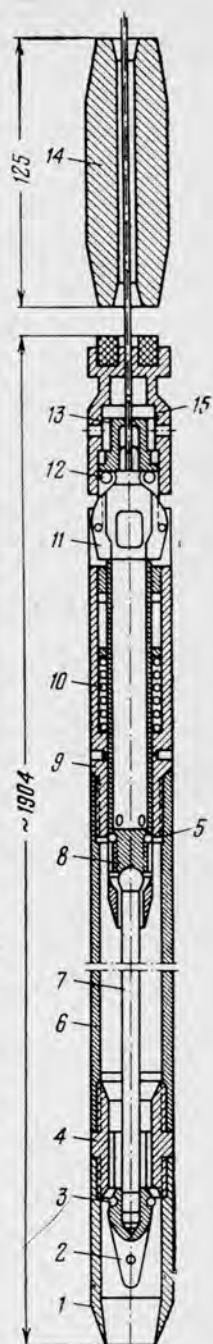


Рис. 45. Пробоотборник ПРИЗ-2

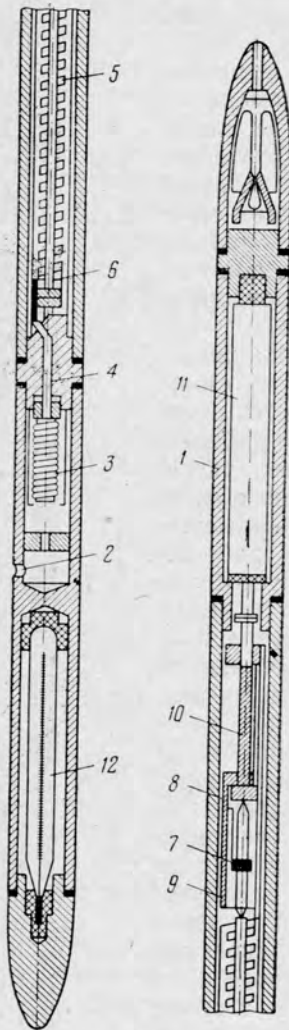


Рис. 46. Самопишущий
глубинный геликсный ма-
нометр МГГ-1

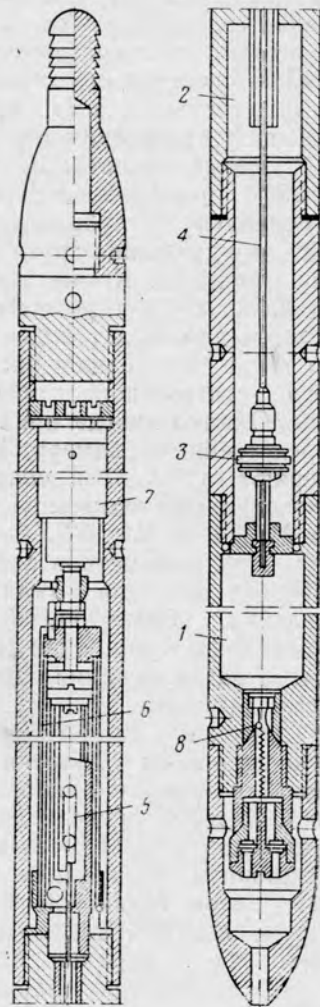


Рис. 47. Самопишущий глы-
бинный дифференциальный
манометр ДГМ-4 констру-
кции И. М. Иванова

В результате вращения пера и хода каретки на диаграммном бланке будет записано изменение давления во времени.

В нижней части корпуса манометра имеется камера для термометра 12.

В нефтепромысловой практике применяются и другие типы глубинных манометров, в частности, поршневые манометры МГП-2 и МГП-3М.

Для гидродинамических исследований скважин, когда возникает необходимость в измерении с большой точностью малого изменения давления во времени, применяют глубинный самопишущий дифференциальный манометр ДГМ-4 конструкции М. М. Иванова.

Принцип действия дифференциального манометра ДГМ-4 (рис. 47) заключается в том, что две воздушные камеры 1 и 2, разделенные поршнем 3, заполняются сжатым воздухом до давления, примерно равного давлению в намеченной точке измерения его в скважине.

После спуска прибора в скважину на нужную глубину и открытия специального клапана 8 давление в нижней камере 1 сравнивается с давлением в скважине. Выравнивание давления и последующее изменение давления в скважине вызывает перемещение поршня. Перемещение поршня, связанного штангой 4 с регистрирующим устройством 5, записывается на бланке, вложенном в барабан 6. Барабан вращается часовым механизмом 7 с постоянной скоростью. Величина перемещения поршня после открытия клапана пропорциональна изменению давления в скважине. Зная абсолютное давление на глубине спуска прибора (оно измеряется манометром МГГ или рассчитывается) и величину перемещения поршня, по специальной формуле подсчитывают изменения давления в скважине с большой точностью.

Температура в скважине измеряется максимальными термометрами; их действие, как и обычных медицинских термометров, основано на изменении объема ртути, заключенной в термометрической камере, под влиянием температуры. Для спуска термометра в скважину применяют специальные герметичные гильзы или используют камеры для термометров в глубинных манометрах и пробоотборниках ПД-03 и ПД-3М.

В последнее время разработаны также различные *термографы* с автоматической записью температуры.

§ 52. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ОПРОБОВАНИЯ

Опробование пластов, вскрытых при бурении, проводится как в необсаженной скважине, так и после крепления ствола скважины обсадной колонной и ее цементации.

В необсаженных скважинах опробование ведут с помощью испытателей пластов. Современные конструкции испытателей

пластов позволяют получить главным образом качественную характеристику пласта, т. е. выяснить, чем насыщен пласт — газом, нефтью или водой.

Наиболее полную информацию о пласте получают в результате исследований обсаженных скважин.

В обсаженных скважинах допустимо опробование только тех пластов, которые были перекрыты цементом при затрубной цементации обсадной колонны. Для вскрытия опробуемого пласта обсадную колонну и цементное кольцо за ней простреливают с помощью перфораторов. Затем для очистки ствола скважины от глинистого раствора промывают скважину чистой водой через колонну бурильных или насосно-компрессорных труб.

Для вызывания притока пластовой жидкости («возбудить» пласт) необходимо уменьшить давление столба жидкости в скважине, чтобы пластовое давление было больше противодавления. Иногда это достигается уже при замене глинистого раствора водой в процессе очистки ствола скважины. Если такое снижение давления не возбуждает пласт, то приходится отбирать часть воды из скважины.

В настоящее время уровень воды в скважине снижают свабированием (поршневанием) или компрессорным способом.

При *свабировании* применяют поршень с обратным клапаном (сваб). Во время погружения сваба под уровень жидкости его клапан открыт, жидкость свободно заполняет пространство над поршнем. Во время подъема сваба его клапан закрывается, на поверхность извлекается столб жидкости, находящейся над поршнем. При *компрессорном способе* жидкость из скважины извлекается под действием сжатого воздуха.

Если при максимальном снижении уровня приток получить не удается, то проводят дополнительную перфорацию, торпедирование и т. п. Объект опробования считают практически «сухим», если приток жидкости из него не превышает $3 \text{ м}^3/\text{сутки}$. Дальнейшие гидрогеологические работы на таких объектах не проводят.

Откачку воды из скважины при освоении водоносного пласта ведут до тех пор, пока не будет установлен постоянный состав извлекаемой воды. Состав воды оценивается по содержанию ионов Cl^- , плотности и рН. Эти определения нетрудоемки, выполняются быстро непосредственно рядом со скважиной. Состав воды считается постоянным, если в трех последовательно отобранных пробах воды определены одинаковые значения плотности, рН и содержания хлора. В промежутках между отбором проб необходимо откачивать не менее одной трети объема ствола скважины.

Для контроля в конце откачки следует отобрать глубинную пробу воды с забоя скважины.

Производительность водоносного пласта в первом приближении оценивается еще в период возбуждения пласта по скорости понижения уровня при откачке или по скорости восстановления уровня во время вынужденных остановок. Ориентировочно определить

объем извлекаемой жидкости можно также по глубине спуска сваба.

Для определения установившегося притока проводится откачка воды с постоянным динамическим уровнем в течение нескольких суток. Объем жидкости измеряют мерной емкостью. Время заполнения емкости определяют по секундомеру. Дебит воды вычисляют по формуле

$$Q = \frac{V}{t},$$

где V — объем мерной емкости;

t — время заполнения мерной емкости.

В конце периода отработки скважины отбирают пробу воды для полного химического анализа в лаборатории.

В переливающихся скважинах дебит измеряют также мерной емкостью или с помощью различного рода расходомеров. Одновременно определяют температуру струи воды.

Переливающие скважины очень удобно тут же исследовать методом установившихся отборов на трех-четыре режимах. Режим истечения регулируют шайбами или поворотом задвижки на устье скважины. На каждом режиме скважина должна работать не менее двух суток.

После замера установившегося притока скважину останавливают для замера *восстановления уровня* и определения *статического уровня* и *пластового давления воды*. При небольшом притоке рациональнее измерять уровень до откачки, чтобы сократить время на восстановление уровня.

Следить за восстановлением уровня можно с помощью поплавка, уровнемера, пьезографа, эхолота, а также глубинных манометров. Из последних особенно удобны поршневые манометры МГП, обладающие растянутым бланком записи давления.

Перед подъемом последнего сваба необходимо измерить этим свабом положение уровня воды, а после его подъема сразу же спустить в скважину прибор, которым измеряют подъем уровня. Для сокращения до минимума времени между подъемом сваба и спуском прибора последний должен быть заранее приведен в рабочее положение.

При использовании электроуровнемера или поплавка удобен следующий прием. В зависимости от скорости подъема уровня задаются интервалами замеров. Допустим, что интервал выбран равным 50 м. Отметив первую глубину уровня, поднимают по счетчику поплавков или уровнемер на 50 м и измеряют секундомером время, за которое уровень поднимается на данную высоту. Этот момент отмечается включением лампочки уровнемера или ослаблением натяжки троса поплавка. Затем вновь приподнимают прибор на 50 м и отмечают время восстановления уровня до этой точки и т. д. Постепенно скорость подъема уровня снижается, и интервал замера уменьшают, чтобы получить больше точек.

Описанный прием особенно полезен в начальный период исследования, когда уровень поднимается очень быстро. Напротив, в конечный период удобнее пользоваться приборами с автоматической записью — пьезографами или глубинными манометрами.

По полученным замерам восстановления (падения) уровня во времени строят *кривую восстановления уровня*. На рис. 48 приведено несколько кривых восстановления уровня в глубоких скважинах. Подобные кривые необходимо строить на скважине непосредственно во время замеров, чтобы была возможность контроля.

По кривым восстановления уровня определяют статическое положение уровня и оценивают коэффициент продуктивности.*

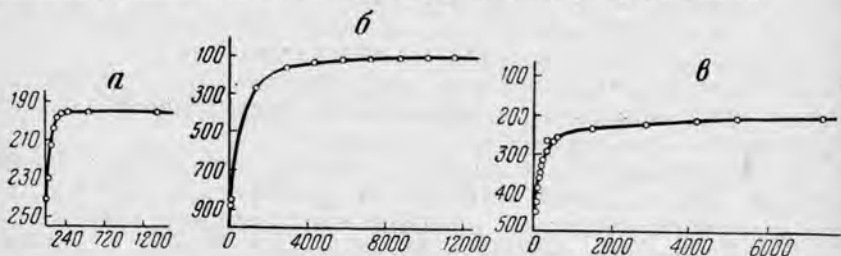


Рис. 48. Кривые восстановления уровня водяных скважин месторождения Узень

по вертикали — положение динамического уровня, м; по горизонтали — время, мин; а — быстрое восстановление уровня до статического положения; б — медленное восстановление уровня до статического положения; в — уровень не восстановлен до статического положения

В переливающихся скважинах измеряют восстановление устьевого избыточного давления или же восстановление уровня в трубах, находящихся выше устья.

Для замеров давления на устье следует применять образцовые манометры. При этих замерах необходимо иметь в виду два обстоятельства.

Во-первых, часто на устье переливающихся закрытых скважин скапливается газ, выделяющийся из воды. Его необходимо периодически удалять из-под манометра, чтобы замерять давление воды, а не газа. Для этого около манометра должен быть предусмотрен выпускной вентиль.

Во-вторых, если изливающаяся вода имеет достаточно высокую температуру (обычно выше 25—30° С), то в остановленной скважине устьевое давление поднимается выше статического и лишь

* Иногда рекомендуют по кривым восстановления уровня определять гидродинамические параметры пласта (гидропроводность и пьезопроводность) тем же методом, как и по кривым восстановления давления (см. § 48). Эта рекомендация ошибочна, поскольку исходные формулы выведены из предположки о мгновенном прекращении притока жидкости из пласта в скважину. Однако прекращение отбора из переливающихся скважин совсем не означает прекращения притока из пласта. Уровень поднимается за счет продолжающегося притока.

затем, постепенно снижаясь, подходит к статическому положению. На рис. 49 приведено три кривых восстановления давления на устье самоизливающихся скважин после их закрытия. Температура воды при самоизливе составляла 27—53°С в разных скважинах. На всех кривых виден характерный участок повышенного давления («горб»), тогда как статическое давление существенно ниже. Такое повышение давления связано с тем, что в результате излива теплой воды верхняя часть скважины и окружающих пород прогревается. При закрытии скважины объемный вес воды в верхней части ствола оказывается заниженным вследствие высокой температуры. После остывания объемный вес воды увеличивается, что приводит к уменьшению давления на устье.

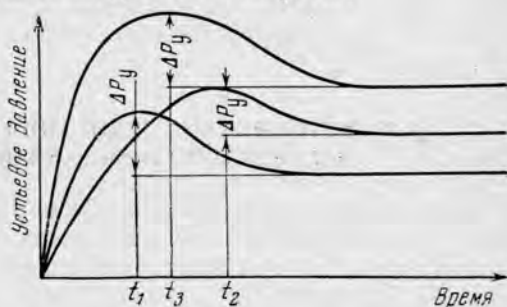


Рис. 49. Кривые восстановления давления на устье самоизливающихся скважин после их закрытия

ΔP_y — превышение устьевого давления в моменты времени t над статическим устьевым давлением

При исследовании скважины очень важно не принять этот участок повышенного давления за статическое значение и продолжать наблюдения дальше.

В переливающихся скважинах желательно использовать период восстановления давления для проведения гидродинамических исследований методом восстановления забойного давления. Для этого на забой скважины перед ее остановкой спускают манометр (или дифференциальный манометр ДГМ-4) и затем закрывают скважину. Манометр поднимают на поверхность после полного восстановления давления, о чем судят по стабилизации устьевого давления.

После стабилизации уровня или устьевого избыточного давления измеряют газонасыщенность пластовой воды и отбирают пробу растворенного газа для химического анализа. Наиболее точно эти операции выполняют с помощью глубинных пробоотборников, опускаемых к верхним отверстиям перфорации.

Во время перевода газа из пробоотборника в бутылку и замера его объема необходимо измерить температуру воздуха и барометрическое давление. Эти данные нужны для приведения газа к нормальным условиям при последующем расчете давления насыщения.

Последним этапом исследования водяных скважин в процессе освоения является определение пластовой температуры глубинным термометром. Термометр необходимо опускать на максимально возможную глубину к интервалу перфорации. В герметичную

гильзу термометр вставляют ртутным шариком вверх, и подъем гильзы надо проводить со значительно меньшей скоростью, чем другие глубинные приборы. Это позволяет избежать стряхивания ртути из капилляра при ударах о стыки труб колонны во время подъема. Гильза должна быть сухая, в нее не следует заливать никакой жидкости. Если при подъеме гильзы в ней обнаружится вода, то, следовательно, гильза оказалась негерметичной. В этом случае показания термометра могут значительно отличаться (превосходить) от истинной пластовой температуры. Так происходит потому, что в негерметичной гильзе термометр подвергается действию не только температуры, но и давления.

Поскольку в пробоотборниках ПД и во всех глубинных манометрах есть камера для термометра, то часто пластовую температуру измеряют одновременно с отбором глубинных проб и с замером давления.

§ 53. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИХ И ДЛИТЕЛЬНО ПРОСТАИВАЮЩИХ СКВАЖИН

Пьезометрические скважины после освоения специально сохраняют на длительный срок для постоянных наблюдений за пластовым давлением. Основные требования к подготовке таких скважин — это постоянство состава воды во всем стволе и хорошая сообщаемость скважины с пластом, чтобы всякие изменения пластового давления точно отражались соответствующим изменением уровня. Исследование пьезометрических скважин в основном сводится к регулярным замерам уровня воды.

Гидрогеологические исследования проводят также в некоторых законсервированных скважинах, которые после освоения в течение длительного времени (многих месяцев и даже лет) простаивают.

Прежде всего в длительно простаивающей скважине определяют уровень и отбирают пробу жидкости с уровня. Если на уровне обнаружен глинистый раствор, то скважина непригодна для дальнейших исследований. Если в скважине находится вода, то необходимо проверить постоянство объемного веса воды по стволу скважины и степень сообщаемости пласта со скважиной.

В простаивающих скважинах часто обнаруживается, что вода имеет разный объемный вес в различных точках ствола. Это происходит в результате смешения пластовой воды с технической из-за недостаточно тщательной откачки. Статический уровень жидкости в таких скважинах не будет соответствовать статическому уровню пластовых вод из-за различия объемных весов. Чтобы рассчитать истинный статический уровень пластовых вод, необходимо знать, как изменяется объемный вес воды по стволу скважины.

Для этого глубинным пробоотборником отбирают пробы воды в четырех-пяти точках столба через равные расстояния в интервале от уровня до забоя. Объемный вес воды определяют ареометром

здесь же около скважины и более точно — в лаборатории пикнометром. Перед замером объемного веса вода должна быть полностью дегазирована, а сам замер объемного веса обязательно должен сопровождаться измерением температуры воды.

Сообщаемость ствола скважины с пластом проверяют методом микроподлива, разработанным В. П. Яковлевым. Для этого в скважину на уровень опускают поплавок (уровнемер или пьезограф), а затем выливают два-три ведра воды (из расчета, чтобы уровень повысился на 3—5 м).

Проследивать понижение уровня после подлива воды удобнее всего с помощью пьезографа. Он дает автоматическую запись всего процесса подъема уровня и последующего его опускания.

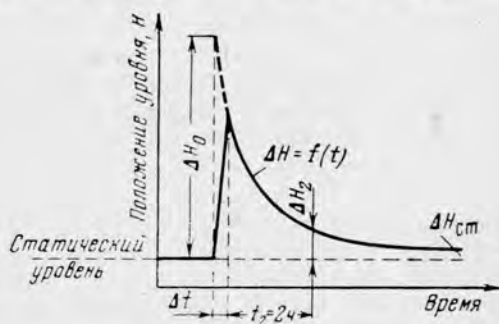


Рис. 50. Кривая микроподлива воды на уровень

Δt — время стекания воды по стенкам скважины; остальные обозначения в тексте

Типичная кривая микроподлива приведена на рис. 50. Теоретическое повышение уровня ΔH_0 рассчитывают по объему влитой воды и диаметру колонны:

$$\Delta H_0 = \frac{V}{\frac{\pi D^2}{4}}$$

где V — объем влитой воды;

$\frac{\pi D^2}{4}$ — площадь поперечного сечения колонны диаметром D .

Если обозначить через ΔH_2 высоту уровня над статическим положением через 2τ после подлива, то сообщаемость скважины с пластом считается хорошей при условии, что

$$\frac{\Delta H_2}{\Delta H_0} < 0,5.$$

Кривая падения уровня после микроподлива, зарегистрированная пьезографом, может быть обработана для вычисления гидродинамических параметров пласта.

При использовании микроподлива надо иметь в виду, что после подлива пресной воды уровень не опустится в точности до прежнего положения вследствие различия объемного веса пресной и пластовой минерализованной воды.

В простаивающих скважинах отбирают пробы воды и растворенного газа обычным порядком. Однако основная ценность исследований простаивающих скважин заключается в том, что в них можно изучить геотермические условия разреза отложений, определить давление насыщения водорастворенных газов и изучить сжимаемость водоносных пластов.

Для изучения геотермических условий разреза отложений скважина должна находиться в покое не менее 15 суток. Температура измеряется максимальными термометрами через равные промежутки глубин сверху вниз по всему стволу до забоя.

По результатам замеров температур строят кривую изменения температуры с глубиной, подсчитывают геотермические ступени и

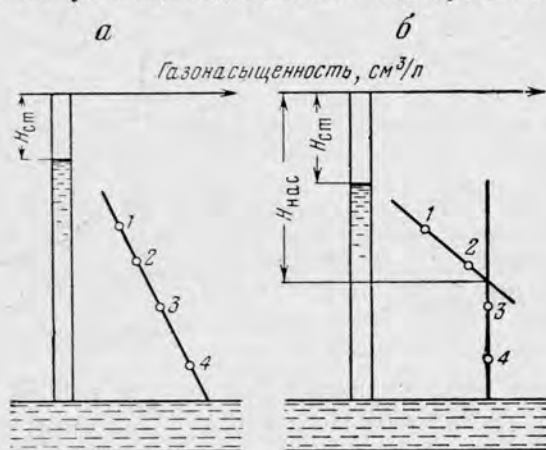


Рис. 51. График изменения газонасыщенности воды по глубине скважины (по И. К. Зерчанинову)

$H_{\text{ст}}$ — статический уровень, м; $H_{\text{нас}}$ — глубина точки перегиба кривой газонасыщенности, м

геотермические градиенты интервалов, сложенных однородными породами.

Давление насыщения водорастворенных газов определяют методом промера газонасыщенности воды по стволу, предложенным И. К. Зерчаниновым. Суть метода состоит в том, что в четырех-пяти точках последовательно сверху вниз по глубинным пробам определяют газонасыщенность воды. По полученным данным составляют график изменения газонасыщенности с глубиной. Эти графики могут быть двух видов (рис. 51).

График вида *а* показывает, что газонасыщенность воды в стволе скважины все время увеличивается. Это значит, что давление насыщения равно или даже больше давления на глубине забоя скважины. Следовательно, пластовая вода предельно насыщена или перенасыщена растворенным газом.

График вида *б* показывает, что газонасыщенность увеличивается только до определенной глубины, ниже которой наблюдается одинаковая газонасыщенность. Эта глубина перегиба кривой соответствует такому давлению столба воды в скважине, которое равно давлению насыщения водорастворенного газа.

Определив эту глубину по графику и зная статические уровень и объемный вес воды в скважине, нетрудно рассчитать давление насыщения:

$$P_{\text{нас}} = \frac{(H_{\text{нас}} - H_{\text{ст}}) \gamma_{\text{в}}}{10},$$

где $P_{\text{нас}}$ — давление насыщения, кг/см^2 ;

$H_{\text{ст}}$ — глубина статического уровня, м ;

$H_{\text{нас}}$ — глубина точки перегиба кривой, м ;

$\gamma_{\text{в}}$ — средний объемный вес воды в скважине, Г/см^3 .

Оценка сжимаемости пластов основана на сравнении микроколебаний уровня с колебаниями атмосферного давления. Физическая сущность этого явления изложена в § 55. Важно, что по величине сжимаемости пластов, оцененной таким способом, можно судить о наличии залежей газа.

В заключение необходимо отметить, что все исследовательские работы необходимо немедленно документировать. Записи следует делать около скважины тотчас же по мере выполнения работ, ничего не оставляя «на потом». Никогда не следует надеяться на память, иначе ценные невозполнимые сведения могут быть утеряны безвозвратно.

Глава 10

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ПОИСКАХ НЕФТИ И ГАЗА

§ 54. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Возможность использования гидрогеологических данных в качестве показателей (критериев) оценки перспектив нефтеносности и газоносности районов и горизонтов, а также для поисков самих залежей углеводородов обосновывается:

- 1) большой ролью подземных вод в процессах образования, скопления и разрушения нефти и газа;
- 2) взаимодействием нефти и газа с подземными водами;
- 3) частой приуроченностью участков разгрузки подземных вод к структурам, благоприятным для скопления нефти и газа.

По значимости и характеру использования в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ гидрогеологические показатели следует разделить на три большие группы:

- 1) показатели нефтеносности и газоносности;

2) показатели условий, благоприятных для образования и сохранения залежей нефти и газа;

3) показатели структур, благоприятных для накопления залежей нефти и газа.

В основе показателей каждой группы лежат различные гидрогеологические данные. Вот некоторые из них: 1) давление насыщения газов, растворенных в водах; 2) состав водорастворенных газов; 3) органическое вещество, растворенное в водах; 4) ионно-солевой состав и минерализация вод; 5) общие гидрогеологические и гидродинамические условия; 6) палеогидрогеологические условия. Существует также метод выявления газовых залежей, основанный на резком отличии сжимаемости газа от сжимаемости вод и пород.

В табл. 7 приведены гидрогеологические показатели, используемые в настоящее время для оценки перспектив нефтеносности и газоносности и для поисков залежей нефти и газа. Наиболее эффективно гидрогеологические показатели могут быть использованы в комплексе с другими данными, получаемыми геологическими и геофизическими методами исследования.

Огромный вклад в разработку гидрогеологических показателей нефтегазоносности принадлежит советским ученым. Значение давления насыщения и состава растворенных в воде газов впервые было выявлено В. П. Савченко и развито А. Л. Козловым, А. А. Черепенниковым, М. С. Гуревичем, Н. Н. Ростовцевым, Е. Е. Беляковой, В. Н. Корценштейном и др. Основой для гидрохимических показателей явились исследования В. А. Сулина; позже это направление получило развитие в трудах Л. А. Гуляевой, Е. А. Барс, А. А. Карцева и др. В изучении органического вещества подземных вод ведущая роль принадлежит М. Е. Альтовскому и Е. А. Барс. Разработка общегидрогеологических критериев осуществлялась исследованиями Н. К. Игнатовича, Г. М. Сухарева, В. А. Кротовой и др. Важная роль палеогидрогеологических условий обоснована А. А. Карцевым и М. А. Гатальским. Большая заслуга по обоснованию применения к поискам газовых залежей сжимаемости пластовых систем принадлежит В. П. Яковлеву.

§ 55. ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕНОСНОСТИ И ГАЗОНОСНОСТИ

Показателями нефтеносности и газоносности служат: а) давление насыщения газов, растворенных в подземных водах; б) колебание уровней воды в скважинах под влиянием колебаний атмосферного давления; в) состав газов, растворенных в подземных водах; г) органические вещества, растворенные в подземных водах; д) ионно-солевой состав и минерализация подземных вод.

При рассмотрении показателей нефтеносности и газоносности надо учитывать, что процессы нефтегазообразования в земной коре распространены гораздо шире, чем формирование собственно залежей нефти и газа. Кроме того, нефтегазоносность и связанные с нею показатели нефтеносности и газоносности сохраняются и

**Гидрогеологические показатели, используемые для оценки перспектив
нефтеносности и газоносности и для поисков нефти и газа**

Источник сведений	Показатели нефтеносности и газоносности	Показатели условий, благоприятных для образования и сохранения залежей нефти и газа	Показатели структур, благоприятных для накопления залежей нефти и газа
Давление насыщения газов, растворенных в подземных водах	1. Отсутствие дефицита упругости 2. Увеличение давления насыщения навстречу потоку вод	—	—
Колебание уровня воды в скважинах под влиянием колебания атмосферного давления	Равная амплитудность колебаний (для газа)	—	—
Состав газов, растворенных в подземных водах	1. Метановый при повышенном газовом факторе 2. Гомологи метана 3. Наличие H ₂ S при недонасыщенности вод сульфатонами	1. Отсутствие O ₂ 2. Малое содержание N ₂ воздушного происхождения	—
Органические вещества, растворенные в подземных водах	1. Повышенные концентрации растворенных битумов 2. Бензол 3. Фенолы 4. «Нафтеновые» кислоты	—	—
Ионно-солевой состав и минерализация вод	1. Недонасыщенность вод сульфатонами при наличии восстановленных форм серы (H ₂ S, HS ⁻ и др.)	1. Высокая концентрация аммония, йода, брома и бора 2. Повышенное содержание гидрокарбонатов в хлоридных водах 3. Хлор-кальциевый и гидрокарбонатно-натриевый тип вод 4. Повышенная минерализация	Гидрохимические аномалии, вызванные подтоком вод нижних горизонтов

Источник сведений	Показатели нефтеносности и газоносности	Показатели условий, благоприятных для образования и сохранения залежей нефти и газа	Показатели структур, благоприятных для накопления залежей нефти и газа
Общие гидрогеологические и гидродинамические условия	—	1. Удаленность от областей инфильтрации 2. Высокая гидрогеологическая закрытость недр 3. Малые гидравлические уклоны 4. Отжимной режим	1. Пьезометрические минимумы 2. Пьезометрические максимумы в верхних горизонтах
Геотермический режим	—	—	Геотермические аномалии
Палеогидрогеология	—	Сохранение седиментационных вод	—

после разрушения залежей. Поэтому показатели нефтеносности и газоносности дают возможность судить прежде всего о развитии региональных процессов нефтегазообразования в данном комплексе (горизонте), в данном районе.

Гораздо сложнее обстоит дело с прогнозированием собственно залежей нефти и газа. Для большинства показателей нефтеносности и газоносности очень трудно выяснить, обусловлена ли величина данного показателя влиянием нефти, скопившейся в залежь, или же влиянием нефти, рассеянной в породах. Только для газа известно два показателя, свидетельствующие непосредственно о наличии залежей газа. Это давление насыщения растворенного газа и равенство колебаний уровня воды в скважинах с колебаниями атмосферного давления. Для залежей нефти пока что равноценных показателей нет.

Давление насыщения газов, растворенных в подземных водах

В качестве показателя газоносности основное значение имеет разность между пластовым давлением $P_{пл}$ и давлением насыщения $P_{г}$. Эта разность называется *дефицитом упругости* водорастворенных газов $\Delta P_{г}$:

$$\Delta P_{г} = P_{пл} - P_{г}.$$

Если дефицит упругости нулевой или отрицательный, т. е. если давление насыщения равно или больше пластового давления, то в любом приподнятом участке пласта происходит выделение газа

из воды и, следовательно, все структурные ловушки будут содержать залежи газа. Такие условия, например, выявлены в хадумских отложениях Ставропольского края (В. Н. Корценштейн).

Если дефицит упругости значительный и воды недонасыщены газом, то однозначного заключения сделать нельзя.

Во многих районах известны газовые залежи, контактирующие с водами, недонасыщенными газом. В то же время недонасыщение вод газами будет наблюдаться и тогда, когда вообще в данном горизонте не происходило формирования залежей газа.

Как правило, в горизонтах с недонасыщенными водами давление насыщения увеличивается по мере возрастания глубины залежания горизонта и по направлению движения пластовой воды (в горизонтах с инфильтрационным режимом). Само по себе такое увеличение давления насыщения может быть не связано с газоносностью района. Однако давление насыщения увеличивается также по направлению к газовым и нефтяным залежам. Влияние залежей затухает на очень коротком расстоянии навстречу потоку вод и, наоборот, оно чувствуется на значительно большем расстоянии вниз по движению вод, в «тыловой» стороне залежи. Чрезвычайно важно, что в «тыловой» стороне увеличение давления насыщения по мере приближения к залежи происходит навстречу потоку вод. Это позволяет отличать влияние залежей от регионального изменения давления насыщения. В условиях ненасыщенных вод *увеличение давления насыщения газов навстречу движению подземных вод может служить признаком наличия залежей газа или нефти.*

Колебание уровней воды в скважинах под влиянием колебаний атмосферного давления

В § 46 указывалось, что одним из проявлений упругости (сжимаемости) пластовых жидкостей и пород является колебание статических уровней воды в скважинах под влиянием колебаний атмосферного давления. О существовании этого явления можно судить по следующим соображениям.

Рассмотрим систему «вода в скважине — пласт». Если бы эта система была абсолютно несжимаема, то, очевидно, никакое изменение внешнего атмосферного давления не могло бы изменить уровень воды. И, наоборот, чем более сжимаемой будет эта система, тем будет большее соответствие амплитуд колебаний атмосферного давления и уровня; в пределе такие колебания будут совершенно одинаковой амплитуды. (Выражать атмосферное давление надо высотой столба воды).

Один из графиков изменения атмосферного давления и соответствующего колебания уровня воды в скважине показан на рис. 52. Из рисунка видно некоторое запаздывание Δt колебаний уровня ΔH по сравнению со сменой атмосферного давления ΔP . На разных скважинах это запаздывание различно, иногда оно совершенно ничтожно.

Если обозначить через $n = \frac{\Delta P}{\Delta H}$, то в абсолютно несжимаемой (жесткой) системе $n = \infty$ (поскольку $\Delta H = 0$). Наоборот, в идеально сжимаемой («мягкой») системе $n = 1$ ($\Delta H = \Delta P$).

Наиболее сжимаемым природным веществом является газ. Его сжимаемость неизмеримо больше, чем сжимаемость нефти, не говоря о воде и тем более о породе.

Вблизи газовых залежей амплитуда колебания уровней в водяных скважинах имеет ту же величину, что и амплитуда колебания атмосферного давления, т. е. $n = 1$ или близко единице. Работами

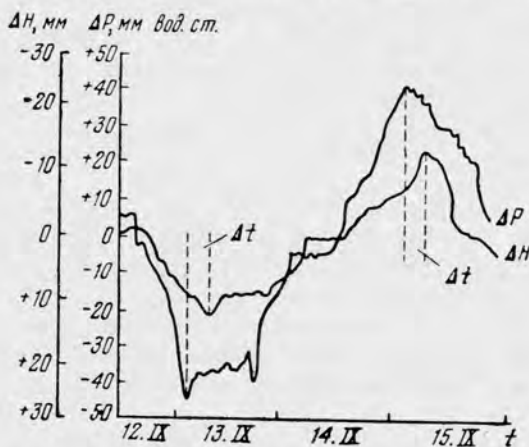


Рис. 52. График изменения атмосферного давления и колебания уровня воды в скважине (по В. П. Дьяконову и О. В. Куренкову)

ΔH — колебания уровня в мм вод. ст.; ΔP — колебания атмосферного давления

Всесоюзного научно-исследовательского института нефти (ВНИИ-нефть) это положение было проверено. Было подтверждено наличие газовых залежей на Голубинской площади, на Фурмановском месторождении и других в Среднем Поволжье.

Необходимо отметить, что описанный метод еще находится в стадии разработки. Однако первые успехи показывают, что он имеет большие перспективы.

Состав газов, растворенных в подземных водах

Из газов, растворенных в подземных водах, наиболее характерны для вод нефтяных месторождений углеводороды. Они поступают в воды при процессах образования нефти и газа или при разрушении самих залежей этих горючих полезных ископаемых.

Метановый состав водорастворенного газа при значительном газовом факторе вод часто является решающим для положительной оценки общих перспектив газоносности. Присутствие тяжелых гомологов метана, в особенности пропана, бутана, указывает на развитие процессов нефтеобразования. Тяжелые гомологи метана поступают в воду из нефти и широко распространены только в водах нефтеносных районов.

Для районов, где отсутствуют нефтегазоносные отложения, водорастворенные газы представлены почти нацело азотом, а газонасыщенность этих вод невелика (редко достигает $100 \text{ см}^3/\text{л}$).

Однако надо учитывать два обстоятельства. Во-первых, газы угольных бассейнов очень близки к водорастворенным газам нефтегазоносных районов. Это затрудняет конкретный прогноз нефтегазоносности районов с залежами каменного угля.

Во-вторых, отсутствие углеводородов в составе водорастворенного газа недостаточно для отрицательной оценки перспектив. Отсутствие углеводородов может свидетельствовать о том, что в данной толще пород не произошло образования нефти и газа, или же о том, что углеводороды здесь полностью разрушены. Однако нефть и газ являются весьма подвижными веществами. В результате вторичной миграции они могут внедряться в породы, в которых геохимическая обстановка совершенно чужда существованию углеводородов. В таких условиях нефть и горючие газы разрушаются путем растворения, окисления и т. п. Но уничтожение углеводородов происходит медленно. Поэтому даже в геохимически чуждой среде при условии разрушения углеводородов могут встретиться еще сохранившиеся крупные залежи нефти и газа.

Очень показательные примеры подобных соотношений выявлены в Бухаро-Каршинской нефтегазоносной области. Здесь верхнемеловые отложения насыщены водами, совершенно не характерными для нефтегазоносных районов. Воды солоноватые, с минерализацией всего несколько граммов на 1 л, содержат кислород и сульфаты (до $30 \text{ мг} \cdot \text{экв}/\text{л}$). Воды почти лишены растворенных углеводородов, в составе газа преобладает азот, газовый фактор воды очень низок (не превышает $50 \text{ см}^3/\text{л}$). Несмотря на это в верхнемеловых отложениях выявлены запасы свободного углеводородного газа (Газли). Изучение истории образования данных залежей показало, что газ пришел сюда из нижележащих юрских отложений. Юрские породы являются нефтегазоматеринскими, регионально продуктивными, и их воды типичны для вод нефтегазоносных районов. Вертикальная миграция газов (и воды) из юрских пород в меловые могла происходить лишь на участках, где нарушена целостность основного водоупора — соленосной верхнеюрской толщи. Именно в этих участках и встречены газовые залежи в геохимически чуждой среде верхнемеловых водоносных горизонтов (В. В. Печерников).

Аналогичные условия известны в Днепровско-Донецкой впадине. Газовые залежи в геохимически чуждой среде горизонтов

триасового возраста возникли за счет вертикальной миграции газов из нижележащих отложений пермской и каменноугольной систем, пластовые воды которых содержат растворенные газы, типичные для газонефтеносных районов.

Как уже отмечалось, высшие гомологи метана, особенно такие, как бутан, пропан и др., поступают в пластовые воды из нефти. Обнаружения их достаточно для того, чтобы высоко оценить общие перспективы нефтеносности данного горизонта района. Попытки использовать эти компоненты для поисков *залежей* нефти наталкиваются на большие сложности. Содержание тяжелых гомологов зависит от расстояния до залежи, от скорости движения вод, от величины оторочки застойных вод у залежи, от состава нефти и воды.

При использовании показателей газового состава вод для поисков залежей основное значение имеет характер изменения содержания компонентов относительно направления движения подземных вод. Наиболее перспективными следует считать те участки, к которым происходит увеличение содержания гомологов метана *навстречу потоку пластовых вод*. Если же содержание гомологов увеличивается по мере движения воды или с возрастанием глубины, то судить о конкретных перспективных участках затруднительно.

Органические вещества, растворенные в подземных водах

Значение органических веществ, растворенных в водах, как критериев нефтеносности объясняется тем, что многие из них являются компонентами самих нефтей.

Об общем содержании растворенных в воде органических веществ судят по содержанию органического углерода ($C_{орг}$), а о содержании азотистых соединений — по содержанию органического азота ($N_{орг}$). Кроме того, выделяют битумную часть органического вещества, т. е. ту часть органического вещества, которая растворяется в нейтральных органических жидкостях — хлороформе, петролейном эфире и др.

Помимо этих обобщенных характеристик органического вещества в последнее время стали определять некоторые группы индивидуальных органических соединений: органические кислоты (нафтеновые, гуминовые, жирные) и их соли (мыла), фенолы, ароматические углеводороды (в первую очередь бензол), а также сложные эфиры, спирты и др.

Битумная часть растворенного органического вещества обнаруживает наиболее тесную связь с нефтеносностью. Все повышенные концентрации водорастворенных битумов приурочены к нефтеносным пластам, причем максимальные концентрации (до нескольких десятков миллиграммов на литр) отмечаются в непосредственной близости к залежам нефти.

Органические кислоты и их соли составляют значительную часть органического вещества в водах; ранее все они относились к «нафтеновым» кислотам. Это сложные соединения, содержащие 10—15 атомов углерода в своей молекуле. Их общая формула $C_nH_{2n-1}COOH$. Количество «нафтеновых» кислот в водах нефтяных месторождений обычно исчисляется десятками миллиграммов на литр, но известны и значительно большие концентрации. В подземных водах, не связанных с нефтеносностью, содержание органических кислот не превышает единиц миллиграммов на литр. Повышенные концентрации, как правило, связаны со щелочными водами нефтяных месторождений.

Фенолы количественно были установлены в подземных водах совсем недавно (Е. А. Барс, Т. И. Александрова). Их содержание в водах некоторых нефтяных месторождений достигает 17 мг/л, но обычно значительно меньше.

Бензол в подземных водах изучен еще меньше, чем фенолы. Он является ароматическим углеводородом и входит непосредственно в состав самой нефти. Немногочисленные пока данные свидетельствуют, что бензол присутствует только в водах нефтеносных пластов, где его содержание может достигать первых десятков миллиграммов на литр. Максимальные концентрации выявлены вблизи газоконденсатных месторождений.

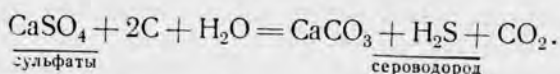
В качестве важнейших показателей нефтеносности используются битумная часть органического вещества, бензол, фенолы и органические кислоты. Обнаружение этих веществ в водах и прослеживание изменений их содержания по площади дает самый ценный материал для суждения об относительных перспективах нефтеносности отдельных районов.

Немногочисленные пока работы дают основание надеяться, что содержание некоторых органических веществ в водах можно будет использовать не только для прогнозирования общих перспектив, но и для поисков непосредственно залежей нефти. Об этом говорит тот факт, что в ряде нефтеносных районов максимальное содержание битумов, бензола, фенолов и органических кислот наблюдается вблизи нефтяных и газоконденсатных залежей. Основное внимание сейчас направлено на установление фоновых концентраций этих веществ в водах разных районов и на определение расстояний, в пределах которых сказывается влияние залежей. При этом надо учитывать, что наибольшее содержание фенолов и бензола обнаружено в водах, контактирующих с нефтью, обогащенной ароматическими углеводородами, и с газоконденсатными залежами. Видимо, для залежей нефти другого компонентного состава и для газовых залежей повышенное содержание бензола и фенолов будет не так характерно. Количество и состав водорастворенного органического вещества зависят также от минерализации и химического состава вод. Так, органические кислоты обнаружены в большом количестве только в щелочных водах, а в жестких водах их мало, поскольку в них эти кислоты образуют нерастворимые соли. При определении

расстояний, на которые сказывается влияние залежей нефти, видимо, необходимо учитывать направление и скорость движения вод.

Ионно-солевой состав и минерализация подземных вод

Недонасыщенность вод сульфат-ионами при наличии таких восстановленных форм серы, как сероводород и гидросульфиды, обусловлена процессами вторичного восстановления сульфатов, которые протекают в присутствии углеводов при участии особых групп бактерий. Схема химической реакции имеет следующий вид:



При этом процессе сульфаты уничтожаются, а в воде появляются растворенный сероводород и гидросульфиды.

Степень насыщения вод сульфатами определяется как отношение фактического содержания сульфат-ионов в воде к предельному их содержанию. Предельное содержание сульфатов в водах зависит главным образом от минерализации и солевого состава вод. Оно может быть определено по специальным графикам, составленным Э. Е. Лондон, в зависимости от минерализации и содержания кальция в водах.

В соленосных и гипсоносных породах указанный процесс восстановления сульфатов может и не отразиться на снижении степени насыщения вод сульфатами, поскольку они постоянно приносятся за счет растворения гипсов. Поэтому данным показателем не следует пользоваться в районах развития галогенных отложений.

Процесс восстановления сульфатов, как указывалось, происходит при участии бактерий. Они прекращают свою жизнедеятельность при температуре более 70° С, в водах с минерализацией более 150—200 г/л, при низкой величине рН. В этих условиях нефть и газ могут контактировать с водами, предельно насыщенными сульфатами. Поэтому абсолютное содержание сульфат-иона в воде еще недостаточно для оценки нефтегазоносности. Надо использовать только степень насыщенности вод сульфатами в присутствии восстановленных форм серы (H₂S, HS⁻ и др.).

Роль *сероводорода и гидросульфидов* как показателей нефтегазоносности уже ясна. В подземных водах они обычно образуются при восстановлении сульфатов на контакте с углеводородами. Факты сероводородного заражения вод нефтяных месторождений известны очень давно. Поэтому все случаи обнаружения сероводорода в водах должны тщательно учитываться при оценке перспектив нефтегазоносности.

§ 56. ПОКАЗАТЕЛИ УСЛОВИЙ, БЛАГОПРИЯТНЫХ ДЛЯ ОБРАЗОВАНИЯ И СОХРАНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Все гидрогеологические показатели этой группы сами по себе ничего не говорят о наличии нефти или газа. Несмотря на самые благоприятные условия для образования и сохранения залежей нефти и газа, этих полезных ископаемых может и не быть.

Данные показатели можно использовать только для оценки общих перспектив районов или горизонтов, для сравнительного сопоставления перспективности отдельных участков крупных артезианских бассейнов обязательно в сочетании с общими геологическими данными.

К числу показателей, свидетельствующих о благоприятных условиях для образования и сохранения залежей нефти и газа, относится прежде всего отсутствие в растворенном газе *свободного кислорода*. При наличии кислорода углеводороды разрушаются, превращаясь в углекислый газ и воду.

Весьма благоприятным признаком считается наличие *высоких концентраций аммония, йода, брома и бора*.

Аммоний в водах имеет биогенное происхождение; часто он генетически связан с нефтью, но накапливается также и при разложении азотсодержащих органических веществ, не участвующих в образовании углеводородов. Отсутствие аммония не дает оснований отрицательно относиться к перспективам нефтеносности.

Высокие концентрации *йода* и *бора* также часто связаны с водами нефтяных месторождений. Преобразование йодсодержащих захороненных органических остатков может происходить совместно с процессами образования нефти, но может и не сопутствовать им.

Большие концентрации *брома* известны, как правило, в наиболее минерализованных и метаморфизованных водах, он может быть использован при прогнозах нефтегазоносности как показатель степени закрытости и метаморфизации подземных вод.

При подземном восстановлении сульфатов помимо образования сероводорода и гидросульфидов происходит также накопление *гидрокарбонатов*. Повышение содержания гидрокарбонатов в водах вблизи залежей нефти было давно отмечено в Азербайджане на примере вод гидрокарбонатно-натриевого типа. Для хлоридных жестких вод этот факт был установлен в районах Нижнего и Среднего Поволжья. Однако данным показателем надо пользоваться весьма осторожно, поскольку содержание гидрокарбонатов в водах определяется большим количеством факторов независимо от нефтегазоносности.

Хлор-кальциевый и гидрокарбонатно-натриевый типы вод и увеличение минерализации (при отсутствии соляных штоков и пластов) должны учитываться в общем комплексе показателей, используемых при сравнительной характеристике перспектив районов и горизонтов данного крупного артезианского бассейна. Формирование таких вод происходит в условиях гидрогеологической закры-

тости, больших глубин, застойного режима, т. е. в той обстановке, которая благоприятна для сохранения залежей нефти и газа.

Из числа *общих гидрогеологических условий* артезианских бассейнов благоприятным являются удаленность от областей инфильтрации, погруженность водоносных горизонтов, хорошая их закрытость (наличие надежных региональных водоупоров), малые градиенты напоров, местные участки увеличения застойности вод вследствие тектонических или литологических экранов.

Особенно следует подчеркнуть в числе благоприятных показателей *отжимной режим* водонапорной системы, который способствует первичной миграции рассеянных углеводородов из глинистых толщ в пластовые воды.

Среди *палеогидрогеологических условий* благоприятным показателем является сохранение до настоящего времени или древних седиментационных вод, или вод древних инфильтрационных этапов. В этих случаях есть большая уверенность, что залежи нефти и газа сохранились от разрушения, не подвергшись действию инфильтрационных вод.

В заключение следует еще раз указать, что все показатели условий, благоприятных для образования и сохранения залежей нефти и газа, должны рассматриваться в комплексе с другими данными как гидрогеологическими, так и геологическими. Сами по себе эти показатели еще ничего не говорят о наличии залежей нефти и газа. Отсутствие каких-либо показателей данной группы также недостаточно для отрицательной оценки перспектив нефтегазоносности.

§ 57. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТРУКТУР, БЛАГОПРИЯТНЫХ ДЛЯ НАКОПЛЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Давно было подмечено, что положительные структурные формы (купола, антиклинали, сводовые поднятия) часто являются участками разгрузки глубоких подземных вод в вышележащие горизонты или на поверхность.

На рис. 53 показана схема участка разгрузки вод нижнего горизонта в верхний. Вследствие разгрузки возникают следующие гидрогеологические аномалии: 1) гидрогазохимическая аномалия в верхнем горизонте; 2) увеличение пластовой температуры верхнего горизонта (положительная геотермическая аномалия); 3) пьезометрический максимум в верхнем горизонте; 4) пьезометрический минимум в нижнем горизонте. Это и есть гидрогеологические показатели структур, благоприятных для накопления нефти и газа. Большинство из них выявляется при изучении вод верхних горизонтов, расположенных над нефтегазоносными толщами. Тем самым эти показатели резко отличаются от ранее рассмотренных гидрогеологических показателей, которые характеризуют воды непосредственно нефтегазоносных пород.

Для возникновения гидрогеологических аномалий необходимы: 1) начальное превышение напоров вод нижних горизонтов над напорами верхних вод; 2) пути фильтрации воды между горизонтами; 3) различие состава вод нижних и верхних горизонтов.

В природе не всегда все показатели обнаруживаются одновременно. В практическом отношении наибольшее значение имеют гидрохимические аномалии в верхних горизонтах артезианских и грунтовых вод. Они проще выявляются и давно привлекали внимание исследователей. Большое число фактических данных имеется также по пьезометрическим максимумам в верхних горизонтах.

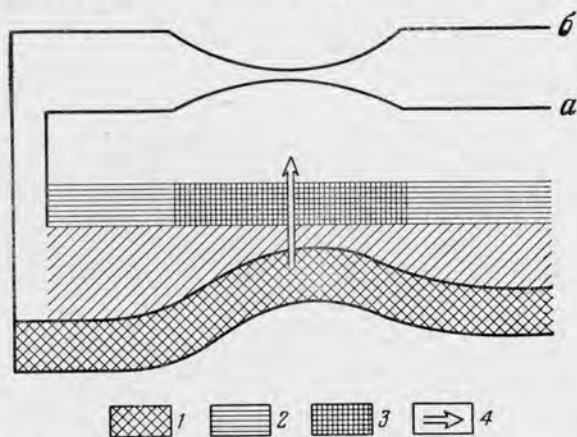


Рис. 53. Схема возникновения гидрогеологических аномалий при разгрузке вод нижнего горизонта в верхний

a — приведенный напор верхнего горизонта; *б* — приведенный напор нижнего горизонта

1 — нижний водоносный горизонт; 2 — верхний водоносный горизонт; 3 — зона гидрогеологической аномалии; 4 — переток вод

Часто они проявляются в виде так называемых «водяных куполов» грунтовых вод, когда подпор артезианских вод вызывает местный подъем зеркала грунтовых вод.

Весьма рельефно гидрогеологические показатели структур проявляются в областях с водонапорными системами отжимного типа. Характерен в этом отношении, например, Западно-Туркменский бассейн. Здесь все нефтегазовые месторождения связаны с районами разгрузки глубинных вод (Г. А. Борщевский, В. В. Колодий). Для структур бассейна характерен инверсионный гидрохимический разрез, однако в верхних горизонтах в пределах структур, являющихся очагами разгрузки, на общем фоне вод хлор-кальциевого типа высокой минерализации получают развитие менее соленые воды гидрокарбонатно-натриевого типа, характерные для глубинных горизонтов. Имеются очаги открытой разгрузки артезианских

вод (Челекен, Небит-Даг); выявлены положительные геотермические аномалии. Многие структуры осложнены грязевыми вулканами, которые выносят на поверхность подземные воды и газы.

Многочисленные случаи гидрогеологических аномалий, связанных с глубинными структурами, установлены на Русской платформе. Одна из первых аномалий была обнаружена В. М. Кукановым в районе г. Краснокамска (Пермская область) по материалам неглубокого структурного бурения. На фоне развития ниже-

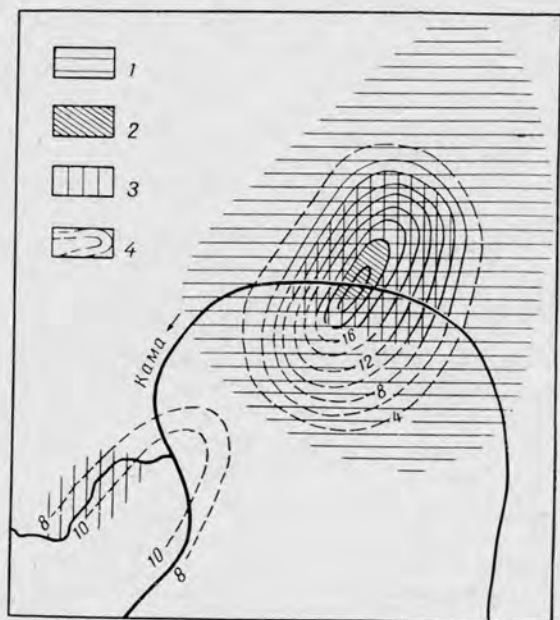


Рис. 54. Гидрохимическая аномалия пермских вод в районе Краснокамска (по В. М. Куканову)

1 — воды сульфатно-натриевого типа; 2 — воды хлор-кальциевого типа; 3 — смешанные воды; 4 — изолинии минерализации вод в градусах Боме

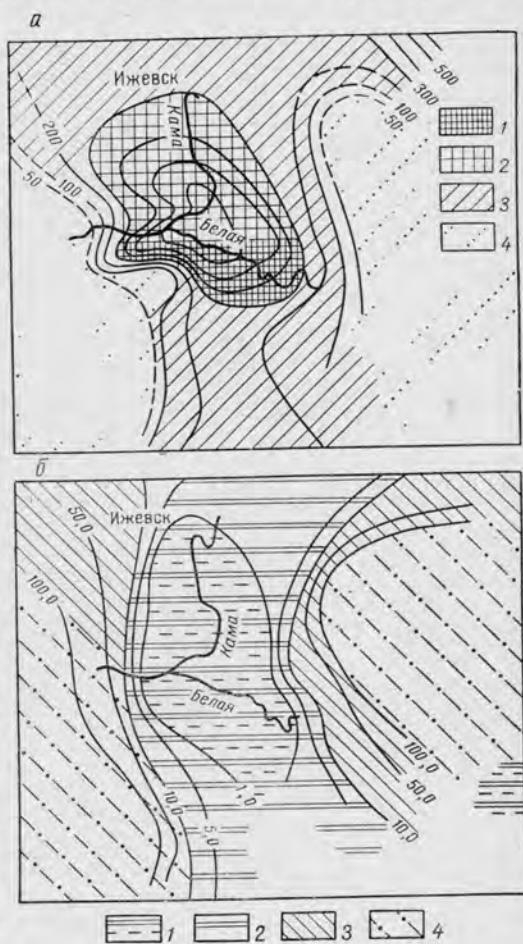
пермских вод сульфатно-натриевого типа с соленостью 40 г/л выделяется зона вод хлор-кальциевого типа с соленостью до 240 г/л, аналогичных по составу водам нижнего карбона (рис. 54). Сделанное предположение, что гидрохимическая аномалия соответствует глубинной структуре, было подтверждено глубоким бурением. В пределах этой структуры было открыто Краснокамское нефтяное месторождение.

Многочисленные аномалии подобного типа отмечены В. А. Кротовой. В пределах аномалийной площади по пермским горизонтам в низовьях р. Белой (рис. 55) открыто Арланско-Вятское месторождение нефти в отложениях нижнего карбона.

Очень детально изучены гидрогеологические признаки структур в Бухаро-Каршинской нефтеносной области. Здесь на Каганском, Газлинском и других поднятиях для большинства структур, с которыми связаны месторождения газа и нефти, в меловых отложениях обнаружены воды аномально повышенной минерализации, происхождение которых обусловлено перетоками из юрских отложений (С. П. Корсаков, В. В. Печерников). Районам перетоков свойственны пьезометрические минимумы в юрских горизонтах и максимумы — в меловых. Пьезометрические минимумы настолько хорошо выражены и столь явно совпадают с участками скопления залежей, что их предлагалось рассматривать в качестве гидрогеологических критериев нефтегазоносности (В. А. Кудряков).

Рис. 55. Гидрохимическая аномалия вод нижней перми в низовьях р. Белой (по В. А. Кротовой)

а — аномалия по минерализации в мг экв/100 г: 1 — более 500; 2 — 500—300; 3 — 300—100; 4 — менее 100;
 б — аномалия по отношению $\frac{rNa}{rCl}$: 1 — менее 0,8; 2 — 0,80—1; 3 — 1—10; 4 — более 10



§ 58. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ИХ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

В работах советских гидрогеологов и геологов-нефтяников приводятся многочисленные примеры использования гидрогеологических материалов в комплексе с другими данными для оценки перспектив нефтегазоносности различных районов СССР. Они же показывают высокую экономическую эффективность комплексных

работ такого рода. Получение надежных гидрогеологических данных путем исследования водяных скважин не требует больших затрат, в то же время использование возможностей гидрогеологии по-

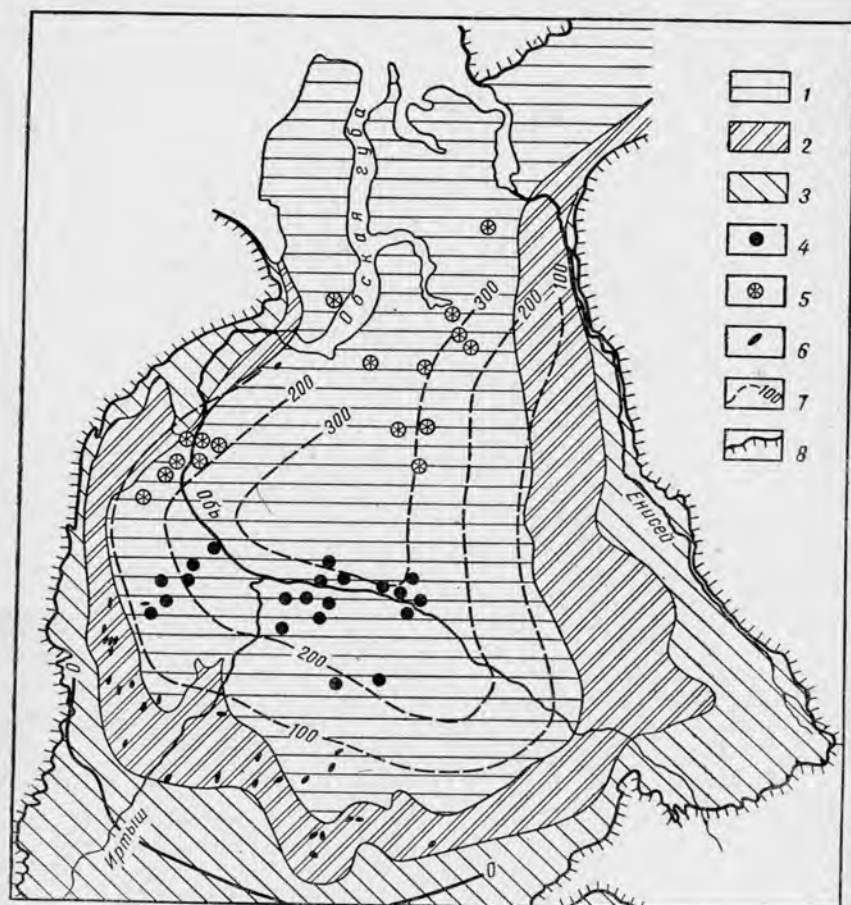


Рис. 56. Карта прогнозов нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности (по Н. Н. Ростовцеву и др.)

1 — площади высокоперспективные; 2 — площади с неясными перспективами; 3 — площади неперспективные; 4 — месторождения нефти; 5 — месторождения газа; 6 — площади, где разведка дала отрицательный результат; 7 — линии равного давления насыщения растворенных в воде газов; 8 — граница Западно-Сибирской низменности

зволяет экономить огромные средства, которые необходимы для дополнительных геологоразведочных работ и бурения скважин.

На рис. 56 приведена карта прогнозов нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности, построенная под руководством Н. Н. Ростовцева. Она составлялась на базе всех имеющихся

геологических, гидрогеологических, геохимических и других материалов с учетом выявленных месторождений.

Вдоль краев низменности выделена полоса неперспективных земель. В этой полосе все осадочные породы покровного чехла содержат пресные воды. В составе водорастворенных газов отсутствуют горючие компоненты. Давление насыщения не превышает нескольких атмосфер.

В направлении к центральным частям Западно-Сибирской низменности в этих же пластах появляются солоноватые, затем соленые воды. В составе растворенных в них газов появляется метан, количество которого с приближением к центральным зонам низменности все более возрастает. Содержание тяжелых углеводородов в газе от следов увеличивается до 2—3%; здесь же начинают появляться признаки жидкой нефти. Давление насыщения горючих газов также возрастает от нуля в Кулундинской степи до 200 кг/см^2 в районе широтного колена р. Оби и от нуля на восточном склоне Приполярного Урала до 167 кг/см^2 в Игриме и Чуэле. Вся эта огромная территория, охватывающая центральную и северную части Западно-Сибирской низменности, была признана перспективной для поисков нефти и газа.

Все перспективные земли почти со всех сторон окружены полосой земель с неясными перспективами. Гидрогеологические показатели здесь переходные от условий неперспективных районов к условиям, характерным для перспективных районов.

Как известно, глубокое бурение блестяще подтвердило этот прогноз нефтегазоносности. В центральной и северной областях открыты месторождения нефти и газа.

Другой, более сложный пример прогноза нефтегазоносности по гидрогеологическим данным дает Бухаро-Каршинская область Узбекистана (рис. 57).

Здесь в осадочном чехле выделено три водоносных комплекса, включающих продуктивные горизонты юрских и меловых отложений.

Нижний комплекс юрского возраста отделен от среднего комплекса мощной толщей гипсов и ангидритов. Эта толща прослеживается регионально, за исключением Газлинского поднятия и северной части Каганского поднятия, где она выклинивается или фациально замещается терригенными породами.

Породы среднего комплекса, по возрасту относящиеся к неомому — нижнему альбу, перекрыты глинами среднеальбского возраста. Их мощность до 80 м, они прослеживаются по всей территории, но на ряде структур сильно нарушены сбросами (Газли и др.).

Наконец, породы верхнего комплекса (верхний альб—сеноман) перекрыты нижнетуронскими глинами мощностью до 100 м.

Оценка перспектив нефтегазоносности произведена по каждому из водоносных комплексов с учетом данных по тектонике, нефтегазоносности и развитию водоупорных толщ по площади.

Воды юрских отложений хлор-кальциевого типа, повышенной минерализации (30—200 г/л), газонасыщенность их предельная, состав метановый (80—99%), имеются тяжелые углеводороды. Гидродинамическая обстановка характеризуется застойными условиями. Напор вод довольно большой (выше напора вод меловых отложений). Юрские отложения нефтегазоносны на всей территории.

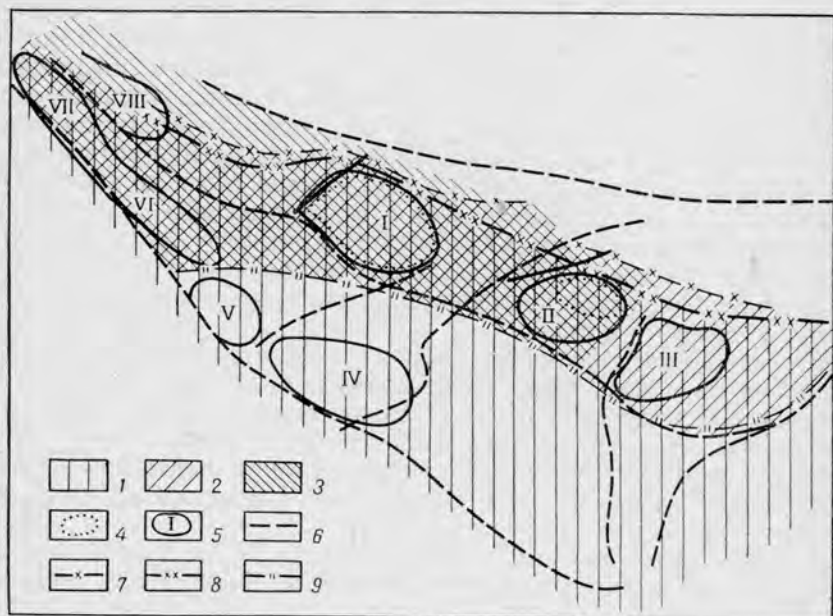


Рис. 57. Карта перспектив нефтегазоносности Бухаро-Каршинской области (по В. В. Печерникову)

1 — область, перспективная по юрским отложениям; 2 — область, перспективная по неокон-нижеальбским отложениям; 3 — область, перспективная по альб-сеноманским отложениям; 4 — границы зон перетоков; 5 — поднятия: I — Газлинское; II — Каганское; III — Мубарское; IV — Чарджоуское; V — Кабаклинское; VI — Дарганатинское; VII — Питяинское; VIII — Мешекли-Янгиказганское; 6 — тектонические нарушения; 7 — границы отложений неокома — нижнего альба; 8 — граница юрских отложений; 9 — граница соляно-гипсовых отложений верхней юры

Воды меловых горизонтов среднего и верхнего водоносного комплексов имеют ясно выраженный инфильтрационный характер. Они принадлежат в основном к гидрокарбонатно-натриевому и сульфатно-натриевому типам, минерализация их не превышает 10 г/л. На этом фоне в северных и северо-западных районах территории выделяются несколько участков, где воды меловых отложений имеют резко увеличенную минерализацию и принадлежат к хлор-кальциевому типу. На этих участках повышается и газонасыщенность вод, тогда как на основной части площади воды меловых

горизонтов содержат очень мало растворенного газа. Именно в их пределах обнаружена нефтегазоносность меловых отложений.

Описанные участки приурочены к местам, на которых отсутствует галогенная водоупорная толща верхней юры, и к структурам, сильно нарушенным сбросами. Происхождение вод хлор-кальциевого типа связано с их перетоками из юрского комплекса.

На основе этих закономерностей сделаны следующие выводы о формировании нефтяных и газовых месторождений и о перспективах нефтегазоносности Бухаро-Каршинской области:

1) в пределах области существовал только один этап нефтегазообразования — юрский;

2) залежи нефти и газа в меловых отложениях образованы за счет миграции углеводородов из юрских отложений;

3) юрские отложения нефтегазоносны на всей территории, за исключением участков интенсивной разгрузки вод в вышележащие отложения;

4) отложения неоконформного и нижнего альба перспективны на всей территории, где отсутствует водоупорная соляно-гипсовая толща. Наиболее перспективными являются участки, где эта толща разбита нарушениями или выклинивается;

5) сеноман-верхнеальбские отложения перспективны в тех же границах, что и нижнемеловые, за исключением крайней восточной части территории, где напоры вод среднего комплекса повышены и миграция нефти и воды снизу затруднена.

Эти выводы положены в основу карты перспектив нефтегазоносности по гидрогеологическим показателям (см. рис. 57).

Приведенные примеры показывают высокую экономическую эффективность использования гидрогеологических данных в комплексе с материалами по тектонике, стратиграфии и геохимии для прогнозной оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий.

Глава 11

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 59. СИСТЕМАТИЗАЦИЯ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ РАЗБУРИВАНИИ И РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На каждом месторождении по мере бурения скважин, опробования пластов и эксплуатации залежей накапливается большое количество различных гидрогеологических данных. Их можно разделить на две группы: первая включает сведения о начальных гидрогеологических условиях месторождения (до осуществления эксплуатации), а вторая — сведения об изменении гидрогеологических условий во времени под влиянием эксплуатации.

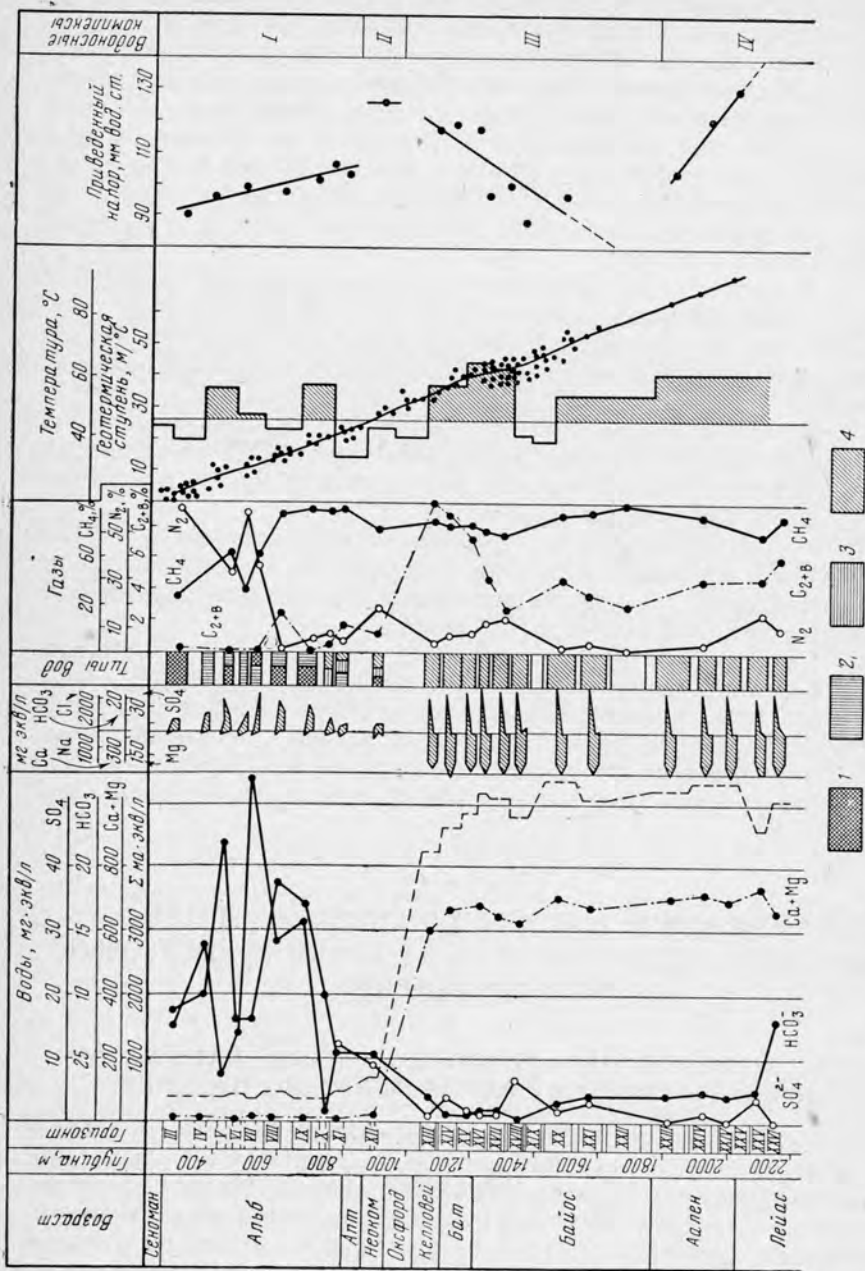


Рис. 58. Типовой гидрогеологический разрез месторождения Узень

Типы вод: 1 — гидрокарбонатно-натриевый; 2 — сульфатно-натриевый; 3 — хлор-натриевый; 4 — хлор-кальциевый

Начальные гидрогеологические условия месторождения удобно изображать на типовых гидрогеологических разрезах, предложенных Г. М. Сухаревым. Этот документ представляет собой разрез месторождения, где наряду с данными по стратиграфии и литологии наносятся сведения по химическому составу вод, приуроченных к разным горизонтам, составу газов, температурным условиям, приведенным напорам, дебитам и т. п. (рис. 58).

Для месторождений, на которых наблюдается резкое различие гидрогеологических условий по площади, начальные гидрогеологические условия удобнее всего показывать на различных картах по отдельным горизонтам или комплексам. На картах можно изображать и изменение минерализации, типа вод, содержания отдельных

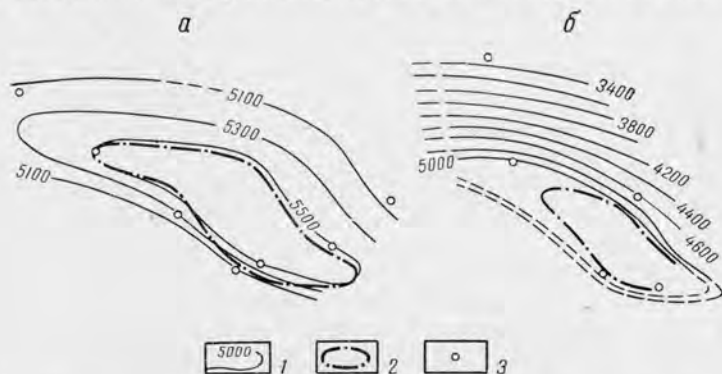


Рис. 59. Карты минерализации пластовых вод XVI (а) и XVII (б) горизонтов месторождения Узень

1 — линии равной минерализации, мг·экв/л; 2 — внешний контур нефтеносности; 3 — пункты опробования

компонентов солевого и газового состава, температуру и т. п. Показатели наносят на карты в виде изолиний (рис. 59) или отдельных зон (рис. 60).

Важнейшее значение имеют карты гидроизопез, отражающие естественную динамику подземных вод до начала разработки месторождения.

Эксплуатация залежей нефти и газа отражается на гидрогеологических показателях. При отборе жидкости (нефти и воды) минерализация добываемой воды иногда увеличивается, иногда уменьшается; происходит изменение химического и газового составов, меняется уровень.

Изменение гидрогеологических условий во времени под влиянием эксплуатации наиболее наглядно изображают в виде графиков по отдельным скважинам. В качестве показателей обычно выбирают минерализацию воды или характерные компоненты химического состава: содержание сероводорода, сульфатов, гидрокарбонатов и т. п. (рис. 61).

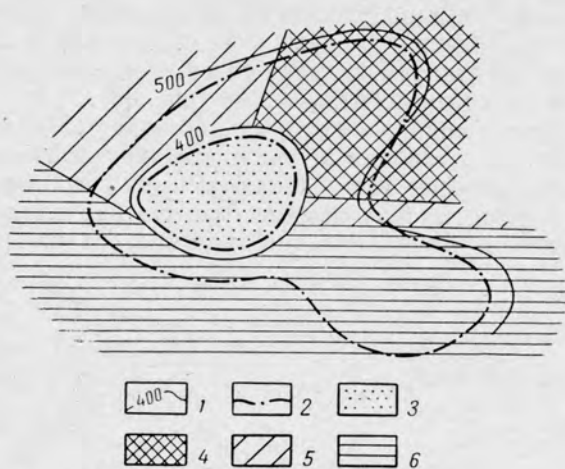


Рис. 60. Гидрохимическая схема хадумского горизонта Северо-Ставропольского месторождения (по В. Н. Корценштейну)

1 — изогипсы кровли коллектора; 2 — контуры газоносности (внешний и внутренний); 3 — зона сплошного газонасыщения; 4 — жесткие хлоридные воды с минерализацией более $100 \text{ мг} \cdot \text{экв}/100 \text{ г}$; 5 — жесткие хлоридные воды с минерализацией менее $100 \text{ мг} \cdot \text{экв}/100 \text{ г}$; 6 — щелочные хлоридные воды

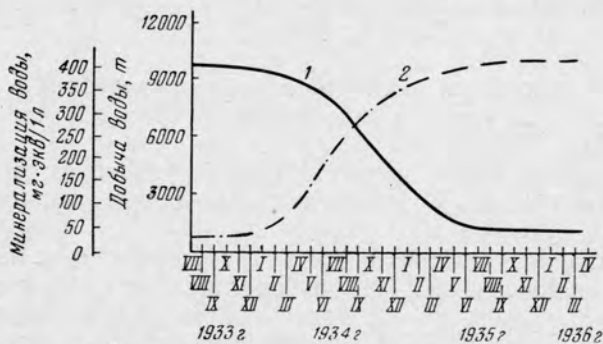


Рис. 61. Изменение минерализации добываемой воды по мере эксплуатации залежи (по Г. М. Сухареву)

1 — минерализация воды, $\text{мг} \cdot \text{экв}/\text{л}$; 2 — среднемесячная добыча попутной воды из нефтяной залежи, т

Особо важное значение для разработки нефтяных и газовых залежей имеют графики изменения уровня (давления) в пьезометрических скважинах. В сочетании с кривой отбора жидкости из залежи такие графики дают очень наглядное представление о процессах, происходящих в пласте во время эксплуатации, и являются важным документом контроля и регулирования разработки залежей нефти и газа.

§ 60. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАЧАЛЬНОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Начальное пластовое давление — важнейший параметр залежей. Обычно начальное пластовое давление нефтяных залежей измеряют с помощью глубинных манометров, опускаемых в скважины. Точность серийных манометров не превышает 1%. Это значит, что при замере давления в 150—200 кг/см² допускается погрешность не менее 1,5—2 кг/см². Такая точность достаточна для решения многих промысловых задач, но она не может считаться удовлетворительной для решения ряда специальных вопросов, например, для проведения гидропрослушивания, для расчета отметок контактов нефть — вода и т. п.

Пластовое давление можно определять гораздо более точно по материалам гидрогеологических исследований. Единственное условие для этого — хорошая подготовка скважин. Необходимо, чтобы уровень достиг статического положения и ствол скважины был заполнен пластовой водой без посторонних примесей.

На практике широко используют известное выражение для определения пластового давления на глубине кровли водоносного пласта:

$$P = 0,1 \cdot \gamma \cdot H,$$

где H — напор пластовой воды, м;

γ — объемный вес воды, Г/см³ (при 20° С и $P = 1$ кг/см²);

P — пластовое давление на глубине кровли пласта, кг/см².

В случае переливающих скважин это выражение имеет вид

$$P = P_{у.ст} + 0,1 \cdot \gamma \cdot H, \quad (63)$$

где $P_{у.ст}$ — статическое устьевое давление, кг/см²;

H — глубина кровли пласта по вертикали, м.

Эти формулы справедливы, если объемный вес воды не изменяется по стволу скважины.

В общем случае объемный вес воды меняется по стволу скважины в зависимости от температуры и давления (см. § 18). Поэтому было предложено пользоваться в формулах средним значением объемного веса ($\gamma_{ср}$), находя его как среднеарифметическую величину между значениями в пластовых и нормальных условиях;

$$\gamma_{ср} = \frac{\gamma_{пл} + \gamma}{2}.$$

Это допущение справедливо при изменении объемного веса воды с глубиной по линейному закону. Проверка показала, что во многих районах такое предположение допустимо.

Однако имеются районы, где объемный вес воды изменяется с глубиной скважины по сложной зависимости (рис. 62). Из рис. 62 ясно видно, что среднее значение объемного веса воды не равно ни объемному весу в нормальных условиях, ни среднеарифметической величине. Значительное увеличение объемного веса в интервале глубин до 500 м вызвано наличием охлажденных и вечномерзлых пород.

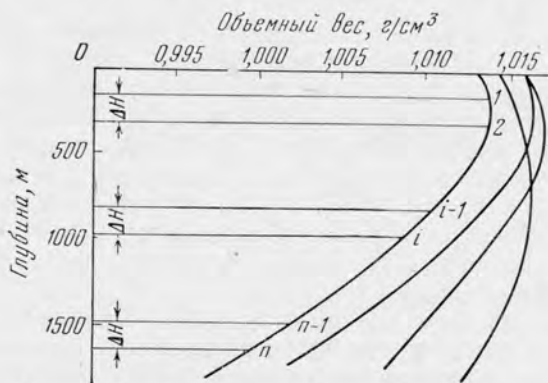


Рис. 62. Графики изменения объемного веса воды по глубине некоторых скважин Западно-Сибирского бассейна (вода имеет постоянную минерализацию по всей глубине скважин)

Выведем формулу давления столба воды в случае произвольного изменения объемного веса воды. Для этого разобьем весь столб воды (см. рис. 62) на некоторое число n слоев равной высоты ΔH . Давление, создаваемое каждым слоем, можно выразить:

для первого слоя

$$P_1 = 0,1 \frac{\gamma_0 + \gamma_1}{2} \cdot \Delta H,$$

для второго слоя

$$P_2 = 0,1 \frac{\gamma_1 + \gamma_2}{2} \cdot \Delta H,$$

для i -го слоя

$$P_i = 0,1 \frac{\gamma_{i-1} + \gamma_i}{2} \cdot \Delta H,$$

для n -го слоя

$$P_n = 0,1 \frac{\gamma_{n-1} + \gamma_n}{2} \cdot \Delta H.$$

Давление, создаваемое всем столбом воды, равно сумме давлений слоев:

$$P = 0,1 \sum_{i=1}^n \frac{\gamma_{i-1} + \gamma_i}{2} \cdot \Delta H.$$

Переходя к бесконечно малым значениям высоты слоев, т. е. когда $\Delta H \rightarrow dH$, $\gamma_{i-1} \rightarrow \gamma_i$ и учитывая, что предел суммы бесконечно малых величин является определенным интегралом, получим

$$P = \lim \sum_{i=1}^n 0,1 \gamma_i \cdot dH = 0,1 \int_0^H \gamma(H) \cdot dH, \quad (64)$$

где $\gamma(H)$ — изменяющееся по глубине скважины значение объемного веса воды. Характер функции $\gamma = \gamma(H)$ может быть разным в различных районах; для условий Западной Сибири вид этой зависимости представлен на рис. 62.

Формула (64) является наиболее общим выражением давления столба жидкости.

Решение уравнения (64) сводится к нахождению вида зависимости $\gamma = \gamma(H)$. Как показали практические расчеты, для этого обычно достаточно определить значение объемного веса воды в 5—10 точках, равномерно расположенных по глубине скважины. Определить объемный вес воды в выбранных точках удобнее всего, пользуясь графиками пластового объемного коэффициента воды (см. рис. 17), по методике, изложенной в § 20.

Пример. Вычислить пластовое давление, если известно, что скважина вскрыла водоносный горизонт на глубине 2000 м; ее статическое устьевое давление равно 3,32 кг/см²; вода имеет объемный вес в нормальных условиях $\gamma = 1,0250$ Г/см³; геотермический разрез известен, до 400 м есть охлажденные породы. В пластовых условиях объемный вес воды равен 1,0100 Г/см³. Расчеты проведем всеми тремя методами.

1. Используя значение объемного веса воды в нормальных условиях по формуле (63) пластовое давление равно:

$$P = P_{у.ст} + 0,1 \gamma H = 3,32 + 0,1 \cdot 1,0250 \cdot 2000 = 208,32 \text{ кг/см}^2.$$

2. По среднеарифметическому значению объемного веса пластовое давление

$$P = P_{у.ст} + 0,1 \gamma_{ср} H = 3,32 + 0,1 \cdot \frac{1,0250 + 1,0100}{2} \cdot 2000 = 206,32 \text{ кг/см}^2.$$

3. Для применения формулы (64) необходимо определить значение γ в нескольких точках по стволу скважины. Расчеты проведены через 400 м с использованием значений пластового объемного коэффициента по рис. 17:

Глубина, м	0	400	800	1200	1600	2000
Объемный вес Г/см ³	1,0250	1,0295	1,0262	1,0215	1,0168	1,0100
Давление столба воды 0—400 м	$P_1 = 0,1 \cdot 400 \cdot \frac{1,0250 + 1,0295}{2} = 41,09 \text{ кг/см}^2,$					
Давление столба воды 400—800 м	$P_2 = 0,1 \cdot 400 \cdot \frac{1,0295 + 1,0262}{2} = 41,12 \text{ кг/см}^2,$					

Давление столба воды 800—1200 м $P_3 = 0,1 \cdot 400 \cdot \frac{1,0262 + 1,0215}{2} = 40,95 \text{ кг/см}^2$,

То же 1200—1600 м $P_4 = 0,1 \cdot 400 \cdot \frac{1,0215 + 1,0168}{2} = 40,76 \text{ кг/см}^2$,

„ 1600—2000 м $P_5 = 0,1 \cdot 400 \cdot \frac{1,0168 + 1,0100}{2} = 40,54 \text{ кг/см}^2$.

Полное давление столба воды $P_v = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 = 204,46 \text{ кг/см}^2$.

Таким образом, пластовое давление $P = 204,46 + 3,32 = 207,78 \text{ кг/см}^2$.

Наиболее точные результаты получены по третьему методу. Выбор метода расчета пластового давления зависит от геологических условий района и целей работ. Необходимо предварительно рассчитать давление по одной-двум скважинам всеми тремя методами, построить графики изменения объемного веса воды по глубине этих скважин и путем сравнения полученных результатов с результатами по наиболее точному, но трудоемкому третьему методу выбрать наиболее целесообразный метод в соответствии с задачами работ.

Определив пластовое давление в водоносной части горизонта за контуром залежи, можно рассчитать пластовое давление и в самой залежи на ее контакте с водой.

Замерять пластовое давление глубинным манометром в водяных скважинах следует в случаях, если: а) не достигнуто постоянство минерализации воды по глубине скважины; б) не ясен характер изменения объемного веса воды по глубине скважины; в) над уровнем воды находится столб нефти.

§ 61. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ, ГАЗА И ПОДГАЗОВЫХ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК

Гидрогеологические материалы по приведенным напорам (давлениям) пластовых вод могут существенно помочь поисково-разведочному бурению на нефть и газ. Движение подземных вод вызывает смещение залежей нефти и газа вниз по потоку.

Особенно важно учитывать смещение залежей при их доразведке и оконтуривании.

На рис. 63 представлен профильный разрез через залежь нефти, приуроченную к пласту с движущейся водой. Приведенное к одной плоскости CD давление воды составляет по краям залежи соответственно P_1 и P_2 , причем $P_1 > P_2$. Нефть в залежи неподвижна, поэтому пластовое давление в ней на любой горизонтальной плоскости AB будет одинаковым. Выразим это давление через приведенное давление в водяной части пласта.

Давление в точке A

$$P_A = P_1 - (0,1 \gamma_v \cdot h_{v_1} + 0,1 \gamma_n \cdot h_{n_1}).$$

Давление в точке B

$$P_B = P_2 - (0,1 \cdot \gamma_v \cdot h_{v_2} + 0,1 \gamma_n \cdot h_{n_2}).$$

Поскольку $P_A = P_B$, получим:

$$P_1 - (0,1\gamma_B \cdot h_{B_1} + 0,1\gamma_H \cdot h_{H_1}) = P_2 - (0,1\gamma_B \cdot h_{B_2} + 0,1\gamma_H \cdot h_{H_2})$$

или

$$P_1 - P_2 = 0,1 [\gamma_B (h_{B_1} - h_{B_2}) - \gamma_H (h_{H_2} - h_{H_1})].$$

Смещение залежи

$$\Delta h_H = h_{H_2} - h_{H_1} = h_{B_1} - h_{B_2},$$

следовательно,

$$P_1 - P_2 = 0,1 (\gamma_B \cdot \Delta h_H - \gamma_H \cdot \Delta h_H),$$

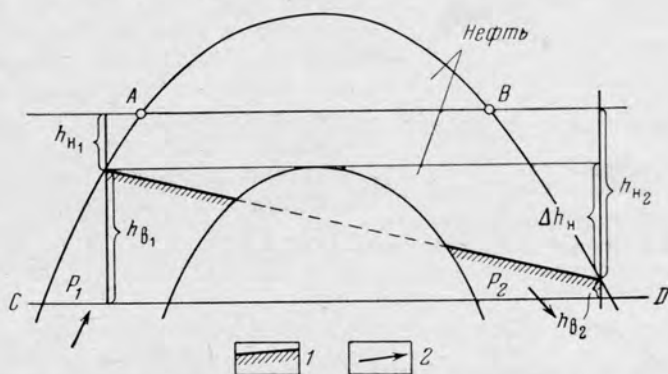


Рис. 63. Схема определения смещения нефтяной залежи по данным замеров пластовых давлений в водяной части пласта

1 — водонефтяной контакт; 2 — направление потока вод

откуда

$$\Delta h_H = \frac{10 (P_1 - P_2)}{\gamma_B - \gamma_H}. \quad (65)$$

Для газовых залежей формула аналогична:

$$\Delta h_G = \frac{10 (P_1 - P_2)}{\gamma_B - \gamma_G}. \quad (66)$$

В этих формулах $P_1 - P_2$ — перепад приведенного к одной плоскости давления воды с противоположных концов залежи, кг/см^2 ; γ_B , γ_H , γ_G — соответственно объемный вес воды, нефти и газа в пластовых условиях, г/см^3 ; Δh_H и Δh_G — вертикальное смещение нефтяной или газовой залежи.

Выражения (65) и (66) впервые были выведены В. П. Савченко, а затем М. Хуббертом. Они получили широкое практическое применение. Из них следует, что величина смещения будет тем значительнее, чем больше перепад приведенного давления воды на

противоположных концах залежи. При равном перепаде давлений смещение нефтяной залежи больше, чем смещение газовой залежи. Это следует из того, что смещение обратно пропорционально разности объемных весов воды и нефти (газа), а газ значительно легче нефти.

Многие газовые залежи имеют оторочку из нефти. В случае движения пластовых вод нефтяная оторочка смещается в направлении потока вод. Известны залежи, где вся подгазовая нефть настолько сильно смещена на одно крыло залежи, что большая часть площади вообще не содержит нефти (рис. 64). Поиски нефтяной оторочки в этом случае затруднены. Ответить на вопрос, куда может быть смещена нефтяная оторочка, помогают гидрогеологические материалы. Скважины для поисков нефтяных оторочек необходимо закладывать с той стороны выявленных газовых залежей, где отмечается наименьший напор пластовой воды.

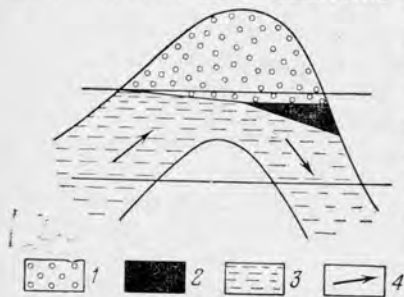


Рис. 64. Газовая залежь со смещенной нефтяной оторочкой
1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — направление потока вод

§ 62. РАСЧЕТ ОТМЕТОК КОНТАКТОВ ГАЗ—ВОДА И НЕФТЬ—ВОДА

На рис. 65 изображен профильный разрез через залежь газа, которая вскрыта скв. 1. Произведен замер пластового давления P_T

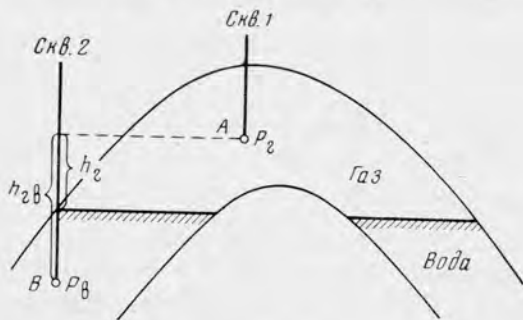


Рис. 65. Схема определения контакта газ—вода по данным замеров пластового давления в газовой и водяной частях пласта (по В. П. Савченко)

в точке А. Скважина 2 вскрыла водоносную часть горизонта за контуром залежи. По ней было рассчитано пластовое давление в точке В.

Высотное положение контакта газ—вода можно определить исходя из следующих соображений. Пластовое давление на глубине контакта газ—вода можно выразить как

$$P_{гв} = P_{в} - 0,1\gamma_{в}(h_{гв} - h_{г}).$$

С другой стороны, это же давление на глубине контакта будет равно

$$P_{гв} = P_{г} - 0,1\gamma_{г} \cdot h_{г}.$$

Это значит, что

$$P_{в} - 0,1\gamma_{в}(h_{гв} - h_{г}) = P_{г} - 0,1\gamma_{г} \cdot h_{г}.$$

Отсюда

$$h_{г} = \frac{\gamma_{в} \cdot h_{гв} - 10(P_{в} - P_{г})}{\gamma_{в} - \gamma_{г}}, \quad (67)$$

где $P_{в}$, $P_{г}$ — пластовое давление соответственно воды и газа в точках замера, кг/см^2 ;

$\gamma_{в}$, $\gamma_{г}$ — объемный вес в пластовых условиях соответственно воды и газа, г/см^3 ;

$h_{г}$ — превышение точки замера пластового давления газа в газовой скважине над отметкой контакта газ—вода, м ;

$h_{гв}$ — разность высотного положения точек замеров пластового давления газа и воды, м .

Для нефтяных залежей подобная формула будет иметь тот же вид

$$h_{н} = \frac{\gamma_{в} \cdot h_{нв} - 10(P_{в} - P_{н})}{\gamma_{в} - \gamma_{н}}, \quad (68)$$

где вместо давления газа будет использоваться давление нефти и вместо объемного веса газа — объемный вес пластовой нефти $\gamma_{н}$.

Формула (67) была получена В. П. Савченко. Аналогичное уравнение было выведено М. А. Ждановым.

Выражения (67) и (68) широко используются для расчета положения контактов газ—вода (и отчасти нефть—вода) при разведке залежей и при подсчете их запасов.

§ 63. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОЯВЛЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Энергия, заключенная в напорных водоносных горизонтах и приуроченных к ним нефтяных и газовых залежах, начинает действовать только при отборе из них жидкостей или газа. Проявление преобладающей формы пластовой энергии в процессе разработки называется режимом работы нефтегазоводоносных пластов.

Отбор пластовых жидкостей и газа может привести к проявлению следующих форм пластовой энергии и, следовательно, соответствующих режимов.

1. Снижение давления при отборе освобождает упругие силы, под действием которых сжатые жидкости и породы пласта начинают расширяться. Проявляется упругий режим.

2. Для газовых залежей или залежей нефти с газовой шапкой понижение давления в первую очередь приводит в действие упругие силы сжатого газа. Поскольку сжимаемость газа несравнимо больше сжимаемости пород и жидкостей, то проявление упругих сил сжатого газа намного превосходит все остальные упругие силы. Возникает режим газовой шапки или газонапорный.

3. Для проявления упругого режима длительное время необходимо, чтобы в течение этого времени постоянно происходило либо расширение воронки депрессии, либо просто общее снижение давления в объеме пласта. Если воронка депрессии достигнет области питания, где происходит достаточное восполнение пласта водой, то дальнейший отбор жидкости может осуществляться только за счет естественного напора воды, без участия упругих сил. Наступает водонапорный (жесткий водонапорный) режим.

4. Нередко пластовое давление снижается до такого уровня, что еще до наступления водонапорного режима в пласте происходит выделение свободного газа из растворенного состояния. Пузырьки газа оттесняют жидкость (вместе с газом) из пласта в скважины, проявляется режим растворенного газа.

5. Если пластовое давление упадет настолько низко, что динамические уровни в скважинах будут находиться ниже, чем кровля пласта в своде ловушки, и энергия растворенного газа будет исчерпана, то приток жидкости в скважины будет осуществляться под действием силы тяжести. Это так называемый гравитационный режим. Для нефтяных залежей он известен крайне редко (а для газовых — исключен). В условиях гравитационного режима осуществляется добыча грунтовых и безнапорных межпластовых вод.

Таким образом, за весь период разработки один режим сменяет другой. Кроме того, нередко проявляется не одна, а несколько основных сил, движущих жидкость к скважинам, возникают так называемые смешанные режимы. Режимы можно изменять и искусственно (например, закачивая в пласты воду или газ), добывая наилучших условий разработки.

Режимы работы нефтегазоводоносных пластов во многом определяются естественными геологическими и гидрогеологическими условиями. С гидрогеологических позиций особенно важны условия проявления упругого и водонапорного режимов.

Упругие силы проявляются при снижении давления во всех случаях, однако преобладающими они могут стать только при некоторых условиях. В. Н. Щелкачев подразделил упругий режим на два вида: замкнуто-упругий и упруго-водонапорный. Первый вид характерен для замкнутых резервуаров (например, линзы песка среди глин), где практически нет перепада приведенных напоров, или для «запечатанных» залежей нефти. Как правило, замкнуто-упругий режим быстро сменяется режимом растворенного

газа. Второй вид развивается в водоносных комплексах большой протяженности и с малыми естественными напорными градиентами. В них воронка депрессии от отбора жидкости может распространяться на очень большие расстояния, так и не достигая области питания.

Водонапорный режим в чистом виде (жестко-водонапорный) встречается сравнительно редко. В условиях упруго-водонапорного и водонапорного режимов объем залежей нефти и газа постепенно сокращается, замещаясь краевой водой. При жестко-водонапорном режиме объем воды, поступающей в залежь, равен объему отбираемой жидкости и газа (в пластовых условиях); при упруго-водонапорном режиме характерно неполное возмещение отбора. И в том, и в другом случаях происходит стягивание контуров нефтеносности, и скважины, вначале дававшие безводную продукцию, постепенно переходят на подачу воды.

Какая естественная гидрогеологическая обстановка благоприятствует развитию того или иного режима работы пластов? Водонапорные системы инфильтрационного типа в артезианских бассейнах платформенных областей обладают основными условиями для развития упруго-водонапорного режима. Именно здесь водоносные комплексы занимают огромные пространства, характеризуются незначительными напорными градиентами, имеют неясно выраженные области питания. Водонапорный режим, наиболее приближающийся к жесткому, встречается только в неглубоких залеженных артезианских бассейнах предгорного типа и редко в неглубоко залегающих горизонтах межгорных бассейнов. Для них характерны близко расположенные высокогорные области питания с большим превышением над зоной разгрузки, хорошие коллекторские свойства пластов, быстрое движение подземного потока, ясно выраженный инфильтрационный характер водонапорной системы.

В водонапорных комплексах отжимного типа преобладающее развитие получают различные виды упругого режима. В регионально выдержанных комплексах, где, как правило, пластовое давление незначительно отличается от гидростатического, проявляется упруго-водонапорный режим. Но наиболее часто и в наиболее характерной форме в системах отжимного типа проявляется замкнуто-упругий режим. Особенно он присущ пластам с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) воды. Как указывалось в § 7, одним из необходимых условий возникновения АВПД является изолированность, замкнутость подземного резервуара. Естественно, что это создает самые благоприятные предпосылки для развития замкнуто-упругого режима разработки пластов. Возможное поступление отжимающейся воды происходит настолько медленно, что оно ни в коей мере не может восполнить потерю жидкости из пласта за счет добычи.

§ 64. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

При проектировании разработки нефтегазовых месторождений данные гидрогеологии имеют очень большое значение.

Предварительные прогнозы режима работы залежей во многих случаях могут быть даны на основе общих гидрогеологических условий района, как было обосновано в предыдущем параграфе.

Упруго-водонапорный и водонапорный режимы проявляются только в том случае, когда залежи гидравлически связаны с водоносной частью пласта. Если же залежь запечатана, изолирована от водоносной части пласта, то в ней после короткой фазы упругого режима развивается режим растворенного газа. Отсюда ясна необходимость определения характера взаимосвязи залежи с законтурной областью на самой ранней стадии изучения месторождения.

В деталях взаимосвязь нефтяной и водяной зон пластов устанавливается в процессе эксплуатации залежи по наблюдению за пластовым давлением в скважинах-пьезометрах.

Наиболее надежные результаты на ранней стадии изучения залежи может дать гидропрослушивание скважин нефтяной и водяной зон. Обычно реагирующими бывают водяные скважины, тогда как импульс создается отбором нефти в нефтяной скважине.

Поскольку упругие силы проявляются при любом режиме, то важно оценить упругий запас жидкости в пласте. Упругим запасом жидкости, по В. Н. Щелкачеву, называется количество жидкости, которое извлекается из пласта при снижении в нем давления за счет упругости пласта и самой жидкости. Упругий запас определяется по формуле

$$\Delta V_3 = (m\beta_{ж} + \beta_c) V_0 \cdot \Delta P_0, \quad (69)$$

где ΔV_3 — упругий запас жидкости;

V_0 — объем пласта, в котором произошло падение давления ΔP_0 ;

m — пористость пласта;

$\beta_{ж}$ — коэффициент сжимаемости жидкости;

β_c — коэффициент сжимаемости породы пласта.

Объем пласта V_0 соответствует той части пласта, на которую распространилась воронка депрессии от разрабатываемого месторождения. Радиус воронки депрессии и среднее снижение давления ΔP_0 оцениваются по изменению уровней в пьезометрических и в далеких законтурных скважинах.

Воронка депрессии от разрабатываемой залежи распространяется далеко по водоносной части продуктивного пласта. Она может захватить и другие залежи, вызывая в них изменение пластового давления, наклон контакта и даже перетоки нефти (газа) из одних залежей в другие. Поэтому, приступая к разведке и разработке новых залежей, расположенных по соседству с разрабатываемыми залежами того же горизонта, всегда желательно оценить

по исследованию водяных скважин возможное взаимовлияние этих залежей.

Гидрогеологические исследования могут оказать неоценимую помощь для суждения о наличии или отсутствии *гидравлической сообщаемости* между отдельными пластами месторождений.

Первыми признаками сообщаемости пластов, которые выявляются еще на ранней стадии изучения месторождения, являются:

- а) равенство начальных приведенных напоров;
- б) одинаковый химический и газовый состав вод;
- в) резкие гидрогеологические аномалии в верхних пластах;
- г) сходные свойства нефтей и газов.

Для более изученных месторождений сюда добавляется еще равенство отметок контактов нефть—вода (или газ—вода). Все эти признаки важные, но косвенные. Они могут быть и в несообщающихся пластах.

Точный ответ дают либо массовое бурение скважин, либо гидрогеологические исследования методом гидропрослушивания. При наличии взаимосвязи пластов отбор жидкости из одного пласта будет вызывать снижение пластового давления в другом пласте, что регистрируется падением уровней в скважинах-пьезометрах этого пласта. Именно так были выявлены многочисленные места сообщаемости девонских пластов на Ромашкинском месторождении Татарии. На Усть-Балыкском месторождении в Западной Сибири сообщаемость пластов B_1 и B_2 была установлена гидропрослушиванием первых же разведочных скважин. Эти данные были использованы для обоснования контуров нефтеносности, при подсчете запасов, в проекте разработки и т. п.

§ 65. ПРОВЕДЕНИЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

Гидрогеологические условия разреза отложений влияют на выбор рационального комплекса промыслово-геофизических исследований в скважинах. Кроме того, знание свойств пластовых вод необходимо для количественной интерпретации каротажных диаграмм.

Ряд методов промысловой геофизики, такие, как нейтронный гамма-каротаж для определения водонефтяного контакта, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж и др., целесообразно применять только в случае высокого содержания хлора в пластовых водах. Для эффективного использования метода наведенной активности по натрию необходимы высокие концентрации этого элемента в водоносных пластах. Гидрогеологические данные являются решающими для применения указанных видов каротажа.

При интерпретации диаграмм электрокаротажа необходимо знать удельное электрическое сопротивление пластовых вод, которое определяется минерализацией и ионно-солевым составом, и удельное сопротивление промывочной жидкости. От соотношения этих параметров зависят величины кажущегося сопротивления и собственного потенциала пород.

§ 66. БУРЕНИЕ СКВАЖИН, КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПРОМЫСЛОВО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РАБОТЫ

Надежное знание гидрогеологических условий разреза месторождения весьма важно для *безаварийного* и *быстрого бурения* разведочных и эксплуатационных скважин. Особенно существенны сведения о горизонтах, которые обладают высокими напорами и бурно проявляют себя при проходке. В таких интервалах разреза необходимо бурить с промывкой тяжелыми глинистыми растворами.

Некоторые воды, например содержащие много сульфатов или углекислоты, разрушающе действуют на тампонажные цементы. Точное знание местоположения горизонтов с такими водами позволяет принять необходимые меры при цементации колонн.

Очень велика роль гидрогеологических данных для определения *аварийных притоков воды в скважины*. Аварийные притоки воды могут поступать через слом колонны, через негерметичные соединения труб или через поврежденный цементный стакан на забое. Притекающая вода сравнивается с водой по пластам всего разреза отложений. Если она отличается по составу от вод пласта, вскрытого данной скважиной, то можно говорить о наличии аварийного притока. По сходству состава вод можно судить, из какого пласта происходит приток в скважину. Для успешного решения этих вопросов требуются хорошая гидрогеологическая изученность всего разреза отложений и наличие характерных отличительных признаков — *коррелятивов* вод разных пластов.

Систематические гидрогеологические и промысловые исследования позволяют преодолевать трудности, связанные с коррозией оборудования, своевременно проводить ремонт поврежденных водозакрывающих колонн и полностью использовать весь фонд эксплуатационных скважин. Экономический эффект от таких работ весьма значителен.

В процессе *эксплуатации* залежей нефти учет изменений количества воды в добываемой продукции, состава вод и температуры, уровней в пьезометрических скважинах является необходимым элементом контроля за разработкой

При *искусственной закачке воды в нефтяные пласты* также необходимо знать химический состав пластовой и закачиваемой воды для предотвращения закупорки пор веществами, выпадающими в осадок при смешении вод, и для оценки нефтewымывающих свойств закачиваемой воды. Эти же сведения необходимы для того, чтобы можно было следить за движением закачиваемых вод по пласту, т. е. для контроля за процессом заводнения.

Знание гидрогеологических условий месторождения необходимо для организации *сброса сточных вод*. На нефтяных промыслах сточной водой обычно является соленая пластовая вода, добываемая совместно с нефтью. Сброс осуществляют в поглощающие

горизонты или зоны разреза, которые не сообщаются с поверхностью. Этим поверхностные водоёмы предохраняются от загрязнения сточными водами.

Подземные воды нефтяных и газовых месторождений сами могут быть использованы как полезные ископаемые. Из них можно получать такие ценнейшие вещества, как йод, бром, радий, а также соду, поваренную соль, калийные соли и др. Воды нефтяных месторождений обладают целебными свойствами. Комплексное использование всех возможностей пробуренных скважин, в том числе применение их для добычи подземных вод после или одновременно с выработкой нефтяных запасов, базируется на систематическом изучении гидрогеологии нефтяных месторождений.

Глава 12

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ АРТЕЗИАНСКИХ БАССЕЙНОВ СССР

Гидрогеологические условия артезианских бассейнов в значительной мере контролируют распространение углеводородов, закономерности размещения месторождений нефти и газа и режимы их залежей. Поэтому изучение гидрогеологии нефтегазоносных артезианских бассейнов имеет большое научное и практическое значение для геологов-нефтяников.

Ниже приводится описание общих гидрогеологических условий главнейших артезианских бассейнов, в пределах которых выявлены залежи нефти и газа. Оно составлено на основании трудов многочисленных исследователей, занимавшихся изучением гидрогеологии каждого из бассейнов.

Нефтегазовые месторождения СССР известны в артезианских бассейнах различного типа: в равнинных, предгорно-равнинных и межгорных (рис. 66).

§ 67. БАССЕЙНЫ РАВНИННОГО ТИПА

Волго-Уральский бассейн

Волго-Уральский нефтегазоносный артезианский бассейн территориально совпадает с Волго-Уральской нефтегазоносной областью. Его границы определяются Северными Увалами, Токмовским и Воронежским сводами, Каспийским морем и Уральскими горами. На южной окраине находится наложенный Прикаспийский бассейн мезозойских водоносных комплексов, которые здесь нефтегазоносны.

Основные водоносные горизонты Волго-Уральского бассейна находятся в отложениях перми, карбона и девона. Верхнепермские породы в основном раскрыты, в них залегают грунтовые воды или

развиты мелкие артезианские бассейны. Среди пород нижней перми в центральных и южных районах бассейна имеется кунгурская гипсово-ангидритовая толща. Будучи мощным водоупором, она надежно изолирует нижележащие водоносные горизонты от инфильтрации сверху. Карбонатные породы верхнего и среднего карбона

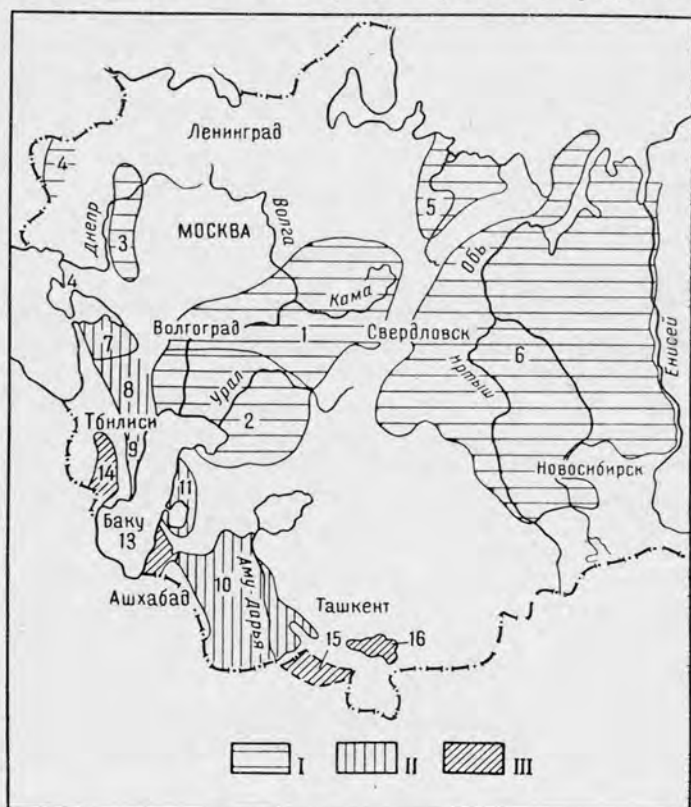


Рис. 66. Схема расположения нефтегазоносных артезианских бассейнов западной части СССР (по А. П. Карцеву с дополнениями автора)

I — равнинные; II — предгорно-равнинные; III — межгорные
 1 — Волго-Уральский; 2 — Прикаспийский (наложенный); 3 — Днепровско-Донецкий; 4 — Предкарпатский; 5 — Печорский; 6 — Западно-Сибирский; 7 — Азово-Кубанский; 8 — Восточно-Предкавказский; 9 — Терско-Дагестанский (наложенные); 10 — Каракумский; 11 — Южно-Мангыш-лакский; 12 — Северо-Крымский; 13 — Западно-Туркменский; 14 — Азербайджанский; 15 — Таджикско-Афганский; 16 — Ферганский

являются единым водоносным комплексом пластово-трещинного типа. Местами, особенно в западных районах бассейна, эти породы обнажены.

Среди более глубоких отложений карбона и девона выделяются три комплекса пластового и два комплекса пластово-трещинного

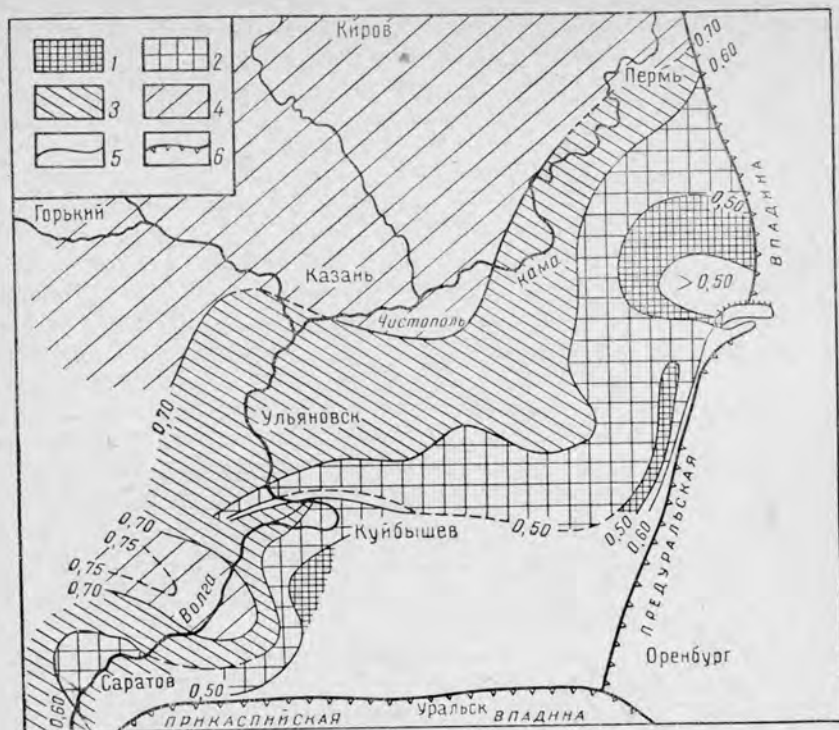


Рис. 67. Схема изменения величин натрий-хлорного коэффициента вод терригенной толщи девона Волго-Уральского бассейна (по В. А. Кротовой)

Значение величин $\frac{rNa}{rCl}$: 1 — 0,4—0,5; 2 — 0,5—0,6; 3 — 0,6—0,7; 4 — >0,7; 5 — изолинии величин $\frac{rNa}{rCl}$; 6 — границы впадин

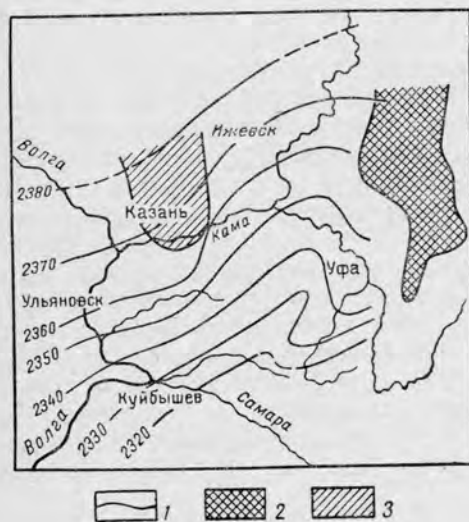


Рис. 68. Схема гидроизопьез терригенной толщи девона центральной части Волго-Уральского бассейна (по В. В. Ягодину)

1 — линии напоров, приведенных к плоскости — 2000 м; 2 — зона отсутствия пашийских, кыновских, саргаевских и среднефранских отложений; 3 — зона отсутствия пашийских и кыновских отложений

типа. Пластовые комплексы сложены песчаными породами, залегающими среди глин, и приурочены к верейскому горизонту (в основании среднего карбона), к угленосной свите (нижний карбон) и к терригенной толще девона (в основании девонских пород). Основные залежи нефти и газа связаны именно с этими комплексами. Глинистые породы в кровле и подошве комплексов являются водупорами. Пластово-трещинные комплексы сложены карбонатными породами визе-намюрского и турне-фаменского возраста.

Гидрохимические закономерности практически одинаковы на всей территории бассейна. Вниз по разрезу происходит увеличение минерализации, рост содержания хлора и брома, снижение

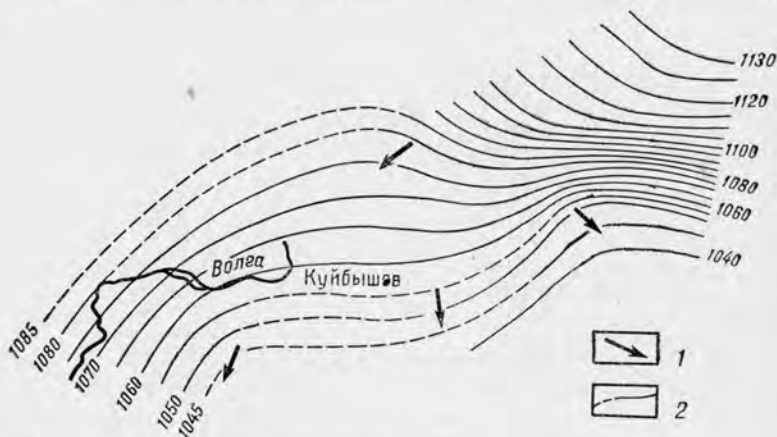


Рис. 69. Схема гидроизопез угленосной свиты Среднего Поволжья (по Н. П. Уточкиной)

1 — направление смещения нефтяных залежей; 2 — линии напора, приведенные к плоскости — 900 м

сульфатности. Местами минерализация увеличивается в десятки раз, например в Туймазах от 16 до 250 г/л (от пермских до девонских горизонтов). Основную часть разреза бассейна занимают однообразные хлоридные кальциево-натриевые рассолы (хлор-кальциевого типа, по В. А. Сулину). Мощность занятой ими зоны достигает 2 км, а площадь — нескольких тысяч квадратных километров.

По площади бассейна в целом минерализация и метаморфизация вод увеличиваются к востоку и юго-востоку, т. е. в тех направлениях, куда наблюдается увеличение глубины залегания и закрытости водоносных комплексов. В этих же направлениях последовательно уменьшается сульфатность вод. Некоторое представление об изменении химизма вод девонских терригенных пластов можно составить по схеме изменения величин натрий-хлорного коэффициента (рис. 67).

Газовый состав вод подвержен значительным колебаниям. Преобладает метан, много азота (до 50%). Содержание углеводородов и общая газонасыщенность увеличиваются в районах нефтегазонакопления. Воды повсеместно недонасыщены газом, имеется большой дефицит газонасыщения.

Гидродинамика изучена для вод угленосной свиты и терригенной толщи девона. Пьезометрические поверхности этих комплексов наклонены в основном с севера на юг и с северо-запада на юго-восток, т. е. в общем направлении от Северных Увалов, Воронежского и Токмовского сводов в сторону Прикаспийской низменности (рис. 68, 69), указывая на водонапорную систему инфильтрационного типа. Роль Уральских гор в современном питании и создании напоров невелика.

Судя по схемам гидроизопьез, основная разгрузка подземных вод должна осуществляться в Прикаспийской впадине. Здесь выяснены места разгрузки, приуроченные к соляным куполам, но в целом расположение и характер очагов разгрузки вод палеозойских комплексов неясны. Местные очаги разгрузки разбросаны почти по всему пространству бассейна (примером может служить район устья р. Белой).

Западно-Сибирский бассейн

Западно-Сибирский артезианский бассейн расположен в пределах Западно-Сибирской низменности. Он является крупнейшим артезианским бассейном мира. Его площадь превышает 3 млн. км².

Разрез осадочного чехла сложен исключительно терригенными образованиями мезо-кайнозойского возраста. Глинистым водоупором палеоген-верхнемелового возраста мощностью 400—800 м весь разрез отложений разделен на два гидрогеологических этажа. Верхний этаж содержит пресные и слабосолоноватые воды, которые дренируются основными реками.

В нижнем этаже выделяется три комплекса водоносных пород песчаного состава, разделенных глинистыми водоупорами: 1) аптальб-сеноманский; 2) валанжин-готерив-барремский, 3) юрский. Они же содержат основные залежи нефти и газа.

На большей части площади бассейна вниз по разрезу и от окраинных районов к центру происходит закономерное увеличение минерализации вод, вызванное ростом содержания хлоридов натрия и кальция. Тип воды изменяется в этих направлениях от гидрокарбонатно-натриевого до хлор-кальциевого. Интересно отметить, что в целом минерализация вод бассейна невелика, обычно до 20—27 г/л, и лишь в восточной его части повышается до 60—90 г/л.

Зона постепенного увеличения минерализации и соответствующего изменения химического состава вод имеет на востоке бассейна ширину до 500 км, на юге 200—250 км, тогда как в западной

части бассейна вдоль Уральского хребта ее ширина не превышает 50—100 км.

Указанный характер гидрохимических изменений существенно нарушается в районе Увата—Ханты-Мансийска, где песчаные породы готерив-барремского возраста полностью замещаются глинистыми породами фроловской свиты (рис. 70). При приближении к районам развития фроловской свиты по площади всех комплексов происходит снижение минерализации вод до 11—17 г/л, умень-

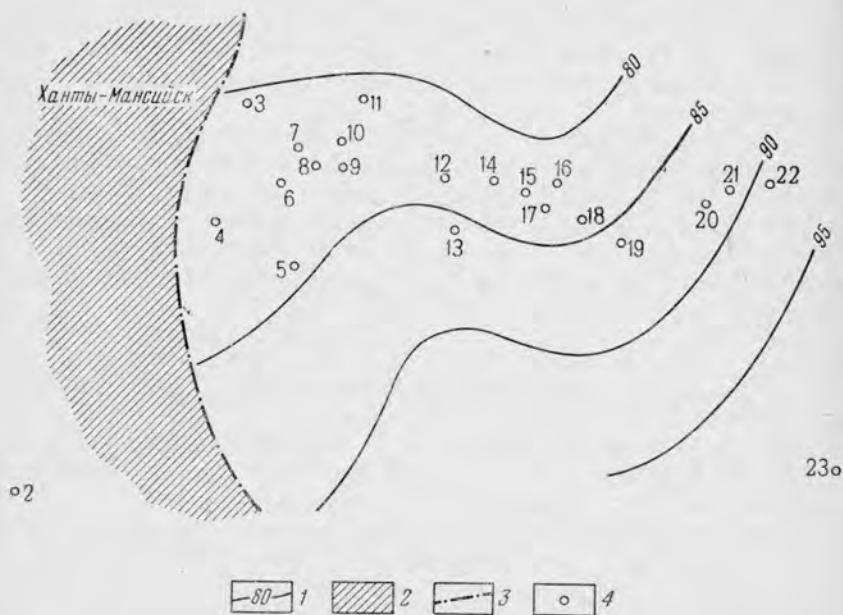


Рис. 70. Схема гидроизопьез готерив-барремского комплекса центральной части Западно-Сибирского бассейна

1 — гидроизопьезы через 5 м; 2 — область развития глин фроловской свиты; 3 — западная граница песчаных пород комплекса; 4 — пункты опробования — разведочные площадки; 1 — Тобольская, 2 — Уватская, 3 — Лянторская, 4 — Правдинская, 5 — Южно-Балыкская, 6 — Усть-Балыкская, 7 — Вынгинская, 8 — Западно-Сургутская, 9 — Сургутская, 10 — Северо-Сургутская, 11 — Рускинская, 12 — Локозовская, 13 — Островская, 14 — Северо-Покурская, 15 — Ватинская, 16 — Мыхайпайская, 17 — Мегионская, 18 — Нижне-Вартовская, 19 — Соснинско-Советская, 20 — Охтеурьевская, 21 — Вахская, 22 — Люк-Пайская, 23 — Нарымская

шение концентрации иона Са и одновременное увеличение гидрокарбонат-иона. Тип воды постепенно переходит в гидрокарбонатно-натриевый. Зона развития вод гидрокарбонатно-натриевого типа занимает всю внутреннюю часть бассейна, распространяясь, по-видимому, далеко к северу.

Газовый состав подземных вод также изменяется по площади бассейна. По направлению к внутренним частям бассейна увеличивается давление насыщения, общая газонасыщенность, содержание

метана. В Широтном Приобье у нефтяных месторождений общая газонасыщенность достигает $1-1,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$, на долю тяжелых углеводородов приходится $2-4\%$. В отдельных участках газы значительно обогащаются углекислотой и газонасыщенность возрастает до $12-18 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (Шаим и др.).

Вблизи глин фроловской свиты содержание CO_2 также увеличено. Все воды в пластовых условиях недонасыщены газом. Дефи-

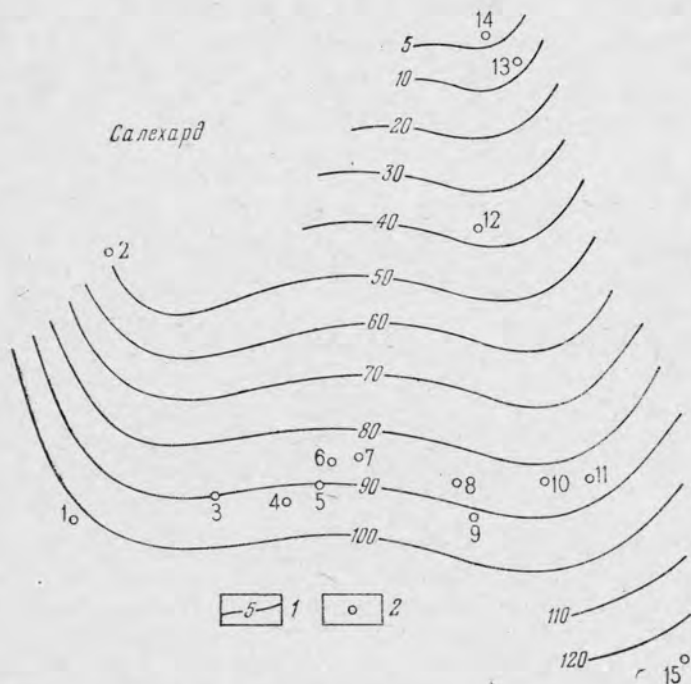


Рис. 71. Схема гидроизопез альб-сеноманского комплекса Западно-Сибирского бассейна

1 — гидроизопезы через 10 м; 2 — пункты опробования — разведочные площади; 1 — Шаймская; 2 — Березовская; 3 — Ханты-Мансийская, 4 — Правдинская, 5 — Усть-Балыкская, 6 — Солкинская, 7 — Западно-Сургутская, 8 — Мегионская, 9 — Соснинская, 10 — Люк-Пайская, 11 — Ларьякская, 12 — Губкинская, 13 — Заполярная, 14 — Тазовская, 15 — Колпашевская

цит упругости даже в непосредственной близости к газовым месторождениям превышает $40-90 \text{ кг}/\text{см}^2$. Газонасыщенность вод сильно уменьшается во все стороны от газовых залежей.

Гидродинамические условия характеризуются наклоном пьезометрической поверхности всех комплексов с юго-западного, южного и юго-восточного обрамлений бассейна к его внутренней части и далее на север к Карскому морю (см. рис. 70, 71).

По готерив-барремскому комплексу на западной половине площади, вблизи развития глинистых пород фроловской свиты, изопьезы очень разрежены. Здесь вырисовывается область наиболее застойных условий. Глинистые породы создают литологический экран на пути потока вод с юго-запада и юга. В восточной половине гидравлические градиенты возрастают в 2—3 раза; условия движения вод здесь более благоприятные.

По апт-альб-сеноманскому комплексу (см. рис. 71) напоры вод снижаются в северном направлении довольно равномерно по всей площади. Градиенты наповов в несколько раз больше, чем в готерив-барремском комплексе, но все же не очень велики.

Характер региональной разгрузки подземных вод совершенно не ясен. На севере бассейна статические уровни вод в ряде районов устанавливаются на отметках ниже уровня Мирового океана, что исключает непосредственную современную разгрузку в океан. Такое соотношение уровней подземных вод с уровнем океана является уникальным, во всех других бассейнах уровни вод всегда выше уровня океана. Видимо, это связано с резким повышением уровня Мирового океана в недавнее геологическое время. Приведенные данные заставляют сделать вывод, что огромный Западно-Сибирский артезианский бассейн замкнут на севере, что его современная гидродинамическая обстановка является неустановившейся, и движение вод направлено к выравниванию пьезометрической поверхности водоносных комплексов.

Местные очаги разгрузки установлены в ряде мест бассейна, главным образом по долинам основных водных артерий. Однако их роль в водообмене невелика.

Гидродинамические и геохимические данные свидетельствуют о том, что в Западно-Сибирском бассейне в готерив-барремском и апт-альб-сеноманском комплексах развита инфильтрационная водонапорная система. Областями питания на юго-востоке служат предгорья Салаирского хребта и различных отрогов Саянской горной системы, на юге — Казахское низкогорье. Развитые на южной и юго-восточной периферии бассейна щелочные и маломинерализованные хлор-кальциевые воды по происхождению являются инфильтрационными, поступившими из областей питания. Однако большая часть вод в центре и на севере бассейна имеет седиментационное происхождение. Особенно благоприятные условия для сохранения седиментационных вод имеются в юрском комплексе, где фациальные условия пород затрудняют водообмен, и вблизи глинистого барьера фроловской свиты в готерив-барремском комплексе.

Зона опресненных вод гидрокарбонатно-натриевого типа, окружающая область развития глин фроловской свиты, вероятнее всего, является следствием отжатия седиментационной воды из глин при высокой степени их уплотнения (породы фроловской свиты залегают на глубине более 2 км). Однако если процессы отжатия воды из глин повлияли на формирование химического и

газового состава вод, то влияние этих процессов на современную гидродинамическую обстановку сейчас не ощущается. Об этом свидетельствуют схемы гидроизопьез, показывающие общий инфильтрационный режим водоносных систем.

Днепровско-Донецкий бассейн

Днепровско-Донецкий артезианский нефтегазоносный бассейн занимает пространство одноименной впадины, которая протягивается в северо-западном направлении между Воронежским сводом и Украинским кристаллическим щитом. Юго-восточным ограничением служит складчатый Донбасс, северо-западным — Белорусский свод. Впадина выполнена мощной (более 10 км на юго-востоке) толщей осадочных пород от девонских до четвертичных включительно.

Гидрогеология бассейна изучена очень хорошо. Особенно это относится к мезо-кайнозойским комплексам, воды которых используются для водоснабжения. Палеозойские комплексы изучены за последние 10 лет.

Водоносные комплексы приурочены к карбонатным и терригенным отложениям верхнего девона, нижнего карбона, верхнего и среднего карбона, нижней перми, триаса, юры, нижнего мела (включая сеноманский ярус верхнего мела) и эоцена (бучакский горизонт). К водоносным комплексам карбона и триаса приурочены основные нефтяные и газовые горизонты впадины.

В вертикальном разрезе сверху вниз наблюдается закономерное увеличение минерализации вод, рост содержания йода и брома, уменьшение сульфатности. Максимальная минерализация в водах среднего девона достигает 311 г/л, среднего и верхнего карбона 200 г/л, триаса 140 г/л. Воды этих комплексов на подавляющей части площади бассейна принадлежат к хлор-кальциевому типу. В юрском, нижнемеловом и эоценовом комплексах преобладают воды гидрокарбонатно-натриевого типа с резко сниженной минерализацией, не содержащие йода и брома. Пресные воды развиты в эоценовом комплексе.

По площади во всех комплексах наблюдается увеличение минерализации вод от северной окраины бассейна к его центральной и юго-восточной частям. На севере, окаймляя склоны Воронежского выступа, даже в палеозойских породах развиты малосолевые воды гидрокарбонатно-натриевого типа. Кроме того, вблизи раскрытых соляных куполов, образованных верхнедевонской солью, во всех комплексах наблюдаются рассолы сульфатно-натриевого типа. В них почти нет йода и брома. Формирование этих аномальных рассолов, видимо, связано с выщелачиванием поверхностными водами соляных штоков.

Водорастворенные газы изучены главным образом в средневерхнекаменноугольном и триасовом комплексах. Содержание и состав газов сильно изменяются по площади. Максимальное

газонасыщение (до $1,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$), давление насыщения (до 190 ат), содержание метана и тяжелых углеводородов (до 86 и 12%, соответственно) установлены в непосредственной близости к нефтяным залежам. По мере удаления от контакта нефть — вода происходит быстрое уменьшение газонасыщения и давления насыщения, сопровождаемое снижением доли метана и тяжелых углеводородов и увеличением содержания азота (до 50%).

Гидродинамические условия Днепровско-Донецкого бассейна изучены сравнительно хорошо (К. И. Маков, Б. И. Куделин, Л. П. Швай). Для всех комплексов установлена типичная схема инфильтрационной водонапорной системы. Областью питания является Воронежский свод, откуда пьезометрическая поверхность



Рис. 72. Схема гидроизопьез средне-верхнекаменноугольного комплекса Днепровско-Донецкого бассейна (по Л. П. Швай)

1 — граница распространения водоносных отложений среднего и верхнего карбона; 2 — гидроизопьезы; 3 — направление потока подземных вод; 4 — участки локального засоления

наклонена к югу и юго-востоку (рис. 72). В качестве области разгрузки служит долина р. Днепра и его левых притоков. Здесь выявлены многочисленные гидрохимические и геотермические аномалии в верхних горизонтах, связанные с подтоком глубинных вод, заметно увеличивается содержание брома в воде Днепра на отрезке от Канева до Днепропетровска. Гидравлические градиенты уменьшаются от верхних комплексов к нижним.

§ 68. БАССЕЙНЫ ПРЕДГОРНО-РАВНИННОГО ТИПА

Азово-Кубанский (Западно-Предкавказский) бассейн

Азово-Кубанский нефтегазоносный артезианский бассейн с юга ограничен горами Большого Кавказа, с востока — Ставропольским сводом, с севера — складчатым Донбассом и Сальским валом, на западе он раскрывается в Азовское море.

В тектоническом отношении артезианский бассейн соответствует Азово-Кубанской впадине, выполненной мезо-кайнозойскими образованиями. Их мощность в центре впадины достигает 10 км.

Основные водоносные комплексы приурочены к неогеновым (понтическим, мэотическим, сарматским, чокрак-караганским), майкопским, палеоцен-эоценовым и нижнемеловым песчано-алевритовым отложениям.

В неогеновых водоносных комплексах залегают пресные и соленые воды с максимальной минерализацией в нижних горизонтах до 40 г/л.

По площади отмечаются увеличение минерализации и смена типов вод от гидрокарбонатно-натриевого до хлор-кальциевого в направлении с востока и юго-востока на запад, в центральную погруженную часть бассейна. В этом же направлении снижаются пьезометрические напоры вод. Для этих отложений характерно существование инфильтрационной водонапорной системы с областями создания напоров в районе Ставропольской возвышенности и в предгорьях Большого Кавказа. Однако инфильтрационные воды проникли сравнительно недалеко от областей питания. Только в верхних, надпонтических горизонтах инфильтрационные воды занимают практически всю площадь. В понтическом горизонте влияние инфильтрационных вод ощущается на большей части площади бассейна. Ниже по разрезу полоса инфильтрационных вод сокращается в размерах, и на основной территории бассейна распространены седиментационные воды. Возможно, в нижних горизонтах еще проявляется влияние отжимания вод из глинистых отложений.

Все залежи нефти и газа в неогеновых комплексах группируются вблизи центральной, наиболее погруженной зоны бассейна. Площадь распространения нефтегазоносности увеличивается сверху вниз по разрезу. Так, в надпонтических отложениях залежей не обнаружено; в понтическом комплексе известны залежи газа только в одном районе центра бассейна. В мэотическом комплексе выявлены нефтегазовые залежи во всей внутренней зоне Азово-Кубанской впадины. В сармат-чокракских отложениях площадь развития нефтегеновых залежей еще шире, она охватывает как внутреннюю зону, так и значительную часть южного борта впадины.

В майкопских отложениях водоносные горизонты сложены песчаными породами, залегающими среди мощной толщи глин (до 950 м). Наибольший интерес представляет зона южной окраины бассейна, где к заливообразным участкам развития песчаных пород приурочены нефтегазовые залежи (рис. 73).

Воды майкопских отложений гидрокарбонатно-натриевого и хлор-кальциевого типов. Самые соленые воды хлор-кальциевого типа располагаются в самых верхних, застойных участках внутри песчаных «заливов» (минерализация до 30 г/л).

В региональном плане минерализация и хлоридность вод увеличиваются также по восстанию пород в направлении с северо-запада от наиболее погруженной Ново-Дмитриевской группы месторождения на юго-восток к неглубоким месторождениям Хадыженской группы и району Нефтегорска.

О гидродинамике и происхождении вод майкопа существуют самые противоположные мнения. Многие исследователи считают их инфильтрационными и рассматривают район Нефтегорска в качестве основной области питания майкопского комплекса. Анализ статических уровней вод и пластового давления привел

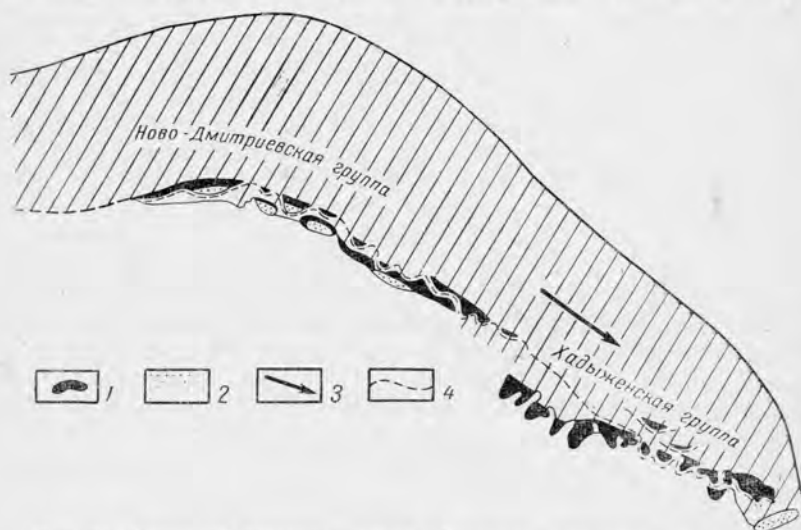


Рис. 73. Схема нефтегазоносности майкопского комплекса на южной окраине Азово-Кубанского бассейна (по Б. М. Яковлеву)

1 — нефть и газ; 2 — выход майкопских песков на поверхность; 3 — направление движения пластовых вод; 4 — границы выклинивания песчаных пластов майкопа

Б. М. Яковлева к противоположным выводам (рис. 74). Район Нефтегорска выступает в качестве области разгрузки майкопских вод. Подземные воды имеют седиментационное происхождение, они выжимаются из погруженных частей бассейна к его бортовой зоне. Эта точка зрения подтверждается также закономерностями изменения химического состава и минерализации вод. Она же дает объяснение происхождению anomalно высоких пластовых давлений, встреченных в ряде залежей. Наличие огромного объема глинистых пород вполне допускает современное существование седиментационных вод и отжимного режима в майкопском комплексе.

Воды эоценового и палеоценового комплексов изучены главным образом вдоль южного борта бассейна, где выявлены нефтегазовые месторождения. Минерализация вод постепенно увеличивается сверху вниз по разрезу от 20 до 80 г/л (т. е. появляются уже

рассолы); в этом же направлении изменяется тип воды от гидрокарбонатно-натриевого до хлор-кальциевого.

Щелочные воды большинства третичных комплексов Азово-Кубанского бассейна отличаются высоким содержанием йода, органического вещества и брома. Происхождение вод седиментационное. Известны аномально высокие пластовые давления, что свидетельствует о современном отжимном режиме водонапорной системы.

В нижнемеловой комплекс входят терригенные горизонты неом-апт-альбского возраста мощностью до 500 м. Напоры вод последовательно снижаются с юго-востока на северо-запад и запад

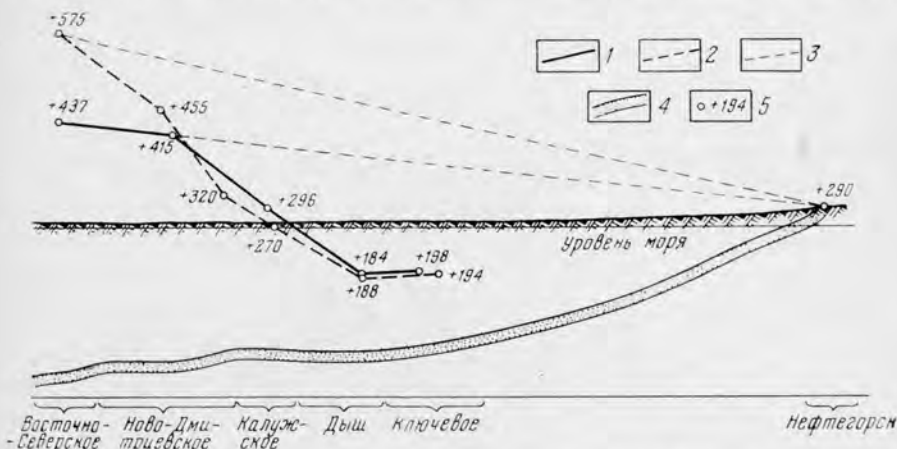


Рис. 74. Приведенные напоры пластовых вод майкопского комплекса на южной окраине Азово-Кубанского бассейна (по Б. М. Яковлеву)

1 — напоры по I горизонту; 2 — напоры по III горизонту; 3 — предполагаемый напор до начала разработки залежей нефти; 4 — I горизонт; 5 — средняя величина приведенного напора в районе месторождения

в сторону Азовского моря, рисуя типичную картину водонапорной системы инфильтрационного типа (рис. 75).

Области питания и создания напора расположены на северных предгорьях Кавказа в долинах рек Лабы и Кубани, где абсолютные отметки выходов пород достигают 1000 м над уровнем моря. Градиенты напора весьма велики вблизи области создания напоров, но северо-западнее Армавира они уменьшаются в несколько раз.

В соответствии с гидродинамической обстановкой происходит изменение минерализации и состава вод. Пресные воды сульфатно-натриевого типа, развитые вблизи области питания, быстро сменяются к северо-западу солеными водами гидрокарбонатно-натриевого типа, а затем рассолами хлор-кальциевого типа. Максимальная минерализация гидрокарбонатно-натриевых вод составляет

27 г/л, тогда как воды хлор-кальциевого типа имеют минерализацию до 85 г/л.

Газовый состав вод преимущественно углеводородный, газонасыщенность достигает $3 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

С отложениями нижнемелового комплекса связаны газоконденсатные месторождения Ейско-Березанского и Майкопского

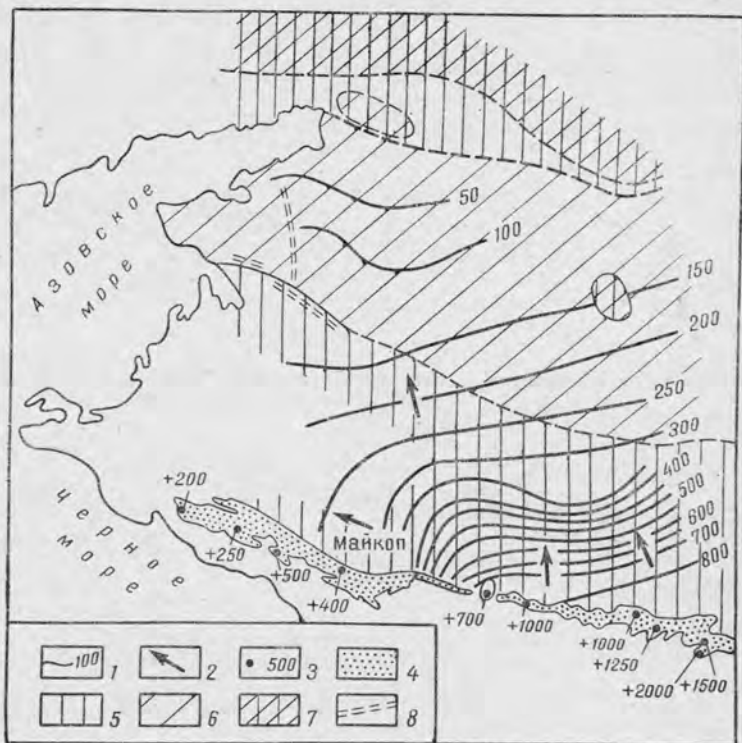


Рис. 75. Гидрогеологическая карта альбского горизонта Азово-Кубанского бассейна (по Д. И. Рогожину и Т. И. Александровой)

1 — гидроизопезы; 2 — направление регионального потока вод; 3 — абсолютные отметки открытого залегания пород нижнего мела; 4 — область раскрытого залегания пород нижнего мела (воды сульфатно-натриевого типа); 5 — воды гидрокарбонатно-натриевого типа; 6 — воды хлор-кальциевого типа; 7 — область отсутствия альбских отложений; 8 — тектонические нарушения

районов. Ейско-Березанский район расположен на северо-западной окраине бассейна, где влияние инфильтрационных вод значительно ослаблено, поскольку он находится дальше всего от области питания. Майкопское месторождение несколько удалено от области питания к западу. Особенности тектоники этого района (месторождение находится в пределах так называемого Адыгейско-Карачаевского массива) предотвратили непосредственное влияние инфильтрационных вод на газовую залежь.

Восточно-Предкавказский бассейн

Восточно-Предкавказский нефтегазоносный артезианский бассейн на юге ограничен горами Большого Кавказа, на востоке — Каспийским морем. На севере граница с Прикаспийским бассейном проходит по погребенному кряжу Карпинского. О западной границе с Азово-Кубанским бассейном сказано выше. На юго-восточной окраине бассейна выделяются наложенные Терско-Дагестанские бассейны, выполненные миоценовыми отложениями. Мощной толщей майкопских глин (мощность до 1500 м) весь разрез бассейна разделен на два гидрогеологических этажа: четвертично-неогеновый и палеоген-мезозойский. Водоносные комплексы, залегающие выше майкопского водоупора, почти лишены залежей



Рис. 76. Карта минерализации вод хадумского горизонта Ставрополя (по В. Н. Корценштейну)

1 — линии равной минерализации (мг·экв/л); 2 — зона пониженной минерализации (менее 1000 мг·экв/л)

нефти и газа (исключая Терско-Дагестанские бассейны); они содержат пресные воды, используемые для водоснабжения.

Палеоген-мезозойский гидрогеологический этаж включает хадумский, эоцен-палеоценовый, нижнемеловой и среднеюрский основные водоносные комплексы.

Хадумские отложения газоносны на Ставрополье. Песчано-алевритовые породы-коллекторы протягиваются здесь полосой северо-восточного простирания, их мощность достигает 70 м. К юго-востоку и северо-западу от указанной полосы мощность и проницаемость пород-коллекторов хадумского горизонта резко сокращаются до полного их выклинивания.

Минерализация вод увеличивается вдоль полосы развития пород-коллекторов в северо-восточном направлении (рис. 76). Кроме того, виден язык слабоминерализованных вод в центральной части

полосы, от которого на север и юго-восток к бортовой зоне полосы также происходит увеличение минерализации. Минимальная минерализация составляет 25 г/л, максимальная — более 70 г/л. Воды хадумского горизонта относятся к гидрокарбонатно-натриевому и

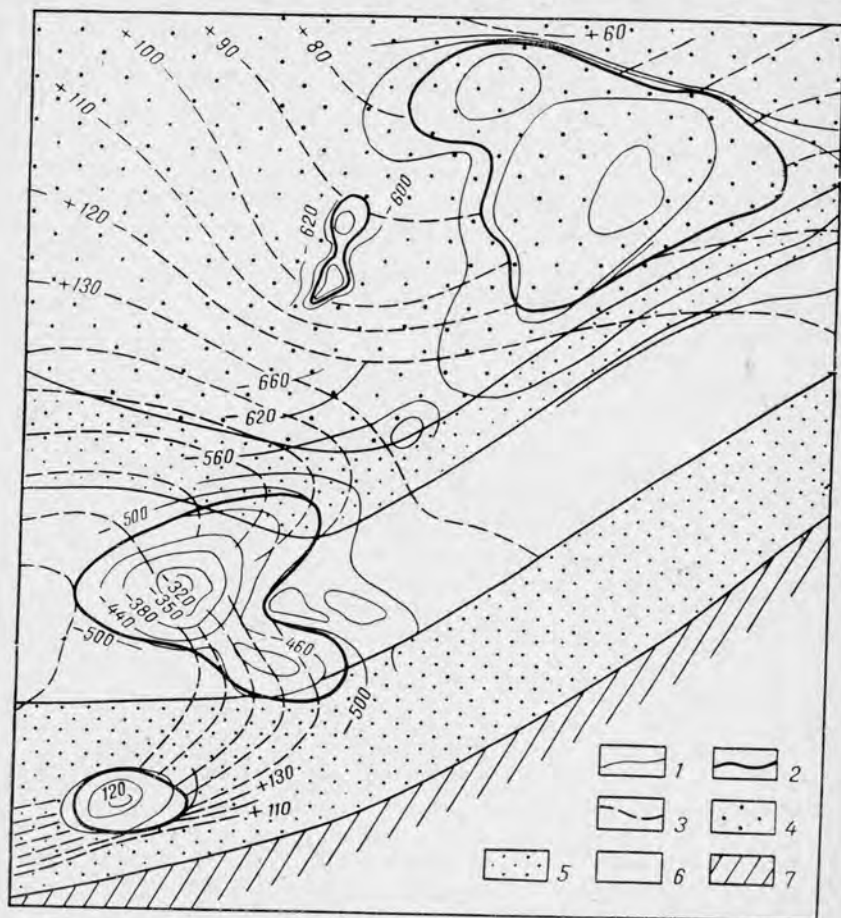


Рис. 77. Смещение газовых залежей хадумского горизонта под воздействием перепада напоров вод в Ставрополье (по А. Л. Козлову и Л. С. Темину)

1 — изогипсы по кровле хадумского горизонта, 2 — контуры газоносности, 3 — гидроизопьезы; зоны мощности хадумского горизонта: 4 — от 3 до 10 м; 5 — от 10 до 40 м; 6 — от 40 до 70 м; 7 — зона развития глин

хлор-кальциевому типам, иногда встречается хлор-магниевый тип. От вод остальных комплексов разреза они отличаются повышенным содержанием йода.

Хадумские воды предельно насыщены растворенным газом метанового состава. Напоры хадумских вод закономерно

понижаются на север-северо-восток в направлении увеличения минерализации. Величина напорного градиента относительно велика.

Многие исследователи считают воды хадумских отложений инфильтрационными. Области создания напора предполагаются в горах Кавказа, на юго-западе от Ставрополя. Однако хадумские отложения не выходят там на поверхность, поэтому обосновывается подземное питание вод посредством перетока из майкопских водоносных песков (В. Н. Корценштейн) или из мезозойских водоносных толщ Большого Кавказа (А. А. Карцев).

Геологическое положение хадумского горизонта под мощной толщей майкопских глин, глубоко погруженных на участке между Большим Кавказом и Ставрополем, не исключает возможности поступления в него отжимающихся вод и существования отжимной водонапорной системы. Об этом же могут свидетельствовать высокое содержание йода и предельная газонасыщенность вод.

Интересны соотношения между водами и газовыми залежами хадумского горизонта. Большие газовые залежи существенно сужают живое сечение потока, вызывают сгущение гидроизопез, затрудняют движение воды. Сами залежи имеют значительный наклон контактов газ—вода, соответствующий влиянию напорного градиента вод (рис. 77). Залежи, состоящие почти целиком из метана, окружены водами, которые предельно насыщены метаном. Образование и рост залежей за счет выделяющегося из раствора газа может происходить в современную эпоху (В. Н. Корценштейн).

Эоцен-палеоценовый водоносный комплекс сложен толщей песчаников и алевролитов мощностью до 500 м. Воды гораздо менее минерализованы, но с более высоким содержанием сульфатов (до нескольких процент-эквивалентов) по сравнению с хадумскими водами. Кроме того, они резко недо насыщены растворенными газами (за исключением района Минеральных вод, где воды насыщены углекислотой). В отложениях эоцен-палеоцена встречаются

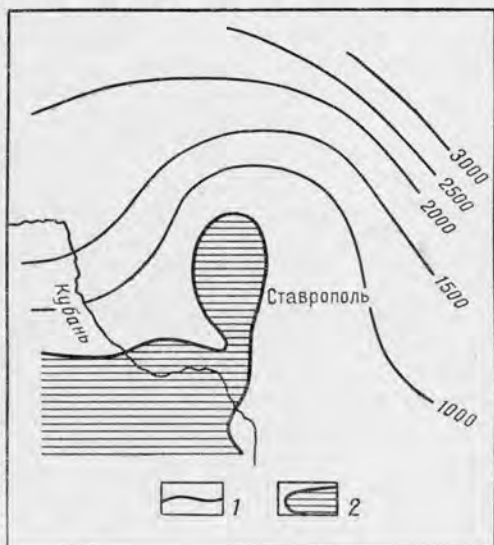


Рис. 78. Карта минерализации вод палеоценового горизонта Ставрополя (по В. Н. Корценштейну)

1 — линии равной минерализации в мг · экв/л;
2 — зона опреснения

небольшие газовые залежи. По площади наблюдается снижение напоров и повышение минерализации вод в северном и северо-восточном направлениях (рис. 78). Области питания и создания напоров находятся в зоне выходов эоценовых и палеоценовых пород в предгорьях Кавказа, возможно также подземное питание из мезозойских отложений.

Нижнемеловой водоносный комплекс распространен в пределах всего бассейна. Минерализация и метаморфизация вод увеличиваются в северном и северо-восточном направлениях. Туда же наклонена пьезометрическая поверхность. Вблизи Большого Кавказа воды пресные и соленые различного типа, но в Терско-Кумской впадине они переходят в рассолы хлор-кальциевого типа. Здесь же установлено максимальное давление насыщения водорастворенных газов. Состав газов, за исключением района Минеральных Вод, метановый. В глубине Терско-Кумской впадины отмечаются температуры более 150° С.

Терско-Дагестанские бассейны

На юго-восточной окраине Восточно-Предкавказского бассейна выделяется несколько небольших нефтегазоносных бассейнов, наложенных на основной бассейн. Они сложены преимущественно миоценовыми водоносными комплексами и снизу ограничены мощным майкопским водоупором. Лучше всего изучен Терский бассейн.

Основная нефтегазоносная толща бассейна — чокрак-караганские песчано-глинистые породы. Воды в них очень небольшой минерализации, постепенно увеличивающейся вниз по разрезу. Например на Октябрьском нефтяном месторождении (рис. 79) в IV пласте минерализация равна всего 2 г/л, вода резко щелочная (первая щелочность равна 70% экв). В XVI пласте минерализация составляет 3 г/л, первая щелочность равна 50% экв. Заметное повышение минерализации и переход от гидрокарбонатных вод к хлоридным начинается с XIX пласта. В XXIII пласте минерализация достигает 8 г/л, а в поднадвиге 20 г/л.

Особенностью вод, залегающих ниже XII пласта, является чрезвычайно высокая сульфатность: содержание сульфат-иона обычно превышает 1% экв, достигая даже 8% экв. Такая большая сульфатность уникальна для вод нефтяных месторождений. Соседство сульфатов с нефтью объясняется тем, что ввиду высокой пластовой температуры (более 80° С) воды стерильны, в них невозможна жизнь бактерий, и восстановления сульфатов не происходит.

По площади пластов наиболее минерализованные воды располагаются в застойных районах вблизи залежей, за тектоническими нарушениями и т. п. В более широком плане минерализация вод повышается в северном направлении. Туда же наклонена пьезометрическая поверхность.

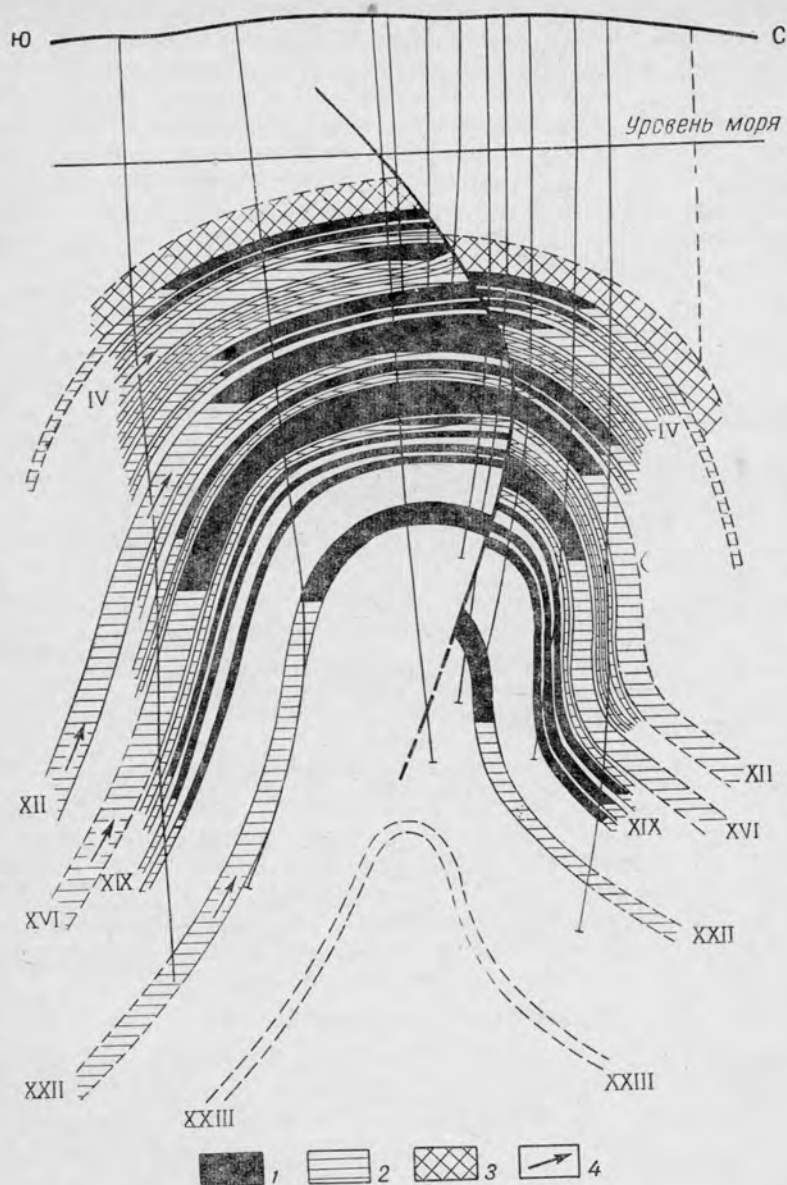


Рис. 79. Гидрохимический профиль через Октябрьское месторождение (по Г. М. Сухареву)

1 — нефть; 2 — воды гидрокарбонатно-натриевого типа сульфатно-хлоридно-щелочной подгруппы; 3 — воды хлор-кальциевого типа; 4 — направление потока вод

Для Терского бассейна отчетливо выделяются зона питания в Черных горах Кавказа и преимущественно открытые очаги разгрузки в северных передовых хребтах (рис. 80). Исследованиями Н. Т. Линдропы установлена связь между источниками в передовых хребтах (г. Горячеводск) и нефтяными залежами в Грозненском районе: по мере увеличения отбора жидкости из залежей дебит источников снижался. Скорости движения подземных вод относительно большие (10—33 м/год). Запасы воды здесь только за четвертичное время обновлялись 125 раз (по М. Е. Альтовскому). Такой интенсивный водообмен обусловил развитие жестко-водонопорного режима основных залежей нефти.



Рис. 80. Карта гидроизоэпез первой группы песчаников чокракско-спиралисовых слоев Терско-Дагестанской нефтегазоносной области (по Г. М. Сухареву)

1 — гидроизоэпезы; 2 — направление подземного потока

Совершенно иные условия выявлены в маломощных глинистых песках среди сарматских глин, перекрывающих караганские породы. Минерализация сарматских вод почти в 100 раз (!) превышает минерализацию караганских вод, тип воды хлор-кальциевый. Здесь можно допускать существование вод седиментационного происхождения.

Южно-Мангышлакский бассейн

Южно-Мангышлакский нефтегазоносный артезианский бассейн на севере ограничен хребтом Каратау, на западе — Каспийским морем. Южные и восточные границы его неясны. Гидрогеологический разрез бассейна в районе месторождения Узень представлен на рис. 58. Надежным водупором — глинами и мергелями оксфордского и верхов келловейского ярусов мощностью более 100 м — весь разрез подразделен на два гидрогеологических этажа. Верхний этаж сложен меловыми отложениями, среди которых выделяется до 12 водоносных горизонтов. Они объединены в два комплекса: альб-сеноманский и неокомский. Нижний этаж сложен

юрскими отложениями. В их составе насчитывается более 15 водоносных горизонтов, также объединенных в два комплекса. С юрскими горизонтами связаны основные нефтяные и газовые залежи бассейна; продуктивность меловых отложений выявлена только на месторождении Узень.

В альб-сеноманском комплексе обычно минерализация вод не превышает 10 г/л, тип воды сульфатно-натриевый и гидрокарбонатно-натриевый. Воды неокомского комплекса относятся к хлор-кальциевому типу, их минерализация достигает 35 г/л. Газы, растворенные в воде меловых горизонтов, встречаются вблизи газовых

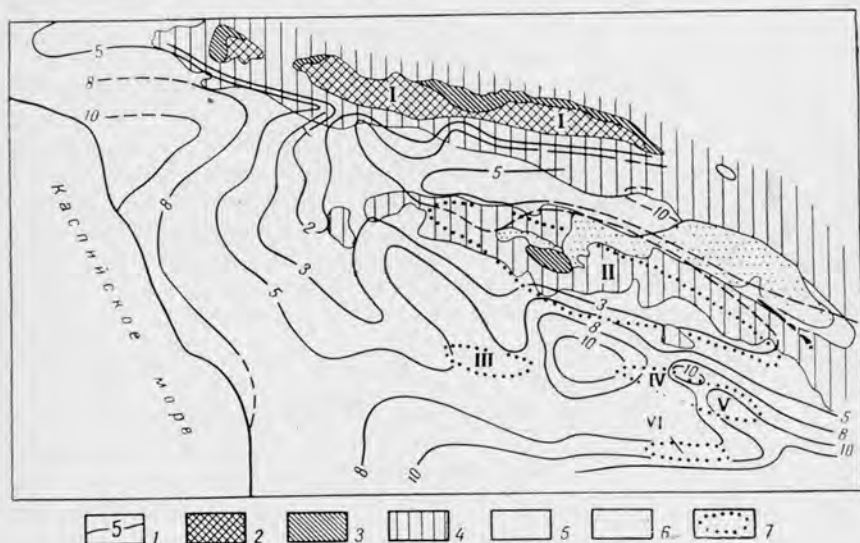


Рис. 81. Карта минерализации вод верхнеальбских горизонтов Южно-Мангышлакского бассейна

1 — линия равной минерализации в г/л; 2 — отложения пермо-триаса в районе Каратау; 3 — юрские отложения; 4 — меловые отложения; 5 — третичные отложения; 6 — эоценовые пески, содержащие пресную воду; 7 — контуры положительных структур
I — хребет Каратау; II — Беке-Башкудукский вал; III — Жетыбай; IV — Карамандыбас; V — Узень, VI — Тенге

залежей месторождения Узень в количестве более 1000 см³/л. Однако при удалении от залежей газонасыщенность вод резко снижается и состав газа вместо метанового становится азотным (азота до 95%).

Воды нижнего юрского гидрогеологического этажа в 10—20 раз более минерализованы (до 170 г/л), чем воды мелового этажа, практически бессульфатны, хлор-кальциевого типа. Газонасыщенность вод 300—1200 см³/л, состав растворенного в воде газа метановый, тяжелых углеводородов содержится до 20%.

На северной окраине бассейна, в предгорьях хребта Каратау и в пределах Беке-Башкудукского вала, где меловые и юрские

породы обнажены (рис. 81), развиты пресные и слабосоленые воды сульфатно-натриевого и гидрокарбонатно-натриевого типов. Их минерализация увеличивается в южном направлении. По меловым горизонтам, как видно из рис. 81, увеличение минерализации происходит постепенно. По юрским горизонтам минерализация вод растет весьма резко, и уже на расстоянии нескольких десятков километров к югу от Беке-Башкудукского вала повсеместно распространены рассолы хлор-кальциевого типа с минерализацией более 100 г/л.

Параллельно увеличению минерализации в направлении с севера на юг снижается пьезометрическая поверхность вод меловых и юрских комплексов. Гидравлические уклоны в юрских горизонтах гораздо меньше уклонов в меловых горизонтах.

Изложенные данные свидетельствуют о наличии инфильтрационных водонапорных систем в юрских и меловых отложениях. Происхождение меловых вод инфильтрационное (или древнее инфильтрационное), только на юго-востоке возможно сохранение седиментационных вод. Для юрских горизонтов вероятнее всего седиментационное происхождение вод. Видимо, инфильтрационный режим возник здесь в недавнее геологическое время. Инфильтрационные воды, создающие напор, внедрились лишь узкой полосой по северной окраине бассейна. Они разрушили нефтяные залежи Беке-Башкудукского вала, но еще не достигли залежей Узень-Жетыбайской зоны.

§ 69. БАСЕЙНЫ МЕЖГОРНОГО ТИПА

Западно-Туркменский бассейн

Западно-Туркменский нефтегазоносный артезианский бассейн находится в восточной части Южно-Каспийской впадины. Он ограничен на востоке и юго-востоке хребтами Копет-Дага, на севере — горами Куба-Дага и Балхана, на юге, уже в пределах Ирана, — горами Эльбурса, на западе уходит под воды Каспийского моря.

Основные водоносные и нефтегазоносные горизонты связаны с отложениями красноцветной толщи плиоцена, мощность которой достигает 2500 м. Она не обнажается на поверхности, будучи перекрытой преимущественно глинистыми породами акчагыльского яруса. Подстилается красноцветная толща мощными глинистыми осадками палеогена. Мезозойские породы известны лишь в районах горного обрамления бассейна.

Большая часть водоносного комплекса красноцветной толщи заполнена рассолами хлор-кальциевого типа с минерализацией до 300 г/л. Вниз по разрезу минерализация вод снижается до 20—30 г/л и тип воды местами становится гидрокарбонатно-натриевым. Вблизи нефтяных и газовых залежей на антиклинальных структурах, сильно разбитых тектоническими нарушениями, встречены воды гидрокарбонатно-натриевого и даже сульфатно-натриевого типов с очень малой минерализацией (иногда всего 5 г/л).

К этим же структурам часто приурочены восходящие источники, грязевые вулканы, выходы газов и нефти, т. е. через них осуществляется разгрузка подземных вод. В отложениях красноцветной толщи, особенно в ее нижнем отделе, обнаружены аномально высокие пластовые давления (до 700 кг/см^2), которые превышают гидростатическое давление на 50—70%. Отмечена также высокая температура вод (более 150°C).

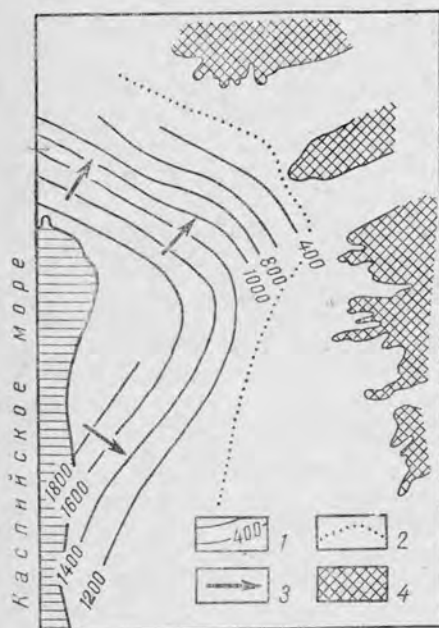


Рис. 82. Схема гидроизопьез нижнекрасноцветного водоносного комплекса Западно-Туркменского бассейна (по В. В. Колодию)

1 — гидроизопьезы; 2 — восточная граница распространения нижнекрасноцветного комплекса; 3 — направление потока вод; 4 — горные сооружения

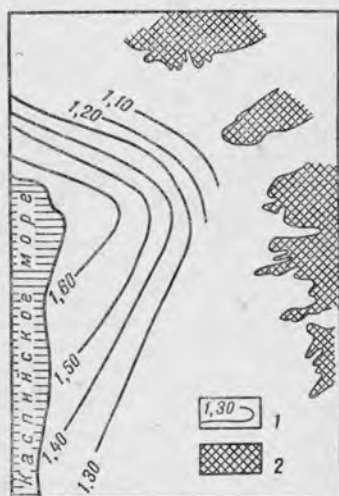


Рис. 83. Схема значений $\frac{P_{\text{пл}}}{P_{\text{у.г}}}$ нижнекрасноцветного водоносного комплекса Западно-Туркменского бассейна (по В. В. Колодию)

1 — изолинии значений $\frac{P_{\text{пл}}}{P_{\text{у.г}}}$; 2 — горные сооружения

О происхождении вод красноцветной толщи (а также вышележащих акчагыльских и апшеронских отложений) высказаны самые противоречивые точки зрения. Наиболее обоснованным является мнение, развитое В. В. Колодием, о седиментационном происхождении вод и о существовании здесь современной водонапорной системы отжимного типа. Наличие пластовых давлений до 700 кг/см^2 исключает возможность создания таких напоров за счет инфильтрации вод в горном обрамлении бассейна. Карты гидроизопьез показывают, что снижение приведенных напоров и

возможное движение вод направлено от наиболее погруженных частей бассейна к его окраинам (рис. 82). Об этом же свидетельствует закономерное снижение к окраинам бассейна отношения пластового давления к условному гидростатическому (рис. 83). Отжимание воды из глин и затрудненный характер разгрузки вод через локальные очаги приводят к возникновению аномально высоких пластовых давлений. В конечном счете пластовое давление в замкнутой водоносной толще связано с горным давлением.

Формирование вод пониженной минерализации гидрокарбонатно-натриевого и сульфатно-натриевого типов в районах нефтегазовых месторождений В. В. Колодий объясняет конденсацией паров воды, содержащихся в углеводородном газе, в процессе вертикального перемещения по зонам разломов. Учитывая огромное количество газов, это предположение кажется вполне вероятным. Пресные конденсационные воды обильно растворяют сульфаты, содержащиеся в породах. А восстановление сульфатов в присутствии углеводородов ведет к обогащению вод гидрокарбонатами и переходу их в гидрокарбонатно-натриевый тип.

На примере Западно-Туркменского бассейна хорошо видна связь нефтегазовых месторождений с очагами разгрузки подземных вод. В пространственном размещении нефтегазовых месторождений видна еще одна закономерность: все месторождения тяготеют к окраинным зонам бассейна, куда направлен основной поток отжимаемых вод.

Азербайджанский бассейн

Азербайджанский нефтегазоносный артезианский бассейн занимает Кура-Араксинскую низменность и прилегающие предгорья. Его границы условно можно проводить по выходам мезозойских пород в предгорьях Большого и Малого Кавказа. На востоке он погружается под воды Каспийского моря. Геологическое строение бассейна сложное. Видимо, крупными тектоническими нарушениями он расчленен на несколько изолированных районов, из которых можно отметить район Апшеронского полуострова, Прикуринскую низменность и Кобыстан.

Главное внимание исследователей было приковано к продуктивной толще палеогена, поскольку основные нефтегазовые месторождения Азербайджана связаны именно с этим комплексом.

Для района Апшеронского полуострова вниз по разрезам основных месторождений уменьшается общая минерализация и хлоридность вод и происходит смена жестких рассолов хлор-кальциевого типа на щелочные воды гидрокарбонатно-натриевого типа.

По простиранию верхних горизонтов продуктивной толщи наблюдается увеличение общей минерализации в восточном направлении от 10 до 120 г/л и более. В горизонтах нижнего отдела — свитах НКП и КС эти закономерности неясны, а еще ниже, в свите ПК, установлена противоположная картина: минерализация вод

увеличивается к западу и северо-западу до 45 г/л, где находится зона выклинивания или же свита ПК обнажается.

Газовый состав и первоначальные напоры вод продуктивной толщи изучены мало. Для ряда горизонтов нижнего отдела характерно аномально высокое пластовое давление.

Происхождение вод продуктивной толщи и причины гидрохимической инверсии привлекали внимание большого числа исследователей. Одни считают эти воды седиментационными, другие — инфильтрационными, третьи — частично седиментационными, частично древнеинфильтрационными. Роль древней инфильтрации в формировании вод верхних горизонтов доказывается ростом минерализации и хлоридности вод и рассолов в восточном направлении. Это явление можно объяснить влиянием инфильтрации (вероятно, древней) пресных вод с запада. Для нижнего отдела продуктивной толщи предполагается седиментационное происхождение вод и их движение с востока на запад за счет современного выжимания вод из уплотняющихся глин нижнего отдела в самых глубоких восточных областях бассейна. Очевидно, в нижних горизонтах продуктивной толщи развита отжимная водонапорная система. Этим объясняются закономерности изменения химического состава вод свиты ПК и наличие аномально высоких пластовых давлений.

Гидрогеология остальных районов Азербайджанского бассейна изучена гораздо слабее. В Прикуринском районе гидрогеологические условия сходны с условиями Апшерона. Верхние горизонты продуктивной толщи и вышележащие горизонты апшеронского яруса содержат рассолы хлор-кальциевого типа с наибольшей минерализацией во всем бассейне (более 170 г/л). Ниже по разрезу рассолы сменяются солеными водами, имеющими щелочной состав. В нижних же горизонтах обнаружены аномально высокие пластовые давления.

Происхождение подземных вод продуктивной толщи Прикуринского района седиментационное. Здесь, видимо, развита современная водонапорная система отжимного типа. Этим может быть объяснено возникновение аномально высоких пластовых давлений. К сожалению, распределение напоров вод остается невыясненным. Основные области разгрузки вод внутренние, они приурочены к антиклинальным структурам, разбитым крупными тектоническими нарушениями. Очаги разгрузки проявляются восходящими источниками (Бабазан), грязевыми вулканами (Мишовдаг, Кюровдаг, Бабазан) с многочисленными нефтегазопроявлениями и гидрохимическими аномалиями в грунтовых водах.

В Прикуринском районе хорошо видна связь нефтегазовых месторождений с очагами разгрузки: все месторождения нефти и газа приурочены к тем же структурам, где выявляются очаги разгрузки глубинных вод.

Изолированным от остальных районов Азербайджанского бассейна, очевидно, является Кобыстан, где продуктивная толща

раскрыта и содержит явно инфильтрационные воды небольшой и средней минерализации (10—35 г/л).

§ 70. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АРТЕЗИАНСКИХ БАССЕЙНОВ РАЗЛИЧНОГО ТИПА

Нефтегазоносные артезианские бассейны разных типов обладают рядом общих черт, характерных для бассейнов только данного типа.

Бассейны равнинного типа отличаются прежде всего однообразием химического и газового составов подземных вод. На огромных территориях солевой состав вод по простиранию отдельных комплексов меняется очень плавно, в незначительных пределах.

Закономерности вертикальной гидрохимической зональности выражены тем, что с глубиной воды становятся все более минерализованными и метаморфизованными, причем эти изменения протекают независимо от стратиграфической принадлежности и литологического состава водоносных комплексов.

Для большинства бассейнов равнинного типа характерно преобладание вод и рассолов хлор-кальциевого типа, занимающих основной объем водоносных комплексов под маломощной верхней зоной вод других типов. Исключением является самый молодой бассейн равнинного типа — Западно-Сибирский. В нем проявляется влияние недавних седиментационных этапов гидрогеологической истории, которое отражается в появлении инверсионной гидрохимической зональности вокруг области развития глин фроловской свиты и в существовании здесь щелочных вод гидрокарбонатно-натриевого типа.

Пластовые воды всех равнинных бассейнов значительно недонасыщены растворенным газом.

Наконец, для рассматриваемых бассейнов чрезвычайно характерно развитие современного инфильтрационного режима во всех водоносных комплексах. Хотя соотношение вод инфильтрационного и седиментационного происхождения в разных комплексах может быть совершенно различным, напоры вод выдержанных комплексов обусловлены процессами инфильтрации. Даже в самом молодом Западно-Сибирском бассейне недавние седиментационные этапы гидрогеологической истории не отражаются на режиме водонапорных систем, которые имеют типичный инфильтрационный облик (см. рис. 70 и 71).

Инфильтрационный режим при отсутствии высокогорных областей создания напора приводит к тому, что напорные градиенты и скорости движения вод очень малы. Нередко напорные градиенты настолько незначительны, что для определения скорости фильтрации вод нельзя применять закон Дарси.

Слабая подвижность подземных вод определила в основном

все отмеченные гидрохимические особенности бассейнов равнинного типа.

Артезианские бассейны предгорно-равнинного типа характеризуются наибольшей сложностью гидрогеологических условий. Химический и газовый состав вод резко меняется по разрезу, а также по площади водоносных комплексов. Минерализация и метаморфизация подземных вод подвержены значительным колебаниям. В целом содержание растворенных солей в них обычно меньше, чем в водах большинства бассейнов равнинного типа. Нередко проявляется инверсионная гидрохимическая зональность, охватывающая только часть разреза.

Характерной особенностью данных артезианских бассейнов является сочетание в разрезе отложений водонапорных систем как инфильтрационного, так и отжимного типа. Водонапорные системы отжимного типа развиты главным образом в тех водоносных комплексах, которые заключены в мощных толщах глинистых отложений или соседствуют с ними. Глубокое погружение глинистых толщ в предгорных прогибах способствует активному отжиманию седиментационных вод в соседние породы-коллекторы. В них встречено аномально высокое пластовое давление, а воды содержат максимальное количество растворенного газа.

Инфильтрационный режим проявляется в глубоких водоносных комплексах, сложенных мощными пачками песчаников без заметных глинистых прослоев, а также в самых верхних горизонтах, не погруженных на значительные глубины. Высокогорные области питания инфильтрационных систем обуславливают самые большие гидравлические градиенты и наибольшие скорости движения вод по сравнению с бассейнами других типов.

Для *нефтегазоносных артезианских бассейнов межгорного типа* характерны: инверсионная гидрохимическая зональность, охватывающая практически весь разрез; самые разнообразные типы вод и их минерализация; максимальная газонасыщенность вод.

Очень широко развиты водонапорные системы отжимного типа. Признаки инфильтрационного (или древнеинфильтрационного) режима проявляются только в верхних горизонтах разреза. Нижним водоносным комплексам часто свойственно аномально высокое пластовое давление, которое превосходит гидростатическое давление в 1,5—1,7 раза. Отжимаемые под большим давлением седиментационные воды перемещаются к краевым участкам межгорных впадин, часто прорываются перекрывающие отложения, образуют восходящие источники и грязевые вулканы.

Для нижних водоносных комплексов с отжимным режимом минерализация вод в региональном плане обычно увеличивается из центральной зоны бассейна к его окраинам; для верхних горизонтов с инфильтрационным режимом более характерна обратная закономерность, хотя она не всегда ясно выражена.

Таковы основные характерные черты гидрогеологии артезианских бассейнов различного типа.

Гидрогеология артезианских бассейнов наряду с их тектоническим строением и литологией пород является определяющим фактором пространственного размещения зон нефтегазонакопления. Влияние гидрогеологии двоякое. С одной стороны, движущиеся воды несут вместе с собой растворенные углеводороды, которые выделяются из воды и в соответствующих участках пластов — ловушках образуют залежи нефти и газа. Наиболее благоприятны для создания залежей седиментационные воды в водонапорных системах отжимного типа. Именно в этих условиях образующиеся в нефтематеринских породах нефть и газ имеют наилучшие возможности попасть в породы-коллекторы, отжимаясь вместе с водой из глинистых толщ.

С другой стороны, движущиеся воды могут разрушать образованные залежи нефти и газа, смещать их по потоку, промывать ловушки в пластах-коллекторах. Особенно неблагоприятную роль играют инфильтрационные воды, несущие сильные окислители: кислород, сульфаты и т. п. Они воздействуют на углеводороды химически, приводят к утяжелению нефти, к накоплению в ее составе окисленных сернистых соединений и в конечном счете полностью разрушают углеводороды.

В равнинных бассейнах, где во всех комплексах развиты водонапорные системы инфильтрационного типа, залежи нефти и газа не встречаются вблизи областей питания по окраинам бассейнов. Все залежи сосредоточены на значительном расстоянии от областей питания, которое тем больше, чем лучшие условия в комплексе для перемещения инфильтрационных вод.

Прекрасным примером служит Западно-Сибирский бассейн (см. рис. 56). Вся его окраинная зона, приближенная к областям питания, не содержит нефтегазовых месторождений. Промышленные залежи выявлены в центральных зонах бассейна, намного севернее основной южной области питания. Причем залежи в альб-сеноманском комплексе удалены в глубь бассейна гораздо дальше, чем залежи в готерив-барремском и особенно юрском комплексах. Это соответствует гидрогеологическим условиям комплексов: в альб-сеноманском комплексе, представленном выдержанной мощной толщей песчаников, движение вод облегчено по сравнению с готерив-барремским и особенно юрским комплексами.

Другим примером служат западная и северо-западная окраины Волго-Уральского бассейна. Нефтегазовые залежи неизвестны в районах Воронежского и Токмовского сводов, являющихся современными областями питания основных водоносных комплексов. Залежи сосредоточены в центральной зоне бассейна. По мере приближения к Воронежскому и Токмовскому сводам закономерно уменьшается промышленная ценность залежей, нефть постепенно становится все более тяжелой, смолистой, окисленной. На рис. 84 сопоставлена схема изменения объемного веса нефтей со схемой гидроизопъез в Саратовском Поволжье. Видно, что изолинии на схемах идут почти параллельно друг другу, и объемный вес нефти

увеличивается в сторону подъема пьезометрической поверхности к Воронежскому своду. Совершенно аналогичные закономерности установлены для Среднего Поволжья (рис. 85). Увеличение объем-

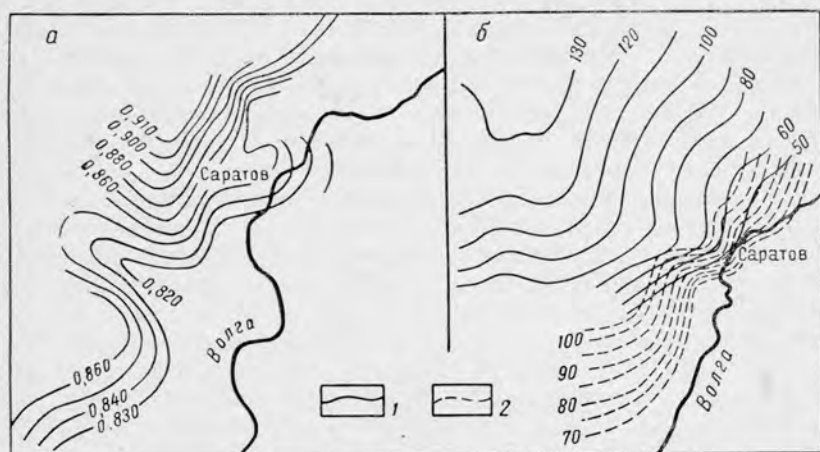


Рис. 84. Сопоставление схемы (а) изменения объемного веса нефтей угленосной свиты (по М. Б. Эздрину) со схемой (б) гидроизопьез (по И. К. Зерчанинову) Саратовского Поволжья

1 — гидроизопьезы терригенного девона; 2 — гидроизопьезы угленосной свиты

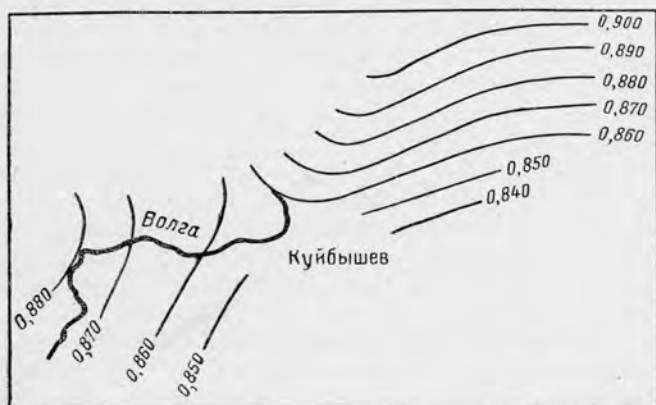


Рис. 85. Схема изменения объемного веса нефтей угленосной свиты Среднего Поволжья (по Н. П. Уточкиной)

ного веса нефти происходит в западном и северном направлениях, откуда идет основной поток инфильтрационных вод.

Совершенно другие закономерности размещения нефтегазоносности установлены в межгорных артезианских бассейнах, где наиболее ярко проявляется отжимной режим водонапорных систем.

Здесь основные месторождения тяготеют к прибортовым зонам. В центральных, самых погруженных зонах межгорных впадин обычно либо не выявлено месторождений, либо они значительно меньше по запасам.

Эти закономерности хорошо увязываются с режимом водонапорных систем. Отжимаемые седиментационные воды вместе с газом и нефтью движутся из центра к периферии бассейнов. Перемещение нефти и газа происходит и в современную эпоху, о чем говорят выходы нефти, грязевые вулканы и т. п. Видимо, продолжается также современное пополнение углеводородами залежей, которые уже сформировались. Особо благоприятные условия нефтегазонакопления в водонапорных системах отжимного типа подтверждаются тем, что именно в межгорных впадинах сосредоточены наибольшие запасы, приходящиеся на единицу площади.

Наиболее разнообразно пространственное размещение нефтегазовых месторождений в предгорно-равнинных бассейнах, где в верхних горизонтах разреза, а также в мощных водоносных комплексах обычно развит инфильтрационный режим. Залежи этих комплексов размещены в центральной зоне бассейна и в платформенной его части, удаленной от горных областей питания. Такие закономерности установлены, например, в плиоцен-миоценовых отложениях Азово-Кубанского бассейна. По мере перехода к более глубоким горизонтам этой части разреза интенсивность проявления инфильтрационного режима затухает, и район нефтегазонасности охватывает все большую площадь, приближаясь к предгорьям Кавказа. В нижнемеловом комплексе Азово-Кубанского бассейна, где развита явная инфильтрационная водонапорная система, залежи газа расположены на большом удалении от горных областей питания, концентрируясь в пределах платформенной части бассейна (см. рис. 75).

Однако указанные соотношения часто нарушаются. Крутизна крыльев структур, частые тектонические нарушения создают местные благоприятные ловушки для накопления залежей даже вблизи областей питания. Примером могут служить Терско-Дагестанские наложенные бассейны с их нефтяными месторождениями (см. рис. 79).

В водоносных комплексах, заключенных среди мощных глинистых толщ, в предгорно-равнинных бассейнах часто развиты водонапорные системы отжимного типа. Нефтегазовые залежи в них тяготеют к окраинным частям предгорных прогибов. Например, залежи нефти в майкопских песчаниках Азово-Кубанского бассейна приближены к южному борту прогиба, протягиваясь полосой вдоль северных предгорий Кавказа (см. рис. 73).

В течение долгой истории геологического развития участки наибольшего прогибания располагались в разных районах современных бассейнов. Это создало первоначальную неравномерность распределения залежей. Последующие тектонические перестройки структурного плана приводили к их переформированию.

Накладывают свой отпечаток и современные гидрогеологические условия, по разному влияющие на закономерности размещения залежей в зависимости от режима водонапорных систем. Все это вместе взятое приводит к большой сложности пространственного размещения залежей нефти и газа в пределах артезианских бассейнов.

Изложенные материалы показывают огромное влияние гидрогеологических факторов на закономерности пространственного размещения залежей нефти и газа. Определяющим из этих факторов является гидродинамический. До последнего времени гидродинамические условия недр исследовались явно недостаточно. Надо учитывать также, что при разработке выявленных залежей природное движение вод нарушается и бывает очень трудно восстановить первоначальную картину. Динамика вод и режимы природных водонапорных систем — вот вопросы, которым необходимо уделять первостепенное внимание в самом начале поисково-разведочных работ в нефтегазоносных районах.

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

I часть

- Богомолов Г. В. Гидрогеология с основами инженерной геологии. М., изд-во «Высшая школа», 1966.
Ланге О. К. Основы гидрогеологии. М., изд-во МГУ, 1958.
Овчинников А. М. Общая гидрогеология. М., Госгеоллиздат, 1955.

II часть

- Климентов П. П., Пыхачев Г. Б. Динамика подземных вод. М., Госгеолтехиздат, 1961.
Силин-Бекчурин А. И. Динамика подземных вод. М., изд-во МГУ, 1965.
Временная инструкция по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин. М., Госоптехиздат, 1963.

III часть

- Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М., Госоптехиздат, 1963.
Корценштейн В. Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. М., Госоптехиздат, 1963.
Сухарев Г. М. Основы нефтепромысловой гидрогеологии. М., Госоптехиздат, 1956.
Сухарев Г. М. Гидрогеология и воды нефтяных и газовых месторождений. М., Госоптехиздат, 1959.
Яковлев В. П. Оператор по исследованию нефтяных скважин. М., Госоптехиздат, 1959.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	3
Часть I. Основы общей гидрогеологии	
<i>Глава 1.</i> Вода в природе	5
§ 1. Круговорот воды в природе	5
§ 2. Осадки, испарение и сток	6
§ 3. Виды подземных вод	7
§ 4. Условия залегания подземных вод	8
§ 5. Грунтовые воды	11
§ 6. Напорные воды	12
§ 7. Давление и температура в недрах	17
§ 8. Краткая история изучения подземных вод	20
<i>Глава 2.</i> Горные породы как коллекторы подземных вод, нефти и газа	21
§ 9. Общие сведения о породах-коллекторах	21
§ 10. Гранулометрический состав	22
§ 11. Пористость	26
§ 12. Проницаемость	28
<i>Глава 3.</i> Силы и явления, проявляющиеся в породах-коллекторах	29
§ 13. Силы, действующие на воду и нефть в породах	29
§ 14. Капиллярные явления	31
§ 15. Типичное размещение нефти, воды и газа в нефтяном пласте	33
<i>Глава 4.</i> Физические свойства и химический состав подземных вод	35
§ 16. Общие сведения	35
§ 17. Газовый состав	37
§ 18. Плотность и объемный вес	37
§ 19. Сжимаемость и пластовый объемный коэффициент	40
§ 20. Оценка плотности подземных вод при больших давлениях и температуре	41
§ 21. Электропроводность	43
§ 22. Вязкость	44
§ 23. Химический анализ	45
§ 24. Способы представления результатов химического анализа вод	46
§ 25. Графическое изображение состава вод	49
§ 26. Классификация вод по химическому составу	50
<i>Глава 5.</i> Происхождение подземных вод и их промышленное значение	53
§ 27. Происхождение подземных вод	53
§ 28. Формирование химического состава	54
§ 29. Вертикальная зональность	55
§ 30. Подземные воды как полезные ископаемые	56

Часть II. Динамика подземных вод

	Стр.
<i>Глава 6.</i> Основы подземной гидравлики	58
§ 31. Основные понятия о фильтрации	58
§ 32. Линейный закон фильтрации	59
§ 33. Коэффициент фильтрации и коэффициент проницаемости	61
§ 34. Верхний предел применимости линейного закона фильтрации. Нелинейные законы фильтрации	63
§ 35. Нижний предел применимости линейного закона фильтрации	65
§ 36. Понятие о фильтрационных потоках	66
<i>Глава 7.</i> Изучение естественного движения вод и рассолов в артезианских бассейнах	68
§ 37. Применение схемы линейного потока к естественному движению подземных вод	70
§ 38. Изучение подземных потоков вод	71
§ 39. Приведенные давления и напоры. Установление направления, скорости и расхода подземных потоков	76
<i>Глава 8.</i> Движение жидкостей к скважинам и колодцам	76
§ 40. Плоско-радиальное установившееся движение по линейному закону фильтрации	79
§ 41. Понятие о коэффициенте продуктивности	80
§ 42. Влияние радиуса скважины и радиуса контура питания на дебит скважины	80
§ 43. Зависимость скорости фильтрации, пластового давления и градиента давления от расстояния до центра скважины	81
§ 44. Взаимодействие скважин	82
§ 45. Приток жидкости к несовершенной скважине	84
§ 46. Неустановившееся движение жидкостей. Проявление упругих свойств жидкости и породы	85
§ 47. Основы теории фильтрации жидкости в неоднородных пластах	89
§ 48. Определение фильтрационных параметров пластов гидродинамическими методами	92
Часть III. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений	
<i>Глава 9.</i> Условия залегания вод в недрах нефтегазовых месторождений и исследование скважин, давших при опробовании воду	99
§ 49. Промысловая классификация вод нефтяных месторождений	99
§ 50. Цели, задачи и виды исследований водяных скважин	101
§ 51. Основные приборы для исследовательских работ в глубоких скважинах	102
§ 52. Методика исследования скважин в процессе опробования	109
§ 53. Методика исследования пьезометрических и длительно простаивающих скважин	114
<i>Глава 10.</i> Использование гидрогеологических данных при поисках нефти и газа	117
§ 54. Общая характеристика гидрогеологических показателей	117
§ 55. Показатели нефтеносности и газоносности	118
Давление насыщения газов, растворенных в подземных водах	120
Колебание уровней воды в скважинах под влиянием колебаний атмосферного давления	121
Состав газов, растворенных в подземных водах	122
Органические вещества, растворенные в подземных водах	124
Ионно-солевой состав и минерализация подземных вод	126
§ 56. Показатели условий, благоприятных для образования и сохранения залежей нефти и газа	127

§ 57. Гидрогеологические показатели структур, благоприятных для накопления залежей нефти и газа	128
§ 58. Комплексное использование гидрогеологических данных при оценке перспектив нефтегазоносности и их экономическая эффективность	131
Глава 11. Применение гидрогеологических данных при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений	137
§ 59. Систематизация гидрогеологических материалов при разбуривании и разработке месторождений	137
§ 60. Определение начального пластового давления нефтяных и газовых залежей	139
§ 61. Определение смещения залежей нефти, газа и подгазовых нефтяных оторочек	142
§ 62. Расчет отметок контактов газ — вода и нефть — вода	144
§ 63. Гидрогеологические условия проявления различных режимов разработки нефтегазоносных пластов	145
§ 64. Проектирование разработки месторождений нефти и газа	148
§ 65. Проведение и интерпретация промыслово-геофизических работ	149
§ 66. Бурение скважин, контроль за разработкой нефтегазовых месторождений и промыслово-технические работы	150
Глава 12. Гидрогеологические условия основных нефтегазоносных артезианских бассейнов СССР	151
§ 67. Бассейны равнинного типа	151
Волго-Уральский бассейн	151
Западно-Сибирский бассейн	155
Днепровско-Донецкий бассейн	159
§ 68. Бассейны предгорно-равнинного типа	160
Азово-Кубанский (Западно-Предкавказский) бассейн	160
Восточно-Предкавказский бассейн	165
Терско-Дагестанские бассейны	168
Южно-Мангышлакский бассейн	170
§ 69. Бассейны межгорного типа	172
Западно-Туркменский бассейн	172
Азербайджанский бассейн	174
§ 70. Сравнительная характеристика гидрогеологических условий и закономерностей распределения нефтегазоносности артезианских бассейнов различного типа	176
Рекомендуемая литература	181

ГАТТЕНБЕРГЕР ЮРИЙ ПЕТРОВИЧ

Гидрогеология и гидродинамика подземных вод

Научный редактор *Е. А. Барс*

Редактор издательства *В. А. Крыжановский*

Переплет художника *Н. И. Шевцова*

Технические редакторы: *Л. Н. Шиманова, А. Е. Матвеева*

Корректор *В. И. Ионкина*

Сдано в набор 5/X 1970 г. Подписано в печать 22/I 1971 г. Т-00579. Формат 60×90¹/₁₆. Печ. л. 11,5. Уч.-изд. л. 11,74. Бумага № 2. Индекс 1-1-2-2. Заказ 588/2584-2. Тираж 5300 экз. Цена 54 коп.

Издательство «Недра». Москва, К-12, Третьяковский проезд, д. 1/19.
Ленинградская типография № 8 Главполиграфпрома Комитета по печати
при Совете Министров СССР. Ленинград, Прачечный пер., д. 6.